



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Cavidades salinas para
almacenamiento de
hidrocarburos líquidos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Alberto Ángel Martínez Rodríguez

DIRECTORA DE TESIS

M.I. María Elena Cuautli 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.

Dedicatoria

A mis padres **Inés Rodríguez Benites** y **Alberto Martínez Ayala**

Esta tesis es un reflejo de todo el amor, apoyo y sacrificio que han dedicado a lo largo de mi vida. Sin su constante aliento y guía, este logro no sería posible. Su ejemplo de perseverancia y dedicación me ha inspirado a alcanzar mis metas. Gracias por ser mis pilares, por creer en mí y por ser mi fuente inagotable de inspiración.

A mis hermanas **Mónica Estela**, **María Lidia** y **Felipa**

Quienes han sido mi fuente de apoyo inquebrantable a lo largo de mi vida. Sus palabras de ánimo, paciencia y amor han sido un faro en este viaje académico. Gracias por estar a mi lado en los momentos de desafío y celebración, por inspirarme con su fortaleza y cariño incondicional.

A mi cuñado **Luis Manuel Buendía Sánchez**

Tus consejos sabios, palabras alentadoras y presencia constante han sido un faro en los momentos de desafío. Gracias por creer en mí y por estar a mi lado durante este viaje. Tu influencia ha dejado una huella imborrable en mi formación y en mi vida en general.

A **Ximena Herrera Hernández**

Por ser una bonita compañía en mi vida, a lo largo de mi evolución personal y académica. Tu presencia ha sido una fuente constante de ayuda, motivación y aprendizaje. 22

Agradecimientos

M.I. María Elena Cuautli Hernández

ING. Fernando Cano Martínez

DRA. Ana Paulina Gómora Figueroa

DR. Jaime de Jesús Paredes Camacho

DRA. Iza Canales García

M.ED. Antonia del Carmen Pérez León



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN
CIENCIAS DE LA TIERRA
OFICIO FING/DICT/0595/2023

SR. ALBERTO ÁNGEL MARTÍNEZ RODRÍGUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento que la opción de titulación: **Por TESIS**, así como el tema y contenido propuestos por la **Mtra. María Elena Cuautli Hernández** en calidad de **Directora de Tesis** aprobados por el comité de titulación de la carrera de **Ingeniería Petrolera** y se muestran a continuación

CAVIDADES SALINAS PARA ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.

I	INTRODUCCIÓN
II	CONCEPTOS GENERALES
III	GEOLOGÍA DE ZONAS SALINAS POTENCIALES EN MÉXICO
IV	DESARROLLO DE CAVIDADES DE ALMACENAMIENTO
V	CAVIDADES DE ALMACENAMIENTO EN EL SURESTE MEXICANO
VI	CONCLUSIONES
	RECOMENDACIONES
	GLOSARIO DE TÉRMINOS Y ABREVIATURAS
	BIBLIOGRAFÍA

Por otra parte, le comunico que le ha sido asignado el siguiente jurado que tendrá como función básica, avalar su trabajo escrito y autorizar la réplica oral requerida para la obtención del título profesional, de acuerdo al Reglamento de Opciones de Titulación vigente

PRESIDENTE:	<i>DRA. ANA PAULINA GÓMORA FIGUEROA</i>
VOCAL:	<i>MTRA. MARÍA ELENA CUAUTLI HERNÁNDEZ</i>
SECRETARIO:	<i>MTRA. ANTONIA DEL CARMEN PÉREZ DE LEÓN</i>
1ER. SUPLENTE:	<i>DR. JAIME DE JESÚS PAREDES CAMACHO</i>
2DO. SUPLENTE:	<i>DRA. IZA CANALES GARCÍA</i>

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de Administración Escolar, en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar del trabajo escrito, el título de este.

Asimismo, le recuerdo que para optar por el título profesional, es necesario haber acreditado el 100% de los créditos establecidos en el plan de estudios, haber realizado el Servicio Social de acuerdo con la Legislación Universitaria y haber aprobado el examen de comprensión de lectura de un idioma extranjero, en términos de lo dispuesto por el Consejo Técnico.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, Cd. Mx., 18 de septiembre de 2023

La Presidenta del Comité de Titulación de Ingeniería Petrolera

DRA. ANA PAULINA GÓMORA FIGUEROA

Contenido

Resumen	i
Abstract	ii
Capítulo 1	1
Introducción.....	1
1.1. Objetivo	2
1.2. Política económica del almacenamiento de hidrocarburos	2
1.3. Reforma energética.....	4
1.4. Normatividad del confinamiento de hidrocarburos en domos salinos	7
1.4.1. Norma Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT-2003, Confinamiento de Residuos en Cavidades Construidas por Disolución en Domos Salinos Geológicamente Estables (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., 2003)	
Capítulo 2.....	16
Conceptos generales	16
2.1. Objetivo	16
2.2. Definición de los hidrocarburos	16
2.3. Almacenamiento de hidrocarburos.....	16
2.3.1. Yacimientos de hidrocarburos agotados o económicamente inviables .	17
2.3.2. Acuíferos confinados	17
2.3.3. Tanques de almacenamiento superficiales.....	17
2.3.4. Cavidades salinas.....	18
2.4. Cuencas salinas.....	19
2.5. Domos salinos.....	20
2.5.1. Usos y aplicaciones de los domos salinos	22
Capítulo 3.....	24
Desarrollo de cavidades de almacenamiento.....	24
3.1. Objetivo	24
3.2. Cavidades salinas	24
3.3. Identificación de sitios potenciales	26
3.4. Registros geofísicos – Interpretación	28
3.5. Proceso de construcción de cavidades salinas	32
3.6. Técnicas de lixiviación.....	36

3.6.1. Lixiviación directa.....	37
3.6.2. Lixiviación indirecta.....	37
3.6.3. Lixiviación horizontal.....	38
3.7. Consideraciones para el diseño de cavidades de almacenamiento.....	39
3.8. Fluidos de perforación.....	40
3.9. Forma y dimensiones de las cavidades de almacenamiento.....	42
3.9.1. Líquidos.....	42
3.9.2. Gases.....	43
3.9.3. Dimensiones.....	43
Capítulo 4.....	45
Geología de zonas salinas potenciales en México.....	45
4.1. Objetivo.....	45
4.2. Identificación de estructuras salinas.....	45
4.3. Descripción del sureste de México.....	50
4.4. Salinas del Istmo.....	50
4.5. Generalidades sobre el origen de la sal y los domos salinos del sureste.....	56
4.6. Origen de la sal.....	57
4.7. Morfología de los depósitos salinos del sureste de México.....	57
4.8. Edad de los domos.....	58
4.9. Exploración y localización de estructuras salinas.....	60
Capítulo 5.....	61
Cavidades de almacenamiento en el sureste mexicano.....	61
5.1. Objetivo.....	61
5.2. Antecedentes de construcción de las cavidades.....	61
5.2.1. Generalidades de las cavernas existentes.....	64
5.3. Estado mecánico.....	87
5.4. Configuración tipo de las cavidades.....	94
5.5. Tipo de hidrocarburo de almacenamiento.....	95
5.6. Problemática actual de las cavidades.....	96
5.7. Alternativas de solución a la problemática actual.....	101
5.7.1. Inyección de trazadores.....	102
5.7.2. Inyección de materiales consolidantes.....	105

Conclusiones.....	111
Recomendaciones.....	112
Glosario de términos y abreviaturas.....	115
Referencias	121

Los datos presentados en esta investigación de tesis del campo de estudio aplicado al almacenamiento geológico de hidrocarburos son ficticios y se han elaborado con el propósito exclusivo de ilustrar y desarrollar el proyecto de investigación en cuestión. Cualquier coincidencia es casualidad. Algunos datos adicionales que enmarcan el contexto del área de aplicación han sido tomados de literatura especializada la cual ha sido debidamente referenciada dentro del documento.

Resumen

La presente investigación se centra en el análisis de la viabilidad y rentabilidad de la construcción de cavidades salinas en la región Sureste de México, abordando los aspectos geológicos, el diseño y el proceso de construcción de estas estructuras.

El objetivo principal de la construcción de este tipo de almacenamiento utilizando domos salinos ubicados en el subsuelo, es establecer un sistema de almacenamiento estratégico de hidrocarburos en grandes volúmenes, permitiendo su posterior utilización en las refinerías ubicadas a lo largo de la zona costera del este del país.

El propósito fundamental de las cavidades salinas es almacenar hidrocarburos que ya fueron extraídos de los yacimientos y preservarlos, tal es el caso del centro de almacenamiento estratégico Tuzandépetl el cual se aborda como zona de estudio.

Ya sea en términos de inversión económica para preservar la seguridad energética de la nación, este análisis considerará la normatividad correspondiente, desde las etapas iniciales de exploración y construcción de las cavidades, y proporcionará recomendaciones para su mantenimiento y reparación mediante la implementación de sustancias químicas y productos.

El estudio también identificará factores críticos a tener en cuenta para asegurar el éxito y la eficiencia de estas cavidades salinas, además de brindar recomendaciones necesarias para prevenir futuras problemáticas que puedan surgir durante su operación y funcionamiento.

Abstract

This research focuses on the feasibility and profitability analysis of salt caverns in the southeastern region of Mexico, addressing the geological aspects, as well as the design and construction process of these structures.

The main objective of the construction of this type of storage units using salt domes located in the subsoil, is to establish a strategic large volume storage system for hydrocarbons, allowing their subsequent use in the refineries located along the coastal area of the eastern part of the country.

The fundamental purpose of the salt cavities is to store hydrocarbons that have already been extracted from the reservoirs and preserve them, such is the case of the Tuzandépetl strategic storage center, which is herein addressed as a study area.

Whether in terms of economic investment or preserving the nation's energy security, this analysis will consider the regulations from the initial stages of exploration and construction of the cavities, and will provide recommendations for their maintenance and repair by implementing chemicals and products.

The study will also identify critical factors to be taken into account to ensure the success and efficiency of these salt caverns, as well as provide necessary recommendations to prevent future problems that may arise during their operation and functioning.

Capítulo 1

Introducción

Esta tesis se centra en la necesidad de maximizar el valor de las reservas mexicanas de petróleo a través de dos enfoques interrelacionados y complementarios. En primer lugar, se aborda la relevancia de invertir en la exploración y el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. Aunque el mundo ha experimentado avances significativos en la diversificación de fuentes de energía, el petróleo sigue siendo una fuente crucial para la producción de productos esenciales.

La exploración continua y la identificación de nuevas oportunidades de extracción no solo garantizan la disponibilidad a largo plazo de esta materia prima, sino que también ofrecen la posibilidad de descubrir y aprovechar yacimientos con características diferenciadas y de mayor calidad, lo que puede traducirse en derivados petroquímicos de mayor valor agregado.

En segundo lugar, se destaca la importancia de considerar el almacenamiento estratégico del petróleo como una herramienta esencial para gestionar los desequilibrios en la oferta y la demanda. En un contexto de fluctuaciones de precios y tensiones geopolíticas, el almacenamiento adecuado de petróleo brinda la flexibilidad necesaria para asegurar el suministro constante de derivados, incluso durante situaciones de crisis.

Esta investigación propone que el equilibrio entre el almacenamiento estratégico y la exploración de nuevos descubrimientos potenciales puede fortalecer la resiliencia económica y energética de los países, mientras impulsan la innovación en el ámbito de la petroquímica. La gestión inteligente de las reservas de petróleo no solo contribuye a la estabilidad de los mercados energéticos, sino que también permite la diversificación y el desarrollo sostenible de industrias que dependen de los derivados petroquímicos. En un mundo en constante evolución, esta tesis subraya la necesidad de considerar estratégicamente tanto las reservas existentes como las futuras, en aras de un futuro energético y económico más sólido y sostenible.

1.1. Objetivo

El objetivo de este capítulo es dar a conocer la situación económica de México en el área de hidrocarburos para proponer alternativas de aprovechamiento estratégico de los recursos energéticos en inversión de derivados petroquímicos nacionales que sean exportados posteriormente, impulsando el bienestar y el desarrollo industrial del país.

1.2. Política económica del almacenamiento de hidrocarburos

En México, la demanda de mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos está creciendo rápidamente debido a la expansión de la red de ventas de combustible, el aumento del comercio de petróleo y gas en puertos estratégicos del Golfo de México, y los esfuerzos del poder ejecutivo para impulsar la refinación. Esta necesidad de almacenamiento se incrementa debido a la cantidad de reservas disponibles en el país, ya que la explotación de los recursos prospectivos requiere una inversión cada vez mayor debido a la complejidad de las operaciones de perforación y extracción como lo muestra el histórico de producción y de inversión de Petróleos Mexicanos (PEMEX), con periodos exitosos entre 1997-2008 y presentando un comportamiento inverso en años posteriores, como se observa en la figura 1.2.1.

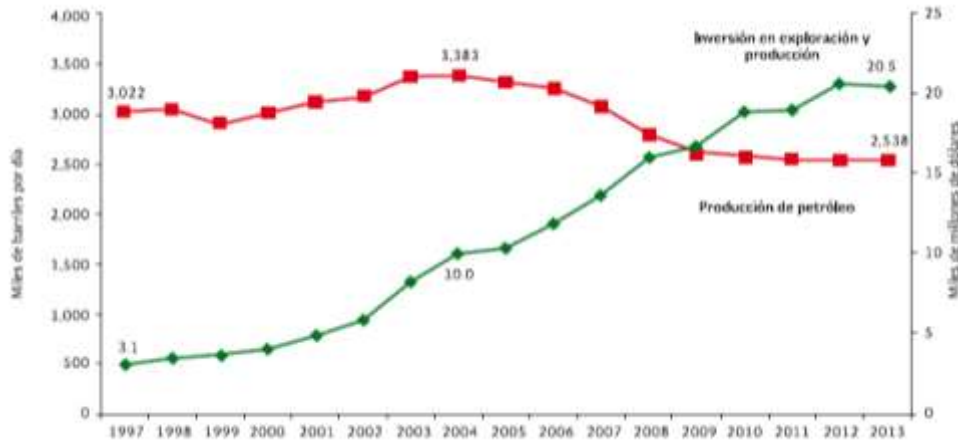
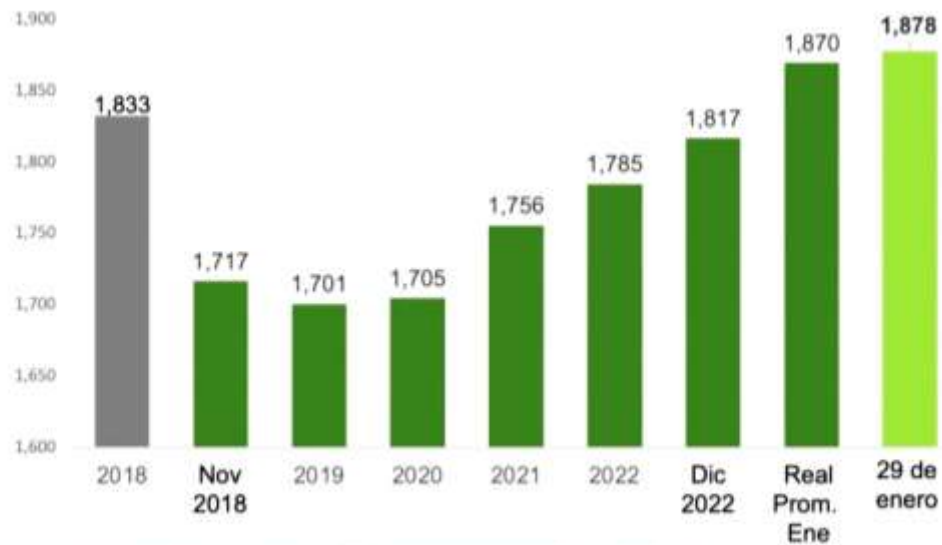


Figura 1.2.1. Histórico de inversión y producción de PEMEX en el periodo 1997-2013. Imagen obtenida de (Gobierno de la República).

Recientemente, ha sido evidente el incremento de los niveles de extracción de petróleo por parte de PEMEX, tal como se ilustra en la figura 1.2.2 y la figura 1.2.3. Aunque dichos niveles aún se sitúan por debajo de los máximos históricos previamente alcanzados, se está trabajando activamente en fomentar una nueva estrategia para asegurar la preservación de los recursos de hidrocarburos con el propósito de garantizar su disponibilidad inmediata. Además, se está emprendiendo un proceso de inversión en tecnología avanzada, exploración de áreas potencialmente rentables y el desarrollo de productos petroquímicos derivados.



Incluye producción de socios comerciales que para enero de 2023 asciende aproximadamente 22 mil barriles diarios

Figura 1.2.2. Cuarto año consecutivo de crecimiento de la producción de hidrocarburos en PEMEX en miles de barriles diarios. Imagen modificada de (Mariano E. , 2023).

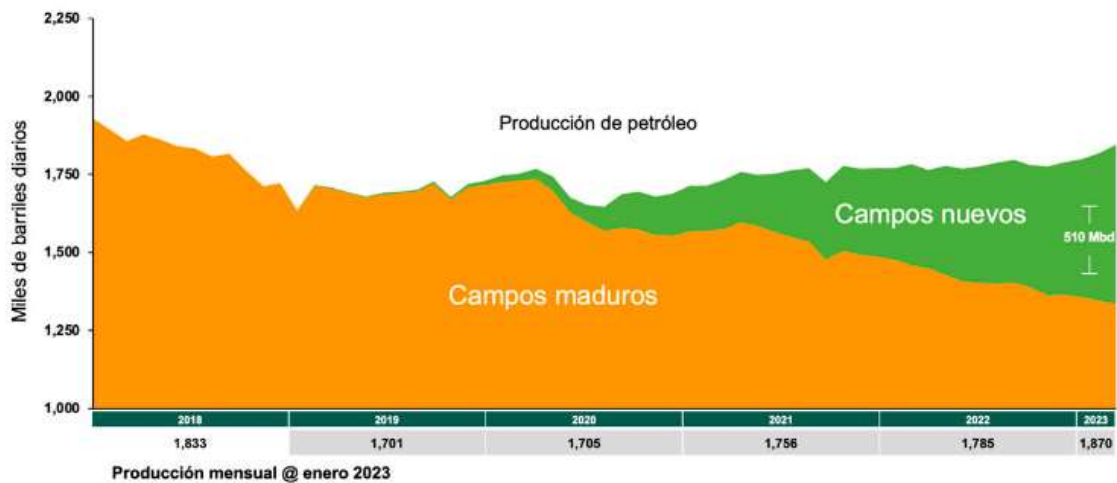


Figura 1.2.3. Aportación de los nuevos desarrollos para revertir la tendencia declinante de campos maduros. Imagen obtenida de (Mariano E. , 2023).

1.3. Reforma energética

Respecto al almacenamiento de hidrocarburos, la implementación de la política de almacenamiento mínimo de productos petrolíferos en México se ve como una medida crucial para fortalecer la seguridad energética y fomentar la inversión en infraestructura. Esta política se ha convertido en una de las estrategias clave de la actual administración en el ámbito de la política económica, ya que no solo implica la transición de un modelo estatal monopolístico a uno de libre mercado, sino también busca atraer grandes inversiones privadas al sector energético. La Reforma Energética se ha convertido en un pilar fundamental para promover estas inversiones y sentar las bases de un sistema más dinámico y competitivo en el sector.

Para ello, es necesario contar con un proceso de liberalización de las principales actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos y petrolíferos, además de implementar políticas públicas que coadyuven a que dichas inversiones estén enfocadas en áreas y regiones del país, que históricamente no han sido desarrolladas de forma sustancial, como es el caso de entidades como Guerrero, Oaxaca y Chiapas.

En este contexto, la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos que la Secretaría de Energía (SENER) ha elaborado, tiene como principales objetivos:

- Generar certidumbre en el suministro de productos refinados ligeros (gasolina, diésel y turbosina).
- Contribuir a la generación de nuevas inversiones en infraestructura de almacenamiento de petrolíferos.
- Reforzar la seguridad energética y el abasto de combustibles en el país, en un mercado donde los agentes económicos privados tengan una participación preponderante a mediano plazo.

Es importante destacar que la implementación de esta Política Pública enfrenta desafíos económicos significativos, ya que se requiere priorizar el logro del éxito, la rentabilidad y un horizonte de prosperidad a largo plazo. Estos objetivos se convierten en el eslabón crucial que conecta la seguridad energética con la necesidad de incorporar nuevos competidores en el mercado de los productos petrolíferos en México.

El Gobierno de México ha anunciado en su sitio web que la implementación de la política pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos resultará la creación de reservas estratégicas de gasolina, diésel y turbosina en el país, las cuales estarán disponibles para fortalecer el suministro de combustibles a la población durante situaciones de emergencia. Además, se llevará a cabo la construcción de infraestructura para el almacenamiento de productos petrolíferos, reforzando la seguridad energética a nivel nacional.

PEMEX tiene previsto implementar el almacenamiento del petróleo crudo en cavernas de sal en Veracruz. Según la lista de proyectos presentados en la gaceta de la ASEA, la subsidiaria PEMEX Logística presentó este proyecto el 17 de diciembre de 2020, el cual consistirá en la adaptación de dos cavidades en el municipio de Ixhuatlán, Veracruz. Cada caverna tendrá capacidad para almacenar *1.5 millones de barriles (MMb)* cada una, en una superficie de *2 hectáreas (Ha)*. Dado que la capacidad de almacenamiento de la empresa petrolera es limitada, PEMEX ya estaba considerando la opción de utilizar cavernas para almacenar el crudo.

PEMEX ya cuenta con 12 cavidades en Tuzandépetl las cuales se crearon en los años 80's y se han puesto en uso a partir del proyecto que comenzó en el 2012, cuando la empresa Cydsa inició el desarrollo de una nueva zona de cavidades para la extracción de salmuera en Veracruz.

A finales de noviembre de 2017, la compañía inició exitosamente el suministro de servicios de almacenamiento de Gas LP a PEMEX. La Reforma energética implementada en el sexenio pasado fomentó otros desarrollos de este tipo en el país, tomando en consideración la necesidad de incrementar los inventarios de diferentes tipos de hidrocarburos (Bnamericas, 2021).

En la nota periodística de (Páramo, 2023) publicada en el periódico Excélsior, se da a conocer la idea de la necesidad de fortalecer la seguridad energética nacional para alcanzar, a mediano plazo, la autosuficiencia en la producción de gasolinas y diésel y poder ofrecer precios más favorables de estos combustibles a los consumidores. Actualmente, nuestro país depende en gran medida de las importaciones para cubrir casi el 80% de la demanda de combustibles. Con el fin de reducir dicha dependencia, se tiene un plan para incrementar la producción de gasolinas dentro del territorio nacional. Este plan contempla la modernización de las seis refinerías existentes en el país mostradas en la figura 1.3.1. El objetivo es aumentar la elaboración de productos refinados de mayor valor agregado en el país, así como mejorar la balanza comercial y fomentar el desarrollo económico y social en el sureste mexicano donde se ubican las cuencas petroleras del país como lo muestra la figura 1.3.2 (Gobierno del Estado de México, 2018).

Además, el Gobierno de México está impulsando la construcción de la nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco, que tendrá una capacidad de producción de 340 mil barriles por día. Esta iniciativa tiene como finalidad satisfacer la demanda interna de manera más autónoma, reducir las importaciones y promover la generación de empleos y el crecimiento económico en la región sureste de México (Gobierno del Estado de México, 2018).



Figura 1.3.1. Refinerías mexicanas. Imagen obtenida de (Villanueva, 2022).



Figura 1.3.2. Cuencas petroleras en México. Imagen obtenida de (CNH, 2014).

Debido a lo anterior, los estados ubicados al sureste del país con cercanía al Golfo de México, los convierten en un lugar atractivo para la construcción de centros de almacenamiento de hidrocarburos en sal, ya que en estas zonas se cuenta con la existencia de domos salinos con una pureza de sal adecuada y extensiones aceptables para almacenar volúmenes grandes en comparación con los almacenados en superficie, la existencia de refinerías a lo largo de toda la cordillera frontal del país y que a la vez , el 80% de los hidrocarburos de México provienen de aguas someras en el Golfo de México.

A través de la implementación de proyectos de inversión estratégicos, México puede superar su estado de crecimiento en vías de desarrollo y avanzar hacia una mayor industrialización y exportación de productos manufacturados, lo que lo acercaría al nivel de naciones más avanzadas económicamente en el mundo.

1.4. Normatividad del confinamiento de hidrocarburos en domos salinos

La gestión adecuada de los residuos es un imperativo ambiental y de seguridad en cualquier sociedad moderna. En el contexto de México, un país rico en recursos naturales y con una diversidad geológica única, la disposición de residuos presenta desafíos particulares. En este sentido, las cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables representan una opción de confinamiento de residuos que ha ganado importancia en los últimos años.

Estas cavidades, fruto de la evolución geológica, ofrecen condiciones excepcionales en términos de seguridad y protección ambiental. Sin embargo, es importante destacar que, antes de la implementación de la Norma Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT.2003 que regula esta práctica, la construcción de cavidades salinas en el país se llevaba a cabo sin una normativa establecida.

Esta falta de regulación resultó en diversas problemáticas y malas prácticas que afectaron tanto el entorno como la gestión de residuos. La creación de esta normativa es un paso crucial en la dirección de establecer lineamientos claros para el confinamiento de residuos en estas cavidades, representando así un hito significativo en el camino hacia una gestión sostenible de residuos en México.

1.4.1. Norma Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT-2003, Confinamiento de Residuos en Cavidades Construidas por Disolución en Domos Salinos Geológicamente Estables (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., 2003)

Objetivo: Establecer las especificaciones técnicas para la protección al medio ambiente durante la selección del sitio, la construcción, operación y cierre de confinamientos de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables y en cavidades preexistentes en domos salinos.

Campo de aplicación: Esta Norma Oficial Mexicana es de observancia obligatoria en todo el territorio nacional para todas las personas físicas o morales que diseñen, construyan y operen confinamientos de residuos peligrosos en domos salinos geológicamente estables y en cavidades preexistentes en domos salinos.

Referencias:

- NOM-001-SEMARNAT-1996, Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas o bienes nacionales
- NOM-052-SEMARNAT-1993, Que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente
- NOM-054-SEMARNAT-1993, Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993
- NOM-056-SEMARNAT-1993, Que establece los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos
- NOM-058-SEMARNAT-1993, Que establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos

1.4.1.1. Características del sitio para la construcción de confinamientos en domos salinos geológicamente estables

La elección adecuada del sitio para la construcción de confinamientos en domos salinos geológicamente estables es un elemento esencial en la gestión segura de residuos. Estas ubicaciones ofrecen características únicas que permiten una disposición segura y a largo plazo de residuos peligrosos. En este contexto, se describen estas características clave acorde a la NOM-145-SEMARNAT-2003 que hacen que un sitio sea idóneo para esta finalidad, abordando aspectos como la geología, hidrogeología y otros factores relevantes.

Características geológicas y geofísicas

- No debe haber presencia de fallas geológicas activas a menos de 1,000 metros radiales del sitio.
- De acuerdo a las propiedades litológicas de los estratos localizados sobre el cuerpo del domo, éstos no deben permitir la migración de fluidos provenientes de la operación del confinamiento, a los acuíferos. Se deben conservar los registros geofísicos que se tomen del pozo, la interpretación cualitativa y cuantitativa, precisando los espesores de las formaciones y las relaciones de contacto de los estratos, durante; la construcción del pozo, la operación y por 20 años posteriores al cierre del confinamiento.
- El espesor del domo salino donde se ubicará la cavidad debe ser de 1,000 metros (*m*) como mínimo en sus tres dimensiones, de acuerdo con estudios geofísicos de detalle.
- La presencia en el domo salino de otros elementos y compuestos químicos diferentes a la sal halita, también llamada sal de cloruro de sodio (NaCl), solubles e insolubles, no debe ser mayor al 10%, ni registrar horizontes de más de 5 *m*.

- Para garantizar la adecuada selección del sitio se debe llevar a cabo el muestreo continuo del pozo exploratorio, así como también muestreos puntuales en las zonas superior, de contacto y la masa salina, de los demás pozos que se vayan a construir.

Especificaciones hidrológicas

- El sitio deberá ubicarse fuera de zonas con avenidas extraordinarias con un periodo de retorno de 100 años, el cual deberá ser delimitado con un ajuste estadístico.
- El sitio debe estar alejado en desnivel *20 m* hacia arriba del cauce de corrientes, de acuerdo a las condiciones hidrológicas que presente el terreno; también el área seleccionada deberá tener una relación de precipitación-escorrentía menor a *10 metros cúbicos (m³)* como promedio anual.

La NOM-145-SEMARNAT-2003 establece que, de no cumplirse los dos puntos anteriores, se deben realizar las obras civiles de drenaje necesarias para cumplir esta condición.

Especificaciones climáticas

- Los vientos dominantes no deben tener trayectoria hacia las poblaciones cercanas

1.4.1.2. Especificaciones para la construcción de la cavidad

- No se deberán construir cavidades para confinamientos en domos salinos cuando éstos sean subyacentes a la superficie de áreas naturales protegidas.
- El espesor de la sal entre la cima del domo y el techo de la cavidad, debe ser mínimo de *300 m*.
- Las nuevas cavidades deben tener una configuración cerrada y cumplir con el protocolo de pruebas de integridad mecánica para garantizar su estabilidad
- El espesor de sal entre cavidades debe ser como mínimo de *200 m*
- La tubería de revestimiento debe ir cementada desde la superficie del suelo hasta el techo de la cavidad.
- Las cavidades deberán ser estabilizadas geotécnicamente con salmuera (vía húmeda) o con un gas inerte (vía seca).

Aprovechamiento de cavidades salinas preexistentes para la construcción de confinamientos

Para que las cavidades salinas preexistentes puedan aprovecharse para la construcción de confinamientos se debe cumplir con lo establecido en los 2 apartados anteriores de la NOM-145-SEMARNAT-2003.

Manejo de la salmuera

En la construcción de una cavidad, la salmuera generada durante la lixiviación que no sea reutilizada, puede descargarse en cuerpos receptores que sean aguas nacionales. Si se descarga a cuerpos receptores que sean aguas nacionales debe cumplir con lo siguiente:

Para descargar salmuera de lixiviación a cuerpos receptores de agua dulce, que sean aguas nacionales, el límite máximo permisible de sólidos disueltos totales presentes en la salmuera es de 500 mg/L diarios.

- Para descargar salmuera de lixiviación al mar, el límite máximo permisible de sólidos disueltos totales presentes en la salmuera es de 32,000 mg/L, y su descarga debe ser conforme a la legislación vigente en materia de vertimientos y descargas al mar
- Cuando no se cumpla con el parámetro establecido en el punto anterior, la salmuera de lixiviación se puede descargar al mar a través de difusores que permitan su difusión y dispersión inmediata

La salmuera de operación sólo podrá almacenarse temporalmente en presas o inyectarse a pozos que cumplan con la normatividad vigente o a cavidades construidas en domos salinos geológicamente estables. Para ello se debe cumplir con lo siguiente:

- Si se almacena temporalmente, las presas de almacenamiento temporal deben construirse sobre una capa de material impermeable, con un espesor, grado de compactación y humedad del material, para obtener un coeficiente de permeabilidad de 1×10^{-7} cm/s, o bien, sobre un material sintético de rango equivalente, que garanticen, en cualquiera de los casos, la impermeabilidad por un periodo de años igual o mayor a la vida útil de la obra, sin que se tengan riesgos de infiltración a los acuíferos.
- El transporte de la salmuera debe hacerse por ductos o contenedores cisterna.
- El remanente de salmuera de operación al concluir la vida útil del confinamiento debe manejarse como residuo peligroso conforme a la legislación vigente.

Construcción de las instalaciones en superficie

La (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., 2003) establece en la NOM-145-SEMARNAT-2003 las siguientes condiciones a cumplir para realizar la construcción de las instalaciones en superficie.

- Las construcciones en la superficie se deben realizar conforme a lo establecido en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en Materia de Residuos Peligrosos, y en la Norma Oficial Mexicana vigente, que establezca los requisitos para el diseño y construcción de las obras complementarias de un confinamiento controlado de residuos peligrosos.

- No se deben construir las instalaciones superficiales del confinamiento en áreas naturales protegidas.

Evaluación de las instalaciones para la puesta en operación

La (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., 2003) regula la evaluación de las instalaciones en la NOM-145-SEMARNAT-2003 de la siguiente forma:

- Al concluir la construcción del confinamiento o bien la conversión en confinamiento de la cavidad preexistente, y antes de iniciar la operación, se deben efectuar pruebas que confirmen la integridad mecánica, la estabilidad y el volumen final de la cavidad mediante la medición en 3 dimensiones con estudios geofísicos.
- Se debe garantizar la hermeticidad de las tuberías de revestimiento cementadas mediante pruebas de presión.

Operación de las instalaciones en superficie

- La operación de las instalaciones en superficie debe atenerse a las disposiciones aplicables establecidas en la Norma Oficial Mexicana vigente, que establece los requisitos para la operación de un confinamiento controlado de residuos peligrosos; con excepción de las especificaciones relativas al confinamiento, del monitoreo del confinamiento, y del cierre del confinamiento, que se establecen en la NOM-145-SEMARNAT-2003.

Especificaciones generales para el confinamiento

Los residuos pueden confinarse vía húmeda o vía seca, de acuerdo con sus características, es decir, sólo se pueden confinar en cavidades estabilizadas con salmuera (vía húmeda) los residuos contaminados con hidrocarburos que sean compatibles entre sí. Para esto se debe cumplir lo siguiente:

- Los residuos contaminados con hidrocarburos que sean compatibles entre sí deberán ser acondicionados antes de ser confinados en la cavidad.
- Los residuos contaminados con hidrocarburos que sean compatibles entre sí no deberán mezclarse con otros residuos peligrosos dentro de la cavidad.
- La compatibilidad de los residuos se debe determinar conforme a los procedimientos establecidos en la NOM-054-SEMARNAT-1993.

O bien, se deben confinar en cavidades estabilizadas con gas inerte (vía seca) los residuos no contaminados con hidrocarburos compatibles entre sí, cumpliendo con lo siguiente:

- Los residuos que se confinen en cavidades estabilizadas con gas inerte (vía seca) deberán ser tratados antes de ser confinados, de acuerdo a lo establecido en la legislación vigente.

- Los residuos ya tratados que se dispongan en cavidades estabilizadas con gas inerte (vía seca) no deben tener un pH menor a 4 ni mayor a 10, ni una humedad mayor al 5% y deben soportar una presión mayor a 50 psi.
- Durante la operación de confinamiento en cavidades estabilizadas con gas inerte se debe instalar un sistema de captación de emisiones en el cabezal del pozo.

Monitoreo de la operación del confinamiento

El monitoreo de presiones y flujo de inyección a la cavidad debe llevarse a cabo por medio de un equipo electrónico, con un registro continuo que proporcione la información sobre los siguientes aspectos:

- Visualización del avance del llenado de la cavidad
- Visualización y análisis del volumen útil de la cavidad
- Monitoreo de presiones y estado mecánico del pozo
- Monitoreo de gases en las válvulas del pozo
- Monitoreo de los flujos de inyección

Se deben realizar los siguientes monitoreos en acuíferos y suelos:

- Se debe monitorear la calidad del agua en los acuíferos colindantes al sitio de confinamiento antes de la construcción del mismo y realizar un monitoreo mensual durante el tiempo de operación conforme a las especificaciones establecidas en la NOM-055-SEMARNAT-1993.
- El monitoreo de la calidad del agua debe comprobar el cumplimiento de los parámetros establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996, la concentración de hidrocarburos de acuerdo a los métodos analíticos establecidos en el anexo 1 de dicha norma y la determinación de sólidos y sales disueltas de acuerdo con los métodos analíticos establecidos en la presente Norma. Asimismo, la construcción de los pozos de monitoreo debe atenerse a lo establecido en la NOM-004-CNA-1996.
- En el caso de presentarse derrames, debe restaurarse el suelo conforme a lo establecido en la normatividad vigente.
- En el caso de que las características físicoquímicas del agua en los acuíferos sean diferentes a las preexistentes o registren cambios que indiquen la presencia de elementos contaminantes provenientes de la operación del confinamiento, se deben suspender de inmediato y totalmente las operaciones, y a dar aviso a la Comisión Nacional del Agua (CNA).

Cierre y desmantelamiento de las instalaciones en superficie

- Se debe cerrar y sellar el pozo con un tapón de cemento inyectado que abarque desde el techo de la cavidad hasta la superficie, de acuerdo a lo establecido en la NOM-004-CNA-1996 sobre taponamiento de pozos.
- Se deben remover y retirar todas las instalaciones en superficie. Las planchas de concreto antes de ser removidas, así como todos los equipos, utensilios, e instrumentos que hayan estado en contacto con los residuos.

Los residuos generados durante la limpieza se dispondrán conforme a la legislación vigente en materia de residuos peligrosos.

- Se debe realizar una caracterización del suelo y de los acuíferos subyacentes a las áreas de operación en las que se ubicaron las instalaciones al cierre del confinamiento. Si se detectan condiciones diferentes a las originales se debe proceder a la restauración conforme a la normatividad vigente.

Evaluación de la conformidad

La evaluación de la conformidad de la presente NOM-145-SEMARNAT-2003 se realizará de conformidad a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento, además de lo siguiente:

- El procedimiento de verificación se llevará a cabo por las Unidades de Verificación (UV's) y laboratorios acreditados y aprobados y en ausencia de éstos la visita de verificación se realizará por parte de las autoridades competentes. En caso de que existan UV's acreditadas y aprobadas para la presente Norma, la verificación se realizará exclusivamente a través de las mismas.
- Las convocatorias para la aprobación de las UV's serán publicadas por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en el Diario Oficial de la Federación.
- La verificación se realizará a petición de parte y los gastos que se originen serán a cargo de la persona a quien se efectúe ésta.
- El responsable del cumplimiento de la norma deberá acudir a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y/o a la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) y/o las Delegaciones Federales de éstas, o a las autoridades locales competentes para conocer los listados de las UV's acreditadas y aprobadas, en caso de existir, y los documentos y requisitos necesarios para su solicitud.
- El responsable del cumplimiento de la norma deberá entregar en la UV elegida o, en ausencia de UV's acreditadas y aprobadas, en las oficinas de la autoridad competente, el formato de solicitud de verificación de cumplimiento debidamente llenado.
- La UV o la autoridad competente, según corresponda, fijará fecha para la visita de verificación dentro de los cinco días hábiles siguientes, notificándolo al interesado por escrito.
- La verificación deberá realizarse por proyecto, tomando en cuenta la o las etapas que se estén desarrollando al momento de la misma.

Durante la visita de verificación, la UV o la autoridad competente comprobarán que se mantiene el cumplimiento de las disposiciones de la presente Norma:

Sobre la construcción del confinamiento, por medio de:

- a) La revisión de los estudios geofísicos realizados previamente a la construcción que precisen los espesores de las formaciones y las relaciones

de contacto de los estratos que prueben que no existan fallas geológicas activas a menos de 1,000 metros radiales del sitio y que el espesor del domo salino donde se ubicará la cavidad sea de 1,000 metros como mínimo en sus tres dimensiones.

- b) La revisión de los núcleos de perforación tomados durante la construcción del pozo
- c) La revisión de los resultados de los muestreos puntuales en las zonas superior, y de contacto con la masa salina que prueben que no existe presencia en el domo salino de otros elementos y compuestos químicos diferentes a la sal halita, solubles e insolubles, en una proporción mayor al 10%, ni que registren horizontes de más de 5 metros
- d) La revisión de los registros que confirmen la integridad mecánica, la estabilidad y el volumen final de la cavidad mediante la medición en 3 dimensiones
- e) La revisión de pruebas de presión que confirman la hermeticidad de las tuberías de inyección

Sobre la operación del confinamiento, por medio de:

- a) La revisión de la bitácora de recepción foliada para registrar las entradas y salidas de los residuos, así como de los vehículos para su transporte
- b) La revisión del libro de registro de pesaje y talonario foliados para hacer constar el peso de los residuos a depositar
- c) La revisión del libro de registro de laboratorio en el que se anoten los resultados del muestreo y el análisis de la verificación de los residuos a depositar
- d) La revisión del plan general que represente e identifique la asignación de áreas y los procesos en las instalaciones en superficie
- e) La revisión del libro de registro de monitoreo foliado que permita visualizar el avance del llenado de la cavidad; el volumen útil de la cavidad; las presiones y el estado mecánico del pozo; los gases en las válvulas del pozo; los fluidos de inyección

Después del cierre del confinamiento:

- a) La revisión de los estudios que prueben que no hubo afectación al suelo, ni a los acuíferos, y que en caso de que la hubiese habido, éstos se restauraron

1.4.1.3. Concordancia con normas internacionales

La NOM-145-SEMARNAT-2003 no coincide con ninguna norma a nivel internacional porque no existe alguna que integre las disposiciones técnicas ambientales que se establecen en la presente.

El almacenamiento geológico garantiza grandes volúmenes de almacenamiento y representa una ventaja, en comparación con el almacenamiento en superficie, puesto que son formaciones que cuentan con grandes capas de sedimentos de cientos de metros de espesor y que de acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental (APA, 1990), realizar operaciones de almacenamiento y confinamiento subterráneo en estructuras salinas genera mayores índices de seguridad acorde a las reglas de seguridad con el mínimo factor de riesgos ambientales (Moyano Tirado , 2018).

El almacenamiento geológico puede llevarse a cabo en distintas formaciones geológicas, como; las arcillas, la sal y las rocas duras magmáticas, metamórficas o volcánicas, tales como granito, gneis, basalto o toba, las cuales se han estudiado con más detalle. La profundidad a la que debe emplazarse el material a almacenar depende en gran medida del tipo de formación escogida y la capacidad de aislamiento de las formaciones por encima de aquella para retenerlo.

Capítulo 2

Conceptos generales

2.1. Objetivo

El objetivo de este capítulo es dar a conocer las características de las principales tecnologías de almacenamiento geológico que existen actualmente, así como los conceptos geológicos generales necesarios para llevar a cabo el almacenamiento de hidrocarburos en domos salinos mediante la construcción de cavidades salinas.

2.2. Definición de los hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos químicos fundamentales en la industria energética y petroquímica, constituidos exclusivamente por átomos de carbono e hidrógeno. Estas moléculas, que pueden variar en tamaño y estructura, forman la base de las fuentes de energía más importantes en la actualidad. Hay distintas formas de clasificar a los hidrocarburos por lo que, en relación al tema en cuestión, se pueden clasificar en alcanos, aromáticos, resinas y asfáltenos.

La utilización de los hidrocarburos es diversa y abarca desde la generación de energía mediante la combustión en motores y plantas eléctricas, hasta la obtención de innumerables productos petroquímicos, como plásticos, polímeros, cauchos y productos farmacéuticos, entre otros. La cadena de valor de los hidrocarburos incluye la extracción, el almacenamiento, y su transformación en derivados valiosos y la venta de los mismos, lo que resulta relevante en términos de la economía global y la sostenibilidad industrial que se obtiene los hidrocarburos.

2.3. Almacenamiento de hidrocarburos

El almacenamiento subterráneo implica la inyección de petróleo crudo, gas natural o productos derivados en formaciones geológicas de agua o roca porosa, utilizada históricamente para regular la producción y el suministro de hidrocarburos, así como para estabilizar los precios en el mercado energético. A nivel mundial (PETROQUIMEX, s.f.) hace mención que existen cuatro tecnologías principales para el almacenamiento de hidrocarburos:

- Yacimientos de hidrocarburos agotados o económicamente inviables
- Acuíferos con una profundidad mayor a 500 metros
- Tanques superficiales de almacenamiento
- Cavidades salinas

Ofrecen enfoques variados para el almacenamiento de hidrocarburos, teniendo en cuenta diferentes factores geológicos, económicos y operativos. Cada una de ellas contribuye a la diversidad de estrategias empleadas en la gestión de los recursos

energéticos, optimizando la capacidad de almacenamiento y la seguridad de los hidrocarburos almacenados.

2.3.1. Yacimientos de hidrocarburos agotados o económicamente inviables

Son yacimientos de hidrocarburos ya explotados comercialmente. Este tipo de almacenamiento geológico depende en gran medida del número de pozos tanto de inyección como de extracción, de la capacidad de producción de los mismos y del volumen de almacenamiento. La geología y los parámetros del yacimiento, tales como, porosidad, permeabilidad, mecánica de fluidos entre los espacios porosos y estanqueidad del yacimiento, son conocidos, por lo tanto, se cuenta con su historia de producción del yacimiento. Con esta información, es fácil calcular la capacidad volumétrica de la estructura para almacenar el hidrocarburo (Herrera, 2014).

2.3.2. Acuíferos confinados

El almacenamiento de hidrocarburos en acuíferos con una profundidad mayor a 500 metros, cuenta con algunas similitudes y consideraciones en relación al almacenamiento en yacimientos agotados o económicamente inviables; sin embargo, existen diferencias considerables, por ejemplo; el desconocimiento de las propiedades geológicas en los inicios de la perforación y la consideración de que el yacimiento puede estar parcial o totalmente lleno de agua. Los acuíferos seleccionados deben tener características geológicas adecuadas, como alta porosidad y permeabilidad, que permitan una inyección y extracción eficientes de los fluidos. Durante el proceso de almacenamiento, el petróleo crudo o el gas se inyectan en la formación subterránea a través de pozos especialmente diseñados. A medida que se extraen los hidrocarburos, puede inyectarse agua o gases para mantener la presión en el acuífero y facilitar la recuperación de los hidrocarburos almacenados (Naime, 2020).

(Naime, 2020) comenta que este enfoque presenta ventajas y desafíos únicos. Entre las ventajas se encuentran; la capacidad de almacenar grandes volúmenes de hidrocarburos y la reducción de la dependencia de las condiciones climáticas. Sin embargo, los desafíos incluyen la selección adecuada de los acuíferos para evitar fugas y la contaminación del agua subterránea, el monitoreo constante de la integridad del almacenamiento y la consideración de los impactos ambientales y de seguridad.

2.3.3. Tanques de almacenamiento superficiales

Los tanques de almacenamiento son recipientes de grandes dimensiones utilizados con mayor frecuencia como medio de almacenamiento para importaciones de combustible, contando con una construcción superficial de espacio limitado como se muestra en la figura 2.3.1. Sin embargo, los tanques superficiales no son la forma

más eficiente y económica de almacenamiento pues requieren grandes cantidades de inversión para la construcción por el alto costo del acero y mantenimiento constante (pintura, implementación de materiales anticorrosivos, etcétera).

El costo de la construcción únicamente de los tanques, está sujeto a diferentes factores, pero según el catálogo general de precios unitarios para la construcción de sistemas de agua potable y alcantarillado (CONAGUA, 2023), los precios unitarios son los siguientes:

- Tanque atmosférico vertical de acero al carbón: \$6,000.00 MXN por metro cúbico
- Tanque confinado: \$5,000.00 MXN por metro cúbico



Figura 2.3.1. Terminal de almacenamiento de hidrocarburos. Imagen obtenida de (Heymo Ingeniería, s.f.).

2.3.4. Cavidades salinas

La (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., 2003) las define como espacios u oquedades geológicas realizadas artificialmente en el interior de domos salinos por procesos de disolución de la sal mediante la inyección de agua a presión denominado lixiviación con dependencia en factores como la zona, calidad de la sal, profundidad, disponibilidad de agua, separación entre cavidades, capacidad de almacenamiento y producción del crudo. Es necesario realizar la perforación de un pozo exploratorio con la finalidad de evaluar si la zona salina cumple con las propiedades geológicas idóneas para llevar a cabo el proyecto, dicho pozo o los que se hayan perforado servirán para realizar los procesos de introducción de agua dulce y extracción de salmuera, así como el almacenamiento y extracción del hidrocarburo.

Según la (Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 2022) , se estima que el costo de construcción para un total de 5 cavidades es aproximadamente de 130 - 150 millones de dólares americanos con una capacidad promedio de almacenamiento de 1.5 millones de barriles (*mmb*) por cada cavidad, tomando en cuenta que estas estimaciones están sujetas a consideraciones tales como: el tamaño, la forma, logística, normatividad, entre otras. La tabla 2.3.1, muestra las

características principales de los diferentes tipos de almacenamiento de hidrocarburos utilizados en el mundo.

Tabla 2.3.1. Características principales de las tecnologías de almacenamiento

Tipo	Descripción	Operación principal	Ventajas	Desventajas	Tipo de operación
Almacenamiento superficial	Infraestructura en superficie	Almacenamiento de fluidos	Construcción a detalle según las necesidades y condiciones presentes.	Altos costos de inversión y baja capacidad de almacenamiento	Estacional. Reserva estratégica
Yacimientos agotados	Formación de depósito Roca porosa y permeable	Los fluidos nativos son desplazados y comprimidos por fluidos inyectados.	Reutilización de instalaciones. No exploración. Conocimiento de las propiedades geológicas.	Los caudales de inyección y de extracción están predeterminados. Influencia de los fluidos iniciales del yacimiento.	Estacional. Reserva estratégica
Acuíferos confinados	Formación de depósito Roca porosa y permeable	El agua es desplazada por los fluidos inyectados.	Interpretación de propiedades como un yacimiento de hidrocarburos.	Gastos en exploración. Deshidratación. Restricciones medioambientales	Estacional. Reserva estratégica
Cuenca salinas	Caverna creada por disolución de sal en domos salinos	El agua dulce disuelve la sal por procesos de lixiviación.	Alta flexibilidad y versatilidad	Se necesita una formación salina o idónea para crear la cavidad	Diaria o semanalmente

2.4. Cuencas salinas

Son áreas geográficas de grandes dimensiones donde se acumula sal debido a la evaporación del agua y se caracterizan por presentar diferentes estilos de deformación relacionados con eventos tectónicos compresivos y tectónica salina, cuyos efectos se imprimen en la secuencia sedimentaria como un tren estructural en dirección sur-sureste a norte-noroeste, desarrollado desde el Paleógeno hasta el Mioceno principalmente.

La figura 2.4.1 muestra una representación geológica de una cuenca salina, donde se refleja una fuerte influencia de intrusiones de masas salinas que originan el desarrollo de una serie de estructuras en forma de anticlinales amplios, nucleados por sal, bloques fallados con ángulos de buzamiento alto, así como bloques expulsados y canopies salinos extrusionados hasta niveles subsuperficiales susceptibles de afectar, en algunos casos, la topografía del fondo marino. (CNH, 2014).



Figura 2.4.1. Representación de Cuencas salinas en el sureste mexicano. Imagen obtenida de (CNH, 2014)

2.5. Domos salinos

Un domo salino se define como un cuerpo vertical de sal, de sección circular o de forma elíptica donde las capas de sal buzcan de manera divergente a la estructura. En la figura 2.5.1 se representa a estas estructuras geológicas intrusivas, formadas por masas de evaporitas (sales, anhidrita y yeso) procedentes de niveles estratigráficos muy plásticos (sobre todo sometidos a gran presión), ascienden por las capas sedimentarias de la corteza terrestre, atravesándolas y deformándolas, en un lento proceso medible en millones de años que se conoce como diapirismo. Tanto los domos como las cuencas no tienen eje ni superficie axial (CNH, 2014).

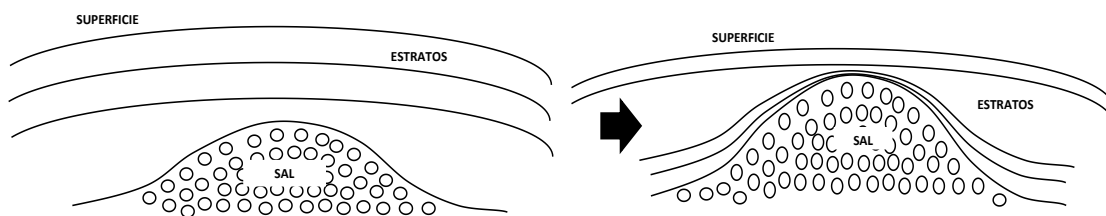


Figura 2.5.1. Deformación estratigráfica por buzamiento de sal hacia la superficie. Imagen propia.

La génesis de dichos domos es resultado de una combinación de diversos factores siendo la tectónica y alta plasticidad de los depósitos de sales, acentuada por la presencia de yeso, los dos más influyentes para la creación del fenómeno. (Glossary, 2023) define que estas estructuras se forman en zonas de fallas profundas, a lo largo de las cuales las masas salinas se elevan formando deformaciones en las capas sedimentarias tal como se muestra en la figura 2.5.2 atravesando las capas sedimentarias de diferentes eras geológicas a lo largo de miles de millones de años tal como se aprecia en la columna geológica de la figura 2.5.3. Es común que en estas zonas de intrusión salina se manifiestan procesos volcánicos, que transforman el diapiro en una masa aún más plástica y dotada de una capacidad perforante significativamente mayor.

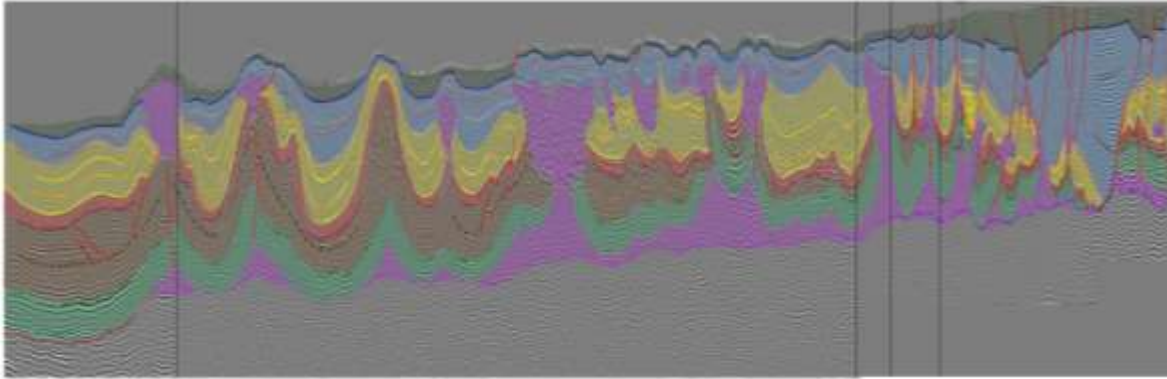


Figura 2.5.2. Tren de intrusiones salinas. Imagen obtenida de (CNH, 2014).

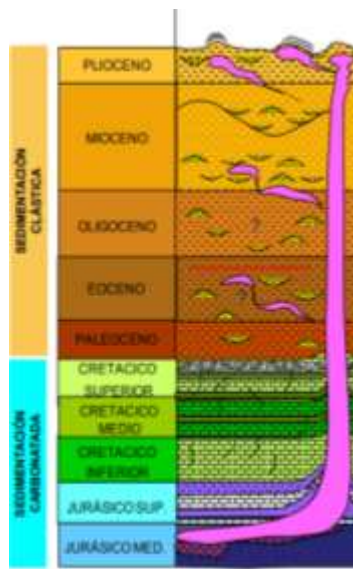


Figura 2.5.3. Intrusión de la sal en rocas a través de miles de años. Imagen modificada de (CNH, 2014).

En el núcleo del domo salino se encuentran las rocas antiguas y en el techo de la estructura se encuentran en muchos casos, rocas constituidas esencialmente por residuos de disolución de sales por las aguas de filtración y rocas que fueron elevadas de su posición original, cuyo conjunto se denomina roca sello.

La sal tiene algunas propiedades especiales:

- a) Tiene un peso específico menor a un mineral común
- b) Se deforman plásticamente
- c) Tienen una alta solubilidad en el agua
- d) Poseen impermeabilidad ante la presencia de hidrocarburos

En condiciones donde la presión logra ser muy alta, estas propiedades permiten que las capas de sal se muevan hacia la superficie debido a su densidad menor, llegando en algunos casos a sobresalir y apreciarse visualmente. Las rocas superiores sufren fuertes deformaciones tectónicas (tectónica salina), dando como resultado a la estructura llamada domo de sal o diapiro (CNH, 2014).

(Rojas Alcántara, 2010) explica que existen 4 principales factores que influyen en el movimiento de la sal y en el tipo de estructura o forma que finalmente se presenta:

- Viscosidad de la sal
- Composición y espesor de la capa original
- Resistencia a la fractura de las rocas que las cubren (bajo esfuerzo cortante)
- Contenido de agua en las capas de sal y en las rocas adyacentes (lubricación)

También (Rojas Alcántara, 2010) hace mención de la teoría del flujo plástico para relacionar los factores arriba mencionadas con la idea de los sedimentos y la sal se comportan como líquidos muy viscosos o como sustancias plásticas capaces de fluir. La sal, bajo condiciones estándar, tiene una densidad de 2.1 a 2.2 $\left(\frac{g}{cm^3}\right)$, y no aumenta significativamente cuando se incrementan las presiones por sobrepeso en estructuras sedimentarias geológicas a gran profundidad considerada en algunos casos como un valor constante.

2.5.1. Usos y aplicaciones de los domos salinos

Los depósitos de sal se dividen en dos tipos:

- Domos salinos: Se forman como consecuencia de la flotabilidad relativa de la sal cuando se encuentra sepultada por debajo de otros tipos de sedimentos
- Capas salinas: Formaciones estratificadas a menudo subyacen a las grandes cuencas, con capas de sal relativamente delgadas (<300 [m] de espesor)

(Escobar Ricaldy, 2019) Explica que el movimiento tectónico de las rocas puede resultar en la acumulación secundaria de sal en estructuras salinas. Esto aumenta la altura de los depósitos de sal y da lugar a la formación de diapiros de sal. Las zonas de sal de roca dentro de los domos salinos pueden estar estrechamente entrelazadas con capas horizontales sin sal complicando la planificación y el dimensionamiento de la caverna.

Los domos salinos desde la antigüedad han sido aprovechados como fuente de producción de sal con fines de distribución y venta para el consumo humano. Actualmente, han sido estructuras geológicas de gran interés para las industrias energéticas para la creación de cavidades salinas con el objetivo de almacenar recursos como hidrocarburos en su interior tanto líquidos como gaseosos, con el fin de poseer reservas y hacer uso de dichos fluidos en proyectos cercanos a la zona

de operación, denominando a estas planificaciones como puntos estratégicos operacionales (Escobar Ricaldy, 2019).

Las evaporitas (sal, yeso y anhidrita) son elastoviscopoplásticas, dicha propiedad les confiere características de materiales altamente impermeables a fluidos como los hidrocarburos por lo que se consideran un medio receptor ideal, evitando migraciones, siempre y cuando la calidad de la sal sea pura.

En 1946 en Kentucky, EEUU, se utilizó el primer acuífero salino para almacenamiento de gas natural y en 1961 entró en funcionamiento el primer domo de sal en Saint Claire Country, Michigan (EEUU). Las cavidades de sal ya se habían utilizado para almacenar gas licuado del petróleo (GLP). Hoy existen más de 44 cavidades de este tipo en todo el mundo, la mitad de ellos en los EEUU y los demás en Canadá, Dinamarca, Alemania, Francia, Reino Unido, Polonia, Armenia y México. (Herrera, 2014).

Capítulo 3

Desarrollo de cavidades de almacenamiento

3.1. Objetivo

El objetivo de este capítulo es analizar y evaluar los procesos y técnicas utilizadas en el desarrollo de cavidades en domos salinos para el almacenamiento de hidrocarburos con el fin de comprender y analizar la viabilidad, eficiencia y aplicación directa del medio de almacenamiento subterráneo según sean el área de desarrollo y las condiciones de aplicación geológica.

3.2. Cavidades salinas

Estructura geológica formada por la disolución y la remoción de rocas de sal subterráneas, dejando un espacio vacío en el subsuelo. Estas cavidades se desarrollan en depósitos de sal, que consisten principalmente en sales con niveles altos de pureza como la halita. Las cavidades salinas pueden presentar diversas formas y tamaños, desde pequeñas cavidades individuales hasta grandes cavernas subterráneas. Su formación puede deberse a diferentes procesos geológicos, como la disolución de la sal por el agua subterránea o la evaporación de antiguos mares o lagos salinos.

Estas cavidades tienen propiedades especiales que las hacen adecuadas para diversas aplicaciones, como el almacenamiento de gas natural, petróleo, productos químicos, residuos peligrosos o incluso el desarrollo de infraestructuras subterráneas, como almacenes, refugios o laboratorios (González Vega, González Fernandez, & García Arriaga, 1984).

La extracción de la sal en la formación de cavidades salinas puede realizarse mediante diferentes técnicas, como la disolución y el bombeo de agua en la roca de sal, la excavación mecánica o la combinación de ambos métodos. Sin embargo, es fundamental realizar un cuidadoso monitoreo y control de estas cavidades para garantizar la estabilidad de las estructuras y prevenir problemas como el colapso o la filtración de agua u otros materiales. (Solórzano Herrera, 2004) redacta que la construcción de cavernas de sal exige que la geología del yacimiento salino y sus alrededores cumpla con los siguientes requisitos:

- Propiedades geológicas adecuadas para llevar a cabo los trabajos de lixiviación de la sal
- Agua en grandes volúmenes y con cercanía al área de trabajo para realizar la lixiviación de la sal y formar la caverna
- Suficiente potencia en la maquinaria de operación
- Profundidad mínima de operación

Además de los requisitos previamente mencionados, (Solórzano Herrera, 2004) hace da a conocer que es necesario considerar otros factores relevantes para llevar a cabo el proceso de construcción de la cavidad. Entre estos factores se incluyen:

- **Presencia de una capa de sal adecuada:** Es fundamental contar con una capa de sal lo suficientemente gruesa y continua que permita la excavación de la caverna sin comprometer la estabilidad estructural. La calidad y pureza de la sal también deben ser consideradas para asegurar la integridad de la caverna. En contraste, la sal marina, obtenida mediante la evaporación del agua del mar en zonas costeras, es más fina y menos resistente que la sal de roca. Debido a su menor resistencia y pureza, la sal marina no es adecuada para el almacenamiento de hidrocarburos.
La determinación de la profundidad es un factor crucial en la identificación de áreas que presenten viabilidad para la construcción de cavidades. Según el estudio realizado por (Naime, 2020), se establece que es necesario que las cavidades sean construidas a una profundidad mínima de 800 metros para asegurar su adecuada resistencia, consistencia y presión, de manera que puedan cumplir con los requisitos de contención del hidrocarburo.
(Naime, 2020) hace énfasis en que es importante destacar que esta profundidad mínima se considera como un criterio esencial para garantizar la integridad de las cavidades y asegurar que sean capaces de soportar las demandas y exigencias relacionadas con el almacenamiento de hidrocarburos.
- **Estabilidad geomecánica:** La geología de la estructura salina y sus alrededores debe presentar una estabilidad adecuada para soportar la lixiviación y mantener la integridad de la cavidad a lo largo del tiempo. (Naime, 2020) explica que esto implica evaluar la resistencia de las rocas circundantes, la presencia de fallas o fracturas y la ausencia de procesos geológicos activos que puedan comprometer la estabilidad.
- **Impermeabilidad:** Es deseable que las rocas circundantes a la capa de sal sean impermeables o tengan una baja permeabilidad para evitar la infiltración de agua u otros fluidos hacia la caverna. (Naime, 2020) explica que esto es crucial para mantener la integridad de la sal y evitar problemas relacionados con la corrosión o la disolución de la misma.
- **Ausencia de recursos naturales conflictivos:** Se debe descartar la presencia de recursos naturales que puedan entrar en conflicto con el desarrollo de las cavernas de sal, como reservas de petróleo, gas o minerales de valor económico. De igual forma (Naime, 2020) explica que esto asegura que la construcción de las cavernas no interfiera con la explotación de otros recursos.
- **Accesibilidad y logística:** (Naime, 2020) expone que se deben considerar las condiciones de acceso al yacimiento salino, así como la infraestructura y servicios disponibles en el área. Esto incluye la disponibilidad de caminos,

servicios de energía, agua y la proximidad a centros de suministro y transporte, lo cual es crucial para la operación eficiente de las cavernas de sal.

En conclusión, la construcción de cavernas de sal requiere que la geología del yacimiento y sus alrededores cumplan con requisitos específicos, asegurando la presencia de una capa de sal adecuada, estabilidad geomecánica, impermeabilidad, ausencia de riesgos o afectaciones a recursos naturales y una ubicación logísticamente viable. En la figura 3.2.1 se muestran los requerimientos, que componen la realización de una cavidad, considerados como aspectos esenciales para garantizar la seguridad, eficiencia y éxito de las operaciones en las cavernas de sal.

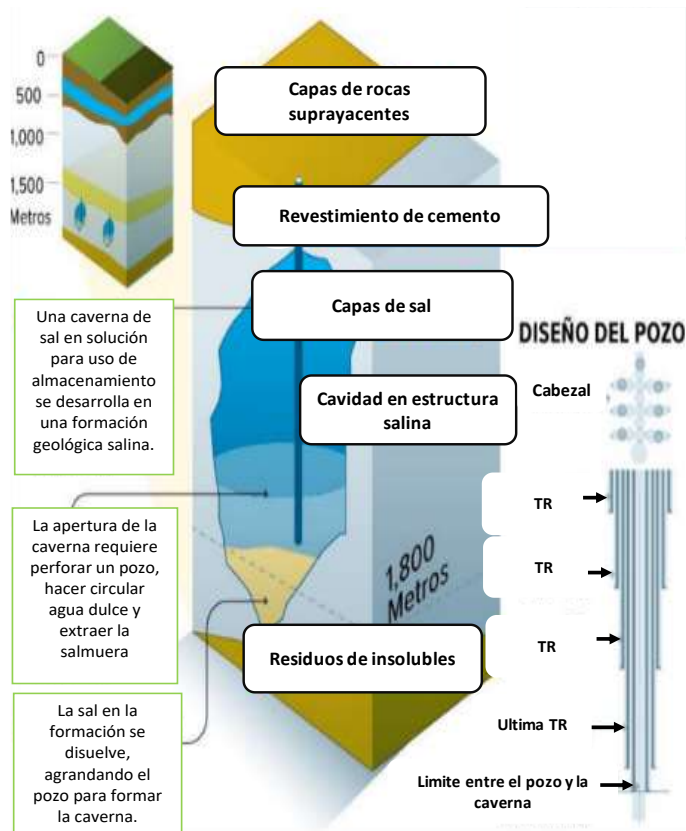


Figura 3.2.1. Ejemplo esquemático de los componentes en la realización de una cavidad. Imagen modificada de (González, 2021).

3.3. Identificación de sitios potenciales

Las cavidades salinas no pueden ser ubicadas de manera aleatoria, incluso si existe una abundante presencia de sal y las condiciones de presión y profundidad son adecuadas, esto se debe a la alta solubilidad de los distintos tipos de sal, como los depósitos de sal de potasio, los cuales pueden influir negativamente en los procesos

de disolución y generar numerosos canales entre la cavidad y las rocas adyacentes a la formación salina. Por tanto, el objetivo es localizar depósitos de sal de grandes dimensiones y alta pureza (Terrazas Romero, 1984).

En términos de pureza, la sal marina obtenida mediante la evaporación del agua de mar se considera la más pura y en grandes concentraciones, es un tipo de sal que podemos encontrar en acumulaciones en domos salinos. Conocida como sal marina natural, se caracteriza por su alta concentración de cloruro de sodio, así como por su contenido de oligoelementos y trazas de minerales traza. Cabe destacar que existen distintos grados de pureza dentro de la categoría de sal marina.

(Terrazas Romero, 1984) da a conocer que la sal marina sin refinar o no procesada, obtenida directamente mediante evaporación, sin someterse a procesos químicos adicionales de refinamiento, conserva su color natural, textura y los minerales presentes en el agua de mar. La tabla 3.3.1 muestra las clasificaciones de la sal en sus diferentes tipos, características y usos.

Tabla 3.3.1. Características de los tipos de sal. (Coordinación general de minería, 2016).

Tipo	Características		Destino/Usos principales
	Tamaño	Pureza [%]	
Gruesa	> ¾"	99.7	Industrial / Suavizadores de agua
Regular	¼" – ¾"	99.7	Industrial / Industrial química
Fina			
Mesa	< ¼"	99.9	Consumo humano
Cocina	< ¼"	95-98	Consumo humano
Deshielo	< ¼"	98	Deshielo de carreteras
En bloque	En bloque	90	Pecuario / alimento de ganado vacuno

En este sentido, la sal ideal para las cavernas es la halita, también conocida como sal gema o sal de mesa, la cual es de color blanco, cristalina con estructura cúbica y se encuentra naturalmente en depósitos subterráneos. La halita se forma por la evaporación de antiguos cuerpos de agua marina o lagos salados, dando lugar a la acumulación de cristales de sal. Su composición química es el *cloruro de sodio* ($NaCl$), en ocasiones contiene impurezas de otros minerales, lo cual resulta en la coloración de la halita.

La caracterización del sitio es el primer paso para el desarrollo de la caverna, lo cual se requiere para definir la profundidad (factor que afecta directamente al costo de perforación, incluyendo los diámetros y la tubería de producción a usar), el espesor, la estructura, pureza y propiedades mecánicas de la sal. Esta información es la más importante ya que es la que definirá los límites de presión de operación para mantener la integridad de la caverna. El diseño debe de tener en cuenta la información geológica y geográfica de la zona como las propiedades mecánicas y químicas de la sal (Terrazas Romero, 1984).

Las técnicas utilizadas para la exploración de posibles sitios han sido de gran utilidad en la investigación realizada por (Benavides García, 1956), enfocada en las estructuras salinas ubicadas en el sureste mexicano. A través de estas técnicas, en su estudio (Benavides García, 1956) concluyó que la sal presente en la zona del sureste del país, identificada mediante registros geofísicos o muestreo a profundidades que oscilan entre los 376 y 1500 metros, presenta niveles de pureza que varían entre el 93% y el 98.8%.

Específicamente, (Benavides García, 1956) concluye que se han identificado cinco niveles de sal entre los 400 y los 1000 metros por debajo del nivel del mar, los cuales contienen entre 96% y hasta el 98.8% de cloruro de sodio (NaCl). Estos resultados, proveen información valiosa sobre las características y la pureza de la sal presente en los depósitos del sureste mexicano, contribuyendo al conocimiento de los recursos naturales de la zona y su posible aprovechamiento en diferentes sectores económicos, lo cual resulta relevante desde el punto de vista de su potencial industrial y comercial.

3.4. Registros geofísicos – Interpretación

Con el objetivo de establecer la geometría de un diapiro, se emplean diversas etapas de exploración geofísica que permiten obtener información detallada utilizando métodos indirectos base en proyectos de almacenamiento geológico en sal. Estos métodos se centran en los siguientes aspectos clave:

Estudio gravimétrico: Se utiliza para evaluar las variaciones en la densidad del subsuelo, lo que proporciona indicios sobre la presencia de estructuras salinas. Mediante mediciones precisas de la gravedad en diferentes puntos de la zona de interés, es posible identificar anomalías gravimétricas que sugieren la existencia de diapiros (Mcintyre, 2019).

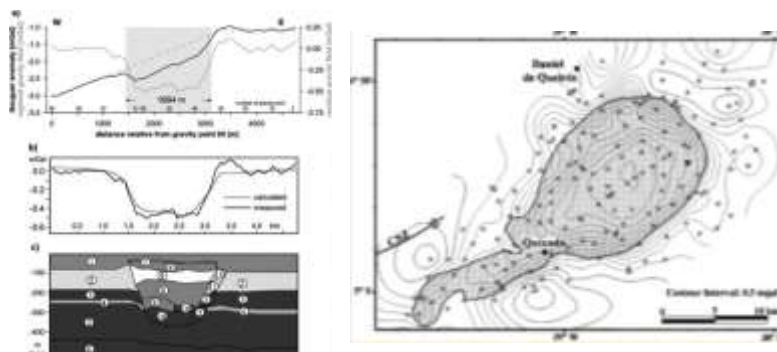


Figura 3.4.1 Ejemplo de levantamiento gravimétrico a la izquierda y mapa gravimétrico a la derecha. Imagen obtenida de (Mcintyre, 2019).

Sísmica de reflexión: Esta técnica se basa en la emisión de ondas sísmicas desde la superficie y el registro de sus reflexiones en subsuelo. Al analizar la información registrada, es posible obtener imágenes de las capas de roca y determinar la presencia y forma de los diapiros. (Pérez Arteaga, Pérez Arteaga, & Villaverde Pérez, 2020).

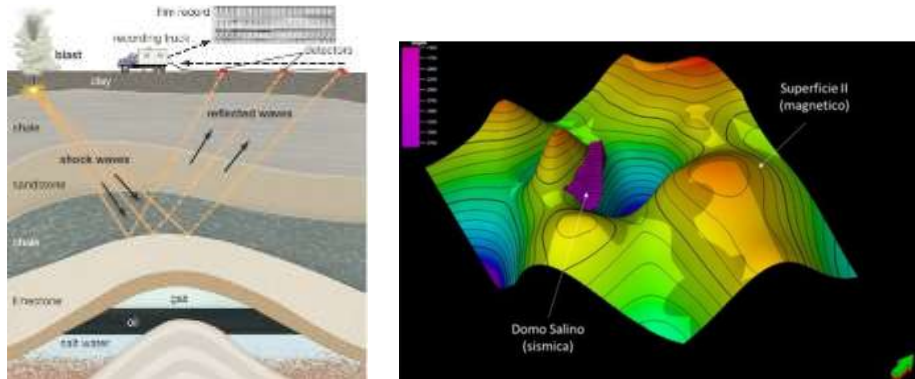


Figura 3.4.2. Ejemplo de un perfil sísmico de Reflexión izquierda. Imagen obtenida de (Rendón, 2013) y la vista 3D de un domo salino interpretado por sísmica y la superficie II de los datos magnéticos (flecha en verde: Norte geográfico) a la derecha. Imagen obtenida de (Pérez Arteaga, Pérez Arteaga, & Villaverde Pérez, 2020).

Magnetometría: Se utiliza para detectar anomalías magnéticas causadas por la presencia de sales y minerales magnéticos asociados con los diapiros. Mediante la medición de los campos magnéticos en la superficie, se pueden identificar patrones y anomalías que indican la ubicación y forma de los diapiros (Mcintyre, 2019).

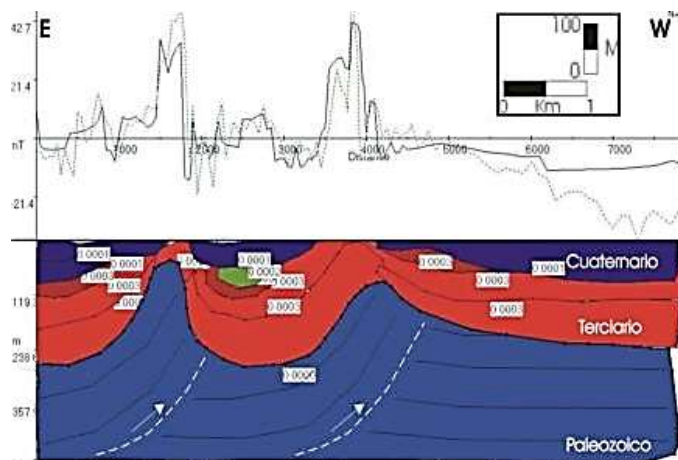


Figura 3.4.3. Ejemplo de modelo del subsuelo con magnetometría. Imagen obtenida de (Mcintyre, 2019).

Registro de resistividad: (Occega, 2018) Lo define como una técnica geofísica utilizada para medir la resistividad eléctrica de las formaciones geológicas que rodean un pozo de perforación. Se despliega un instrumento especializado, conocido como sonda de resistividad o herramienta de registro, a lo largo del pozo. Esta herramienta emite una corriente eléctrica hacia las paredes del pozo y mide la resistividad de las formaciones geológicas circundantes en función de la resistencia eléctrica encontrada. (Occega, 2018) de igual forma menciona que la sonda de resistividad puede tener diferentes configuraciones y métodos de medición. Algunas de las técnicas comunes incluyen:

- Registro de resistividad lateral: La sonda emite corriente eléctrica en una dirección específica y mide la resistividad en diferentes ángulos o distancias radiales desde el pozo. Esto permite obtener información sobre la variación lateral de la resistividad en las formaciones geológicas.
- Registro de resistividad inducida: Se utilizan corrientes eléctricas de frecuencia baja o alta para generar un campo electromagnético alrededor del pozo. Las formaciones geológicas responden a este campo electromagnético con diferentes niveles de resistividad, lo que se mide y registra.
- Registro de resistividad espontánea: Mide la resistividad natural de las formaciones geológicas sin la necesidad de emitir una corriente eléctrica desde la sonda. Este registro se basa en las diferencias de potencial eléctrico generadas por las interacciones electroquímicas naturales en las rocas.

Los datos obtenidos del registro se presentan en forma de gráficos o curvas que muestran la variación de la resistividad con la profundidad. Estas curvas como la mostrada en el ejemplo de la figura 3.4.4 proporcionan información valiosa sobre la naturaleza de las formaciones geológicas, como la presencia de rocas porosas (indicando posibles reservorios de hidrocarburos), la presencia de agua salada o dulce, y la presencia de capas de arcilla o lutitas (Occega, 2018).

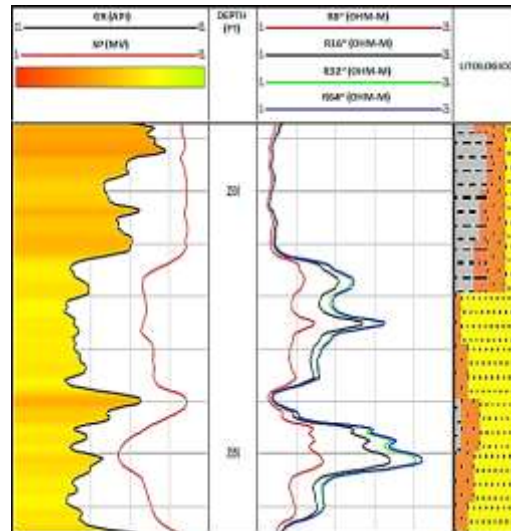


Figura 3.4.4. Ejemplo de un registro de resistividad. Imagen obtenida de (Quinche).

Existe gran variedad de registros geofísicos para la localización de estructuras salinas en el subsuelo. Dentro de los registros utilizados y con mayor relevancia en el proceso de la construcción de cavidades es el registro sísmico.

- **Registro sísmico:** (Moreno Vázquez, 2011) Lo define como un tipo de registro acústico que representa la duración del viaje de las ondas P en relación con la profundidad. Por lo general, los registros sísmicos se obtienen mediante la extracción de una herramienta operada con cable del pozo como se representa en la figura 3.4.5. Esta herramienta emite una onda acústica que se propaga desde una fuente hasta la formación y luego regresa al receptor. Utiliza una señal con una frecuencia audible para el oído humano. En el equipo sísmico, los impulsos se repiten de manera constante, y el sonido se presenta como áreas alternadas de compresión conocidas como ondas.

(Moreno Vázquez, 2011) menciona que la geometría y la capacidad puede conocerse utilizando medidores de volumen y registros acústicos de calibración. Los controles “sonar” o “sonar de calibración” de las formas de la caverna, deben de ser efectuados en forma periódica en función de las cantidades de sal disueltas. La cantidad de “sonares” necesaria para cada caverna no puede ser sistemáticamente definida.

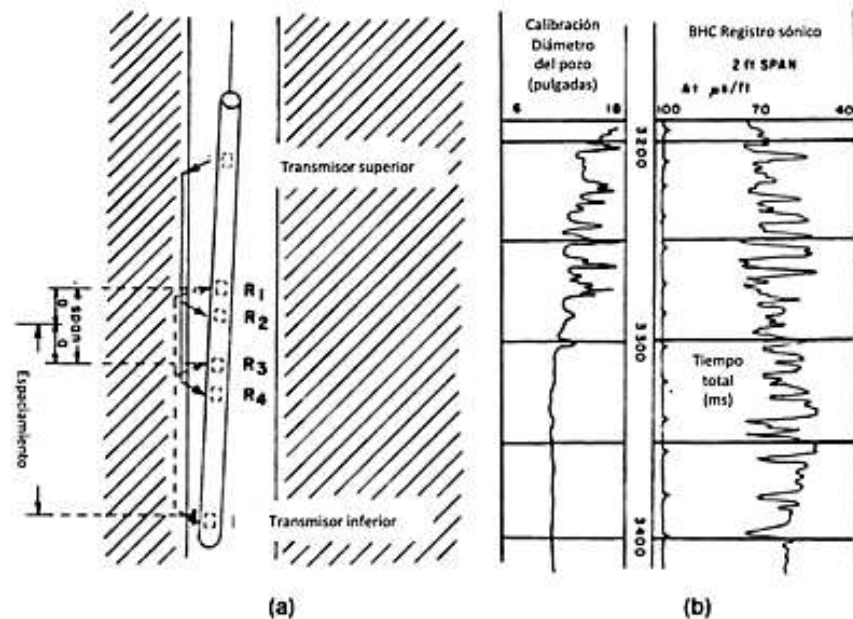


Figura 3.4.5. Ejemplo de Schlumberger de registro sónico. (a) Esquema de una sonda de registro sónico compensado. (b) Registro sónico. Imagen obtenida de (Schlumberger, 2020).

La tabla 3.4.1 muestra los registros geofísicos que más relevancia tienen en los procesos para la construcción de cavidades salinas.

Tabla 3.4.1. Registros geofísicos utilizados en el proceso de perforación y lixiviación de cavidades en México.

REGISTROS GEOFÍSICOS		
Nombre	Nomenclatura	Información Aportada
Neutrón Compensado	CNL	Litología
Densidad Compensado	FDC	Densidad
Espectroscopia de RG	NGT	Contenido Mineralógico
Litodensidad	LDT	Litología
Sónico	BHC	Porosidad

3.5. Proceso de construcción de cavidades salinas

Como se ha mencionado anteriormente, (Venegas Mora , 2010) menciona que antes de desarrollar la cavidad se necesita contar con los siguientes requisitos:

- Perforación de pozo exploratorio
- Conocer la forma y las características geométricas del domo (o de la masa de sal)
- El área que cubre la cima, y el perfil de sus costados
- La profundidad de la cima de la sal

- El espesor de la columna de sal, o si este fuese muy grande, establecer un espesor mínimo por comprobar
- Determinar, mediante muestreo y análisis, la composición química de la sal para conocer el grado de solubilidad
- Correr registros sísmicos en un pozo, para definir el perfil de sal
- El alcance lateral de los efectos de disolución, para definir el número de pozos necesarios para formar una caverna de determinadas dimensiones
- El comportamiento mecánico de la sal, en función de la profundidad a la que se hará la cavidad, para evitar el colapso, o desplomes del techo

Después de realizar estudios geológicos detallados para identificar áreas con formaciones de sal adecuadas para la creación de la cavidad, se perfora un pozo inicial (o se utilizan pozos exploratorios exitosos) que servirá como punto de acceso para la construcción y la operación de la cavidad.

Una vez alcanzada la formación de sal se realiza la cementación de la tubería conductora se introduce el arreglo de tuberías para inyectar agua dulce en el pozo hasta llegar a la formación. La sal se disuelve en el agua de forma telescópica para generar disoluciones graduales, generando una salmuera, la cual se extrae a través de la tubería o pozo de extracción (dependiendo de la técnica de lixiviación a emplear). Conforme se extrae la salmuera y la formación de sal se disuelve gradualmente, se crea un espacio vacío en el domo salino, lo que se conoce como cavidad (Valero, 2012).

Durante el proceso de disolución de la sal, se debe controlar cuidadosamente la geometría y el tamaño de la cavidad para garantizar su estabilidad y capacidad de almacenamiento. Esto se puede lograr controlando la tasa de inyección y extracción de la solución salina, así como el monitoreo continuo del proceso.

Para mejorar la estabilidad del techo de la cavidad, se inyecta diésel u otro aceite ligero como se muestra en la figura 3.5.1. El uso de diésel o aceite ligero en el techo de una cavidad salina se puede hacer con el fin de controlar la deformación y reducir la futura migración de hidrocarburos por el techo de la cavidad debido a que el diésel tiene propiedades de sellado. Esto se conoce como "encabezamiento" o "encabezado de techo".

La razón detrás de esta práctica es que el techo de una cavidad salina puede estar sujeto a presiones y fuerzas que podrían causar deformaciones o fisuras. Al inyectar diésel u otro aceite ligero en el techo, se crea una presión hidrostática adicional que ayuda a contrarrestar las fuerzas aplicadas al techo, proporcionando un refuerzo. El diésel o aceite ligero es preferido debido a su baja viscosidad, lo que permite una mejor distribución y penetración en las grietas y porosidades del techo de la cavidad. Esto ayuda a mejorar la capacidad del techo para soportar las presiones y cargas asociadas con el almacenamiento de hidrocarburos.

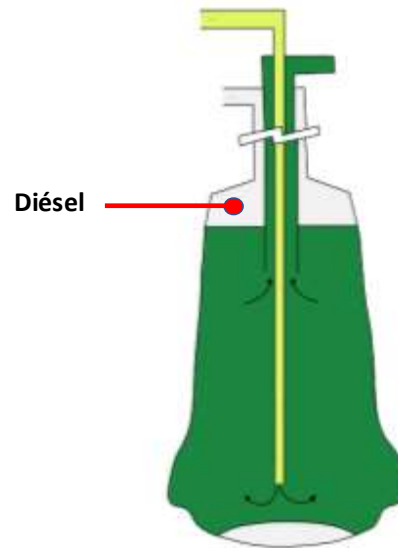


Figura 3.5.1. Implementación de diésel en el techo de la cavidad. Imagen propia.

La construcción de las cavidades se lleva a cabo por un proceso gradual de disolución y construcción como se muestra en la figura 3.5.2 que se resume básicamente dos etapas:

- **Etapla 1: Generación de la zona de captación:** Tiene por objetivo captar las impurezas insolubles que contiene la masa salina. La formación de este receptáculo se logra localizando el extremo inferior de la tubería de menor diámetro hasta la máxima profundidad de la caverna y el extremo inferior de la tubería colgada de mayor diámetro de una distancia del fondo igual a la altura de la zona de captación de insoluble.
- **Etapla 2: Desarrollo de la cavidad:** Una vez terminada la zona de captación de insolubles se inicia el desarrollo de la caverna, lo cual se lleva a cabo mediante una secuencia de operaciones, constituidas por la elevación paulatina, del aparejo de tuberías e inversión del proceso de circulación.

Una vez creada la cavidad, se realizan pruebas para evaluar su capacidad de almacenamiento, integridad y seguridad, además, de la implementación de sistemas de monitoreo continuo para supervisar la cavidad a lo largo del tiempo y detectar cualquier signo de deformación o fuga. Este seguimiento de la cavidad se realiza con la implementación de registros sonares, las cuales pueden realizarse cada dos etapas del programa de lixiviación contemplado según sea el caso, dando por resultado un modelo como el mostrado en la figura 3.5.3.

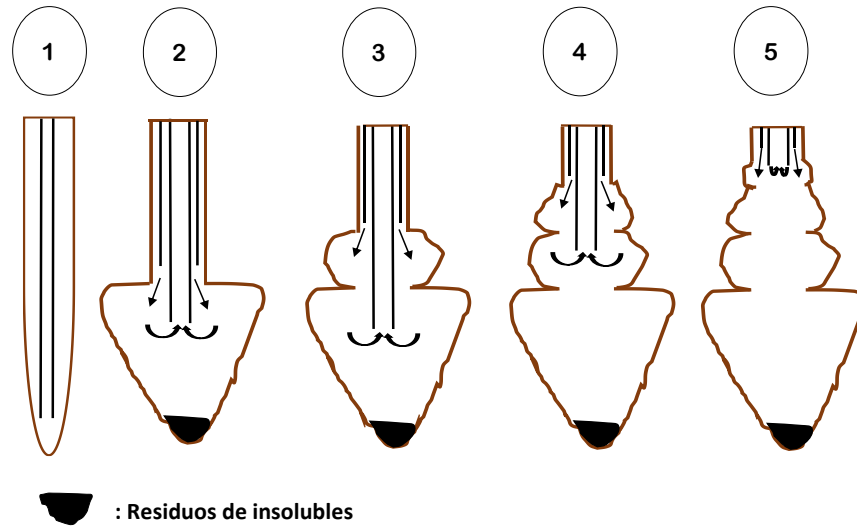


Figura 3.5.2. Proceso gradual en la disolución y construcción de una cavidad salina. Inicia con la perforación de un pozo exploratorio, que de ser exitoso servirá para realizar los procesos de lixiviación de forma gradual, extrayendo la tubería de inyección por cada etapa de disolución exitosa hasta formar el volumen deseado de la cavidad. Elaboración propia.

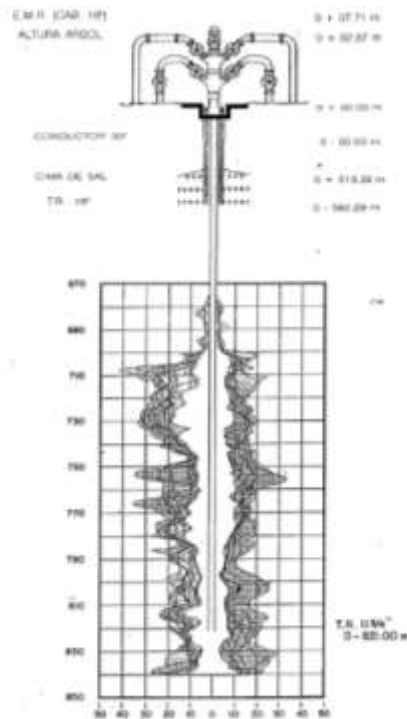


Figura 3.5.3. Ejemplo de resultado obtenido en el interior de una cavidad mediante un registro sonar. Imagen Obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Un método complementario que presenta (Herrera, 2014) para el análisis del volumen construido de la cavidad se basa en la sal extraída con relación al caudal de lixiviación y el número de etapas. Al término de la realización de la cavidad, se construye la infraestructura necesaria para el almacenamiento y distribución del hidrocarburo, como tuberías, compresores y sistemas de seguridad.

3.6. Técnicas de lixiviación

Existen diversas técnicas de lixiviación utilizadas para la creación de cavidades en domos salinos. A continuación, se mencionan algunas de las técnicas más comunes:

- Lixiviación hidráulica: En esta técnica, se inyecta agua dulce a alta presión en la capa de sal para disolverla y crear la cavidad deseada. El agua disuelve la sal y el producto de disolución se extrae mediante bombeo.
- Lixiviación mediante fluidos químicos: Se utilizan fluidos específicos para disolver selectivamente la sal en el domo. Estos fluidos químicos pueden incluir disolventes, ácidos o bases, dependiendo de la composición de la sal y las condiciones del yacimiento.
- Lixiviación térmica: Esta técnica implica el uso de calor para disolver la sal. Se inyecta vapor o agua caliente en el domo salino, lo que provoca la disolución de la sal y la formación de la cavidad deseada.
- Lixiviación por gas: Se inyecta un gas, como el dióxido de carbono, en el domo salino. El gas reacciona con la sal y forma productos solubles, lo que permite la extracción de la sal disuelta.

Estas técnicas de lixiviación se adaptan según las características del domo salino y los requisitos específicos del proyecto. Cada técnica tiene ventajas y limitaciones, por lo que se selecciona la más adecuada en función de factores como la accesibilidad del yacimiento, la calidad del agua, la composición de la sal y las consideraciones ambientales.

La técnica más eficiente y ampliamente utilizada para crear cavidades en domos salinos es la lixiviación hidráulica, la cual se abordará con mayor énfasis en este capítulo. Este método consiste en disolver la sal mediante la inyección de agua con bajos niveles de sales disueltas (puede realizarse con agua de mar), proveniente de una fuente de flujo constante, la inyección se realiza a través de una tubería de doble pared, donde el diámetro interior de la tubería más pequeña está rodeado por el diámetro exterior de la tubería más grande. Este espacio entre las paredes interna y externa se conoce como espacio anular. Se utilizan dos procedimientos operativos diferentes para asegurar el desarrollo controlado de la caverna.

3.6.1. Lixiviación directa

(Hidalgo ruiz, 2017) explica que, en esta técnica de disolución, el agua es introducida a través de la tubería interna (de menor diámetro) hasta el fondo de la caverna donde fluye hacia abajo como se muestra en la figura 3.6.1. La salmuera resultante sale a través del espacio interno entre el interior del tubo y la cubierta externa como fluido inerte. Este método desarrolla cuevas con diámetros mayores en la parte inferior.

Las características principales de esta disolución son:

- La parte inferior de la cavidad aumentará en la medida en que aumente el caudal de agua suministrada
- La salmuera del fondo de la cavidad es más liviana, debido al ingreso continuo de agua dulce a través del ducto
- La salmuera producida es relativamente homogénea ya que ésta presenta una concentración de 85 a 90% peso, según el caudal de agua dulce y el volumen de la caverna en ese momento

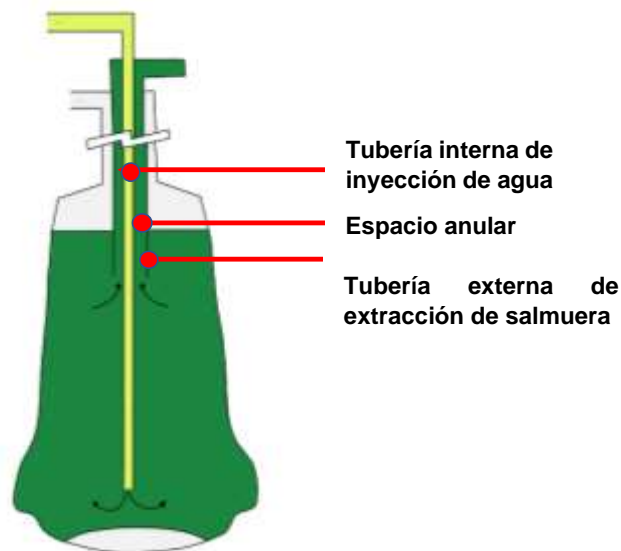


Figura 3.6.1. Diseño generado por el proceso de lixiviación directa debido al arreglo de tuberías de inyección de agua y extracción de salmuera. Elaboración propia.

3.6.2. Lixiviación indirecta

(Hidalgo ruiz, 2017) explica que en esta técnica el agua es introducida a través del espacio interno entre el interior del tubo y la cubierta externa hasta el fondo donde se encuentra el punto de recolección de salmuera como se muestra en la figura 3.6.2. Este método desarrolla cavidades con diámetros mayores en la parte superior. Las características principales de esta disolución son:

- La parte superior aumenta más rápido
- La salmuera extraída se satura del agua introducida a gran velocidad indicando que la cavidad está aumentando su volumen creado
- Hay que aumentar el volumen de inyección de agua a medida que la disolución progresa
- Al finalizar la disolución, la cavidad contiene hidrocarburo, motivo del descenso de la inyección de agua al interior de la cavidad

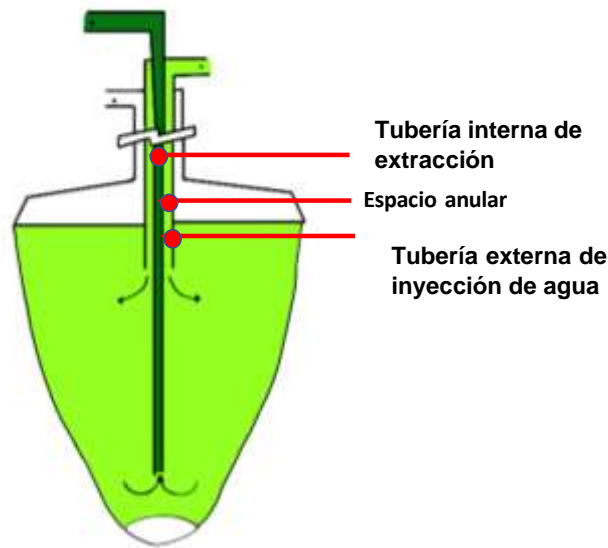


Figura 3.6.2. Diseño generado por el proceso de lixiviación indirecta debido al arreglo de tuberías de inyección de agua y extracción de salmuera. Elaboración propia.

En estas técnicas se debe considerar que es necesario controlar el techo de la cavidad y no disolver más arriba de lo proyectado por lo que se implementa el uso de un fluido control, el cual no debe disolver la sal, ni tampoco debe adherirse a ésta (se implementa el uso de aceite o diésel), una de las características de este fluido es que su densidad es inferior a la de la salmuera para controlar la integridad de la cavidad. El nivel del aceite puede variar según se desee controlar la interfase formada aceite-salmuera.

3.6.3. Lixiviación horizontal

Este método consiste en perforar un pozo central y dos o más adyacentes a éste en un radio aproximado de 100 m, realizando la inyección de agua dulce por los pozos adyacentes y produciendo la salmuera formada por el pozo central dando lugar a la estructura que se muestra en la figura 3.6.3. Esta técnica de almacenamiento se emplea en áreas con reservas de sal extensas y de gran pureza con el objetivo de generar una interconexión de cavidades. El diseño horizontal de estas cavidades

plantea desafíos, como la formación de bolsas de crudo que no pueden ser recuperadas, lo cual genera pérdidas económicas que deben ser evaluadas para determinar su viabilidad, incluso en casos en los que aún existan posibilidades de aprovechamiento. El proceso general de realización de cavidades se resume en:

- a. Estudios de factibilidad
- b. Selección del sitio para perforación del pozo
- c. Evaluación geológica del sitio
- d. Lixiviación de la sal

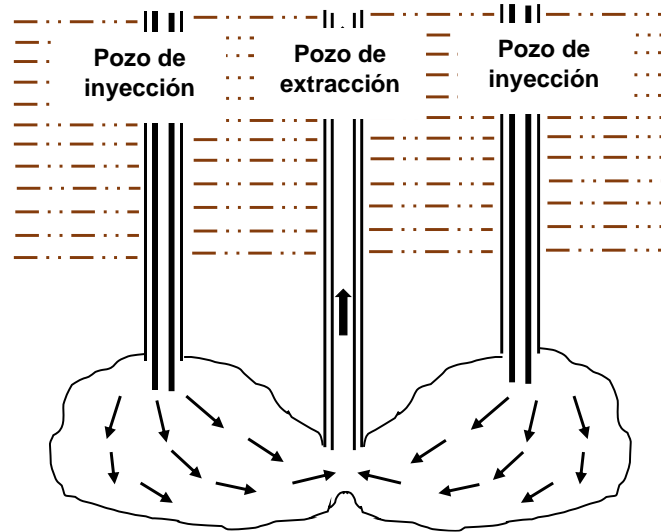


Figura 3.6.3. Diseño generado debido a la construcción de dos pozos para la inyección de agua dulce en los costados y un pozo central para la extracción de salmuera. Elaboración propia.

3.7. Consideraciones para el diseño de cavidades de almacenamiento

En el estudio realizado por, (González Vega, González Ferndandez, & García Arriaga, 1984) se discuten los factores clave que intervienen en el diseño de almacenamiento en estructuras salinas. Si bien hay factores múltiples a considerar en todo el proyecto, a continuación, se describen los siguientes como los más comunes y de mayor relevancia:

- 1) Asegurar que la cima de la estructura se encuentre a poca profundidad en relación al nivel del suelo. Además, es fundamental que exista una capa impermeable llamada *roca sello* sobreyacente, con un espesor adecuado en relación al tamaño de la cavidad, su función es minimizar los costos de perforación hacia la cima y proporcionar propiedades de retención de fluidos.
- 2) Determinar la capacidad de almacenamiento y la porosidad de la sal, las cuales son factores que permiten estimar la cantidad de hidrocarburo que puede ser almacenado en la cavidad. Estos factores dependen de la

estructura y composición de la sal, y deben ser evaluados para asegurar un almacenamiento eficiente y seguro.

- 3) Para garantizar la integridad y prevenir fugas de hidrocarburos y contaminación ambiental, la elección de la formación salina debe cumplir con criterios específicos. Esto incluye homogeneidad, baja permeabilidad y un contenido de sal gema o cloruro de sodio superior al 95%. La presencia de otras sales solubles, como el cloruro de potasio y los sulfatos, junto con impurezas como el óxido de hierro, aumenta el riesgo de fisuras en la cavidad durante los procesos de inyección y producción de hidrocarburos. Por lo tanto, seleccionar una formación que cumpla con estos requisitos es esencial para garantizar la seguridad y eficiencia en estos procesos.
- 4) Se requieren de cantidades importantes de agua, entre 7 y 15 m³ para crear un volumen de 1 m³ según la concentración de sal en la salmuera.
- 5) Evaluar los impactos ambientales en áreas como la contaminación de acuíferos, la contaminación por CO₂ a la atmosfera regulada por normatividad en relación al “net zero” y preservación ecológica de zonas nativas.

Por lo tanto, es necesario contar con sistemas apropiados para el aprovechamiento o desecho de la salmuera generada. De no contar con estos sistemas se puede dar el caso del abandono del proyecto por contaminación ambiental y costos no considerados en la planificación inicial.

- 6) La ubicación del proyecto debe de ser estratégica y con cercanía a los centros de producción, plantas procesadoras de hidrocarburos, sistemas de distribución o centros de consumo, con el objeto de que los costos ocasionados para estos fines, sean lo menor posible y no repercutan considerablemente.
- 7) Se deben implementar sistemas de monitoreo continuo para supervisar las condiciones de la cavidad y detectar cualquier signo de falla o fugas. Los procedimientos de seguridad y emergencia también deben ser establecidos para mitigar los riesgos asociados con el almacenamiento de hidrocarburos.

3.8. Fluidos de perforación

El programa de fluidos de perforación se debe establecer para impedir una lixiviación no controlada y garantizar el calibrado y la estabilidad de la cavidad para proporcionar las condiciones óptimas del registro y la cementación de las tuberías.

El programa debe de especificar:

- Los tipos de fluidos de perforación y terminación que se usarán
- Los rangos de densidad necesarios para balancear las presiones de los fluidos de la formación en cada proceso de disolución de la sal
- Problemáticas esperadas como atrapamientos, deslaves e intrusiones y los procedimientos correctivos para el control del proyecto

Como lo explica (Williamson, 2013) en su artículo llamado “*Fundamentos de los fluidos de perforación*”, se eligen los fluidos de perforación adecuados para el proyecto. Esto puede incluir la selección de un fluido base, como agua dulce o salmuera, y la adición de aditivos específicos para controlar la viscosidad, la densidad, la corrosión y la estabilidad química. Antes de implementar el programa de fluidos a gran escala, es común llevar a cabo pruebas piloto en una escala reducida. Estas pruebas permiten evaluar la eficacia del programa y ajustar los parámetros si es necesario. La presión, la velocidad de inyección y la concentración del fluido se controlan cuidadosamente para garantizar una disolución eficiente y segura de la sal.

En la perforación de cavidades salinas (Williamson, 2013) explica que se utilizan varios aditivos en el fluido de perforación para mejorar la eficiencia y el rendimiento de la operación. Estos aditivos pueden variar según las necesidades específicas del proyecto y las condiciones geológicas locales. A continuación, se mencionan algunos aditivos comunes utilizados en los fluidos de perforación para la creación de cavidades salinas:

- Polímeros viscosificantes: Se utilizan la carboximetilcelulosa (CMC) o el poliacrilato, para aumentar la viscosidad del fluido y mejorar la capacidad de transporte de la salmuera. Esto ayuda a mantener una presión adecuada en el pozo que conecta la superficie con la cavidad y aumenta la eficiencia de limpieza.
- Agentes inhibidores de arcilla: El polifosfato o el polímero de glicol se agregan para prevenir la hinchazón y dispersión de las arcillas presentes en las formaciones salinas. Estos agentes ayudan a mantener la estabilidad del pozo y evitan problemas de pegajosidad y obstrucción.
- Fluidos base aceite: En algunos casos se utilizan aceites minerales o sintéticos, en lugar de fluidos base agua. Estos fluidos ofrecen beneficios en entornos de perforación de cavidades salinas, ya que proporcionan mayor lubricidad y resistencia a altas temperaturas. Además, se puede crear una interfase diésel-salmuera (u otro aceite ligero) para evitar la desintegración estructural del techo de la cavidad. Es importante tener en cuenta el gradiente de temperatura presente en toda la formación salina al momento de implementar estos fluidos base aceite.
- Inhibidores de corrosión: Dado que las formaciones salinas pueden contener altos niveles de salinidad, se agregan inhibidores de corrosión al fluido de perforación para proteger los equipos y las tuberías. Estos aditivos pueden ser a base de fosfato, aminas u otros compuestos orgánicos.
- Biocidas: Los biocidas se agregan para prevenir el crecimiento bacteriano en el fluido de perforación, especialmente en ambientes de alta salinidad. Esto ayuda a mantener la calidad del fluido y evitar problemas relacionados con la actividad bacteriana, como la formación de lodos o la obstrucción de equipos.

3.9. Forma y dimensiones de las cavidades de almacenamiento

La elección adecuada del diseño y las dimensiones de la cavidad de almacenamiento es crucial debido a las variaciones en el comportamiento de los fluidos almacenados. El objetivo principal es lograr una retención constante de los fluidos, asegurando la estabilidad estructural de las paredes y el techo de la cavidad, así como un proceso de almacenamiento y extracción constante y confiable.

3.9.1. Líquidos

La forma de la cavidad para almacenar hidrocarburos líquidos, como los tanques de almacenamiento, a menudo se elige en función de consideraciones técnicas y prácticas. Aunque los cilindros también se utilizan ampliamente para este propósito, los tanques con forma de cono invertido o "tanques con forma de embudo" también son comunes. Algunas razones por las que se considera ideal la forma de cono para almacenar hidrocarburos líquidos son las siguientes;

- La forma de cono proporciona una mayor estabilidad estructural en comparación con una forma cilíndrica estándar. La distribución de la carga se concentra en la base del cono, lo que permite una mejor resistencia a los esfuerzos de flexión y compresión. Esto es especialmente importante cuando se almacenan grandes volúmenes de líquidos pesados, como el petróleo crudo.
 - El diseño cónico de la cavidad permite un vaciado completo del líquido almacenado. A medida que el líquido se desplaza hacia la parte inferior del cono, se dirige hacia el punto más bajo, lo que facilita su extracción completa sin dejar residuos significativos en la cavidad. Esto es especialmente útil en aplicaciones donde se requiere una limpieza exhaustiva del tanque antes de cambiar de producto o realizar mantenimiento.
 - Los hidrocarburos líquidos, como el petróleo crudo, pueden contener sedimentos y partículas sólidas suspendidas. La forma cónica de la cavidad mostrada en la figura 3.9.1 ayuda a que los sedimentos se acumulen en la parte inferior, lejos de la zona de extracción del líquido. Esto permite un mejor control de los sedimentos y facilita su posterior eliminación.
- Este diseño de la forma de la cavidad se ha determinado especialmente cuando se trata de un almacenamiento con múltiples cavidades. Aunque pueden presentar variaciones en su regularidad, el grado de irregularidad está influenciado por las heterogeneidades de la sal, como la distribución de insolubles y los factores de disolución, así como por el programa de lixiviación implementado. Se ha establecido la relación de 0.8 como referencia de acuerdo con la expresión (1) y (2).

$$\frac{d}{h} = \frac{80 [m]}{100 [m]} = 0.8 \dots (1)$$

$$\frac{d}{h} < 3 \dots (2)$$

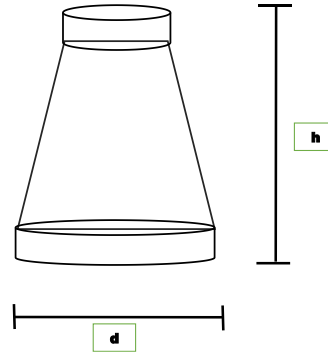


Figura 3.9.1. Forma ideal de cono invertido para almacenar hidrocarburos líquidos. Elaboración propia.

Dentro de los límites, debe de cumplirse la las condiciones anteriores para considerar que la vida útil de la estructura salina es ideal para conservar el hidrocarburo en su interior, si es que las dimensiones de la cavidad superan estas condiciones, pueden existir problemas de inestabilidad, derrumbe y colapso.

3.9.2. Gases

A diferencia de los líquidos, Los cilindros son la forma ideal para almacenar gases principalmente por las siguientes dos razones técnicas y prácticas:

- La forma cilíndrica permite una distribución uniforme de la presión interna del gas. La presión ejercida por el gas se distribuye de manera equitativa en las paredes circulares del cilindro, lo que ayuda a evitar la concentración de tensiones en puntos específicos, volviéndolos más resistentes a la deformación o ruptura debido a la presión.
- Además, la forma cilíndrica proporciona una estructura robusta y resistente. Los cilindros son capaces de soportar altas presiones debido a la distribución uniforme de la carga en sus paredes. Además, la forma cilíndrica es inherentemente estable y puede soportar cargas externas sin colapsar o deformarse fácilmente.

3.9.3. Dimensiones

Con el objetivo de maximizar la extracción de sal de un domo salino y garantizar la rentabilidad, así como por motivos de seguridad en el diseño, las cavidades salinas se construyen manteniendo dimensiones adecuadas que permitan obtener un volumen de almacenamiento significativo como las dimensiones mostradas en la figura 3.9.2, las cuales son consideradas dimensiones estándar en este tipo de técnicas de construcción.

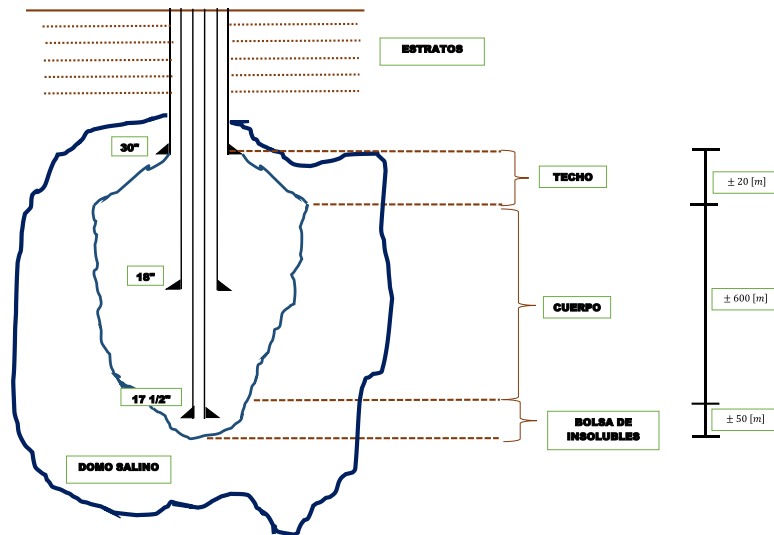


Figura 3.9.2. Dimensiones del techo, cuerpo y bolsa de insolubles de una cavidad para almacenamiento de hidrocarburos líquidos. Elaboración propia.

Una de las consideraciones importantes es mantener una distancia óptima entre el techo y el fondo de la cavidad. Esto es crucial para garantizar la estabilidad estructural y prevenir posibles colapsos o deformaciones. Además, una separación adecuada entre el techo y el fondo permite un mejor control de la presión y evita pérdidas innecesarias de las sustancias almacenadas.

Otro aspecto relevante es el espaciamiento entre las cavidades. Al construir un campo de almacenamiento subterráneo, es fundamental mantener una distancia adecuada entre las cavidades individuales para evitar posibles interferencias entre éstas y garantizar una operación segura y eficiente, permitiendo una buena circulación de fluidos y facilita el mantenimiento de las cavidades.

Capítulo 4

Geología de zonas salinas potenciales en México

4.1. Objetivo

El objetivo de este capítulo es identificar las áreas en México con un alto potencial para la formación de domos salinos con una pureza de la sal halita mayor al 95%. Esto se hace con la finalidad de desarrollar cavidades salinas de almacenamiento de hidrocarburos. Además, se busca comprender los procesos geológicos y las condiciones que favorecen el desarrollo de estos domos salinos.

4.2. Identificación de estructuras salinas

(Benavides García, 1956) En su investigación titulada "Análisis de Domos Salinos en el Sureste de México", llevó a cabo un estudio geológico exhaustivo sobre la presencia de depósitos de sal en diversas regiones de México, como Chihuahua, Nuevo León y el sureste del país. Los resultados revelaron que los depósitos localizados en el norte del Istmo de Tehuantepec, en el sureste de México, son los más relevantes desde el punto de vista económico y cuentan con una mayor cantidad de información recopilada.

El descubrimiento de estos depósitos se remonta a principios del siglo XX, durante las actividades de exploración petrolera en la región de Jáltipan-Potrerrillos, Veracruz, llevadas a cabo entre los años 1902 y 1906. En la actualidad, se conocen numerosas estructuras salinas en el sureste del país, tanto someras cerca de Coatzacoalcos, como otras de mayor profundidad en Veracruz, Tabasco y Chiapas.

En un boletín de la Sociedad Geológica Mexicana (Padilla y Sánchez, 2007) presentaron un análisis exhaustivo del sureste de México, revelando que esta región es una de las zonas con mayor valor agregado en la planificación de proyectos de inversión como lo es la elaboración de centros de refinación, distribución y almacenamiento tanto terrestre como subterráneo. Esta región es conocida como una de las zonas más complejas en Norteamérica debido a la convergencia de las placas tectónicas de Norteamérica, del Caribe y de Cocos desde el Oligoceno tardío presentadas en la figura 4.2.1.

La placa norteamericana se desplaza hacia el oeste en relación a la placa del Caribe, mientras que la placa de Cocos se mueve hacia el noroeste, dirigiéndose hacia las dos placas anteriores. (Padilla y Sánchez, 2007) también menciona que estos movimientos tectónicos han dado lugar a una variedad de estructuras durante el Mesozoico y Cenozoico, exhibiendo diversas tendencias estructurales y edades de deformación.

Provincias geológicas

Las provincias geológicas de aguas profundas en el Golfo de México se encuentran ubicadas como se muestra en la figura 4.2.2 con los siguientes nombres:

- Cinturón Plegado Catemaco
- Cinturón Plegado Perdido
- Cordilleras Mexicanas
- Cuenca Salina
- Escarpe de Campeche
- Provincia Salina Bravo



Figura 4.2.1. Placas tectónicas en continente americano. Imagen obtenida de (Gil, 2020).



Figura 4.2.2. Mapa de provincias geológicas DEL GOLFO DE MÉXICO. Imagen obtenida de (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015)

En los últimos 20 años, se ha experimentado un avance notable y significativo en la recopilación de datos en el Golfo de México, gracias a la aplicación de técnicas sísmicas 2D y 3D en los bloques representados en la figura 4.2.3. La perforación de pozos de exploración y la realización de investigaciones para caracterizar la región mediante correlaciones de bloques recopiando valiosa información para generar modelos como la columna litoestratigráfica presentada en la figura 4.2.4 logrando obtener interpretaciones como la representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano mostrada en la figura 4.2.5. Además, se han perforado más de 300 pozos productores de hidrocarburos, lo que ha brindado la oportunidad de descubrir nuevas estructuras y comprender mejor la composición estratigráfica de la zona (CNH, 2014).

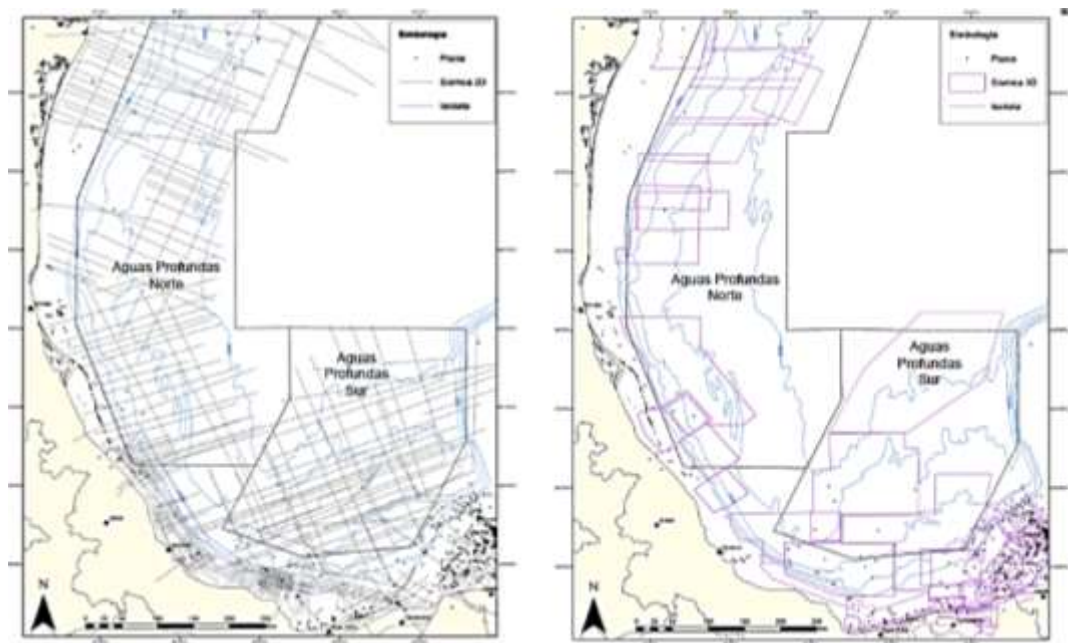


Figura 4.2.3. Cobertura sísmica 2D a la izquierda y sísmica 3D a la derecha. Imagen obtenida de (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015).

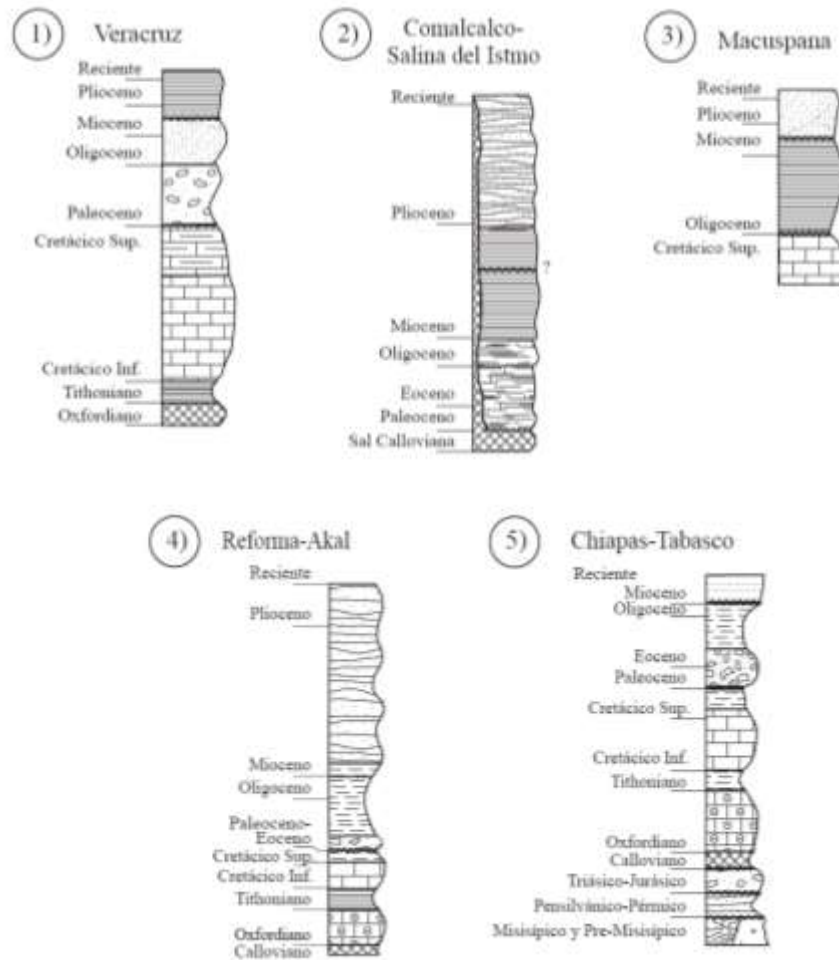


Figura 4.2.4. Litoestratigráfica regional del sureste mexicano en la porción meridional del Golfo de México. Imagen obtenida de la investigación de (Padilla y Sánchez, 2007).

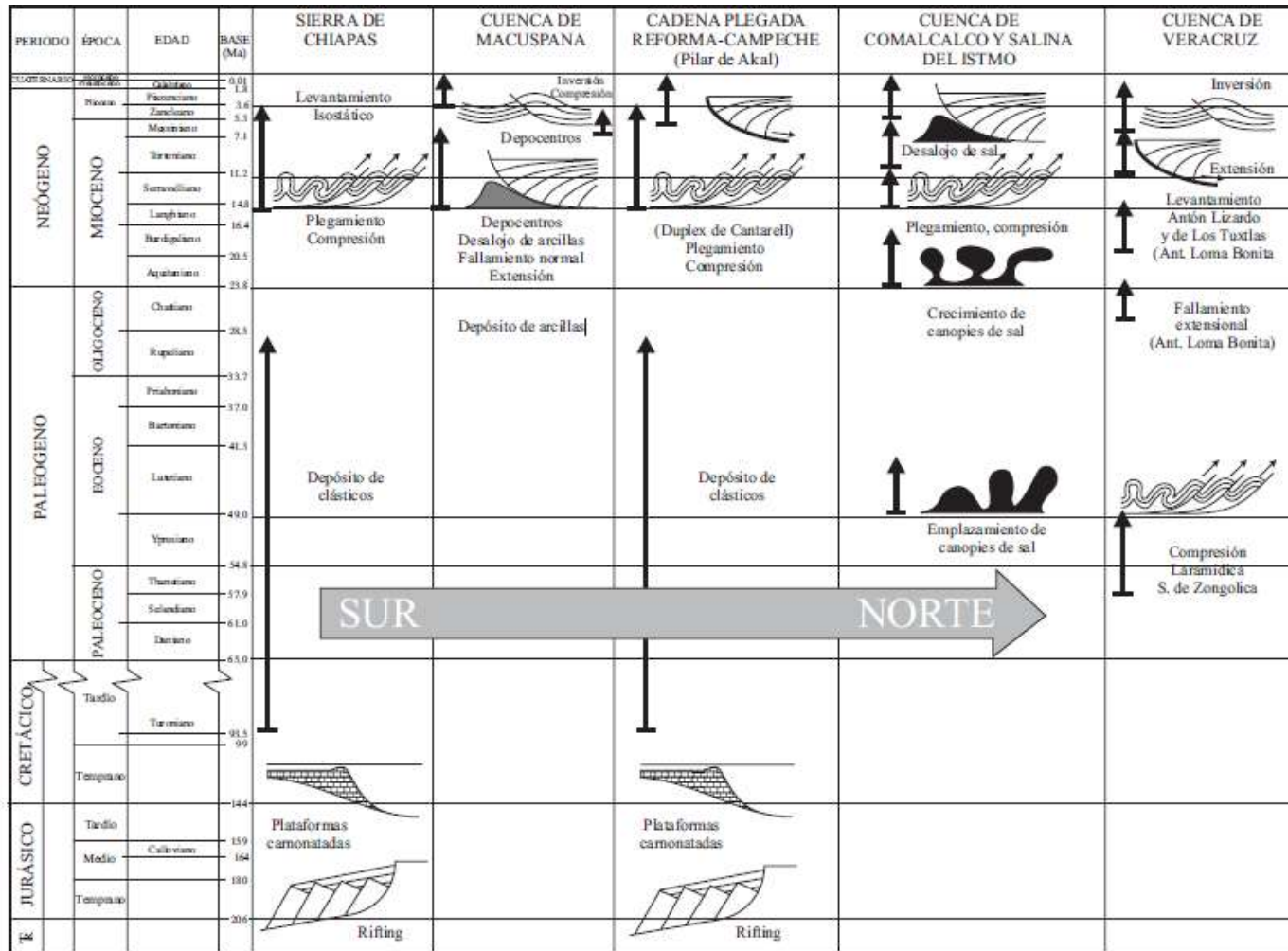


Figura 4.2.5. Representación esquemática cronológica de los eventos tectónicos que afectaron la región del sureste mexicano. Imagen obtenida de la investigación de (Padilla y Sánchez, 2007).

4.3. Descripción del sureste de México

La región en cuestión se encuentra delimitada por distintas áreas geográficas. Al oeste está el istmo de Tehuantepec, al norte se extiende el litoral del Golfo de México y al sur se encuentra el litoral del Pacífico. Esta región abarca diversas provincias fisiográficas, como las sierras de Chiapas, la cordillera centroamericana, la península de Yucatán y el extremo oriental de la llanura costera del Golfo Sur.

Durante el período comprendido entre 1903 y 1911, (Terrazas Romero, 1984) hace mención en su investigación de grado profesional que, se llevaron a cabo descubrimientos de gran relevancia en términos de yacimientos petrolíferos en Jáltipan-Potrerillos, San Cristóbal, Soledad, Tecuanapa e Ixhuatlán. Estos hallazgos revelaron la existencia de depósitos de sal que alcanzaban profundidades que oscilaban entre 300 y 400 metros en algunos casos. Además, en algunas de estas estructuras mencionadas, se encuentra una capa formada por anhidrita, yeso y caliza que desempeña un papel fundamental como roca sello.

En los años siguientes, (Terrazas Romero, 1984) comenta que la exploración petrolera reveló la existencia de otras masas salinas, algunas de ellas en forma de domos. Estos descubrimientos dieron lugar al hallazgo de campos petroleros como Filísola, Francita, Ixhuatlán, Teapa, Moloacán, Tonalá-El Burro, El Plan, La Venta, entre otros. Estos campos se localizan principalmente al oeste del río Tonalá, en dirección a Acayucan, Veracruz, a excepción del campo de La Venta, que se encuentra en terrenos de Tabasco. Inicialmente, a esta parte de la Cuenca Salina del sureste de México se le denominó Cuenca Salina del Istmo, aunque en la actualidad es más conocida como Cuenca Salina del Sureste de México.

4.4. Salinas del Istmo

En el estudio realizado por (Venegas Mora , 2010) hace mención que la Cuenca Salina del Istmo abarca un área aproximada de 17,000 kilómetros cuadrados, con una parte significativa situada en la zona costera que se extiende a lo largo de los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas tal como se representa en la figura 4.4.1 contando con un extenso marco municipal representado en la figura 4.4.2. Esta cuenca se caracteriza por ser una depresión geológica donde se encuentran sedimentos clásticos intercalados con capas de sal intrusiva. En esta región, la producción de petróleo ligero se centra principalmente en los yacimientos cenozoicos, que se encuentran en contacto o están por debajo de las capas de sal alóctona de origen jurásico.

Es en la columna de sedimentos del mesozoico y terciario donde se produce una alta concentración de estructuras salinas, lo que ocasiona la interrupción de las capas sedimentarias formadas durante distintas eras geológicas. (Venegas Mora , 2010).

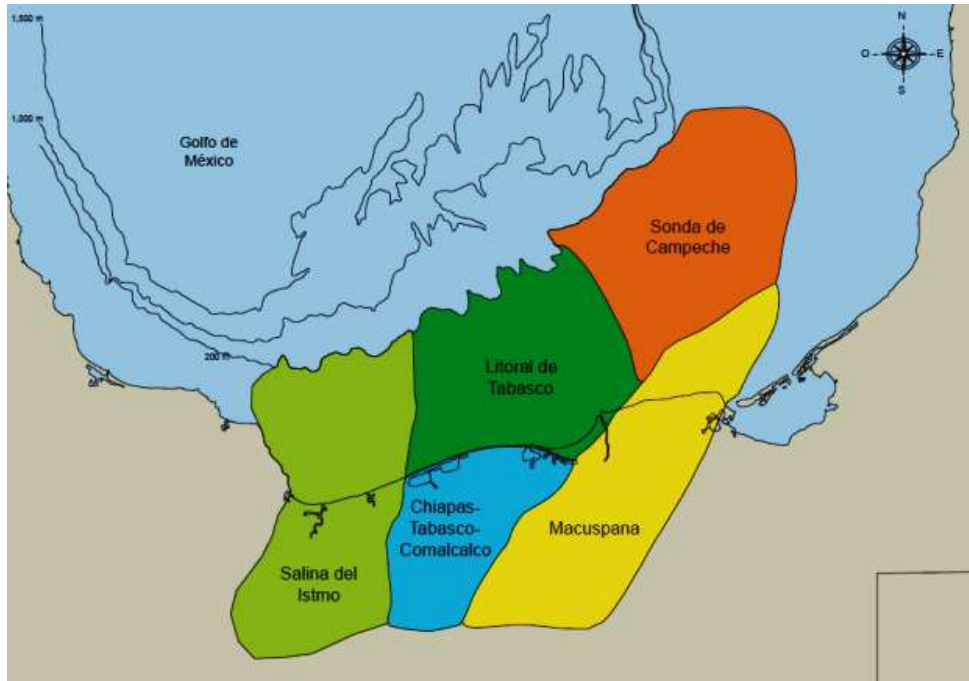


Figura 4.4.1. Ubicación de la cuenca salina del Istmo, Chiapas-Tabasco- Comalcalco, Macuspana, Litoral Tabasco y la Sonda de Campeche. Imagen de (Olyvits, 2012).

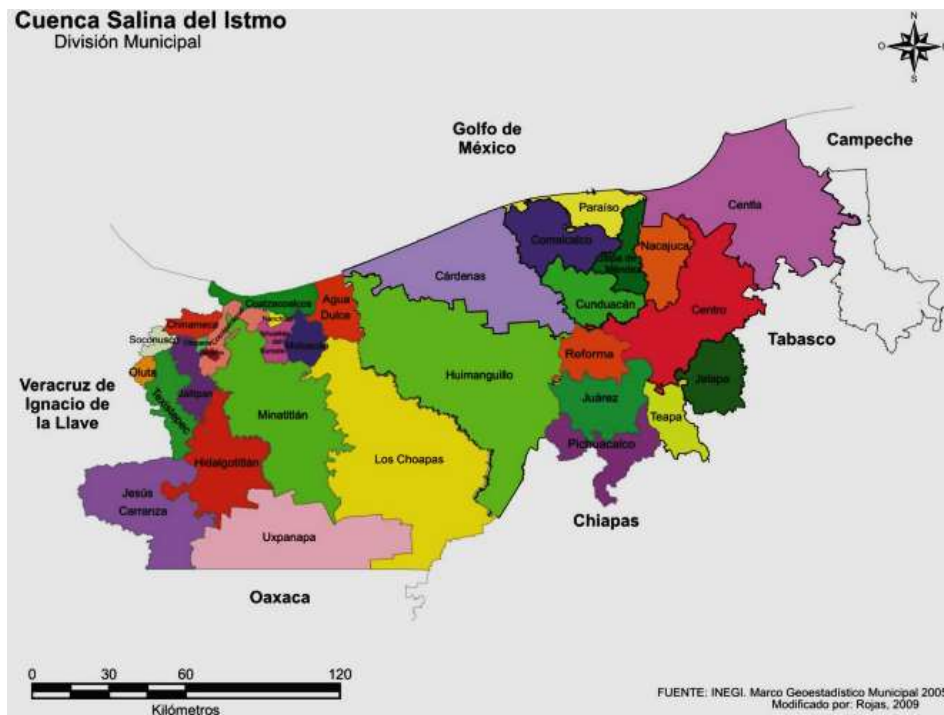


Figura 4.4.2. Marco geostadístico Municipal. Imagen obtenida de (INEGI).

El estudio realizado por (Venegas Mora , 2010) acerca de la "evaluación petrolera de la cuenca salina del Istmo" proporciona una recopilación de información que contribuye a comprender el comportamiento geológico y estructural de la zona. A partir de esta investigación, se ha llegado a la conclusión de que, durante el Terciario Inferior, los movimientos hacia el norte del macizo de Chiapas y Oaxaca dieron lugar a la Orogenia Laramide, la cual generó deformaciones en las secuencias sedimentarias del Triásico-Jurásico y del Cretácico. Estas deformaciones se manifestaron a través de plegamientos y fallas inversas tanto dentro como fuera de la Cuenca Salina del Istmo ejemplificada en la figura 4.4.3. Es probable que estos movimientos iniciales hayan desencadenado el desplazamiento inicial de la sal hacia los anticlinales y a lo largo de las fallas presentes en la región.

El macizo de San Andrés Tuxtla se cree que actuó como una barrera que detuvo los movimientos del macizo de Chiapas hacia el norte, lo que provocó el plegamiento de las capas y posiblemente el inicio de la deformación de la secuencia salina del Jurásico. Las evaporitas, o capas de sal, funcionaron como un lubricante para el plegamiento de las capas superiores, ya que la sal es más fluida bajo presión en comparación con otros sedimentos. (Venegas Mora , 2010).



Figura 4.4.3. Localización de la cuenca salina del Istmo. Imagen obtenida de la investigación realizada por (Benavides García, 1956).

(Venegas Mora , 2010) destaca que, durante el período del Terciario, se observó un proceso de distensión que reactivó las fallas de Palizada, Frontera y Comalcalco, lo cual condujo a la formación de fosas en ciertas áreas de la Cuenca Salina del Istmo. Este proceso generó un entorno propicio para la deposición de sedimentos del Cenozoico procedentes de múltiples fuentes. A partir del final del Eoceno, se presume que se inició una actividad tectónica específica relacionada con la sal.

Según la interpretación propuesta, se infiere que la sal, debido a su menor densidad y a la acumulación de sedimentos en los sinclinales vecinos, experimentó movimientos intermitentes ascendentes. Esto implica que los domos presentes en la Cuenca Salina se originaron probablemente debido a esfuerzos tectónicos tangenciales y continuaron creciendo hacia arriba debido a la carga adicional de sedimentos y a la menor densidad de la sal. Durante el Mioceno, la deformación junto con los efectos diapíricos de la sal condujeron a la formación de fallas inversas, donde las rocas del Oligoceno, Eoceno e incluso más antiguas se encuentran por debajo de las rocas del Cretácico Medio y/o Jurásico Tardío. (Venegas Mora , 2010).

De igual forma (Venegas Mora , 2010) concluyo que esta cuenca abarca casi toda la región geoeconómica del istmo en el Estado de Veracruz, y la parte oeste de la región Chontalpa-Centro del Estado de Tabasco, así como dos municipios del norte del Estado de Chiapas. Los municipios veracruzanos que abarca la cuenca salina son: Chinameca, Coatzacoalcos, Agua Dulce, Ixhuatlán del sureste, Moloacán, Cosoleacaque, Zaragoza, Oteapan, Jáltipan de Morelos, Texhuacán, Minatitlán, Las Choapas, Hidalgotitlán, Jesús Carranza, Oluta y Soconusco. En la figura 4.4.4 se visualiza un mapa de la república mexicana mostrando las cuencas, los horsts y las estructuras más relevantes, las masas de sal que afloran en el fondo marino de la porción meridional del Golfo de México y la localización de secciones en las cuencas terciarias del sureste mexicano.

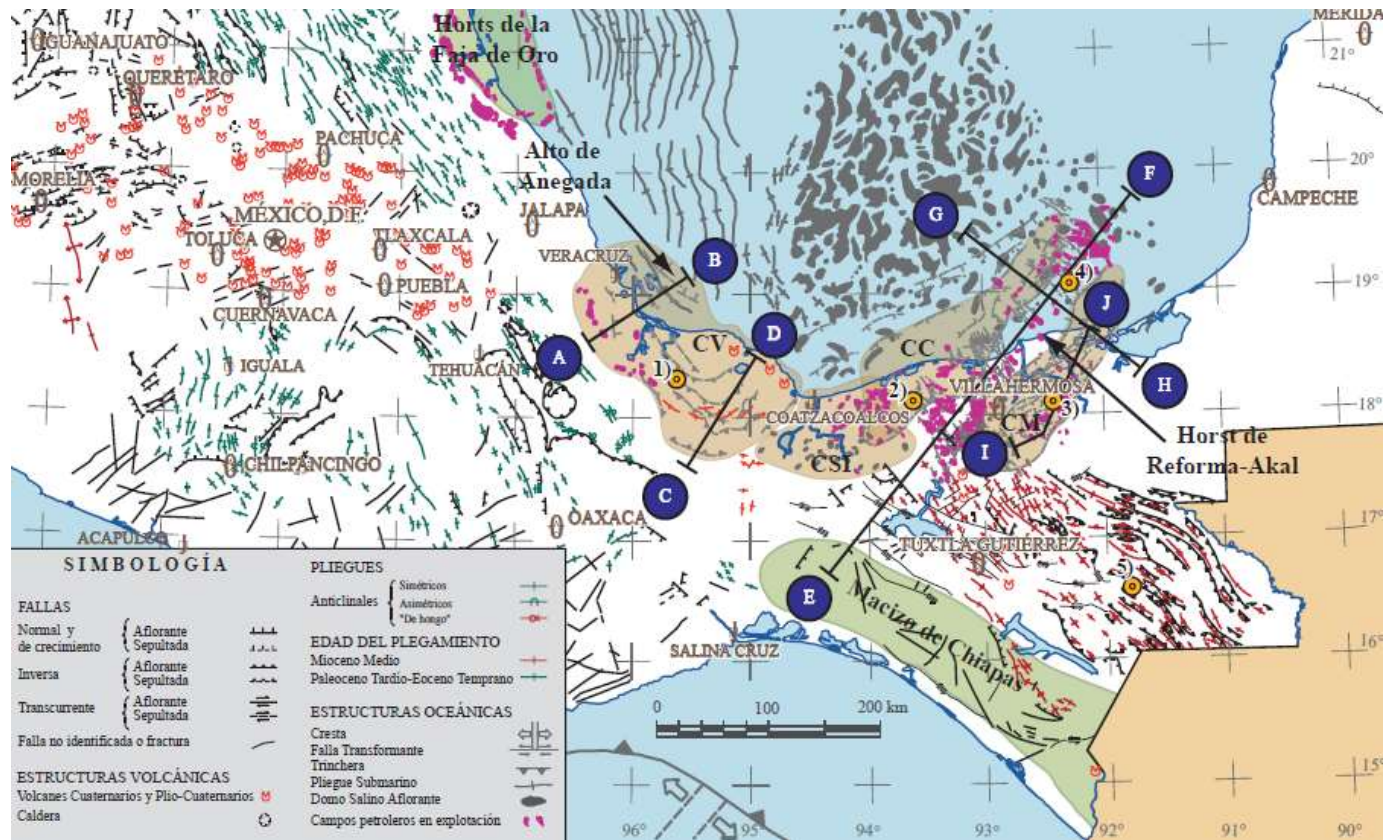


Figura 4.4.4. Mapa tectónico del sureste de México, mostrando las cuencas, los horsts y las estructuras más relevantes, las masas de sal que afloran en el fondo marino de la porción meridional del Golfo de México y la localización de secciones en las cuencas terciarias del sureste mexicano. Cuencas de Veracruz, Salinas del Istmo, Comalcalco, Macuspana, Sierra de Zongolica, Sierra de Chiapas. Los incisos 1) al 5). Imagen obtenida de (Padilla y Sánchez, 2007).

(Venegas Mora , 2010) realizó una recopilación de la cantidad de domos y estructuras salinas, a las cuales se les puede dar diferentes usos. En la tabla 4.4.1 se indican cuáles son las principales estructuras salinas que se han identificado en el continente en los estados de Veracruz y Tabasco.

Tabla 4.4.1. Principales estructuras salinas en la cuenca Salina del Istmo (Venegas Mora , 2010).

Estructura Salina	Estado	Estructura Salina	Estado
Abanicos	Veracruz	Magallanes	Tabasco
Acalapa	Veracruz	Manatí	Veracruz
Achotal	Veracruz	Mázate	Veracruz
Almagres	Veracruz	Medellín	Chiapas
Amezquite	Veracruz	Medias aguas	Veracruz
Buena Vista	Veracruz	Metate	Veracruz
Cabritos	Veracruz	Moloacán	Veracruz
Casajal	Veracruz	Moralar	Veracruz
Chichón	Veracruz	Nopalapa	Veracruz
Chichonal	Veracruz	Nuevo Teapa	Veracruz
Chinameca	Veracruz	Ogarrio	Tabasco
5 Presidentes	Tabasco	Pailebot	Tabasco
Coatzacoalcos	Veracruz	Pajaritos	Veracruz
Colorado	Veracruz	Pedregal	Veracruz
Cosoleacaque	Veracruz	Pochitoque	Veracruz
El burro	Veracruz	Potrerillos	Veracruz
El dorado	Tabasco	Punta gordo	Veracruz
El encanto	Veracruz	Rabón grande	Veracruz
El juile	Veracruz	Remolino del grande	Veracruz
El plan	Veracruz	Romero rubio	Veracruz
El roble	Tabasco	San cristóbal	Veracruz
El rosario	Tabasco	San José del Carmen	Veracruz
El venado	Tabasco	San Pedro	Veracruz
Encantada	Veracruz	Sana Ana	Tabasco
Filisola	Veracruz	Santa Rosa	Veracruz
Hidalgotitlan	Veracruz	Soledad	Veracruz
Ixhuathán	Veracruz	Tabasqueño	Veracruz
Jaltipan	Veracruz	Tancamichapan	Veracruz
Jalupa	Tabasco	Teterete	Veracruz
La central	Tabasco	Texistepec	Veracruz
Laguna nueva	Veracruz	Tortuguero	Veracruz
La venta	Tabasco	Tuzandepetl	Veracruz

La Tabla 4.4.1, muestra las zonas con un índice prospectivo geológico idóneo para llevar a cabo la construcción de cavidades salinas:

Tabla 4.4.1 Principales zonas prospectivas para la construcción de cavidades salinas.

Nombre	Ubicación	Cima de sal [m]	Eje principal [km]	Eje secundario [km]
Tuzandépetl	Veracruz	500	10	5
Moloacán	Veracruz	500	7	4
Túnel	Veracruz	500	6	5
Ixhuathán	Veracruz	500	1	0.5
Nuevo Teapa	Veracruz	500	2.5	1
Paimitola	Veracruz	400	4	1
Pajaritos	Veracruz	800	3.5	2
Rabón Grande	Veracruz	1000	4	3
La Venta	Veracruz	800	6	4
El Plan	Veracruz	1000	6	4

4.5. Generalidades sobre el origen de la sal y los domos salinos del sureste

La halita es el componente principal de los depósitos de sal presentes en la región, siendo considerada un mineral compuesto por iones de cloro y sodio. Además de la halita, también se encuentra una presencia significativa de silvita en estos depósitos a lo largo de las estructuras salinas del lugar como se muestra en la figura 4.5.1, la cual está compuesta por potasio y calcio. La silvita posee una estructura cristalina similar a la de la halita. (Benavides García, 1956).



Figura 4.5.1. Estructuras salinas (domos) de la Cuenca Salina del Istmo. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo IMP.

Es frecuente observar que las capas de halita o silvita presenten una coloración café o rojiza debido a la presencia de inclusiones finas de goethita o hematita. También es posible que estas capas muestren un color gris, causado por la presencia de anhídrita, arcillas o materia carbonosa. Es importante destacar que tanto la halita, con una densidad de 2.16 g/cm^3 , como la silvita, con una densidad de 1.99 g/cm^3 ,

presentan una densidad menor que la mayoría de los minerales que conforman las rocas circundantes. Esto significa que los depósitos masivos de sal son menos densos que las rocas circundantes. Estas características resultan favorables para su detección a través de métodos gravimétricos durante la exploración de domos salinos.

4.6. Origen de la sal

La sal se encuentra inicialmente en capas estratificadas dentro de rocas sedimentarias marinas conocidas como evaporitas, que tienen su origen principalmente en el mar (aunque también pueden originarse en lagunas, aunque con menor frecuencia). Estas sales se depositan en un orden inverso a su grado de solubilidad. En primer lugar, se precipitan los carbonatos (calizas), seguidos por los sulfatos (yeso y anhidrita), y, por último, los cloruros, comenzando con los cloruros de sodio y luego los de potasio y magnesio (Benavides García, 1956).

(Benavides García, 1956) ha señalado que la cristalización de la halita (NaCl) requiere que la concentración del agua de mar se haya incrementado aproximadamente 11 veces mediante la evaporación, lo que indica las condiciones de aridez necesarias para su precipitación. Para que se forme el espesor de sal mencionado, es necesario que el fondo marino donde se produce la precipitación de sal se hunda gradual y paulatinamente a medida que la sal se deposita.

Asimismo, (Benavides García, 1956) concluye que el depósito de sal se detiene cuando cambian las condiciones del medio marino, como un hundimiento acelerado del fondo del mar o cambios climáticos drásticos. En este momento, comienzan a depositarse otros tipos de sedimentos sobre la sal, como arenas, arcillas, limos y diferentes tipos de calizas. Estos nuevos depósitos marinos también pueden alcanzar espesores considerables, que van desde cientos hasta miles de metros.

4.7. Morfología de los depósitos salinos del sureste de México

Según las propuestas de (Benavides García, 1956), los depósitos de sal en la región sureste del país pueden clasificarse en dos categorías principales, a pesar de presentar una variedad de formas:

1. Cuerpos de forma irregular y dimensiones variables, que exhiben culminaciones locales y cubren áreas horizontales que van desde 15 a 30 [km^2]. Estos cuerpos se han denominado como "masas de sal" durante muchos años, ejemplos de este tipo incluyen la masa de sal de Tecuanapa-Romero Rubio y la de Moloacán-Ixhuatlán-Teapa-Santa Rosa, ubicadas al norte del Istmo de Tehuantepec y sureste de Coahuila de Zaragoza.
2. Intrusiones con sección circular o elíptica, que tienen un área reducida en comparación con la altura de la columna de sal. Estas estructuras son

apropiadamente conocidas como "domos". Algunos ejemplos de domos son el mencionado domo de Zanapa, situado a 50 km al sureste de Coatzacoalcos, y los domos de El Rosario, Cascajal, San Pedro, Laguna Nueva, entre otros.

4.8. Edad de los domos

La mayoría de las formaciones de sal en la región del Sureste de México se originaron en una época geológica anterior al Jurásico Superior, incluso remontándose al Triásico. Durante el período Cretácico, también se registraron depósitos de evaporitas, aunque la sal no predominó como roca principal en ellos.

Los domos salinos ubicados en el norte del Istmo de Tehuantepec tienen la capacidad de penetrar diversas capas rocosas, incluyendo aquellas del Mioceno Superior, Oligoceno, Eoceno y Cretácico Superior. Por otro lado, en el Sureste de México, los domos salinos abarcan un rango de edades que va desde el Oligoceno hasta el Mioceno, y en casos excepcionales, incluso llegan al Plioceno.

Se puede observar que las estructuras salinas al suroeste de Coatzacoalcos parecen haber alcanzado un estado de equilibrio en el Oligoceno, mientras que, en la zona sureste de Coatzacoalcos, este equilibrio pudo haberse alcanzado en el Mioceno medio o superior. Cuánto más antiguo es un domo salino, mayor tiempo ha tenido para que, si las condiciones son propicias, se forme una capa de roca llamada roca sello sobre la cima de la sal como se observa en la figura 4.8.1. Esto, a su vez, puede favorecer la presencia de yacimientos de azufre con relevancia económica (Benavides García, 1956).

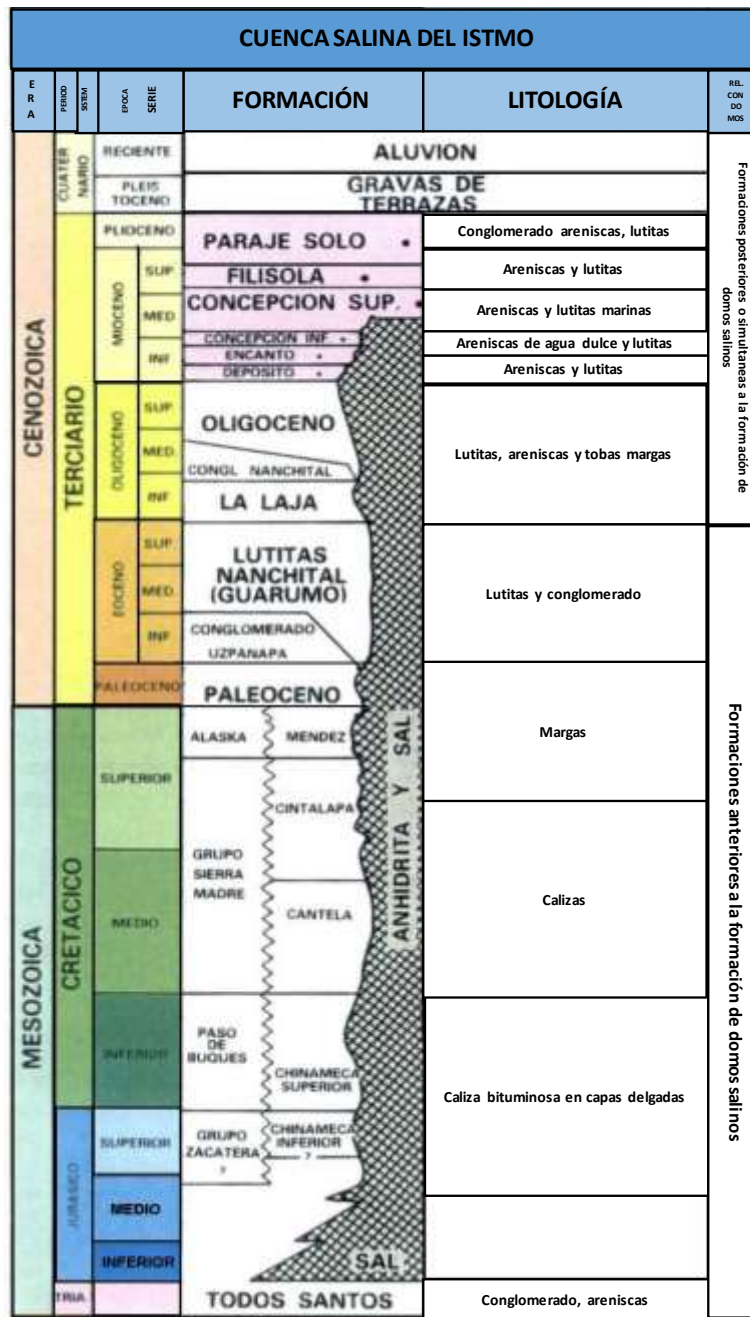


Figura 4.8.1. Columna estratigráfica general de la Cuenca Salinas del Istmo. Imagen modificada de (Venegas Mora , 2010)

4.9. Exploración y localización de estructuras salinas

(Benavides García, 1956) Analizó que las formaciones salinas se originaron debido a la existencia de una considerable posibilidad de descubrir depósitos de hidrocarburos, los cuales actúan como trampas que evitan la migración de los hidrocarburos hacia otras formaciones, manteniéndolos retenidos en un único punto. En la región sureste de México, se pueden observar algunas expresiones topográficas de domos salinos, los cuales se presentan como colinas aproximadamente circulares, con un patrón de drenaje radial y, ocasionalmente, se encuentran acompañados por arroyos.

En ciertos casos, se manifiestan como lagunas, cuya ubicación coincide con hundimientos locales causados por la disolución de la parte superior de la sal, cuando esta ha alcanzado una posición cercana a la superficie.

Debido a la inclinación de las capas de sal a través de las estratificaciones rocosas, en algunas áreas del sureste, las estructuras rocosas han logrado atravesar las capas y sobresalir en la superficie. Este descubrimiento permite que la exploración geológica en la superficie sea capaz de identificar estructuras salinas, ya que los afloramientos de capas en todas las direcciones desde un área central indican una elevada estructuración. Aunque existe la posibilidad de que no corresponda a un domo salino en particular, si se encuentra la presencia de sal en la región, las probabilidades de encontrar una estructura salina son significativas (Benavides García, 1956).

Existen técnicas de prospección geológica en la superficie que pueden contribuir a la detección de estructuras salinas, pero sus capacidades son limitadas, por lo tanto, en tales casos se recurre a la aplicación de métodos de exploración geofísica, principalmente la sísmica y gravimetría. La gravimetría se fundamenta en la medición de las variaciones de densidad de las diversas formaciones rocosas en una zona determinada. Cuando se encuentra presente un domo o una estructura similar, las disparidades en la atracción gravitacional indican la existencia de dicha estructura, lo cual se manifiesta como un mínimo gravimétrico (PETROQUIMEX, 2018).

(PETROQUIMEX, 2018) Resume que los efectos registrados representan la suma de las influencias ejercidas por las distintas masas subsuperficiales en las proximidades del punto de observación, lo que puede generar cierta ambigüedad en la interpretación de los datos gravimétricos. Por esta razón, no todas las estructuras salinas en la región del Istmo de Tehuantepec se evidencian como mínimos gravimétricos.

Capítulo 5

Cavidades de almacenamiento en el sureste mexicano

5.1. Objetivo

El objetivo de este capítulo radica en la aplicación concreta de los conocimientos previamente expuestos en los capítulos precedentes, llevado a cabo a través de la implementación de estos antecedentes en proyectos de almacenamiento geológico en la región sureste de México específicamente, se abordará la zona de Tuzandépetl, Veracruz. En este contexto, se procederá a la identificación y análisis de las problemáticas que aquejan a las cavidades de almacenamiento, con el fin de elaborar propuestas de solución pertinentes y efectivas y así poder alargar la vida de utilidad de las cavidades y considerar la ampliación de este medio de almacenamiento geológico.

5.2. Antecedentes de construcción de las cavidades

(López Cabrera, 2023) presentó un informe donde da a conocer que México cuenta con 12 cavidades salinas en proyectos de PEMEX quien proyectó utilizarlas para almacenar petróleo crudo en sus instalaciones de Tuzandépetl, Veracruz, con la finalidad de disponer de aceite crudo para abastecer las refinerías en situaciones donde se presentarán inconvenientes como el mal tiempo (huracanes, tormentas, ciclones, etcétera.), así como para almacenar hidrocarburos cuando los buques tanque de las empresas que compran crudo llegan retrasados e incluso en situaciones como pandemias, donde se busca poder contar con reservas fáciles de extraer y así lograr satisfacer como primera necesidad la demanda energética nacional.

Según la lista de proyectos presentada en la ASEA a finales del 2020 e inicios del 2021, se confirmó la realización de trabajos de ampliación con el nombre "*Construcción de Cavernas para el Almacenamiento de Hidrocarburos en el área 400 de Tuzandépetl*" donde PEMEX logística solicitó la autorización de un manifiesto de impacto ambiental para construir dos cavidades adicionales. La construcción de estas nuevas cavidades se llevará a cabo en un área de dos hectáreas, con una capacidad de almacenamiento de hasta 1.5 millones de barriles de crudo por cavidad sumando así 3 millones de barriles. (López Cabrera, 2023).

Gracias a la exploración de la zona se sabe que la halita es el mineral más abundante que se encuentra presente en el diapiro Tuzandépetl, la cual está constituida principalmente por cristales de cloruro de sodio, lo que la hace ideal para almacenar hidrocarburos líquidos y gaseosos presentan:

- Posee buena solubilidad en el agua
- Cuenta con porosidad reducida y cerrada
- Impermeabilidad óptima, se le considera el producto mineral más impermeable y por ende que en las cavidades presenta estanqueidad (Géostock-Co, 1986)

El “Centro de Almacenamiento Estratégico (CAE) Tuzandépetl” mostrado en la figura 5.2.1 y figura 5.2.2 se remonta a 1983 tras la localización del domo salino en el ejido Tuzandépetl, seleccionado para la creación de cavidades de almacenamiento de crudo y por su proximidad a las principales instalaciones de distribución y proceso las cuales son: Dos Bocas, Pajaritos, Salinas Cruz, Cangrejera y Minatitlán como se muestra en la figura 5.2.3.



Figura 5.2.1. Centro de Almacenamiento Estratégico (CAE) Tuzandépetl. Imagen de (Loredo, 2021) recuperado el 25 de febrero de 2023



Figura 5.2.2. Depósitos de agua para los procesos de lixiviación (Mariano, 2021).

El periódico digital Diario del Istmo, en un reportaje de (López Cabrera, 2023), relata la historia de construcción de las cavidades. Estas fueron iniciadas en 1986 con el proceso de perforación y entraron en operación en 1992 con un total de 10 cavernas de las 12 planeadas inicialmente. Cada una de estas cavernas tiene una capacidad de almacenamiento de 700 mil barriles de crudo, sumando así una capacidad general de 8.4 millones de barriles.

Las dimensiones de estas cavidades tienen una profundidad promedio de 600 metros y se caracterizan por alcanzar una altura de 200 metros. Además, presentan diámetros que varían entre 30 y 40 metros. La distancia entre cada una de las cavernas es de aproximadamente 250 metros.



Figura 5.2.3. Localizaciones de importancia cerca del CAE Tuzandepetl. Datos de Google Maps [INEGI, 2023].

5.2.1. Generalidades de las cavernas existentes

5.2.1.1. Histórico de perforación

Cavidad 1

- Inicio: 02 de septiembre de 1987
- Término: 11 de noviembre de 1987
- Profundidad total: 1,000 [m]

Tabla 5.2.1. Núcleos cortados cavidad 1

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	660.00 – 669.00	8.00	88.80	Sal gris oscuro a negro con bandas incoloras y blanco lechoso, de grano medio a fino
2	830.00 – 839.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro a negro, con inclusiones incoloras y blanco lechoso, de grano medio a fino
3	991.00 – 1000.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro a negra, con inclusiones incoloras y blanco lechoso, opaca a translúcida

Tabla 5.2.2. Registros geofísicos usados en cavidad 1

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 1,000	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 1,000	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 1,000	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	450 – 1,000	Contenido mineralógico

Se efectuaron pruebas *in-situ* y de acuerdo con los resultados se determinó que esta cavidad se encuentra en una zona de sal homogénea.

Cavidad 2

- Inicio: 05 de enero de 1986
- Término: 11 de junio de 1986
- Profundidad total: 980 [m]

Tabla 5.2.3. Núcleos cortados cavidad 2

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	530.00 – 539.00	8.27	91.80	Sal blanca grisácea con bandas de coloración oscuro y porciones de sal blanca, cristalina translúcida de grano medio
2	790.00 – 799.00	9.00	100.00	Sal blanca grisácea con porciones de sal blanca opaca a translúcida de grano medio y grueso

Tabla 5.2.4. Registros geofísicos usados en cavidad 2

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	48 – 980	Litología
Densidad compensado	FDC	48 – 980	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	48 – 930	Contenido mineralógico
Temperatura	PCT – T	48 – 980	Temperatura de la formación

Los resultados obtenidos en las pruebas mostraron que el comportamiento de la sal del domo es del tipo clásico (inyección de salmuera para restituir la presión de prueba).

Cavidad 3

- Inicio: 30 de enero de 1987
- Término: 07 de abril de 1987
- Profundidad total: 1,000 [m]

Tabla 5.2.5. Núcleos cortados cavidad 3

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	594.00 – 573.00	1.98	22.00	Sal gris oscuro muy fragmentado de grano medio
2	610.00 – 616.00	3.90	65.00	Sal gris claro y gris oscuro de grano fino y medio
3	616.00 – 625.00	4.00	44.00	Sal gris oscuro translúcida y opaca, compacta de grano medio
4	625.00 – 634.00	8.38	93.00	Sal de color rojizo opaca y translúcida semi compacta fragmentada de cristalización fina
5	750.00 – 759.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro y café rojizo parcialmente translúcida de grano fino y grueso
6	941.00 – 950.00	9.00	100	Sal gris oscuro y gris claro en bandas alternas compactas de grano fino y medio

Tabla 5.2.6. Registros geofísicos usados en cavidad 3

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 1,000	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 950	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 950	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	50 – 950	Contenido mineralógico

Debido a las obstrucciones registradas en la TR de 11 ¾" en diferentes intervalos, se efectuaron disparos y se circuló agua dulce. Posteriormente se efectuaron las pruebas de hermeticidad, concluyéndose que el pozo no presenta problemas de fugas, pero deberá considerarse el comportamiento de la masa salina ya que tiende a incrementar su presión.

Cavidad 4

- Inicio: 03 de noviembre de 1986
- Término: 30 de enero de 1987
- Profundidad total: 950 [m]
- Del 31 de enero al 07 de junio de 1990, el pozo permaneció cerrado

Tabla 5.2.7. Núcleos cortados cavidad 4

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	589.00 – 598.00	6.60	73.0	Sal blanca grisácea con porciones de sal blanca poco translúcida y opaca de grano fino a medio
2	770.00 – 779.00	8.61	96.00	Sal blanca grisácea con intercalaciones de gris, de grano medio a fino, escaso grueso
3	941.00 – 950.00	9.00	100.00	Intercalaciones de sal en bandas alternas, blanco lechoso y grisáceo, poco translúcida y opaca de grano fino a medio

Tabla 5.2.8. Registros geofísicos usados en cavidad 4

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 –950	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 –950	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 –950	Densidad
Espectroscopia de RG	NGT	50 –950	Contenido mineralógico

Durante el desarrollo de las pruebas se observaron incrementos súbitos de presión, por lo que se presume que el pozo presenta altos porcentajes de minerales solubles.

Cavidad 5

- Inicio: 11 de noviembre de 1986
- Término: 18 de enero de 1987
- Profundidad total: 950 [m]

Tabla 5.2.9. Núcleos cortados cavidad 5

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	582.00 – 591.00	7.60	84.00	Sal gris oscuro a negra con porciones blanco grisáceo, poco translúcida a opaca de grano fino a medio
2	770.00 – 779.00	9.00	100.00	Sal en bandas alternas blanca grisácea con porciones café claro, de grano medio a fino
3	941.00 – 950.00	9.00	100.00	Sal blanca grisácea con intercalaciones menores gris claro cristalina translúcida de grano fino a medio y escaso grueso

Tabla 5.2.10. Registros geofísicos usados en cavidad 5

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 950	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 950	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 950	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	50 – 950	Contenido mineralógico

El pozo permaneció cerrado del 18 de enero de 1987 al 10 de junio del mismo año. La tendencia a disminuir la presión indicó la existencia de una fuga que cerró naturalmente después de 5 días de observación, por otro lado, se registró el atrapamiento de la TR de 11 $\frac{3}{4}$ " de 618.0 a 635.0 [m], el cual se venció mediante disparos y circulación de agua dulce, se concluyó que este pozo se localiza en una zona de sal poco estable.

Cavidad 6

- Inicio: No se cuenta con información
- Término: No se cuenta con información
- Profundidad total: 1050 [m]

Tabla 5.2.11. Núcleos cortados cavidad 6

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN [m] [%]		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
1	660.00 – 669.00	8.00	88.80	Sal gris oscuro a negro con bandas incoloras y blanco lechoso, de grano medio a fino
2	830.00 – 839.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro a negro, con inclusiones incoloras y blanco lechoso, de grano medio a fino
3	991.00 – 1000.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro a negra, con inclusiones incoloras y blanco lechoso, opaca a translúcida

Tabla 5.2.12. Registros geofísicos usados en cavidad 6

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 1,000	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 1,000	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 1,000	Densidad
Espectroscopia de RG	NGT	450 – 1,000	Contenido mineralógico

Cavidad 7

- Inicio: 27 de mayo de 1987
- Término: 01 de agosto de 1987
- Profundidad total: 965 [m]

Tabla 5.2.13. Núcleos cortados cavidad 7

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	610.00 – 619.00	9.00	100.00	Sal blanca grisácea cristalina opaca a translúcida de grano medio a grueso y fino
2	760.00 – 769.00	8.35	93.00	Sal gris claro a negro con bandas café claro, opaca de grano medio a fino y grueso
3	941.00 – 950.00	8.40	93.00	Sal blanca lechosa de grano medio a grueso

Tabla 5.2.14. Registros geofísicos usados en cavidad 7

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensando	CNL	50 – 950	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 950	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 950	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	50 – 950	Contenido mineralógico
Calibre	CALIPER	50 – 965	Diámetro

De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a la cavidad 7 se observó un comportamiento estable y de acuerdo con los criterios de la CIA GEOSTOCK se concluye que este pozo se localiza en una zona estable con baja probabilidad de fluencia de la masa salina.

Cavidad 8

- Inicio: 14 de febrero de 1987
- Término: 20 de abril de 1987
- Profundidad total: 930 [m]

Tabla 5.2.15. Núcleos cortados cavidad 8

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	495.00 – 504.00	3.00	33.00	Sal gris opaca de grano fino a medio
2	504.00 – 513.00	3.50	39.00	Sal gris opaca de cristalización fina fragmentada
3	670.00 – 679.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro y a gris opaca de grano fino con inclusiones gruesas
4	841.00 – 850.00	9.00	100.00	Sal gris oscuro y blanco lechoso opaca y translúcida facturable de grano medio a grueso

Tabla 5.2.16. Registros geofísicos usados en cavidad 8

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensando	CNL	50 – 930	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 850	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 930	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	50 – 930	Contenido mineralógico
Calibre	PCT – T	50 – 850	Diámetro del agujero

Del 20 de abril al 04 de junio de 1987, el pozo permaneció cerrado.

De acuerdo con los resultados de los registros geofísicos en su conjunto, se observó un atrapamiento de la T.R de $11 \frac{3}{4}$ “en diferentes intervalos comprendidos entre 625.0 y 817.0 [m], que se vencieron mediante disparos a la T.R y circulación de agua dulce hasta liberar la tubería, se considera este pozo con características similares al número 3.

Cavidad 9

- Inicio: 02 de julio de 1987
- Termino: 29 de agosto de 1987
- Profundidad total: 950 [m]

Tabla 5.2.17. Núcleos cortados cavidad 9

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	595.00 – 604.00	4.00	100.00	Sal gris oscuro con blanco lechoso de grano medio a fino
2	745.00 – 754.00	9.00	100.00	Sal en bandas alternas gris acafesado de grano medio
3	941.00 – 950.00	9.00	100.00	Sal en bandas blanco lechoso de grano medio a fino

Tabla 5.2.18. Registros geofísicos usados en cavidad 9

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensando	CNL	50 – 950	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 947	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 950	Densidad
Espectroscopía de RG	NGT	50 – 928	Contenido mineralógico
Calibre	CALIPER	580 – 950	Diámetro del agujero

Este pozo permaneció cerrado del 29 de agosto al 01 de diciembre de 1987, así también en el periodo comprendido entre el 29 de julio de 1988 al 23 de marzo de 1989, se observó en comportamiento de la presión. De acuerdo con los resultados obtenidos durante las pruebas, se determinó que este pozo se comportó de manera clásica (inyección de salmuera para restablecer la presión).

Cavidad 10

- Inicio: 30 de abril de 1986
- Término: 28 de octubre de 1986
- Profundidad total: 900 [m]

Tabla 5.2.19. Núcleos cortados cavidad 10

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	547.00 – 549.00	0.58	27.00	Lutita gris verdosa con granos de sal
2	549.00 – 558.00	8.46	94.00	Alternancia de sal gris oscuro y blanca grisácea de grano fino a medio y escasa de grano grueso
3	669.00 – 708.00	8.81	98.00	Sal blanca grisácea translúcida a transparente con bandas delgadas de grano grueso a medio
4	849.00 – 858.00	8.05	89.00	Predominan bandas de sal blanca cristalina, translúcida, blanca grisácea y lechosa

Tabla 5.2.20. Registros geofísicos usados en cavidad 10

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	400 – 900	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 950	Porosidad
Densidad compensado	FDC	50 – 950	Densidad

El pozo permaneció cerrado del 07 de junio de 1986 al 31 de mayo de 1987. Con el comportamiento de presión manifestado se comprobó su hermeticidad.

Cavidad 11

- Inicio: 30 de julio de 1986
- Término: 07 de octubre de 1986
- Profundidad total: 870 [m]

Tabla 5.2.21. Núcleos cortados cavidad 11

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	460.00 – 669.00	8.08	90.00	Alternancia de sal blanca y grisácea, translúcida cristalina de grano fino a medio
2	550.00 – 559.00	9.00	100.00	Predomina la sal blanca y blanca grisácea, cristalina, translúcida y opaca, de grano fino, medio y grueso
3	710.00 – 719.00	8.14	90.00	Sal blanca en diferentes tonalidades, con porciones verde oscuro y café claro, cristalina y translúcida opaca de grano medio a grano grueso

Tabla 5.2.22. Registros geofísicos usados en cavidad 11

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 820	Litología
Densidad compensado	FDC	50 – 817	Densidad
Espectroscopia de RG	NGT	50 – 820	Contenido mineralógico
Litodensidad	LDT	50 – 820	Litología

Este pozo permaneció cerrado del 21 de septiembre de 1986 al 01 de junio de 1987. De acuerdo con los resultados de las pruebas, este pozo se comportó de manera compleja, ya que primero la masa salina sufre una expansión lenta y posteriormente una compresión, lo cual, confirmó el carácter viscoplástico de la sal.

Cavidad 12

- Inicio: 08 de agosto de 1986
- Término: 14 de octubre de 1986
- Profundidad total: 850 [m]

Tabla 5.2.23. Núcleos cortados cavidad 12

NÚCLEOS CORTADOS				
NÚCLEO No.	INTERVALO [m]	RECUPERACIÓN		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA
		[m]	[%]	
1	450.00 – 459.00	6.55	73.00	Sal gris claro y oscuro, escasas porciones de café, translúcida de grano fino a medio
2	605.00 – 614.00	9.00	100.00	Sal gris claro y oscuro, porciones café y verde olivo translúcida predomina grano fino
3	750.00 – 759.00	8.62	96.00	Sal gris claro y oscuro, escasas porciones de café, cristalina translúcida de grano medio a fino

Tabla 5.2.24. Registros geofísicos usados en cavidad 12

REGISTROS GEOFÍSICOS			
		INTERVALO [m]	INFORMACIÓN APORTADA
Neutrón compensado	CNL	50 – 820	Litología
Sónico de porosidad	BHC	50 – 810	Porosidad
Espectroscopia de RG	NGT	50 – 840	Contenido mineralógico
Lito-Densidad	LDT	50 – 840	Litología

Este pozo permaneció cerrado del 01 de octubre de 1986 al 26 de junio de 1987. De acuerdo con los resultados de las pruebas este pozo presentó un comportamiento normal, lo cual indica que se encuentra en una zona de contenido mineralógico homogéneo.

5.2.1.2. Proceso de lixiviación**CAVIDAD 1**

- Inicio: 16 de septiembre de 1990
- Término: 13 de agosto de 1991

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7 5/8" y/o 11 3/4".

- Receptáculo de insolubles: 1
- Cuerpo de la cavidad: 3
- Techo de la cavidad: 1

Es conveniente llevar a cabo el llenado con gas para reducir los riesgos de cierre de la masa salina, con el correspondiente atrapamiento de tuberías.

Observaciones:

- La prueba de estanqueidad resultó satisfactoria.
- Del 01 de diciembre de 1991 al 26 de enero de 1992, el pozo se mantuvo en observación, registrando diariamente la presión y restaurándola mediante la inyección de diésel, para ajustar la interfase diésel-salmuera evitando la disolución descontrolada en el cuello de la cavidad por la presencia de sales de magnesio y potasio.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.25. Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 1**

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R. de 11 3/4 "	J – 55	60	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada
T.R. de 7 5/8"	C – 75	39	lb/ft	ROSCA HDTS	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.26 Volúmenes de la cavidad 1**

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	188,700		30,000
Volumen creado	824,478		131,077
Intervalo		717 – 964	
Volumen útil (Reg. Sonar)	267,325		42,500
Intervalo		717 – 804	
Volumen Obstruido	282,040		56,856
Intervalo obstruido		804 – 964	

CAVIDAD 2

- Inicio: 18 de febrero de 1988
- Término: 24 de noviembre de 1989

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 7
- Techo de la cavidad: 2

Observaciones:

- Se inició sin control del sello diésel, debido a un atrapamiento de la T.R de 11 ¾", en el intervalo 750.0 – 875.0 [m], mismo que se venció posteriormente mediante disparos a la T.R. de 11 ¾" y circulación de agua dulce utilizando un empacador Baker.
- Los resultados obtenidos durante la prueba de estanqueidad fueron satisfactorios.
- Mediante circulación dulce se logró vencer la resistencia en el intervalo de 810.00 a 830.00 [m], ampliándose el diámetro reducido logrando recuperar la parte inferior de la cavidad.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.27. Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 2**

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R. de 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.28. Volúmenes de la cavidad 2**

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'430,226		227,381
Intervalo		675 – 940	
Volumen útil (Reg. Sonar)	716,969		113,985
Intervalo		724 – 898	

CAVIDAD 3

- Inicio: 16 de agosto de 1990
- Término: 01 de octubre de 1991

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 1
- Cuerpo de la cavidad: 4
- Techo de la cavidad: 1

Al igual que la cavidad 1, es conveniente llevar a cabo el llenado con gas para reducir los riesgos de cierre de la masa salina, con el correspondiente atrapamiento de tuberías.

Observaciones:

- Al igual que la cavidad 1, es conveniente acondicionar esta cavidad para el almacenamiento de crudo, por lo que sería necesario continuar la lixiviación hasta crear el volumen requerido.
- Las pruebas de presión se consideraron satisfactorias

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.29. Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 3**

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R. de 11 ¾ "	J – 55	39	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada
T.R 7 5/8"	C-75	39	lb/ft	ROSCA HDTS	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.30. Volúmenes de la cavidad 3**

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	188,700		30,000
Volumen creado	932,082		148,185
Intervalo		650 – 975	
Volumen útil (Registro Sonar)	283,264		45,034
Intervalo		690 – 860	
Volumen obstruido	301,920		48,000
Intervalo obstruido		860 – 975	

CAVIDAD 4

- Inicio: 02 de agosto de 1990
- Término: 15 de enero de 1992

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 7
- Techo de la cavidad: 1

Observaciones:

- Debido a una medición errónea en la introducción de la tubería de 18" se definió la zapata a 599.8 [m]; sin embargo, quedó a la profundidad de 547.0, por lo que fue necesario colgar y cementar un liner de 13 3/8" de 519.7 a 670.0 [m], sin considerar la elevación de la mesa rotaria.
- La prueba de presión después de la lixiviación se realizó para comprobar la hermeticidad de la cavidad resultando satisfactoria.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.31. Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 4**

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA VAM	Colgada
T.R. de 10 ¾ "	P – 110	66.7	lb/ft	ROSCA HD	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.32. Volúmenes de la cavidad 4**

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'162,119		184,757
Intervalo		700 – 974	
Volumen útil (Registro Sonar)	848,201		134,849
Intervalo		700 – 965	

CAVIDAD 5

- Inicio: 01 de marzo de 1990
- Término: 06 de noviembre de 1991

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 11
- Techo de la cavidad: 3

Observaciones:

- Se presentó obstrucción de la cavidad a 910.0 [m] perdiendo la comunicación hasta 950.0 [m], no se tomó registro sonar en este intervalo por lo que se desconoce el volumen perdido, este problema se repitió a los 880.0 [m], donde por caídas de bloques se perdieron 30 [m] más de cavidad, perdiéndose en total 70 [m] de cavidad, incluyendo receptáculo de insolubles, lo cual representa un 25% menos del volumen de cavidad programado inicialmente.
- La prueba de estanqueidad de esta cavidad fue la única en la que se utilizó un sello de crudo en lugar de diésel, resultando satisfactorio.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.33.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 5

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA VAM	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.34.** Volúmenes de la cavidad 5

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'364,755		216,972
Intervalo		605 – 909	
Volumen útil (Reg. Sonar)	627,220		99,717
Intervalo		675 – 840	

CAVIDAD 7

- Inicio: 01 de diciembre de 1987
- Término: 16 de septiembre de 1989

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 1
- Cuerpo de la cavidad: 13
- Techo de la cavidad: 2

Observaciones:

- De acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas se observó un comportamiento estable y de acuerdo con los criterios del Centro de Ingeniería Avanzada (CIA), GEOSTOCK, se concluyó que este pozo se localiza en una zona estable con baja probabilidad de fluencia de la masa salina.
- Esta cavidad presenta zonas de diámetro reducido (773.0 – 800.0 [m] y de 874.0 – 902.0 [m]), debido a que no se concluyó la lixiviación por cambio del programa, se espera que se presenten obstrucciones o atrapamientos de tuberías debido al desprendimiento de bloques que ocasionarían el atrapamiento de la tubería de 11 ¾". Sería conveniente concluir con los programas de lixiviación técnica en esta y las demás cavidades, para reducir al mínimo estos problemas.
- Durante las mediciones de presión se observó una aportación de crudo, por lo que no se efectuó prueba de estanqueidad; sin embargo, de acuerdo con los resultados obtenidos, no se presentó variación de presión por lo que se concluye que no existe problema de fuga.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.35. Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 7**

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.36. Volúmenes de la cavidad 7**

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'136,868		180,742
Intervalo		660 – 933	
Volumen útil (Reg. Sonar)	806,170		128,167
Intervalo		660 – 870	
Volumen obstruido	132,392		21,048
Intervalo obstruido		870 – 933	

CAVIDAD 8

- Inicio: 22 de marzo de 1990
- Término: 29 de octubre de 1991

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realiza efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 1
- Cuerpo de la cavidad: 11
- Techo de la cavidad: 3

Observaciones:

- La forma de esta cavidad es irregular, por lo que aparentemente muestra que no se esperan problemas significativos durante su explotación.
- Concluyeron satisfactoriamente las pruebas de presión.
- De acuerdo con los registros sonares, no es necesario efectuar la lixiviación.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.37.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 8

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA VAM	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.38.** Volúmenes de la cavidad 8

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'366,126		220,370
Intervalo		578 – 916	
Volumen útil (Registro Sonar)	713,933		113,503
Intervalo		578 – 863	
Volumen obstruido	75,838		12,057
Intervalo obstruido		876 – 916	

CAVIDAD 9

- Inicio: 27 de marzo de 1990
- Término: 21 de octubre de 1991

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 1
- Cuerpo de la cavidad: 5
- Techo de la cavidad: 2

Observaciones:

- De acuerdo con los registros sonares, en esta cavidad se observó una zona con diámetro reducido a 834.0 [m], presentando un intervalo de irregularidades en el intervalo entre 700.0 y 800.0 [m].
- Se realizó lixiviación técnica circulando agua por 2 días únicamente y después se suspendió.
- Por cambios del programa de operación, la etapa de lixiviación debido a la necesidad de recuperar el crudo se obstruyó y perdió el intervalo 830.0 – 900.0 [m].

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.39.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 9

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA VAM	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.40.** Volúmenes de la cavidad 9

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'384,000		220,032
Intervalo	630 – 950	630 – 950	
Volumen útil (Registro Sonar)	766,567		121,887
Intervalo		640 – 820	
Volumen obstruido	314,500		50,000
Intervalo obstruido		820 – 900	

CAVIDAD 10

- Inicio: 12 de febrero de 1988
- Término: 18 de octubre 1989

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realiza efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 9
- Techo de la cavidad: 2

Observaciones:

- Esta cavidad se encuentra en buenas condiciones para su explotación, se considera la forma de esta cavidad como una de las más regulares.
- En esta cavidad no hubo necesidad de efectuar lixiviación, debido a la saturación normal de la salmuera, la cual fue causante de la disolución del bloque de sal que obstruía la zona reducida, con lo que se recuperó la parte inferior de la misma.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.41.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 10

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.42.** Volúmenes de la cavidad 10

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'268,415		201,656
Intervalo		680 – 870	
Volumen útil (Reg. Sonar)	1'105,170		175,703
Intervalo		660 – 814	

CAVIDAD 11

- Inicio: 12 de febrero de 1988
- Término: 04 de noviembre de 1989

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 9
- Techo de la cavidad: 1

Observaciones:

- La forma presentada en esta cavidad, muestra una zona reducida en el intervalo 720.0 a 800.0 [m], por lo que se inició la lixiviación en el intervalo 720.0 – 748.0 [m], la cual no se concluyó, quedando una zona con diámetro reducido de 750.0 a 800.0 [m], Por lo tanto, si ocurriese algún desprendimiento de bloques es probable el cierre de este intervalo.
- Las pruebas de presión resultaron satisfactorias, verificando la hermeticidad de la cavidad.
- Por la necesidad de la empresa responsable en primera instancia de esta cavidad de recuperar crudo, se suspendió la lixiviación técnica en la zona de diámetros reducidos de la cavidad, por lo que no se logró recuperar la parte inferior de la cavidad.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.43.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 11

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA BCN	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.44.** Volúmenes de la cavidad 11

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'487,535		236,492
Intervalo		580 – 870	
Volumen útil (Registro Sonar)	827,569		131,569
Intervalo		590 – 757	
Volumen obstruido	297,517		47,300
Intervalo obstruido	757 – 870	757 – 870	

CAVIDAD 12

- Inicio: 02 de diciembre de 1989
- Término: 19 de diciembre de 1989

Etapas de lixiviación:

Cada etapa de lixiviación, se realizó efectuando movimientos de las tuberías de revestimiento colgadas de 7" y/o 11 ¾".

- Receptáculo de insolubles: 2
- Cuerpo de la cavidad: 9
- Techo de la cavidad: 1

Observaciones:

- Después del desarrollo de las pruebas se observó que la cavidad presenta una buena hermeticidad.
- De acuerdo con los registros sonares es conveniente efectuar lixiviación para recuperar el intervalo obstruido.

Tuberías de revestimiento:**Tabla 5.2.45.** Características de las tuberías de revestimiento utilizadas en la cavidad 12

T.R. de 18"	J – 55	111.5	lb/ft	ROSCA VETCO	Cementada
T.R 11 ¾"	J – 55	60	lb/ft	ROSCA VAM	Colgada

Volumen de cavidad:**Tabla 5.2.46.** Volúmenes de la cavidad 12

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'376,792		218,886
Intervalo		550 – 845	
Volumen útil (Registro Sonar)	386,792		61,493
Intervalo		550 – 648	
Volumen obstruido	Desconocido		Desconocido
Intervalo obstruido	648 – 845		

5.3. Estado mecánico

El estado mecánico de un pozo como el que se muestra en la figura 5.3.1 se determina al analizar la geometría del mismo durante las diferentes etapas de perforación. Esta evaluación se realiza después de estudiar la historia geológica y los pozos de correlación relacionados.

El estado mecánico de un pozo define los siguientes datos:

- TVD (*True Vertical Depth*) de cada una de las fases
- Diámetro de la barrena de cada una de las fases
- Diámetro de revestimiento de cada una de las fases
- Profundidad de asentamiento de cada uno de los revestimientos

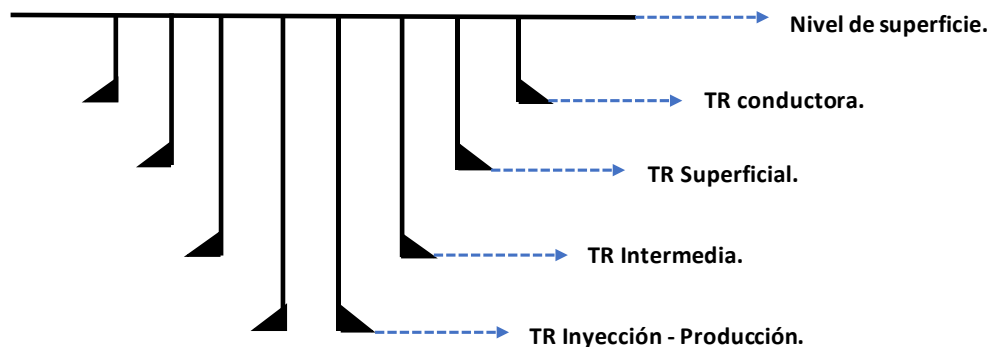


Figura 5.3.1. Representación de los componentes principales de un estado mecánico de pozo. TR conductora: Aísla formaciones no consolidadas; TR superficial: Evita contaminación de acuíferos; TR intermedia: Aísla zonas de presiones anormales; TR inyección-Producción: Aísla las formaciones para almacenar y producir. Imagen propia.

La perforación de pozos hasta la zona objetivo (domos salinos) en México fueron programados en su inicio con un estado mecánico compuesto por una tubería conductora de 30", introduciendo en su interior una tubería de 18" como tubería intermedia que sirve para inyectar el agua a la cavidad y a su vez en su interior una tubería de 17 ½", para extraer la salmuera hasta la superficie.

El tamaño de las tuberías realmente varía según la cavidad a perforar como se muestran en las figuras de la 5.3.2 a la 5.3.12, las cuales presentan los registros sonares tomados, dando a conocer el diseño generado de las cavidades, las tuberías ocupadas en las operaciones de construcción y la instalación del árbol de válvulas en superficie. A continuación, se presentan, los estados mecánicos correspondientes a cada una de las cavidades, con su respectivo registró sonar.

Cavidades salinas

Cavidades de almacenamiento en el sureste mexicano

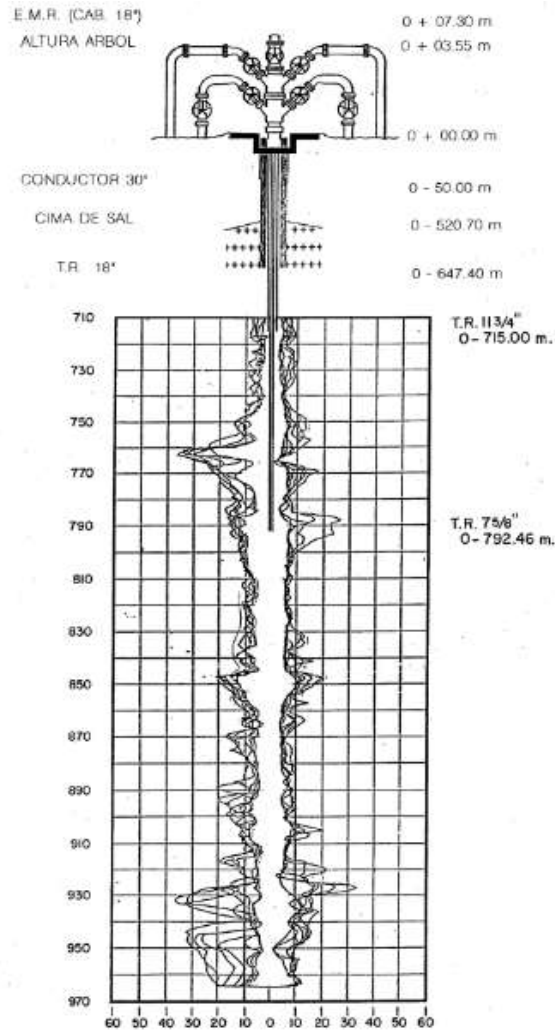


Figura 5.3.2. Registro sonar de la cavidad 1. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

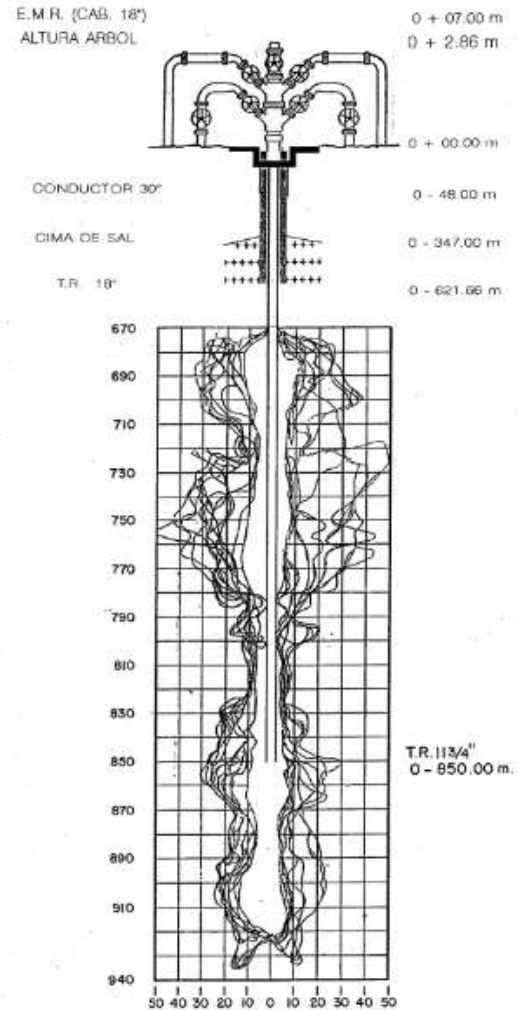


Figura 5.3.3. Registro sonar de la cavidad 2. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Cavidades salinas

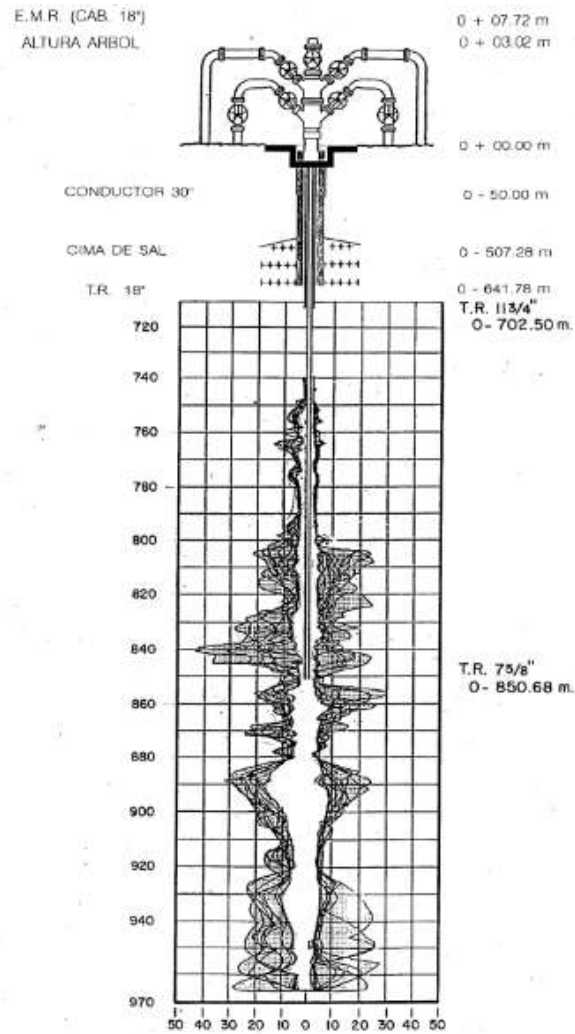


Figura 5.3.4. Registro sonar de la cavidad 3. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Cavidades de almacenamiento
en el sureste mexicano

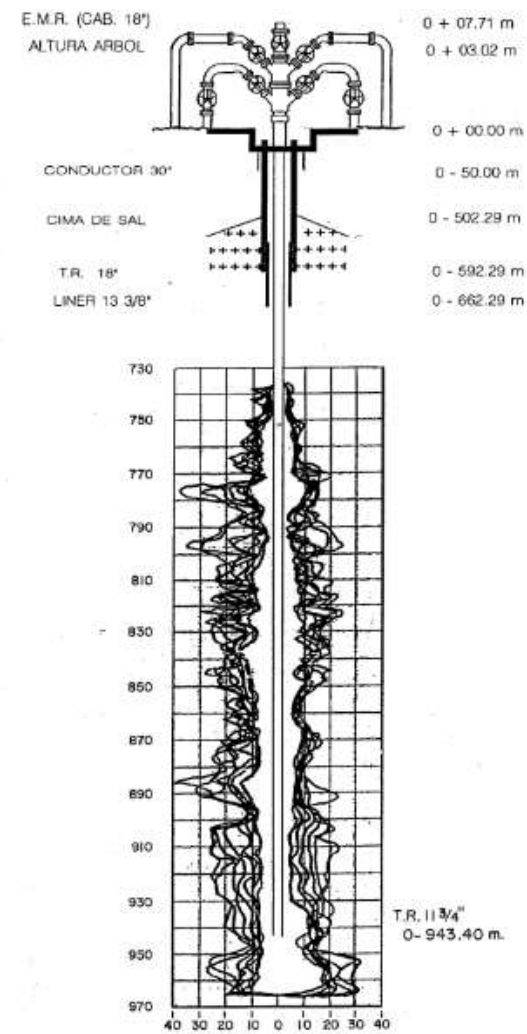


Figura 5.3.5. Registro sonar de la cavidad 4. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Cavidades salinas

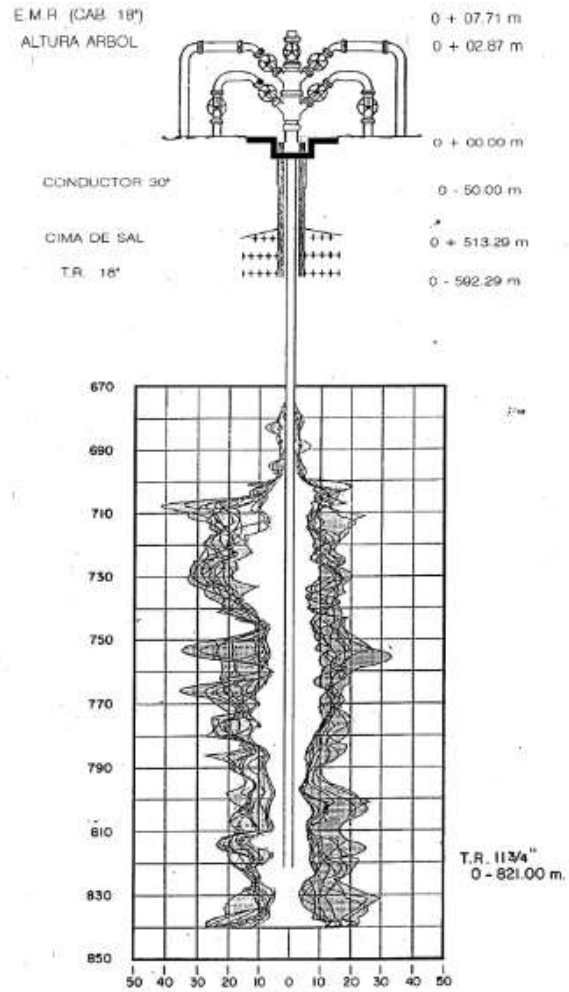


Figura 5.3.6. Registro sonar de la cavidad 5. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Cavidades de almacenamiento
en el sureste mexicano

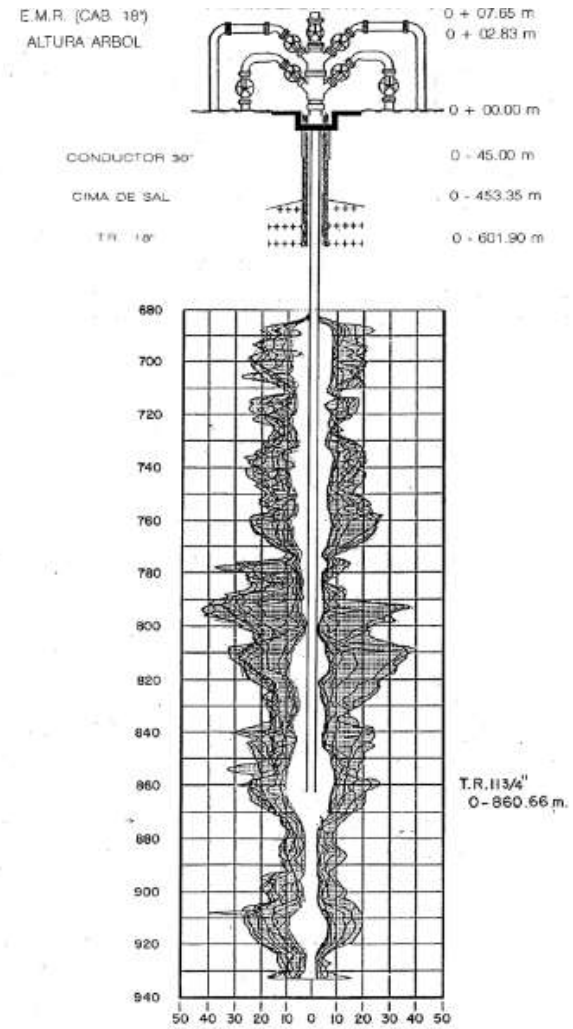


Figura 5.3.7. Registro sonar de la cavidad 6. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

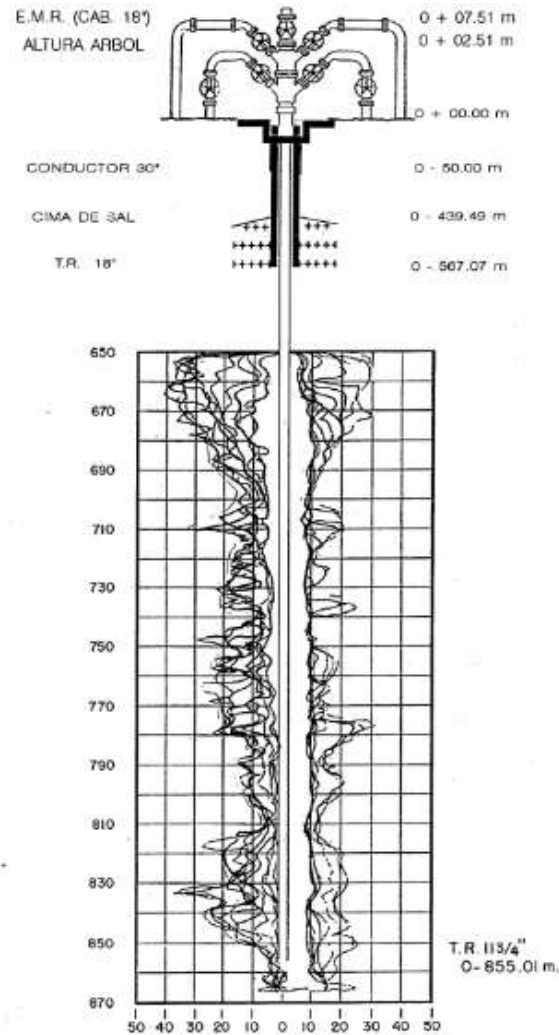


Figura 5.3.8. Registro sonar de la cavidad 8. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

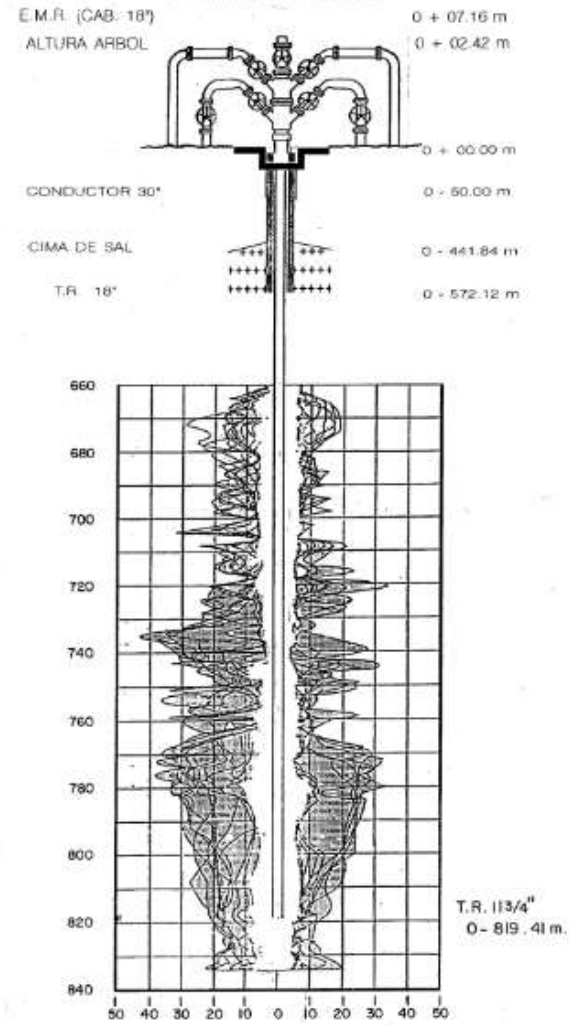


Figura 5.3.9. Registro sonar de la cavidad 9. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

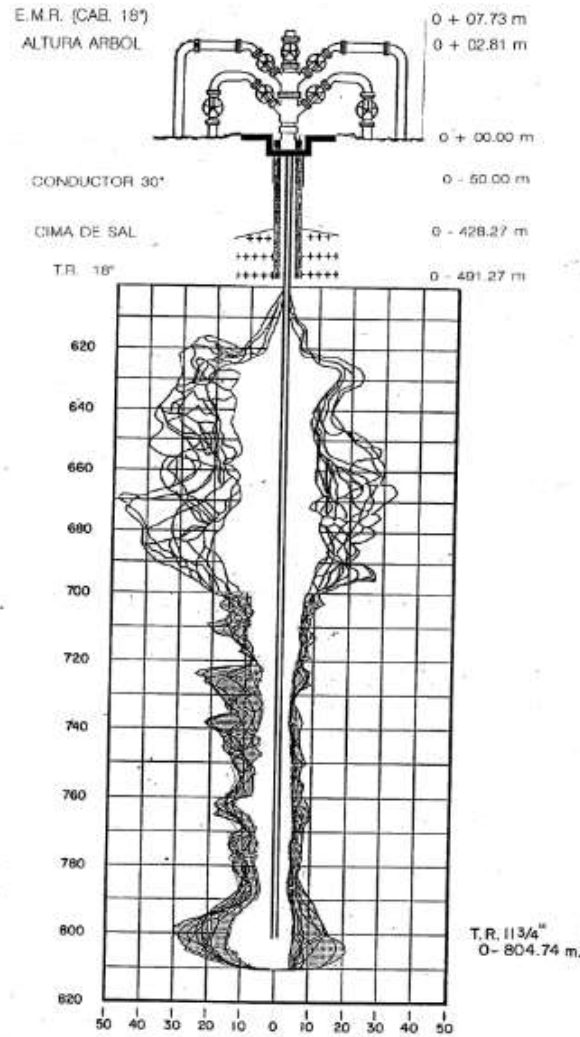


Figura 5.3.10. Registro sonar de la cavidad 10. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

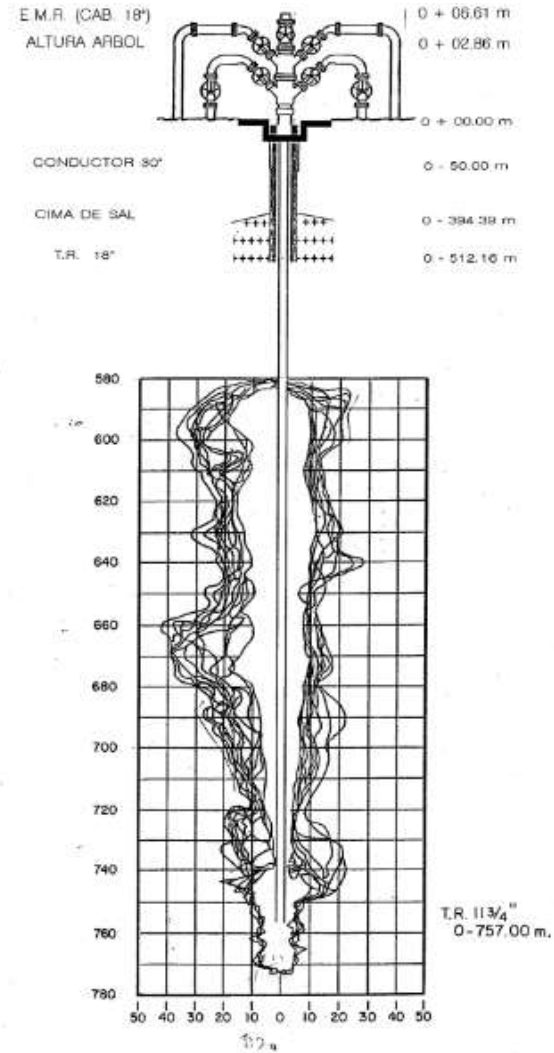


Figura 5.3.11. Registro sonar de la cavidad 11. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

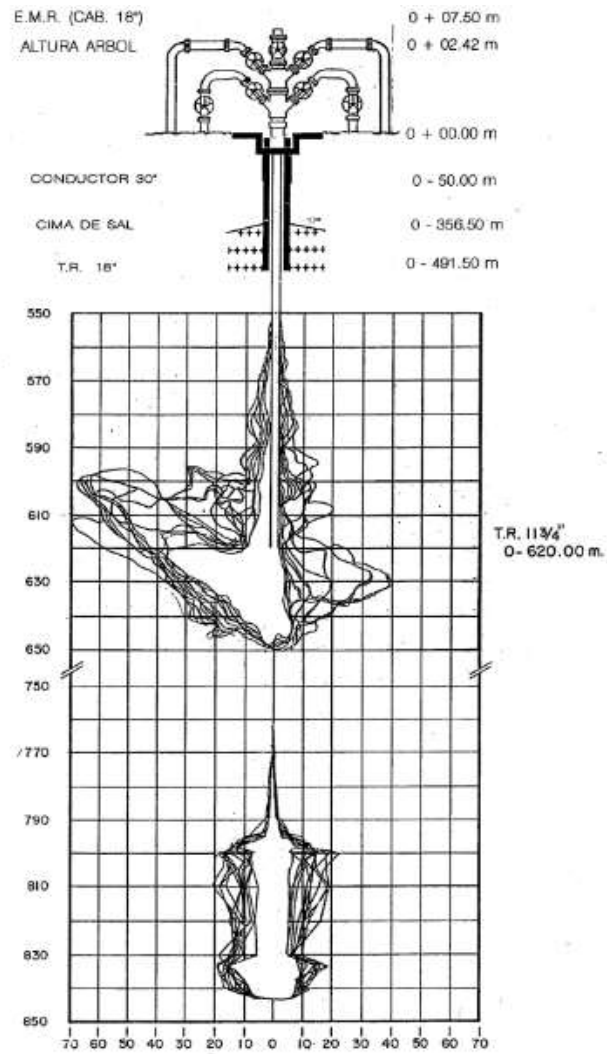


Figura 5.3.12. Registro sonar de la cavidad 12. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

5.4. Configuración tipo de las cavidades

En la figura 5.4.1 se observa la configuración de las cavidades a lo largo del diapiro Tuzandépetl donde la capa salina se encuentra a una profundidad aproximada de entre 350 y 400 metros, mientras que en Ciudad del Carmen está a más de 3,500 metros de profundidad. Las cavidades salinas tienen diferentes capacidades de almacenamiento, siendo la menor de 400,000 barriles de petróleo y la mayor de 900,000 barriles, casi el doble del tanque de almacenamiento más grande en la terminal de Pajaritos.

Estas cavidades se encuentran cerca de la terminal logística de Pajaritos, a la cual se envía el hidrocarburo. La instalación de Tuzandépetl opera 340 días al año como centro de almacenamiento, recibiendo tres tipos de hidrocarburo desde la estación Las Palomas, que se encuentra cerca de Nuevo Teapa (López Cabrera, 2023).

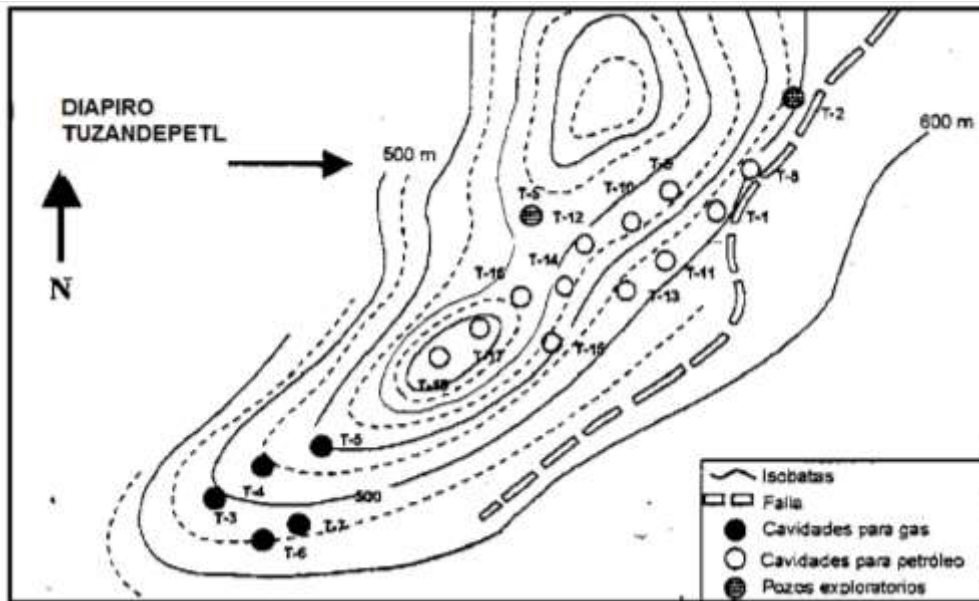


Figura 5.4.1. Configuración de las cavidades salinas en Tuzandépetl, Veracruz. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Inicialmente, se estimó que las cavidades tendrían una vida útil hasta el año 2010 según lo reportado en el informe de (Loredo, 2021), pero se realizó una reingeniería que permitió extender su vigencia hasta 2030. Para extraer el crudo de las cavidades, se inyecta agua salina para que, debido a la diferencia de densidad, expulse el petróleo. En el proceso inverso, se deposita el agua salina en tres lagunas salinas.

Es importante destacar que las cavidades no se ven afectadas físicamente por los temblores debido a la característica de flexibilidad de la capa salina. Sin embargo, solo un evento extremo como un misil podría causar su destrucción, ya que todo está almacenado bajo tierra.

(Pérez Arteaga, Pérez Arteaga, & Villaverde Pérez, 2020) mediante el análisis de domos salinos en las cuecas salinas del istmo concluyeron que las cavidades salinas tienen 3 características propias:

- Una capacidad útil relativamente baja (30 a 60 millones de m^3 /Cavidad)
- Un gasto de extracción alto (1 a 3 millones m^3 /día que permite ciclos completos en uno a dos meses)
- La flexibilidad de pasar muy rápidamente (en menos de 1 hora) de inyección a extracción. Es decir, tiene una gran capacidad para las alteraciones cíclicas, permitiendo altos regímenes de inyección y extracción

5.5. Tipo de hidrocarburo de almacenamiento

Para entender la diferencia entre todos los tipos de hidrocarburos, el Instituto Americano del Petróleo (API) diseñó un sistema de clasificación para el petróleo crudo sin necesidad de conocer la composición específica de este. Se basa en la densidad específica del petróleo, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = (141.5/GE) - 131.5$$

Donde GE es la gravedad específica o densidad relativa y se considera que la medición se realiza a temperatura estándar de 60 [°F].

Una vez calculado dicho valor, la clasificación del petróleo se basa en las clasificaciones mostradas en la tabla 5.5.1.

Tabla 5.5.1. Clasificación de los tipos de hidrocarburos en relación a sus grados API.

Clasificación	°API
Ligero	API > 31.1°
Medio	22.3° < API > 31.1°
Pesado	22.3° < API > 10°
Extrapesado	API < 10°

Es decir, cuando la densidad API es mayor, el petróleo se considera más ligero. Como referencia, el agua fresca tiene una densidad API igual a 10° (NovaOil, 2020). Las cavidades de la región están diseñadas para almacenar los siguientes tipos de crudo:

- Olmeca: Hidrocarburo extra ligero. Debido a sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos, eso se debe que cuenta con una densidad de 0.83 (g/cm^3), 39 API y 0.8% de azufre en peso.

- **Istmo:** Hidrocarburo ligero. Da mayores rendimientos para la realización de gasolina y destilados intermedios, esto debido a contener una densidad de 0.87 - 0.83 (g/cm^3), 32 API y 1.3% de azufre en peso.
- **Maya:** Hidrocarburo pesado. Tiene menor rendimiento en producción de gasolina y diésel debido a su densidad de 1.0 – 0.92 (g/cm^3), 22 API y 3.3% de azufre en peso, pero esas cualidades lo ubican como la principal fuente de energía para uso doméstico. Constituye casi la mitad del total de la producción en México y el Puerto de Dos bocas en Paraíso, Tabasco es el mayor comercializador de crudo maya, teniendo al primer semestre de 2019 un movimiento total de 13'514,574 toneladas (Gobierno de México, 2021).

5.6. Problemática actual de las cavidades

Se sabe por informes públicos como el presentado por (Ordaz, 2021) que la construcción de las 12 cavidades se inició en la década de los 80 por ingenieros franceses. En ese momento, el conocimiento en México para llevar a cabo proyectos de ingeniería en almacenamiento geológico en sal era muy limitado y se encontraba en una fase experimental.

En aquel tiempo, solo unos pocos países dominaban la técnica de desarrollo y construcción de medios de almacenamiento subterráneo para fluidos. Uno de esos países era Estados Unidos, que logró convertirse en exportador de gas natural al contar con abundantes reservas y utilizar esta tecnología de construcción. Por su parte, México emprendió la construcción de sus cavidades en el Golfo de México con un alto grado de incertidumbre debido a la falta de experiencia.

Durante la etapa de exploración del diapiro, se enfrentaron diversas incertidumbres en la interpretación de los registros obtenidos. Estas incertidumbres surgieron debido a la baja calidad de la información adquirida, ocasionada por el uso de herramientas en mal estado. Esta problemática resultó en la omisión de consideraciones importantes en la interpretación de las estructuras, la composición sedimentaria y la presencia de fallas y fracturas relevantes.

Aunque la sal del diapiro de Tuzandépetl es lo suficientemente pura para crear cavidades de almacenamiento (Mariano E. , 2021) presento un informe que da a conocer que estas estructuras no son completamente homogéneas en su composición mineralógica. Inicialmente, se buscó abarcar la mayor área posible en los procesos de lixiviación, pero durante el proceso surgieron intercalaciones de sedimentos y sales altamente solubles en agua e incluso en hidrocarburos.

El enfoque de esta serie de proyectos se centró principalmente en las técnicas y procesos de creación de las cavidades, sin considerar de manera significativa los mantenimientos y reparaciones necesarios para prolongar su vida útil o conservar las propiedades físicas que aseguren una retención adecuada del fluido en su interior. Veinte años después de la creación de las cavidades, comenzaron a

presentarse una serie de problemas que, dentro de los más alarmantes fue la filtración y migración de hidrocarburos inyectados a otras cavidades.

El constante proceso de inyección y extracción de hidrocarburos en las cavidades ha ocasionado un desgaste continuo en las paredes y techos y en conjunto con el sobre presionamiento en las etapas de almacenamiento para la retención y control de los líquidos, se han generado pequeñas fracturas y canales en los cuerpos salinos.

La extensión de las fracturas, dio origen a la formación de interconexiones con fallas geológicas como las que se representan en la figura 5.6.1 que no se tuvieron en consideración en la caracterización inicial del subsuelo. Estas interconexiones formaron un medio de flujo a través del cual los hidrocarburos migraron hacia cavidades vecinas y otras formaciones, ocasionado una pérdida del fluido.

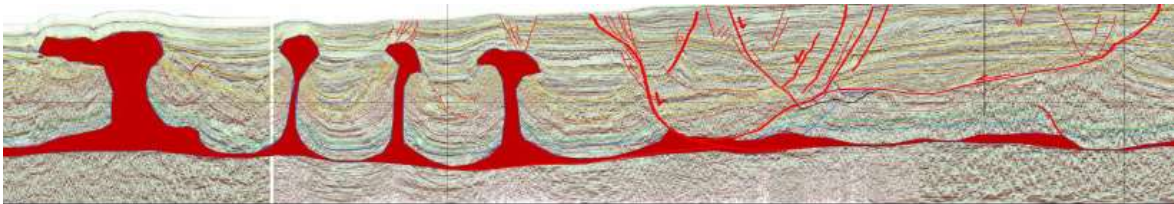


Figura 5.6.1. Ejemplo de fallas geológicas en zona de domos del sureste de México. Imagen obtenida de (CNH, 2014).

La migración del hidrocarburo a través de las fracturas en la sal y fallas geológicas de forma no controlada ocasionó los siguientes acontecimientos:

- Variación en el volumen del líquido de diferentes cavidades, presentando dificultades en los procesos de limpieza y mantenimiento
- Pérdida del volumen de hidrocarburos inyectados a través de la corteza terrestre
- Pérdida de presión para la retención y almacenamiento del líquido
- Probable inestabilidad en la estructura por desgaste y modificación de la relación en las dimensiones de las cavidades afectadas

Estas problemáticas y consideraciones futuras incentivaron la implementación de programas de reparación y mantenimiento a las 12 cavidades, llevados a cabo por PEMEX. Se buscó profundizar en la información, resumiendo el origen de la problemática debido a los siguientes acontecimientos:

- Uso de herramientas para la obtención de datos geofísicos en condiciones no óptimas para la adquisición de datos de calidad y detallada, ocasionando

que la interpretación resultara confusa y por lo tanto errónea en relación a las propiedades geológicas intrínsecas del subsuelo.

- Ausencia de corroboración de los modelos estructurados generados a partir de los registros geofísicos obtenidos por una limitación económica de inversión destinada a la etapa de adquisición de información.
- Ruido en el procesado geológico, generando una interpretación incorrecta de las cimas y bases de los tipos de sal y la omisión de fallas geológicas significativas.
 - Interconexión geológica de forma natural entre las cavidades mediante fallas y fracturas.
 - Zonas de altas geopresiones no consideradas en las ventanas operativas de diseño que limitaron las zonas ideales para la construcción de las cavidades.
 - Falta de mantenimiento a las cavidades de forma periódica y secuencial.

La figura 5.6.2 ejemplifica los tipos de fracturas que pueden presentarse en las formaciones salinas, mientras que la figura 5.6.3 y la tabla 5.6.1 muestran el resultado de una de las problemáticas presentes en la cavidad 12 ocasionada por el derrumbe de la formación salina, resultado de intercalaciones de sal con niveles bajos de pureza, las cuales se diluyeron con facilidad con el agua en la lixiviación y posteriormente con los hidrocarburos inyectados.

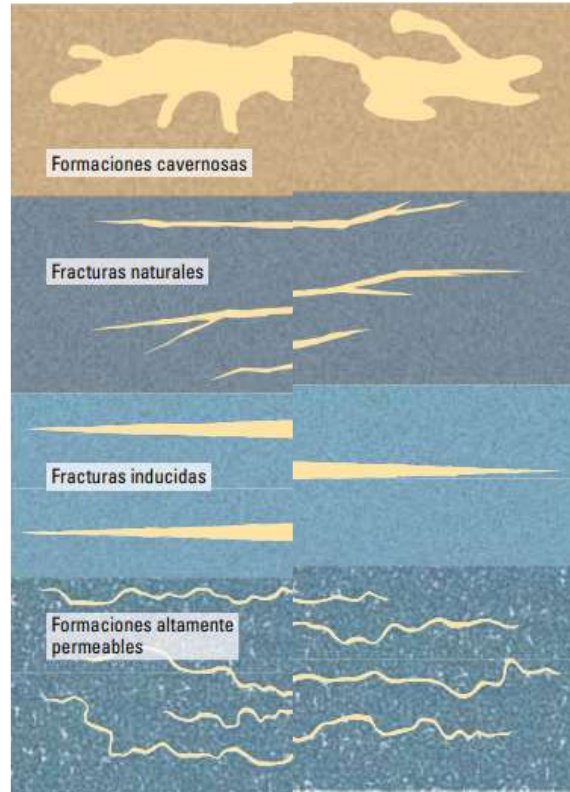


Figura 5.6.2. Tipos de fracturas geológicas. Imagen obtenida de (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación).

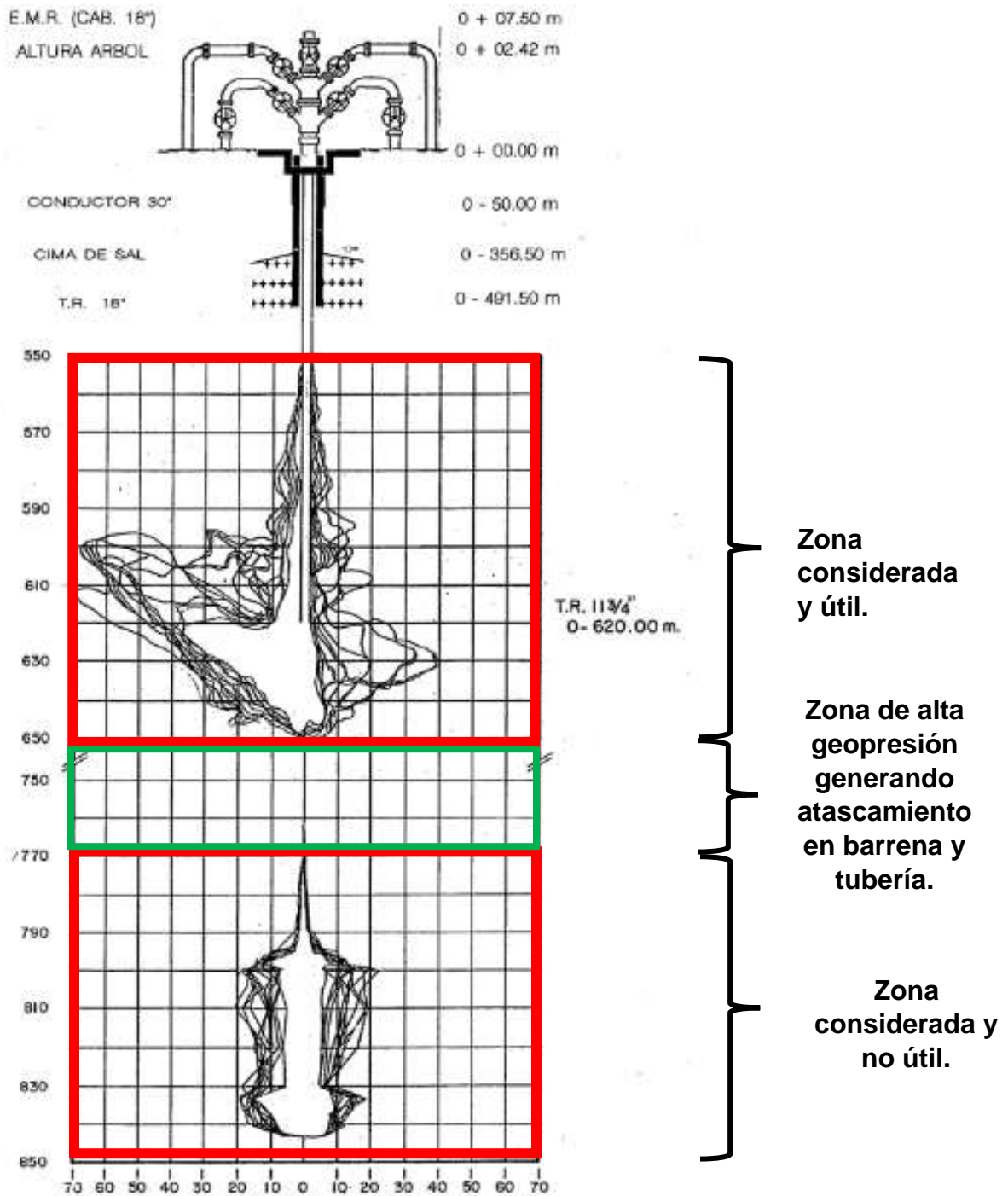


Figura 5.6.3. Zona volumétrica perdida de la cavidad 12 por derrumbe de la sal, atrapando la tubería. Imagen obtenida del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

Tabla 5.6.1. Resultados volumétricos de la cavidad 12

Volúmenes	Barriles (bls)	Metros (m)	Metros cúbicos (m ³)
Volumen programado	833,000		132,400
Volumen creado	1'376,792		218,886
Intervalo		550 – 845	
Volumen útil (Reg. Sonar)	386,792		61,493
Intervalo		550 – 648	
Volumen obstruido	Desconocido		Desconocido
Intervalo obstruido		648 – 845	

5.7. Alternativas de solución a la problemática actual

La identificación de la interconexión geológica de cavidades salinas es un aspecto crucial en el diseño y operación de sistemas de almacenamiento subterráneo. Por lo tanto, se realizan estudios geológicos detallados para comprender la estructura geológica de la zona donde se encuentran las cavidades salinas. Esto puede incluir análisis de datos sísmicos, estudios de resistividad eléctrica, mapeo geológico y estudios de perforación. Estos estudios proporcionan información sobre la disposición y la interconexión de la roca sello, la presencia de fallas geológicas actualizadas, enriquecida con información acumulada y la continuidad de las formaciones salinas.

El inicio del análisis sobre la identificación y descripción de medios fracturados consiste en comprender la manera en que las ondas elásticas se propagan en medios que presentan sistemas de fracturas sencillos, por ejemplo, medios ITH. A partir de este conocimiento, se pueden desarrollar métodos de estudio para calcular los parámetros que indican la dirección y la intensidad de las fracturas.

Además, se pueden realizar pruebas de trazadores para evaluar la interconexión entre cavidades salinas y otros cuerpos geológicos subterráneos, como acuíferos o cavidades adyacentes. En esta prueba, se inyecta una sustancia química radioactiva en una cavidad salina y se monitorea si aparece en otras cavidades o fuentes de agua subterránea cercanas. Esto ayuda a determinar la presencia y la extensión de la interconexión.

Otra actividad realizada para descartar o corroborar la interconexión entre cavidades, es el monitoreo de la presión en las cavidades salinas y en pozos cercanos. Si la presión en una cavidad salina se modifica y se observa una respuesta en pozos cercanos, puede indicar una conexión entre las cavidades o entre la cavidad y otros cuerpos de agua subterráneos. La utilización de modelos geológicos y simulaciones computacionales puede ayudar a comprender mejor la interconexión geológica de las cavidades salinas. Se pueden utilizar datos geológicos, datos de perforación y pruebas de campo para construir modelos

geológicos tridimensionales que simulan el comportamiento de las cavidades y su interacción con las formaciones circundantes.

Finalmente, dependiendo de la naturaleza y el tamaño de la fractura, se pueden inyectar diferentes tipos de materiales para sellarla. Esto podría incluir lechadas de cemento, resinas, materiales LCM, los cuales se fabrican con materiales residuales o de desecho de los procesos de manufactura y sumando a estas alternativas se considera el uso de productos químicos de consolidación especializados. Estos materiales llenan las fisuras y evitan que se propaguen más.

5.7.1. Inyección de trazadores

Este tipo de prueba al pozo, yacimiento y formación geológica, se realiza inyectando una sustancia (natural, química o radioactiva) mezclada con el hidrocarburo a almacenar a través del pozo instalado en la cavidad con el propósito de identificar sus direcciones de flujo entre los pozos inyectoros y productores tal como se muestra en la figura 5.7.1. Los trazadores ayudan a identificar con exactitud la zona dañada y aplicar métodos preventivos o correctivos para evitar el daño.

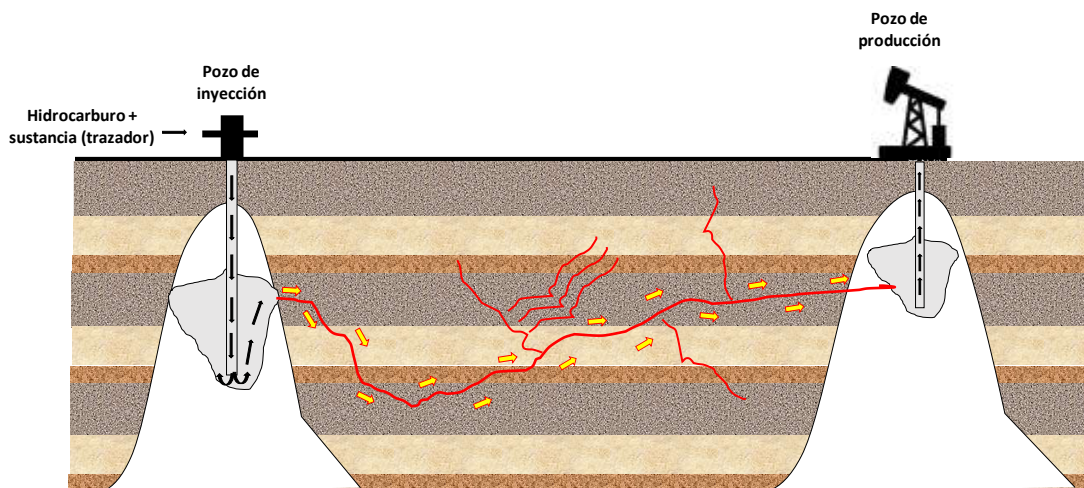


Figura 5.7.1. Inyección y flujo y extracción del trazador a través del pozo inyector y el productor.
Imagen propia.

(Marure Valdez, 2011) recopiló algunas de las características de la información que se puede obtener mediante la implementación de trazadores, las cuales son:

- Detección de zonas altamente permeables, barreras y fracturas
- Detección de zonas de comunicación entre estratos
- Evaluación de flujo fraccional de inyección que llega a cada pozo productor
- Determinación de los gastos en cada pozo
- Indicación de las diferentes estratificaciones del mismo paquete de roca
- Determinación de la dirección de flujo preferencial en el yacimiento o domo salino

La etapa de inyección puede realizarse en múltiples pozos como se observa en la figura 5.7.2, pero en este tipo de problemática donde se busca la identificación de la falla geológica, se realiza en una única cavidad por etapa de prueba para el aislamiento y delimitación de las zonas, mientras que el monitoreo y muestreo del fluido se realiza en los pozos productores de las demás cavidades para verificar la presencia de la sustancia.

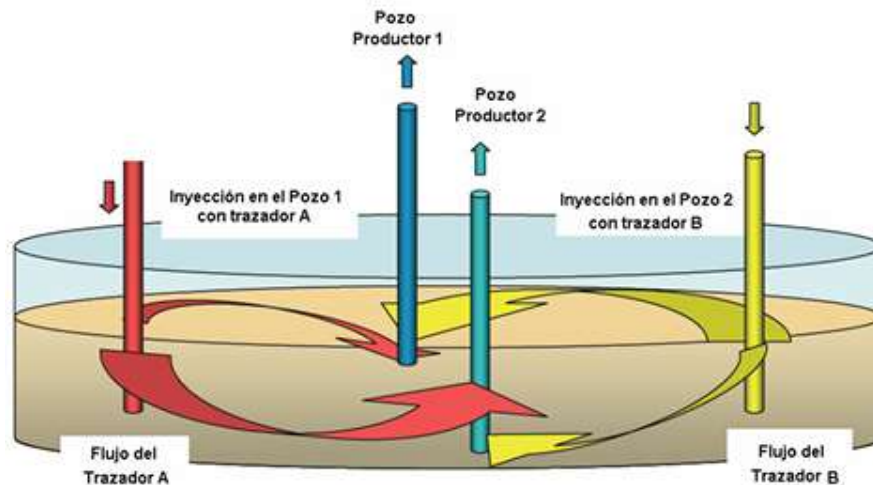


Figura 5.7.2. Esquema de una prueba de inyección de trazadores. Imagen obtenida de (Ramírez Sabag, 2008).

Con base en la investigación realizada de (Marure Valdez, 2011), al tiempo de llegada del trazador y de su curva característica mostrada en la figura 5.7.3, es posible determinar presencia de anisotropías como canales o barreras del flujo, comunicación preferencial, conexión entre múltiples bloques de un yacimiento o en este caso de estudio, una cavidad salina e inclusive, saturación residual de aceite. Al tener un monitoreo adecuado y con suficiente duración del proceso de inyección, se pueden obtener factores como el grado de comunicación entre los pozos productores e inyectores de las cavidades involucradas identificando las fallas geológicas principales, presentes en la pérdida de hidrocarburos para su obstrucción y sellamiento.

Gracias al monitoreo y la obtención de los resultados obtenidos del trazador, se construye una curva de sugerencia del trazador en cada pozo productor dando a conocer:

- El tiempo de arribo
- El tiempo promedio de tránsito
- El tiempo máximo de duración de la prueba

El diseño de la prueba debe de determinar con la mayor precisión posible el tiempo de arribo del trazador y obtener con un mínimo de muestras una tendencia definida de la curva de respuesta (Ramírez Sabag, 2008).

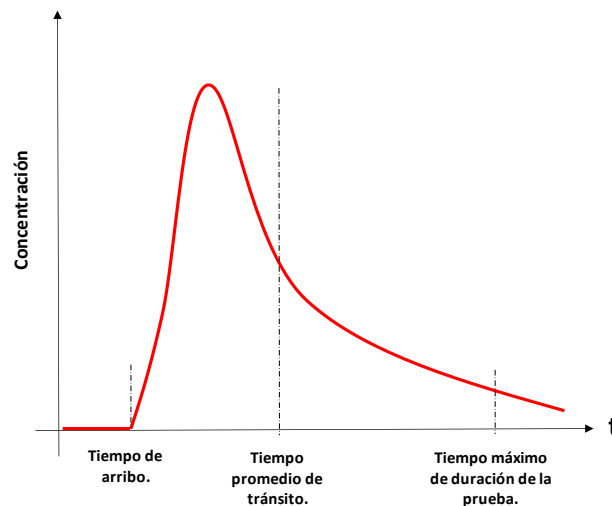


Figura 5.7.3. Curva característica de respuesta del trazador en una prueba realizada (Nasevilla Bonilla, 2017)

(Ramírez Sabag, 2008) Realizó una recopilación de los trazadores más utilizados en la industria petrolera los cuales se muestran en la tabla 5.7.1:

Tabla 5.7.1. Trazadores más utilizados en la industria petrolera.

Nombre	Isótopo	Vida Media	Emisor	Energía [KeV]
Agua Tritiada	${}^3\text{H}$	12.3 años	B Baja energía	18
Hexacianuro de Cobalto	${}^{60}\text{Co}$	5.3 años	Y Alta energía	1170 - 1330
Hexacianuro de Cobalto	${}^{57}\text{Co}$	270 días	Y Alta energía	122
Hexacianuro de Iridiato	${}^{192}\text{Ir}$	74 días	Y Alta energía	317 - 470
Hexacianuro de Cobalto	${}^{58}\text{Co}$	72 días	Y Alta energía	810
Ioduro de Sodio	${}^{125}\text{I}$	60 días	Y Alta energía	35

Los trazadores deben de cumplir con características específicas tales como:

- No ser tóxicos
- Ser solubles en agua
- No reaccionar entre ellos ni con la formación ni con la tubería
- Estables con la temperatura de la formación
- Presentar mínima adsorción en la roca
- Detectables a bajas concentraciones
- Ambientalmente seguros
- Económicos dentro del margen operativo de inversión

5.7.2. Inyección de materiales consolidantes

La inyección de materiales consolidantes comúnmente llamada cementación forzada en cavidades salinas (Piccione, 2015) lo describe como la inyección controlada de material cementante para sellar, estabilizar o reforzar una cavidad salina utilizada en el almacenamiento de hidrocarburos u otros fines. Este proceso es esencial para garantizar la integridad de la cavidad y evitar fugas no deseadas de hidrocarburos o la comunicación no controlada entre cavidades.

Es una técnica utilizada en la ingeniería geotécnica para reparar fracturas geológicas. Consiste en inyectar sustancias químicas o mezclas especiales en las fracturas como se ejemplifica en la figura 5.7.4 para estabilizarlas y mejorar la integridad de la formación fracturada como las paredes y techo de las cavidades salinas (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012).

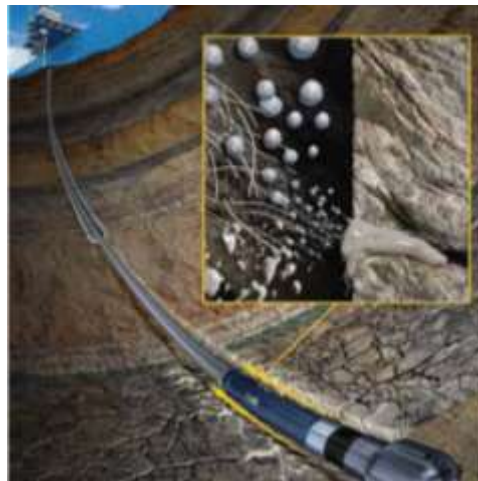


Figura 5.7.4. inyección de materiales consolidantes en las fracturas de la formación dañada.
Imagen obtenida de (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012)

Una explicación resumida de cómo se realiza este tipo de operaciones se describe a continuación:

Preparación y Diseño

Antes de iniciar el proceso, se lleva a cabo una planificación detallada que incluye la selección del material cementante adecuado, la determinación de la cantidad requerida y la profundidad de inyección. Se debe realizar un análisis de la cavidad y las características geológicas circundantes para comprender las condiciones y los desafíos específicos.

Selección del Material Cementante

El material cementante seleccionado debe ser compatible con la sal, y resistente a los hidrocarburos y otros productos químicos presentes en la cavidad además de soportar los gradientes de temperatura presentes en la formación salina.

Inyección Controlada

La iniciativa de solución para la obstrucción y cementación de las fracturas presentes en las paredes y techo de la cavidad, se basa en la técnica implementada en la cementación de pozos petroleros tal como lo describe (Arellano de la Cruz, y otros, 2019) en su tesis. El proceso consiste en inyectar un material obturante a presión a través de disparos o ranuras a través de la tubería de revestimiento al espacio anular con el propósito de corregir medios de filtración no deseados en la estructura geológica.

Para llevar a cabo reparaciones en un espacio de la magnitud de una cavidad de 1.5 millones de barriles, se adopta un enfoque basado en el principio presentado por (Arellano de la Cruz, y otros, 2019), ampliando este enfoque para adecuarlo a las dimensiones de una cavidad de almacenamiento en lugar de un pozo petrolero. El proceso comienza llenando parcialmente la cavidad con una solución de agua saturada de sal y aditivos viscodensificantes. El propósito de esta fase inicial es lograr una densidad superior a la del material que se inyectará posteriormente, específicamente hasta la altura deseada donde se encuentren las fracturas de interés.

La efectividad de este proceso radica en la diferencia de densidades entre la solución de agua saturada con los aditivos viscodensificantes y el material obturante que se utilizará. Esto evita la necesidad de una cantidad excesiva de material para llenar la cavidad, lo cual sería el caso si se utilizara una estrategia similar a la cementación forzada o remedial, también conocida como "squeeze". Además, esta metodología reduce las complicaciones al realizar el bombeo de presión necesario para que el material consolidante entre de manera efectiva en las fracturas (García Álvarez, 2021).

Una vez que la cavidad está parcialmente llena, se procede a la inyección de una lechada compuesta por el material consolidante y agua salada en la zona de interés mediante una tubería flexible. Después, se eleva la tubería por encima del nivel de la lechada y se aplica una presión de cementación forzada controlada por sensores de presión a través de la tubería de inyección.

Es importante destacar que esta presión se mantiene por debajo del umbral de fractura, con restricciones establecidas en línea con las prácticas habituales de almacenamiento de hidrocarburos. Esto es necesario para garantizar la estabilidad de la cavidad salina. Además, el almacenamiento de gas se ajusta para mantener una presión de funcionamiento constante, en el rango de 8 MPa a 9 MPa, a una

profundidad recomendada de entre 800 y 1.000 metros, según lo sugerido por (Dong, Zhuang, Gong, Ban, & Zhang, 2022)

La inyección debe llevarse a cabo bajo un riguroso monitoreo con el fin de asegurar una distribución uniforme del material y la cobertura completa de las áreas objetivo, incluyendo la consolidación de fracturas, el sellado de interconexiones no deseadas y la estabilización de zonas potencialmente inestables. Este proceso es de vital importancia para garantizar la seguridad y la integridad a largo plazo de la cavidad salina utilizada en el almacenamiento de hidrocarburos.

Además, por (Dong, Zhuang, Gong, Ban, & Zhang, 2022) dan a conocer una recopilación de pasos que se deben de seguir una vez realizada la cementación, los cuales son:

Tiempo de fraguado o curado

Una vez inyectado el material, se permite que cure y se endurezca. El tiempo de curado puede variar según el tipo de cemento utilizado. Durante este proceso, es importante mantener un control constante de la presión y la temperatura en la cavidad.

Verificación y Monitoreo

Se realizan inspecciones y pruebas de verificación para asegurarse de que la cementación haya tenido éxito y que no haya fugas o áreas sin sellar. Se establece un programa de monitoreo continuo para detectar cualquier problema a lo largo del tiempo.

Cumplimiento Normativo

Se asegura de que todas las operaciones cumplan con las normativas y regulaciones ambientales y de seguridad pertinentes.

Según (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012), los materiales consolidantes pueden tener diferentes propiedades y composiciones, se seleccionan según las características de la fractura y del medio geológico en el que se encuentra. Algunos de los materiales más comunes utilizados son:

- **Resinas**: Las resinas epoxi o acrílicas se inyectan en las fracturas para sellarlas y fortalecer la estructura circundante. Estas resinas se adhieren a las paredes de la fractura y se solidifican, formando una barrera resistente.
- **Lechadas de cemento**: Se utilizan mezclas de cemento y agua para inyectar en las fracturas. Estas lechadas se expanden y se endurecen, llenando los espacios vacíos y proporcionando estabilidad.

- **Geles:** Los geles consolidantes se utilizan para rellenar las fracturas y proporcionar resistencia. Estos geles tienen propiedades viscoelásticas y pueden adaptarse a diferentes tipos de fracturas.
- **Productos químicos especiales:** Existen productos químicos diseñados específicamente para la consolidación de fracturas geológicas. Estos productos pueden incluir adhesivos, polímeros y otros compuestos que mejoran la cohesión de la roca o el suelo (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012).

5.7.2.1. Malla de fibras resilientes CemNET para sellar fracturas en la cementación

(Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012) dieron a conocer en su artículo técnico sobre sellado de fracturas algunos materiales y aditivos que se implementan para el control y reparación de fracturas en formaciones sedimentarias como arenas y lutitas, así como la consideración de depósitos de sal como los domos salinos. Dentro de sus aportes en la investigación hacen mención de productos como el CemNET, propiedad de SLB (antes llamados Schlumberger) y el FORM-A-BLOK, propiedad de MI LLC, los cuales por su destacada efectividad en formaciones abordadas en esta tesis se mencionarán a continuación. (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012).

La utilización de la red de fibras CemNET que se observan en la figura 5.7.5 representa una innovadora técnica para sellar zonas de pérdida de fluidos en el proceso de cementación. Estas fibras, inertes y entrelazadas entre sí, forman una malla resiliente en áreas donde se presenta la circulación de fluidos a través de formaciones geológicas. La avanzada tecnología de CemNET permite su despliegue dentro de las lechadas de cemento, incluso en regiones con pérdidas esperadas, manteniendo su eficacia a temperaturas de hasta 232 °C (450°F).



Figura 5.7.5. Fibras CemNET secas (izquierda) que forman una red de tipo manto cuando se mezclan con agua (derecha). Imagen obtenida de (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación).

Es relevante destacar que las fibras CemNET según (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012), no alteran las propiedades fundamentales de la lechada de cemento, como la viscosidad, el tiempo de espesamiento, la resistencia a la tracción, la resistencia a la compresión y la pérdida de fluido. Gracias a su fácil dispersión y mezcla en la lechada o el fluido, su aplicación facilita el desplazamiento del cemento, reduciendo los gastos excesivos asociados al cemento y minimizando las operaciones de cementación destinadas a remediar bajos topes de cemento. Con la implementación de CemNET, se logra una solución eficiente y efectiva para abordar los problemas de pérdida de fluidos en el proceso de cementación, optimizando los recursos y mejorando el resultado final de las operaciones de remediación.

5.7.2.2. Alternativa para las pérdidas de fluidos por migración entre fracturas

(Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012) hacen principal énfasis que cuando nos enfrentamos a situaciones de pérdidas de circulación parciales o severas, una opción altamente efectiva es la utilización de FORM-A-BLOK, una píldora de alto rendimiento y resistencia. Esta solución tal como se muestra en la figura 5.7.6 se basa en una combinación inerte de fibras minerales, sintéticas y celulósicas, recubiertas para asegurar su mezcla en agua dulce, salmuera y otros fluidos no acuosos. FORM-A-BLOK ha demostrado su capacidad para abordar pérdidas de fluidos en fracturas, cavernas o vacuolas, y puede operar sin inconvenientes a temperaturas de hasta 177 °C (350°F).

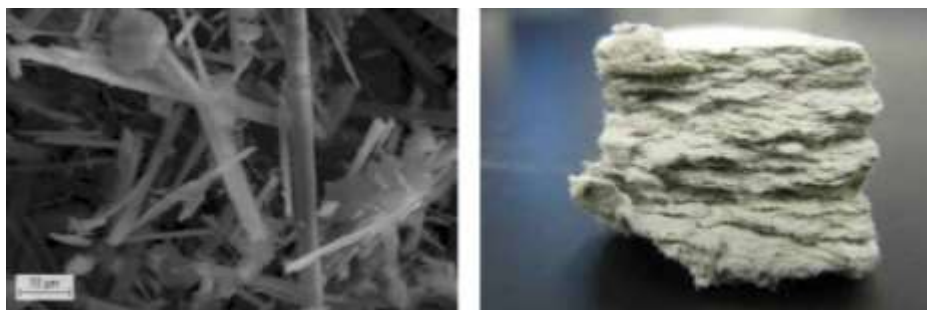


Figura 5.7.6. Imagen obtenida con un microscopio de barrido electrónico (izquierda) que muestra la forma de red fibrosa de una píldora FORM-A_BLOK. Después de colocar la píldora, se aplica presión, lo que genera una red fibrosa desfluidizada (derecha) Imagen obtenida de (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012).

Una ventaja adicional presentada por (Baggini Almagro, Frates, Garand, & Meyer, Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación, 2012) de las píldoras FORM-A-BLOK es que se pueden mezclar fácilmente utilizando los equipos de perforación estándar, eliminando la necesidad de activadores o retardadores. Además, no dependen de la temperatura para formar un tapón sólido y eficiente. La concentración recomendada de FORM-A-BLOK es de 114 (kg/m^3) (40 lb/bbl) para sistemas sintéticos o a base de agua dulce, agua de mar o aceite. Sin embargo, para lechadas no acuosas con densidades iguales o superiores a 1,790 (kg/m^3) (14.9 lbm/galón), se sugiere una concentración de 57 (kg/m^3) (20 lbm/bbl)

La técnica de inyección forzada permite que la píldora de tratamiento pierda rápidamente su fluido portador en la formación. Los sólidos residuales obstruyen los vacíos y las fracturas, formando un tapón de alta resistencia que sella efectivamente la zona afectada por las pérdidas de circulación. Con la aplicación adecuada de FORM-A-BLOK, se puede solucionar eficazmente este desafío, garantizando una operación segura y exitosa en la perforación y terminación de pozos.

Conclusiones

La creación de cavidades no puede llevarse a cabo en zonas salinas de forma arbitraria debido a las variaciones y tipos de sal existentes que forman series de fisuras como consecuencia de su alta solubilidad y llegan a generar canales entre la cavidad y la roca circundante. Los espesores de la sal limitan el volumen a desarrollar para el almacenamiento y estos están en función de la pureza de la sal.

La sal de roca, conocida como halita, es el material más adecuado para el almacenamiento de hidrocarburos. Se trata de un mineral sedimentario que se presenta en forma de cristales cúbicos de cloruro de sodio (NaCl). La halita se encuentra en depósitos subterráneos llamados domos de sal, los cuales se forman por la movilización de masas de sal debido a la presión de las rocas que los cubren.

Estos domos de sal se utilizan para crear cavernas salinas destinadas al almacenamiento de hidrocarburos como petróleo crudo y gas. Para ello, se inyecta agua en la roca y se extrae la salmuera resultante, creando así las cavidades. El uso de cavernas salinas ofrece ventajas como un menor costo y una mayor capacidad de almacenamiento en comparación con los tanques de almacenamiento superficiales.

La creación de una cavidad salina para el almacenamiento de hidrocarburos implica varias etapas y una infraestructura específica ligada a una serie de costos por etapa del proyecto los cuales pueden variar considerablemente dependiendo de diversos factores, como el tamaño de la cavidad, la ubicación geográfica, la complejidad del proyecto y los requisitos específicos de seguridad y regulaciones ambientales, pero puede ser considerado como un proyecto de almacenamiento económico con un costo inferior de hasta 10 veces en comparativa con los demás medios de almacenamiento existentes.

El acondicionamiento de la cavidad es vital para mantener su integridad y estabilidad a lo largo del tiempo. La infraestructura de almacenamiento y soporte, que incluye tuberías, equipos de bombeo, sistemas de control y facilidades de desecho de salmuera, son esenciales para el funcionamiento eficiente del proyecto. Además, la instalación de equipos y sistemas de control agrega costos que no deben omitirse. No debemos pasar por alto la infraestructura adicional, como carreteras, suministro de energía y tratamiento de agua, que puede ser necesaria para garantizar el éxito del proyecto.

La capacidad de las cavidades para resistir eventos sísmicos gracias a la flexibilidad de la capa salina es un factor clave en la garantía de su integridad a largo plazo. Solo eventos extremos, como un impacto de misil, presentarían una amenaza real para estas instalaciones que se encuentran bajo tierra.

Recomendaciones

- La cima de la estructura debe estar cerca de la superficie y cubierta por una capa impermeable de roca adecuada para facilitar la perforación y retener los fluidos.
- El espesor de la sal debe ser suficiente para construir la cavidad y permitir posibles ampliaciones y reparaciones.
- Se prefiere una formación salina homogénea con una pureza superior al 95% de sal gema o cloruro de sodio.
- Se necesita disponibilidad de agua dulce para la generación de la cavidad, con tratamiento adecuado para evitar problemas posteriores.
- Se debe considerar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos deseada y la disponibilidad de agua dulce, generalmente en una proporción de 7:1.
- Se requieren sistemas adecuados para el manejo de la salmuera generada, evitando impactos negativos en el medio ambiente.
- La ubicación debe ser estratégica cerca de centros de producción, plantas procesadoras y sistemas de distribución para minimizar los costos asociados.
- Se necesitan acuíferos cercanos y presas para suministrar grandes cantidades de agua.
- La construcción de cavidades salinas está ligada a proyectos de inversión en zonas estratégicas.
- Los domos salinos deben tener un espesor mínimo de 80 m de halita para evitar la disolución no controlada a lo largo del tiempo.
- Es necesario considerar aditivos para proteger las tuberías de la corrosión en las zonas salinas.

Retomando este último punto, la corrosión salina en las tuberías de perforación representa un desafío significativo en la industria petrolera y puede afectar tanto la integridad de las tuberías como la eficiencia de las operaciones. Con el objetivo de mitigar este problema, para evitar el uso constante y con un valor elevado de pinturas, grasas, para la perforación y constante contacto de la tubería en estructuras salinas, se implementa el uso de inhibidores de corrosión también conocido como catalizador de retardo (disminuye en proceso de oxidación-corrosión).

Este producto químico compuesto con sales de cromatos, fosfatos o molibdatos se agrega en pequeñas concentraciones sobre la superficie del metal para aislar su superficie del medio externo. Dentro de las características de los inhibidores creados por empresas especializadas en procesos de metales como (MIPSA, 2021) se encuentran:

- Revisten química y/o físicamente las superficies metálicas.
- Forman una capa protectora que aísla la superficie de la humedad.
- Forman una capa protectora que evita el contacto entre la superficie metálica y el oxígeno.
- Puede neutralizar la acidez o alcalinidad de la superficie metálica.
- Evitan la circulación de electrones entre el metal y el medio.

Otro tema de gran importancia en el área de la creación de medios de almacenamiento subterráneo es la reparación de fracturas, y en el medio de cavidades salinas, esta tarea puede ser un proceso complejo y técnico. A continuación, mencionaré una visión general de los pasos generales involucrados en la reparación de estas fracturas, aunque es importante tener en cuenta que cada situación puede requerir un enfoque específico y la intervención de expertos en el campo.

- Evaluación de la fractura: Antes de emprender cualquier reparación, es importante realizar una evaluación completa de la fractura. Esto puede incluir la recopilación de datos sobre la ubicación, tamaño, forma y orientación de la fractura, así como el análisis de las condiciones geológicas y las características de la cavidad salina.
- Selección del método de reparación: Existen diferentes métodos para reparar fracturas en cavidades salinas, y la elección del método dependerá de la naturaleza y la gravedad de la fractura. Algunas opciones comunes incluyen la inyección de materiales consolidantes, la utilización de geo sintéticos o materiales de relleno, o la combinación de varios métodos.
- Preparación del área: Antes de llevar a cabo la reparación, es necesario preparar el área adecuadamente. Esto puede implicar la limpieza y el acondicionamiento de la fractura, así como la eliminación de cualquier material suelto o dañado que pueda interferir con el proceso de reparación.
- Inyección de materiales consolidantes: Uno de los métodos comunes de reparación implica la inyección de materiales consolidantes en la fractura para sellarla y fortalecerla. Estos materiales pueden incluir resinas epoxi, poliuretanos, cementos especiales u otros materiales adecuados. La elección del material dependerá de las condiciones específicas del sitio y de los requisitos de resistencia y durabilidad.
- Monitoreo y seguimiento: Una vez que se ha llevado a cabo la reparación, es esencial realizar un monitoreo y seguimiento continuo para evaluar la efectividad de la solución y garantizar la integridad a largo plazo de la cavidad salina. Esto puede implicar pruebas de presión, análisis de imágenes o monitoreo geotécnico regular para detectar cualquier signo de debilidad o deterioro.
- Desafíos y consideraciones: Aunque los domos salinos son estructuras geológicas estables en general, pueden presentar desafíos técnicos y de

ingeniería en el desarrollo de proyectos que involucren la construcción de infraestructuras subterráneas, como almacenamiento de hidrocarburos o construcción de cavernas. La estabilidad, la deformación de la sal y la interacción con las capas de roca circundantes son aspectos cruciales que deben ser considerados y monitoreados cuidadosamente durante el diseño y la operación.

Glosario de términos y abreviaturas

Definiciones asociadas a los hidrocarburos

Gas natural: (Schlumberger, 2023) lo define como una mezcla de gases altamente compresible y expansible en donde el metano [CH_4] es el componente principal de la mayor parte del gas natural (constituye un 85% de algunos gases naturales), con cantidades menores de etano [$C_2 H_6$], propano [$C_3 H_8$], butano [$C_4 H_{10}$] y pentano [$C_5 H_{12}$]. Además, pueden existir impurezas presentes en grandes proporciones, incluyendo dióxido de carbono, helio, nitrógeno y ácido sulfhídrico

Hidrocarburos líquidos: Son compuestos en fase líquida con una constitución de componentes como propanos, butanos, pentanos y productos más pesados extraídos del curso de flujo de gas hacia la superficie

Petróleo Crudo Altamira: Es un crudo pesado (15° a 16.5° API) y amargo (5.5 – 6.0% de azufre en peso). Al igual que el tipo Maya, brinda menores rendimientos de gasolina y diésel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Sus características físico-químicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto (NovaOil, s.f.)

Petróleo Crudo Istmo: Es un crudo mediano (32° a 33° API) y amargo (1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos en gasolina y destilados intermedios (diésel y jet fuel/keroseno). El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalitic Cracker) (NovaOil, s.f.)

Petróleo Crudo Maya: Es un crudo pesado (21° a 22° API) y amargo (3.4 – 3.8% de azufre en peso) por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y diésel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros (NovaOil, s.f.)

Petróleo Crudo Olmeca: Es el más ligero de los crudos mexicanos (38° - 39° API) y amargo (hasta 0.95% de azufre en peso). Sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos (NovaOil, s.f.)

Petróleo Crudo Talam: Es un crudo pesado (16 °API) y amargo (4.5% de azufre en peso). Este crudo se utiliza para la producción de asfáltenos grado PG (Performance Grade) (NovaOil, s.f.)

Definiciones geológicas

Acuíferos: Formación geológica que está constituida por una o más capas de rocas, capaz de almacenar y ceder el agua por propiedades como propiedades específicas de permeabilidad y porosidad

Anticlinal: Pliegue de la corteza terrestre que presenta los estratos más antiguos en su núcleo

Basalto: Roca ígnea extrusiva de color oscuro, de composición rica en silicatos de magnesio, hierro y en sílice

Buzamiento: Es el ángulo que forma la línea de máxima pendiente de una superficie de un estrato

Comportamiento visco-plástico: Que tiene tendencias a deformaciones sin llegar al punto de quiebre en su estructura, logrando someterse a grandes presiones y temperaturas

Cuencas: Zona geográfica de gran extensión territorial que ha estado sometida a un hundimiento progresivo por sucesos geológicos naturales en la que se acumulan sedimentos procedentes de la erosión de las rocas situadas a su alrededor

Diapiro: Estructura cuyas capas internas han penetrado los estratos suprayacentes.

Domos salinos: Estructuras geológicas intrusivas de sal que penetran a través de grandes espesores de rocas sedimentarias suprayacentes

Estructura alóctona: gran masa de roca que ha sido movida generalmente por fallas de cabalgamiento desde una gran distancia de su sitio original de formación

Fallas: Fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se mueven los bloques rocosos

Gneis: roca metamórfica compuesta por los mismos minerales que el granito (cuarzo, feldespato y mica) pero con orientación definida en bandas, con capas alternas de minerales claros y oscuros

Granito: Es una roca ígnea intrusiva de color claro, de composición félsica formada esencialmente por cuarzo, feldespato alcalino, plagioclasa y mica

Matriz: Material de grano fino de una roca en el que se incluyen demás materiales y en conjunto, constituyen el cuerpo o estructura de la roca

Toba: También llamado tufo volcánico es un tipo de roca ígnea volcánica, ligera, de consistencia porosa, formada por la acumulación de cenizas u otros elementos volcánicos muy pequeños expelidos por los respiraderos durante una erupción volcánica

Asociado al almacenamiento

Buques tanque: Barcos de grandes dimensiones, diseñados para el almacenamiento y transporte marítimo en grandes volúmenes de hidrocarburos y sus derivados

Cavidades salinas: Hueco creado de forma artificial en domos salinos por procesos de disolución de la sal adecuados para el almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos a altas presiones

Tanques de almacenamiento: Estructuras de grandes dimensiones construidas en superficie con la finalidad de almacenar y hacer uso de líquidos o gases. Son construidos en grandes terminales dedicadas a un cierto fin

Asociadas al proceso

Agua dulce: Fluido que se caracteriza por tener una baja concentración de sales y sólidos disueltos

Agua salada: agua compuesta por elementos naturales como el potasio, magnesio, calcio, azufre, sodio y cloro

Lixiviación: Es un proceso que consiste en la separación de una o varias sustancias (solutos) contenidas en una matriz sólida (fase portadora) mediante el uso de disolventes líquidos (Wikipedia, 2022)

Salmuera: Agua saturada de sal

Trazadores: La (Esteves, 2017) los define como sustancias capaces de proveer información sobre el comportamiento del fluido bajo estudio y ser detectados y cuantificados con facilidad. En la industria petrolera son utilizados para la caracterización y diagnóstico de los reservorios

Cromatos: Sales del ácido crómico. Contienen el ion CrO_4^{2-} que les da un fuerte color amarillo

Fosfatos: Son las sales o los ésteres del ácido fosfórico. Tienen en común un átomo de fósforo rodeado por cuatro átomos de oxígeno en forma tetraédrica

Molibdatos: Sal sódica del ion molibdato

Asociadas a los tipos de pruebas

Abatimiento de presión: (Schlumberger, 2023) Lo define como la medición y análisis de los datos de presión tomados después de que se pone en producción un pozo, ya sea inicialmente o después de un periodo extenso de cierre

Adsorción: Unión de átomos, iones o moléculas de un gas, líquido o sólido disuelto en una superficie de un material

Agua tritiada: Contiene tritio en lugar de protio o deuterio

Balance de materia: Conteo de los componentes que pertenecen a un sistema o proceso bajo estudio. La suma de las masas de los elementos debe de pertenecer constantes en diferentes tiempos de medición

Convección: Forma de transferencia del calor entre zonas con diferentes temperaturas

Fotón: Fracción de la luz que se dispersa en el vacío. Es una partícula básica que se encarga de las muestras cuánticas del fenómeno electromagnético

Ion: Denominación que se le da una partícula que no es eléctricamente neutra

Ionización: Es el fenómeno químico o físico mediante el cual se producen iones, estos son átomos o moléculas cargadas eléctricamente debido al exceso o falta de electrones respecto a un átomo o molécula neutra (CCH UNAM, s.f.)

ITH: Medio homogéneo con fracturas verticales alineadas en una sola dirección el cual se representa como un medio efectivo isótropo con un eje de simetría horizontal

Neutrones: Partícula subatómica presente en el núcleo de algunos átomos con una carga eléctrica neutra. Es conocido junto con los protones como nucleones

Partículas α : Tienen carga positiva y están compuestas por dos protones y dos neutrones del núcleo del átomo. Tienen mucha energía y son tan pesadas, razón por la cual no se pueden alejar demasiado del átomo.

Partículas β : Tienen carga negativa emitidas desde el núcleo de un átomo durante la desintegración radioactiva. Son más penetrantes que las partículas alfa y logran desplazarse a distancias mayores en el aire

Prueba de hermeticidad: Prueba de seguridad realizada con la finalidad de comprobar que no existan fugas en las uniones, a las conexiones, accesorios y otros elementos del tramo a probar

Prueba de estanqueidad: Consiste en introducir un gas en el interior de la instalación a una presión suficiente que permita comprobar la existencia de fugas

Prueba in situ: Tipos de pruebas que se realizan en el mismo lugar donde se encuentra el objeto de análisis

Radiación: Energía que se desplaza de una forma que se puede describir como ondas o un conjunto de partículas

Rayos Y: A diferencia de las partículas alfa y beta los RG son pura energía, similares a la luz visible, pero con una energía más alta. Suelen ser emitidos junto con partículas alfa o beta durante la desintegración radioactiva

Resistividad: Medida de la capacidad de un material para resistir el flujo de corriente eléctrica. En el contexto de los registros de pozos, se utiliza para inferir propiedades como la porosidad, saturación de fluidos y tipo de roca

Registro sonar: Registro utilizado para conocer la geometría de la cavidad en tiempo real gracias a la implementación de ondas sonoras generadas por una sonda que se introduce y baja hasta la zona objetivo de construcción.

Trazadores: (IAEA, s.f.) Los define como sustancias con propiedades atómicas o nucleares, físicas, químicas o biológicas que pueden ayudar a identificar, observar y/o vigilar el comportamiento del flujo del fluido a través de diferentes medios

Trazadores naturales: se encuentran en la naturaleza, esencialmente en el agua ya que algunos están disueltos o son parte de su estructura molecular y se clasifican según su origen

Trazadores químicos: mezclas líquidas de cadenas largas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente

Trazadores radioactivos: Compuesto químico en el que uno o varios átomos han sido sustituidos por un radioisótopo

Definiciones de mercado

Monopolio estatal: Monopolio de suministro. Significa que sólo el Estado tiene derecho a producir y vender un bien o prestar un servicio

Modelo de libre mercado: Sistema basado en el libre mercado con ajustes de oferta y demanda por los agentes económicos

Reservas probadas: Tiene una probabilidad de más del 90% de extraerse

Reservas probables: Comparadas con las reservas probables, conllevan menor certidumbre de que sean aprovechables de forma rentable

Reservas posibles: Tienen la menor probabilidad de extraerse de toda la gama de reservas

Reservas 1P: Reserva probada

Reservas 2P: Reserva probada + probable

Reservas 3P: Reserva probada + probable + posible

Recursos prospectivos: No califican como reservas. Son consideradas estimaciones que conllevan un alto grado de incertidumbre

Definiciones asociadas a la reparación

Materiales consolidantes: Sustancias utilizadas en la reparación de fracturas geológicas

Fibras resilientes: Tipos de fibras que se entrelazan para formar una especie de membrana y obstruir el paso de fluidos a través de ella

Lechada de cemento: Mezcla de cemento con un fluido líquido para adherirse en una superficie y formar una capa lisa y homogénea para brindar soporte, hermeticidad y obstrucción del medio poroso

Referencias

- Arellano de la Cruz, J. d., Carrión Redonda, F. J., Díaz Olán, E., Díaz Matias, G. L., Gallegos Aguilar, J. A., & Roldán Jiménez, J. (2019). *Cementación forzada*. Instituto Politecnico Nacional, Ciudad de México. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/27068/Cementación%20forzada.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. (17 de 01 de 2022). *Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*. Obtenido de <https://www.amgp.com.mx>
- Baggini Almagro, S. P., Frates, C., Garand, J., & Meyer, A. (2012). Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. *Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación*. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/1-sealing-spanish>
- Baggini Almagro, S. P., Frates, C., Garand, J., & Meyer, A. (s.f.). Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación. *Sellado de fracturas: Avances en el control de las pérdidas de circulación*. Obtenido de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/1-sealing-spanish>
- BBC News Mundo. (01 de 04 de 2019). *BBC News Mundo*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo/noticias-47748488>
- Benavides García, L. (1956). Domos Salinos Del Sureste de México. *Domos Salinos Del Sureste de México*. Recuperado el 12 de 03 de 2023, de https://www.academia.edu/9477320/DOMOS_SALINOS_DEL_SURESTE_DE_M%C3%89XICO_Origen_Exploraci%C3%B3n_Importancia_Econ%C3%B3mica
- Bnamericas. (13 de 01 de 2021). *Pemex ampliaría capacidad de almacenamiento tras impacto de covid-19*. Recuperado el 22 de 03 de 2023, de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/pemex-apunta-a-ampliar-capacidad-de-almacenamiento-tras-impacto-de-covid-19>
- CCH UNAM. (s.f.). *Portal Academico CCH*. Recuperado el 04 de 06 de 2023, de https://r.search.yahoo.com/_ylt=AwrjdJtnSX1k9J0q9arD8Qt.;_ylu=Y29sbwNncTEEcG9zAzQEbnRpZAMEc2VjA3Ny/RV=2/RE=1685961192/RO=10/RU=https%3a%2f%2fportalacademico.cch.unam.mx%2fmateriales%2fprof%2fmatdidac%2fsitpro%2fexp%2fqum%2fqum2%2fqumIlvallejo%2fA6loniz
- CNH. (12 de 2014). *Cuencas del sureste aguas someras Golfo de México - Cuencas del Sureste -Aguas Someras*. Obtenido de https://www.academia.edu/24886078/CUENCAS_DEL_SURESTE_AGUAS

_SOMERAS_GOLFO_DE_M%C3%89XICO_CUENCAS_DEL_SURESTE_AGUAS_SOMERAS

- CNH. (12 de 2014). *Rondas México*. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de https://rondasmexico.gob.mx/media/1049/atlas_cs.pdf
- CNIH. (2023). *CNIH*. Recuperado el 22 de 06 de 2023, de Tablero de producción de petróleo y gas: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (12 de 2015). *Síntesis Geológico Petrolera*. Obtenido de Golfo de México - Aguas profundas Sur.
- CONAGUA. (2023). *CATÁLOGO GENERAL DE PRECIOS UNITARIOS*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/816318/Cat_logo_de_precios_unitarios_2023.pdf
- (2016). Coordinación general de minería . *Perfil de mercado de la sal*. Secretaría de economía, Ciudad de México. Recuperado el 30 de 06 de 2023
- Coordinación general de minería. (2016). *Perfil de mercado de la sal*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/223351/Perfil_Sal_2017.pdf
- DeepL. (s.f.). *DeepL*. Obtenido de <https://www.deepl.com/translator>
- Dong, J., Zhuang, X., Gong, D., Ban, F., & Zhang, Y. (2022). *Analysis of Low-Pressure Operation Stability of Underground Hydrogen Storage Salt Cavern*. Obtenido de <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA22/All-ARMA22/ARMA-2022-0205/510203?redirectedFrom=PDF>
- Editorial. (24 de 01 de 2015). *Importancia.org*. Recuperado el 08 de 02 de 2023, de <https://www.importancia.org/hidrocarburos.php>
- Escobar Ricaldy, E. E. (12 de 2019). Obtenido de <https://idoc.pub/documents/domo-de-sal-y-su-inportancia-en-el-area-petrolera-zpnx85k10x4v>
- Esteves, P. N. (2017). *Universidad Nacional del Sur*. Recuperado el 06 de 03 de 2023, de Estudio del comportamiento de trazadores particionables en sistemas petróleo/agua, para ser usados en diagnóstico de reservas en la industria petrolera: <https://repositoriodigital.uns.edu.ar/handle/123456789/4061#:~:text=Los%20trazadores%20son%20sustancias%20capaces,y%20diagn%C3%B3stico%20de%20los%20reservorios.>

- FAVPNG. (27 de 03 de 2018). *FAVPNG*. Recuperado el 01 de 06 de 2023, de https://favpng.com/png_view/alpha-particle-beta-particle-gamma-ray-neutron-radiation-png/9kwEftNC
- García Alvarez, E. (2021). *Aplicación de cementación remedial para solucionar problemas de producción en pozos petroleros*.
- García, K. (24 de 01 de 2023). *El Economista*. Obtenido de <https://www.economista.com.mx/empresas/Produccion-de-petroleo-toca-en-el-2022-su-menor-nivel-desde-1979-20230124-0014.html>
- Garduza Rueda, V. M. (2019). Manual de Registros Geofísicos de Pozo y Algunas Aplicaciones. *Manual de Registros Geofísicos de Pozo y Algunas Aplicaciones*. ASOCIACIÓN MEXICANA DE GEÓLOGOS PETROLEROS, A.C. Recuperado el 12 de 02 de 2023, de https://itpe.mx/wp-content/uploads/2020/06/Manual_de_Registros_Geofisicos-1.pdf
- Gil, A. (31 de 08 de 2020). *El Orden Mundial*. Recuperado el 12 de 03 de 2023, de El mapa de las placas tectónicas: <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/placas-tectonicas/>
- Glossary, S. (2023). *Domo salino*. Obtenido de Schlumberger: https://glossary.slb.com/es/terms/s/salt_dome
- Gobierno de la República. (s.f.). *Reforma Energética*. Ciudad de México.
- Gobierno de México. (2021). *Tipos de Petróleo crudo en México*. Ciudad de México. Obtenido de <https://www.puertodosbocas.com.mx/ultimas-noticias/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019>
- Gobierno del Estado de México. (09 de 12 de 2018). *Secretaría de energía*. Obtenido de El Gobierno de México anuncia el Plan Nacional de Refinación que asegurará el acceso a la energía y al desarrollo equilibrado: <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-anuncia-el-plan-de-produccion-de-combustibles-que-asegurara-el-acceso-a-la-energia-y-al-desarrollo-equilibrado>
- González Gallegos , L. (s.f.). Obtenido de ¿Qué es el Monopolio?: <https://www.ceupe.cl/blog/que-es-el-monopolio.html#:~:text=Un%20monopolio%20estatal%20suele%20ser,bien%20o%20prestar%20un%20servicio.&text=Una%20patente%20sobre%20una%20inveni%C3%B3n%20es%20un%20monopolio%20legal>.
- González Vega, P., González Ferndandez, R., & García Arriaga, V. M. (1984). *Estudio del almacenamiento subterráneo para petróleo crudo*. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México. Recuperado el 15 de 02 de 2023

- González, N. (13 de 01 de 2021). Pemex planea construir cavernas en Veracruz para almacenamiento de barriles. *Dinero en Imagen*. Obtenido de <https://www.dineroenimagen.com/economia/pemex-planea-construir-cavernas-en-veracruz-para-almacenamiento-de-barriles/130023>
- Herrera, I. S. (2014). Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo. *Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Departamento de Ingeniería Química y Combustibles. Obtenido de <https://oa.upm.es/206/>
- Heymo Ingeniería. (s.f.). *Referencias de Industria* . Obtenido de Terminal de almacenamiento de hidrocarburos : <https://www.heyimo.com/project/terminal-de-almacenamiento-de-hidrocarburos-esergui>
- Hidalgo ruiz, A. (2017). creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido. *creación de una cavidad en un domo salino para almacenamiento de aire comprimido*. Departamento de Ingeniería Geológica y Minera. Recuperado el 14 de 02 de 2023
- Hunter, C. (s.f.). *Domos salinos*. Scribd. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/237316357/Domos-Salinos#>
- IAEA. (s.f.). *Organismo Internacional de Energía Atómica*. Obtenido de <https://www.iaea.org/es/temas/radiotrazadores>
- INEGI. (s.f.). *Geología de la Región Sureste de México*. INEGI. Recuperado el 09 de 03 de 2023, de https://www.inegi.org.mx/contenidos/productos/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/historicos/1329/702825230968/702825230968_9.pdf
- López Cabrera, H. (2023). *Nahle y Romero supervisan contingencia; activan al GRAME sur tras explosiones en Tuzandepetl (+video)*. diariodelistmo, Coatzacoalcos Veracruz. Recuperado el 24 de 02 de 2023, de <https://diariodelistmo.com/coatzacoalcos/pemex-y-sener-supervisan-emergencia-en-tuzandepetl/50321637>
- Loredo, D. (2021). *Pemex busca almacenar crudo en cavernas de Veracruz*. Energy21. Recuperado el 25 de 02 de 2023, de <https://energy21.com.mx/petroleo-y-gas/2021/01/12/pemex-busca-almacenar-crudo-en-cavernas-de-veracruz>
- Mariano, E. (2021). *Pemex va por cavernas de almacenamiento de crudo en Veracruz*. Energy & Commerce. Recuperado el 05 de 06 de 2023, de <https://energyandcommerce.com.mx/pemex-va-por-cavernas-de-almacenamiento-de-crudo-en-veracruz/>

- Mariano, E. (30 de 01 de 2023). *Energy & Commerce*. Obtenido de <https://energyandcommerce.com.mx/pemex-supera-barrera-de-produccion-de-petroleo-de-un-millon-800-mil-barriles/>
- Marure Valdez, D. (2011). Aplicación de Trazadores en Yacimientos Petroleros. *Aplicación de Trazadores en Yacimientos Petroleros*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México. Recuperado el 29 de 05 de 2023, de https://r.search.yahoo.com/_ylt=Awr.wkVZiXVkcZkD.mrD8Qt.;_ylu=Y29sbwNncTEEcG9zAzEEdnRpZAMEc2VjA3Ny/RV=2/RE=1685453273/RO=10/RU=http%3a%2f%2fwww.ptolomeo.unam.mx%3a8080%2fjspui%2fbitstream%2f132.248.52.100%2f3615%2f1%2fTesis.pdf/RK=2/RS=UVvbmZsti6sb5A9B0WE
- Mcintyre, K. (2019). Aplicacion de. *Prospección geofísica*. Obtenido de <https://www.slideserve.com/karly-mcintyre/prospecci-n-geof-sica-powerpoint-ppt-presentation>
- MIPSA. (04 de 08 de 2021). *MIPSA*. Obtenido de Inhibidores de la corrosión, funcionalidad y protección adicional: <https://www.mipsa.com.mx/2021/08/04/inhibidores-de-la-corrosion-funcionalidad-y-proteccion-adicional/>
- Moreno Vázquez, B. M. (10 de 2011). *Aplicación e interpretación del registro sísmico compensando BHC*. Obtenido de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/14801/Aplicación%20e%20interpretación%20del%20registro%20sísmico%20compensado%20BHC.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Moyano Tirado , G. (2018). *Ingeniería básica de un sistema de almacenamiento de hidrógeno en cavernas salinas para el almacenamiento de energía en el sector eléctrico*. Universidad de Sevilla, España. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/92122/fichero/TFG-2122-MOYANO.pdf>
- Naime, A. (31 de 03 de 2020). Almacenamiento Subterráneo de Gas. *Almacenamiento Subterráneo de Gas*. Venezuela. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de <https://www.linkedin.com/pulse/almacenamiento-subterr%C3%A1neo-de-gas-alfredo-naime/?originalSubdomain=es>
- Nasevilla Bonilla, O. (2017). *Trazador de curvas para elementos semiconductores mediante un sistema embebido de adquisición de señales para los laboratorios de ingeniería*. Obtenido de https://repositorio.ute.edu.ec/bitstream/123456789/14651/1/68461_1.5.pdf
- NovaOil. (2020). *NovaOil*. Obtenido de <https://www.novaoil.mx/post/tipos-de-petroleo-en-mexico>

- NovaOil. (s.f.). *NovaOil*. Recuperado el 06 de 03 de 2023, de <https://www.novaoil.mx/post/tipos-de-petroleo-en-mexico>
- Ocega, J. J. (2018). *Registro de resistividad*. Obtenido de https://www.academia.edu/36607755/REGISTRO_DE_RESISTIVIDAD
- Olyvits. (2012). Cuencas México ok. *Cuencas México Ok*. Slideshare. Obtenido de <https://es.slideshare.net/olyvits/cuencas-mxico-ok>
- Omaña, K. (12 de 01 de 2021). *Reforma*. Recuperado el 22 de 03 de 2023, de https://www.reforma.com/aplicacioneslibre/preacceso/articulo/default.aspx?__rval=1&urlredirect=https://www.reforma.com/buscara-pemex-almacenar-en-cavernas-de-veracruz/ar2104298?referer=--7d616165662f3a3a6262623b727a7a7279703b767a783a--
- Ordaz, Y. (17 de 01 de 2021). México guardará petróleo en cavernas, te decimos ¿para qué y por qué? *Milenio Negocios*. Obtenido de <https://www.milenio.com/negocios/mexico-guardara-petroleo-en-cavernas-te-decimos-para-que-y-por-que>
- Padilla y Sánchez, R. J. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, Ciudad de México, México. Recuperado el 11 de 03 de 2023, de https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-33222007000100019
- Páramo, A. (24 de 07 de 2023). *Excelsior*. Obtenido de Dos Bocas, ruta a la autosuficiencia en combustibles; cambio de paradigma energético: <https://www.excelsior.com.mx/nacional/dos-bocas-ruta-a-la-autosuficiencia-en-combustibles-cambio-de-paradigma-energetico/1599355>
- Pérez Arteaga, J. J., Pérez Arteaga, E., & Villaverde Pérez, F. (2020). Análisis de domos salinos en las cuencas salinas del istmo. *Análisis de domos salinos en las cuencas salinas del istmo*. El loro Huasteco. Obtenido de https://r.search.yahoo.com/_ylt=AwrOrlfWwJ9k85AVq6nD8Qt.;_ylu=Y29sbwNncTEEcG9zAzYEdnRpZAMEc2VjA3Ny/RV=2/RE=1688219991/RO=10/RU=https%3a%2f%2fellorhuasteco.website%2findex.php%2felh%2farticle%2fdownload%2f92%2f64%2f499/RK=2/RS=GP9CHY7hONS9zXM8_kwOTUE4I9Y-
- PETROQUIMEX. (09 de 2018). *La Geofísica en la Exploración de Yacimientos*. Obtenido de La Geofísica en la Exploración de Yacimientos: <https://petroquimex.com/la-geofisica-en-la-exploracion-de-yacimientos/>

- PETROQUIMEX. (s.f.). *Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos, una Estrategia de Seguridad Energética e Inversión en Infraestructura para México*. Obtenido de <https://petroquimex.com/politica-publica-de-almacenamiento-minimo-de-petroliferos-una-estrategia-de-seguridad-energetica-e-inversion-en-infraestructura-para-mexico/>
- Piccione, A. (2015). *Cementación forzada, teoría y cálculo*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/AgustnPiccione/15-cementacin-forzada-teora-y-culos>
- Quinche, H. (s.f.). *Log Tech - Geofísica Aplicada. Log Tech*. Obtenido de <https://logtech.pe/servicios/>
- Ramírez Sabag, J. (2008). *Pruebas de trazadores en la prueba de recuperación de hidrocarburos. Pruebas de trazadores en la prueba de recuperación de hidrocarburos*. ai México, Ciudad de México. Recuperado el 31 de 05 de 2023, de https://r.search.yahoo.com/_ylt=AwrjW7gU73Zk2zIAyDXD8Qt.;_ylu=Y29sbwNncTEEcG9zAzIEdnRpZAMEc2VjA3Ny/RV=2/RE=1685544853/RO=10/RU=https%3a%2f%2fwww.ai.org.mx%2fwp-content%2fuploads%2f2020%2f11%2fPruebas-de-Trazadores-en-la-Recuperacion-de-Hidrocarburo.pdf/RK
- Ramos, J., Cabrera, R., Calderón, C., & González, A. (s.f.). *DESCRIPCIÓN DE PARÁMETROS DE FRACTURAS EN DATOS SÍSMICOS DE REFLEXIÓN. USOS DE LA SISMOLOGÍA PARA LA DELIMITACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS*. Instituto Mexicano del Petróleo, Ciudad de México. Recuperado el 16 de 07 de 2023, de <https://www.ugm.org.mx/publicaciones/geos/pdf/geos01-3/USOS01-3.pdf>
- Rendón, J. (2013). *Prospección sísmica*. Obtenido de https://skyalertblog.blogspot.com/2013/07/prospeccion-sismica.html?view=flipcard&_escaped_fragment_
- Rojas Alcántara, C. (2010). *Origen, evolución e importancia económica de la cuenca salina del Istmo*. Ciudad de México, México. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de <https://docplayer.es/60510804-Origen-evolucion-e-importancia-economica-de-la-cuenca-salina-del-istmo-t-e-s-i-s-que-para-obtener-el-titulo-de-ingeniero-geologo-presenta.html>
- Schlumberger. (2023). *Schlumberger Energy Glossary*. Recuperado el 03 de 03 de 2023, de https://glossary.slb.com/es/terms/n/natural_gas
- Schlumberger, S. w. (2020). *Registro sísmico*. SEG wiki. Recuperado el 01 de 07 de 2023, de https://wiki.seg.org/wiki/Dictionary:Sonic_log/es

- Secretaría de Energía. (25 de 11 de 2022). *Finalizado el proceso de consulta a través de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, y en tanto se publica en el Diario Oficial de la Federación, la Secretaría de Energía presenta, la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/la-secretaria-de-energia-politica-publica-de-almacenamiento-minimo-de-petroliferos-y-el-diagnostico-de-la-industria-de-petroliferos#:~:text=La%20Pol%C3%ADtica%20P%C3%ABlica%20de%20Almacenamiento%20M%C3%ADnimo%20de%20Pet>
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. (2003). *NORMA Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT-2003, Confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales., Ciudad de México. Recuperado el 06 de 07 de 2023, de <http://siga.jalisco.gob.mx/assets/documentos/normatividad/nom145semarnat2003.htm>
- Solórzano Herrera, I. (2004). Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo. *Almacenamiento de Gas Natural en Yacimientos Agotados Estudio de Viabilidad y Análisis Económico de un Proyecto de Desarrollo*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas. Obtenido de <https://oa.upm.es/206/>
- Terrazas Romero, M. (1984). Almacenamiento de Hidrocarburos en Cavidades Salinas. *Almacenamiento de Hidrocarburos en Cavidades Salinas*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de https://repositorio.unam.mx/contenidos/almacenamiento-de-hidrocarburos-en-cavidades-salinas-392262?c=pg72PR&d=false&q=*&i=2&v=1&t=search_1&as=4
- Valero, J. C. (20 de 06 de 2012). *Gas Natural invertirá 350 millones en utilizar cavidades salinas como depósitos*. Obtenido de <https://www.diarioabierto.es/79962/gas-natural-invertira-350-millones-en-utilizar-cavidades-salinas-como-depositos>
- Venegas Mora , R. M. (2010). Evaluación petrolera de la cuenca salina del istmo. *Evaluación petrolera de la cuenca salina del istmo*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1329>
- Villanueva, D. (27 de 06 de 2022). *Lider Empresarial*. Recuperado el 22 de 06 de 2023, de Refinerías mexicanas: ¿Hacia la autosuficiencia energética?:

<https://www.liderempresarial.com/refinerias-mexicanas-hacia-la-autosuficiencia-energetica/>

Wikipedia. (28 de 11 de 2022). *Wikipedia*. Recuperado el 05 de 03 de 2023, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Lixiviaci%C3%B3n>

Williamson. (2013). *Definición de fluidos de perforación*. Obtenido de <http://www.paginaspersonales.unam.mx/app/webroot/files/4676/Asignaturas/1458/Archivo2.3223.pdf>

Zárate, Á. (s.f.). *Scribd*. Recuperado el 11 de 02 de 2023, de <https://es.scribd.com/document/498166581/Cuenca-Salinas-del-Istmo>