



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“EVALUACIÓN PETROLERA DE LA
CUENCA SALINA DEL ISTMO”**

T E S I S
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

PRESENTA:
ROBERTO MARTIN VENEGAS MORA

DIRECTOR DE TESIS
ING. JAVIER ARELLANO GIL



MEXICO D. F.

FEBRERO 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	v
1. GENERALIDADES	1
1.1 UBICACIÓN	1
1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN	1
1.3 OROGRAFÍA	3
1.4 HIDROGRAFÍA	3
1.5 CLIMAS	4
1.6 ANTECEDENTES PETROLEROS DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO	4
1.7 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO	7
2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	9
2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA	9
2.1.1 JURÁSICO TARDÍO	9
2.1.2 CRETÁCICO	9
2.1.3 EOCENO	9
2.1.4 OLIGOCENO	10
2.1.5 MIOCENO	10
2.1.6 PLIOCENO	10
2.1.7 PLEISTOCENO	10
2.2 ESTRATIGRAFÍA	11
2.2.1 PALEOZOICO	12
2.2.2 MESOZOICO	12
2.2.2.1 Jurásico	12
2.2.2.1.1 Formación Lechos Rojos	12
2.2.2.1.2 Formación Salina	12
2.2.2.1.3 Formación Caliza Chinameca	13
2.2.2.2 Cretácico	14
2.2.2.2.1 Formación Caliza Sierra Madre	14
2.2.2.2.2 Formación Méndez	14
2.2.3 CENOZOICO	15
2.2.3.1 Eoceno	15
2.2.3.1.1 Conglomerado Uzpanapa	15
2.2.3.2 Oligoceno	15
2.2.3.2.1 Formación La Laja	15
2.2.3.2.2 Formación Depósito	15
2.2.3.3 Mioceno	15
2.2.3.3.1 Formación Encanto	15
2.2.3.3.2 Formación Concepción Inferior	16
2.2.3.3.3 Formación Concepción Superior	16
2.2.3.3.4 Formación Filisola	16
2.2.3.3.5 Formación Paraje Solo	17
2.2.3.3.6 Formación Agueguexquite	17
2.2.3.3.7 Formación Catedral	17
2.2.3.4 Plioceno	17
2.2.3.4.1 Formación Acalapa	17
2.2.3.5 Pleistoceno	17
2.3 MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL	18

3. USOS Y APLICACIONES DE LOS DOMOS Y DIAPIROS SALINOS	20
3.1 GENERALIDADES DE LOS DOMOS Y DIAPIROS SALINOS	22
3.1.1 Estudio de las muestras del casquete de las estructuras salinas de Jáltipa, Ver. En la Cuenca Salina del Istmo	22
3.1.2 Teorías sobre el origen del azufre en el casquete de las estructuras salinas de Tuzandepetl y Jáltipa, Ver.	25
3.2 MARCO LEGAL	26
3.2.1 Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Residuos Peligrosos	26
3.2.2 Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación de Aguas	28
3.2.3 Manifiesto para empresas generadoras de residuos peligrosos	29
3.3 ALMACENAMIENTO DE CRUDO Y RESIDUOS PELIGROSOS	30
3.3.1 Antecedentes de confinamiento de crudo y residuos peligrosos en México y el mundo	31
3.3.2 Definición y objetivos de un confinamiento de crudo y residuos peligrosos	32
3.3.3 Almacenamientos y confinamientos en México	32
3.3.4 Razón de las cavidades salinas	33
3.3.5 Caso práctico: “Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandepetl”	34
3.3.5.1 Antigüedad del diapiro	36
3.3.5.2 Marco geológico del subsuelo	37
3.3.5.3 Análisis geofísico	37
3.3.6 ANÁLISIS DE RIESGOS	39
3.3.6.1 Investigación de riesgo geológico en los almacenamientos de hidrocarburos en estructuras salinas	39
3.3.6.2 Riesgo atmosférico y climatológico	40
3.3.6.3 Riesgo geológico superficial y del subsuelo	40
3.3.6.4 Resultados y Conclusiones del estudio de riesgo	41
3.3.7 SÍNTESIS DEL ESTUDIO PARA LA CREACIÓN DE CAVIDADES, CASO: ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN TUZANDEPETL, VER.	42
3.3.7.1 Principio de la creación de cavidades en el “Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl”	42
3.3.7.2 Factibilidad geológica	43
3.3.7.3 Factibilidad ambiental	43
3.3.7.4 Selección del sitio para la perforación del pozo exploratorio y de desarrollo	44
3.3.7.5 Objetivo del pozo	44
3.3.7.6 Análisis de estabilidad	46
3.3.8 TÉCNICAS DE LIXIVIACIÓN	47
3.3.8.1 Lixiviación directa	48
3.3.8.2 Lixiviación inversa	48

4. MINICUENCAS	52
4.1 CONCEPTO DE MINICUENCA	52
4.2 SUBSIDENCIA	53
4.3 MODELOS DE SUBSIDENCIA EN LAS MINICUENCAS	54
4.3.1 Subsistencia por diferencia de densidades	54
4.3.2 Acortamiento por diapirismo	56
4.3.3 Caída extensional diapírica	60
4.3.4 Abatimiento de la topografía salina	61
4.3.5 Modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria	63
4.3.6 Deformación salina	63
5. YACIMIENTOS EN MINICUENCAS Y EN ESTRUCTURAS SALINAS	65
5.1 YACIMIENTOS EN TIERRA	66
5.1.1 Tiumut	66
5.1.2 Rabasa	69
5.1.3 Nelash	71
5.2 YACIMIENTOS COSTA AFUERA	74
5.2.1 Tecoailli	74
5.2.2 Lalail	77
5.2.3 Amoca	80
5.2.4 Xaxamani	82
5.2.5 Tamil	84
5.3 PROGRAMA D EPERFORACIÓN POZO TAPEXCO – 1	89
5.3.1 UBICACIÓN	89
5.3.2 Plano de ubicación geográfica	89
5.3.3 OBJETIVO	90
5.3.4 PROFUNDIDAD PROGRAMADA	90
5.3.4.1 Profundidad y coordenadas de los objetivos	90
5.3.4.2 Profundidad total programada	90
5.3.5 INFORMACIÓN ESTIMADA DEL YACIMIENTO	90
5.3.5.1 Características de la formación	90
5.3.5.2 Fluidos esperados	90
5.3.5.3 Sistema de explotación	90
5.3.5.4 Requerimientos de la TR de explotación y del aparejo de producción	91
5.3.6 PROGRAMA REGISTRO CONTINUO DE HIDROCARBUROS	91
5.3.7 PROGRAMA DE MUESTREO	91
5.3.8 PRUEBAS DE FORMACIÓN	92
5.3.9 GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	93
5.3.9.1 Perfil de geopresiones y asentamientos de TR	93
5.3.10 ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO ETAPA DE PERFORACIÓN	94
5.3.10.1 Objetivo de cada etapa	95
5.3.11 Gráficos del plan direccional	95
5.3.12 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DE SÓLIDOS	96
5.3.13. PROGRAMA DE REGISTROS POR ETAPA	96

5.3.14 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO	98
5.3.14.1 Criterios de diseño	98
5.3.14.2 Hermeticidad de la boca de liner	98
5.3.14.3 Pruebas de Goteo	98
5.3.15 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS POTENCIALES	98
5.3.16 Resumen de tiempo	99
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA	103

RESUMEN

Durante las últimas tres décadas la mayor parte de la producción nacional de hidrocarburos ha provenido de la Sonda de Campeche, particularmente del complejo Cantarell, el cual en años recientes ha presentado una marcada declinación en su producción diaria, en adición a lo anterior, en el periodo de 2004 a 2007, la reposición de reservas probadas se ubicó en promedio en 35 por ciento, siendo esta cifra muy baja, por lo que no es posible asegurar el sostenimiento de la producción a futuro. Una buena opción para la incorporación de reservas es la Cuenca Salina del Istmo, la que cuenta con domos, diapiros, canopies y con depósitos terrígenos; estas secuencias y las estructuras asociadas han demostrado a nivel mundial que conforman buenos sistemas petroleros. En este trabajo se presenta un panorama general de la Cuenca Salina del Istmo, que pretende ser una guía general para el conocimiento de la zona, además de introducir conceptos relativamente nuevos como lo son las minicuenas. Pues con mayor conocimiento se puede planear y realizar estrategias que resulten en una mejor exploración y explotación de los hidrocarburos con mayores beneficios económicos.

En el Capítulo 1 se presentan datos generales de la Cuenca Salina del Istmo, desde la ubicación del área de estudio, las vías de comunicación a través de las cuales se tiene acceso, climas predominantes y los principales ríos que atraviesan la Cuenca. Se menciona la importancia estratégica de la Cuenca Salina del Istmo en relación a las reservas acumuladas para la producción de hidrocarburos en México, donde los campos con mayores reservas son: Ogarrio, Sánchez Magallanes, San Ramón, Rodador, Basillo y 5 residentes; con reservas probadas de 174.8 MMB de aceite y 213.5 MMMPC de gas. Además en este capítulo se tratan los datos históricos referentes al descubrimiento, producción, tipos y distribución de hidrocarburos en la Cuenca.

En el Capítulo 2 se ubica a la Cuenca Salina del Istmo en el contexto geológico, que determina muchas de las características importantes a considerar para el desarrollo y explotación de los campos. Se menciona la evolución geológica de la provincia, que va desde el Jurásico hasta el Pleistoceno; las características estratigráficas a través de la descripción de cada una de las dieciséis formaciones que la conforman; finalmente se aborda el marco tectónico estructural, pues es de todos sabido que los factores antes mencionados condicionan las características de los yacimientos de hidrocarburos de una cuenca petrolera.

El Capítulo 3 aborda algunos usos y aplicaciones petroleros que se les puede dar a las estructuras salinas, que por sus características impermeables representan un área de oportunidad para México como estructuras que después de pasar por diferentes procesos (lixiviación directa o inversa), pueden utilizarse como almacenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos, o para el confinamiento de residuos peligrosos. Se realiza un análisis de riesgo y factibilidad para la construcción de cavidades en dichas estructuras, particularmente en los diapiros de Tuzandepetl y Jáltipa, Veracruz. Además del marco legal que se tiene en México para este tipo de procedimientos.

El Capítulo 4 se refiere a características particulares que se encuentran presentes en la parte marina de la Cuenca Salina del Istmo, que corresponden a las minicuenas; donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual es tásiendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de discontinuidades estructurales. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

Se describen a detalle este tipo de estructuras, el concepto de subsidencia de las cuencas sedimentarias, además de los seis modelos de subsidencia que de acuerdo Hudec, 1995, rigen los procesos de formación de éstas, aunado a esto su importancia como parte del sistema petrolero.

En el Capítulo 5 se presentan antecedentes de las minicuencas y su importancia para México, además de ejemplos de campos y yacimientos presentes en el área de estudio; Tiumut, Rabasa, Nalash, Tecoalli, Xaxamani, entre otros, de los cuales se describe su sistema petrolero, así como las reservas 1P, 2P y 3P que su descubrimiento incorpora a las reservas nacionales.

Debido a las condiciones actuales de declinación de la producción mundial de hidrocarburos líquidos y gaseosos, es necesario buscar alternativas para la restitución de reservas. Los yacimientos en las llamadas minicuencas presentes en la Cuenca Salina del Istmo representan una buena opción para incrementar dichas reservas pues se ha demostrado con los pozos Tecoalli y Amoca que estos contienen importantes volúmenes de hidrocarburos, que corresponden a 54 y 75.6 MMBPCE respectivamente.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones, además de la bibliografía consultada.

1. GENERALIDADES

La Cuenca Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, contiene una gruesa columna sedimentaria de rocas lásticas que en varios sitios se encuentran intrusionadas por sal. En la Cuenca se producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico que se encuentra formando domos, diapiros y canopies. La columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias. El movimiento de las sal influyó activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuevas por evacuación de sal, donde los sedimentos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico o mixto.

1.1 UBICACIÓN

La denominada Cuenca Salina del Istmo se encuentra localizada en la porción suroriental del país, como se muestra en la figura 1.1. Comprende parte de los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas. El límite norte se queda dentro del Golfo de México, en el que se interna más allá del paralelo 20° de latitud norte.



Figura 1.1 Ubicación geográfica de la Cuenca Salina del Istmo (González- García, P. y Cruz-Helú P., 1999).

1.2 VÍAS DE COMUNICACIÓN

Carreteras

En la figura 1.2 se puede observar de noroeste a sureste la carretera federal n.º 180, la cual pasa por zonas agrícolas, ganaderas e industriales de gran trascendencia, en las que se ubican las poblaciones de Pueblo Viejo, Ozuluama, Naranjos, Potrero de Llano, entre otras. En ella, además de la anterior, en truncan la mayoría de las carreteras que llegan a este estado provenientes del interior del país, incluyendo la autopista de cuota La Tinaja – Minatitlán.

Ferrocarriles

A través de este medio de transporte se mueve una gran parte de la amplia gama de productos que son embarcados y desembarcados en los puertos de Veracruz y Coatzacoalcos. La red ferroviaria en el estado tiene una longitud de 1, 68.90 km, distribuidos principalmente en la porción centro-sur.

El ferrocarril Transístmico, construido con la finalidad de comunicar al puerto de Coatzacoalcos, en el Golfo de México, con el Deslino Cruz, en el Océano Pacífico, penetra en territorio veracruzano por Jesús Carranza y hasta Coatzacoalcos. Aquí hace contacto con otra línea ferroviaria, cuyo destino es la península de Yucatán.

Aeropuertos

El Aeropuerto Canticas, a escasos 15 km del puerto de Coatzacoalcos da el servicio, no solo a Coatzacoalcos, sino también a Minatitlán y Cosoleacaque directamente. Dicho aeropuerto tiene, a partir de Agosto de 2006, la categoría de aeropuerto internacional; tiene capacidad para recibir vuelos de aerolíneas nacionales como internacionales.

Puertos

El puerto de Coatzacoalcos es importante porque aquí se realiza el movimiento de petróleo, azufre y fertilizantes.

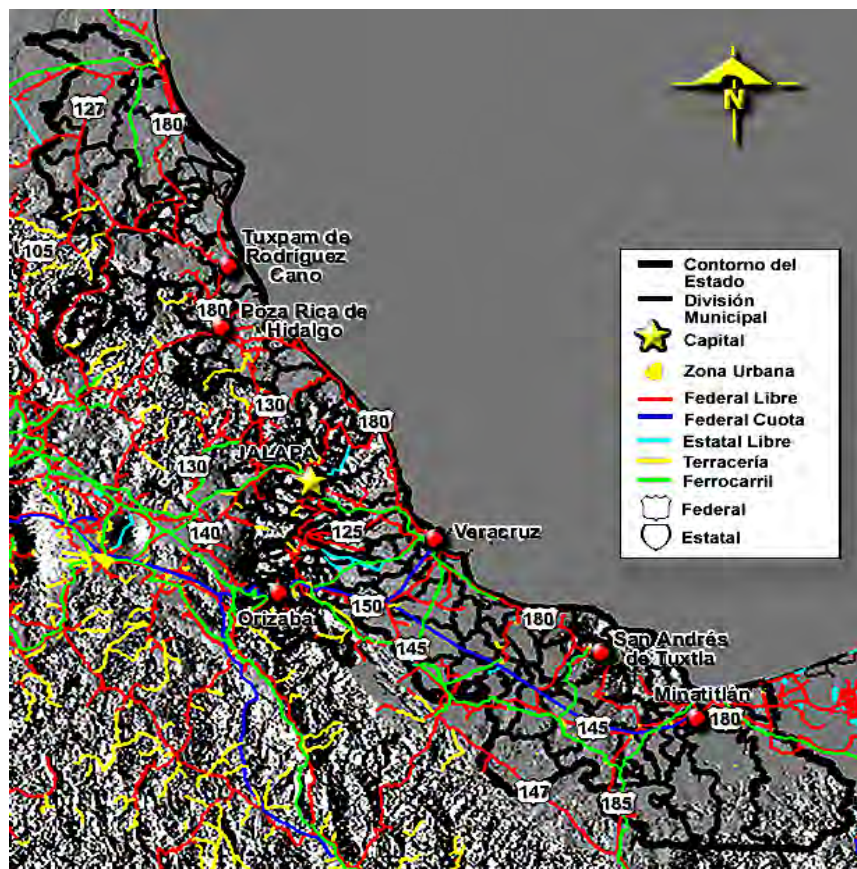


Fig. 1.2 Vías de comunicación (INEGI, 2007).

1.3 OROGRAFÍA

El área donde se ubica la Cuenca Salina del Istmo, corresponde con lomeríos en la planicie costera del Golfo de México; también se tienen cerros y pequeñas prominencias de formas redondeadas cuyo relieve no rebasa los 500 m sobre el nivel medio del mar.

1.4 HIDROGRAFÍA

La Cuenca Salina del Istmo se encuentra ubicada dentro de la región hidrológica denominada Papaloapan – Coatzacoalcos; corresponde a lo que geográficamente podría llamarse vertiente del golfo de la zona ístmica, parte de la cual comprende el sur de Veracruz. Las cuencas que la conforman son: "Papaloapan", "Jamapa", "Tonalá-Lagunas del Carmen-Machona" y "Coatzacoalcos".

En la figura 1.3, (INEGI, 2007) se muestran los principales ríos de la zona: Hueyapan, San Juan, Coatzacoalcos, Uxpanapa y Papaloapan. Los ríos señalados desembocan en el Golfo de México y tienen su origen en numerosos afluentes fuera de la entidad.

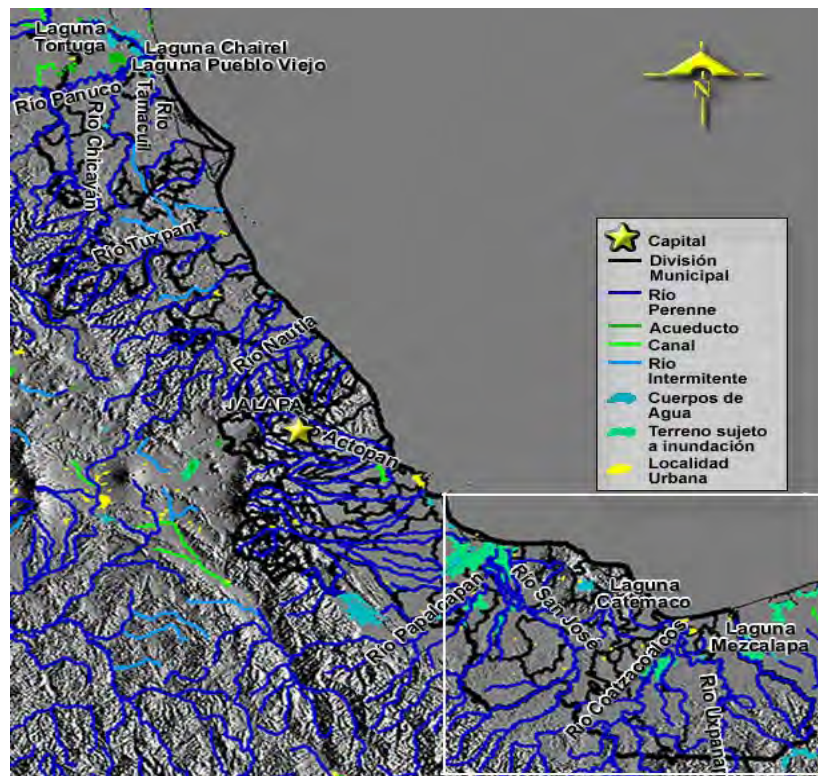


Fig. 1.3 Hidrografía de la zona. (INEGI, 2007).

Los resultados de estos reconocimientos geológicos animaron a Person a fundar la Compañía El Águila, para explorar con más detalle y con las mismas ideas y metodologías aplicadas en Texas y Louisiana, en los terrenos arrendados, los geólogos llegaron a identificar superficialmente siete domos salinos; cinco de los cuales se exploraron como campos petroleros (San Cristóbal, Concepción, Tecuanapa, Soledad e Ixhuatlán).

De acuerdo Tissot, 1979, durante 1905 las compañías extranjeras que operaban en México produjeron aceite en forma comercial en el campo denominado Cacoacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Veracruz. Así, en 1911, se extrajo aceite de la estructura denominada Ixhuatlán; en 1928, de la de Concepción; en 1929, de la de Tonalá - El Burro; y en 1931, de la llamada El Plan. Los dos últimos campos fueron los de mayor importancia. Su producción en areniscas proviene del Mioceno Inferior, Medio, Superior y Plioceno, asociadas a estructuras salinas existentes en el área.

Meneses 2004, menciona que: "La exploración en los cap rocks en el sureste de México se extendió de 1910 a 1918 y estuvo asociada a las primeras hipótesis sobre las acumulaciones de petróleo". En 1940, se descubre el campo Progreso, ubicado al sureste de Villahermosa, Tabasco. Después, en 1949, se descubrió el yacimiento de hidrocarburos La Venta, cuyo primer pozo entró en operación en 1954, con una producción de 125 barriles diarios de aceite con una densidad de 36 grados API. La importancia de estos hallazgos, aunados a otros en la Cuenca de Macuspana, motivó la construcción de la planta de absorción de gas licuado en Ciudad Pemex, la cual fue la primera planta industrial petrolera en Tabasco, inaugurada el 3 de marzo de 1958. En ese mismo año, se inició también la construcción del gasoducto Ciudad Pemex-Minatitlán, por donde sería enviada la producción gasera hacia el Bajío y al centro y oeste del país (Tissot, 1979).

Hasta finales de los años cincuenta, las principales zonas petroleras se localizaron al oriente del estado de Tabasco, en el actual sector operativo Ciudad Pemex, que comprende parte de los municipios de Macuspana, Jonuta y Centla. Por otro lado, la exploración al margen derecho del Río Tonalá, al poniente de La Chontalpa, permitió el descubrimiento de los yacimientos Cinco Presidentes, Sánchez Magallanes, Ogarrio y La Central; su ubicación se muestra en la figura 1. 5, así como la de las regiones identificadas con mayor potencial de contener hidrocarburos líquidos y gaseosos en la parte continental de la Cuenca Salina del Istmo.



Figura 1.5. Regiones identificadas con mayor potencial de hidrocarburos en la parte continental de la Cuenca Salina del Istmo (PEMEX, 2005).

En 1965, la producción diaria de crudo de la zona alcanzó la cifra de 104 mil barriles por día y la de gas llegó a 596 millones de pies cúbicos. Entre ese mismo año y 1972, el área petrolera de Tabasco estaba configurada por las zonas de explotación Macuspana y La Venta. Estas estaban unidas por ductos que permitían enviar hidrocarburos a la zona de Coatzacoalcos - Minatitlán.

En 1972, se inició una nueva etapa en la producción de hidrocarburos en esta porción del país, con los descubrimientos de los campos que corresponden al Mesozoico en la región Chiapas-Tabasco. La producción de hidrocarburos se consolidó como una de las principales actividades económicas del país. Debiéndose este alto cualitativo a los yacimientos encontrados en las formaciones del Mesozoico en el área Chiapas-Tabasco, lo que permitió la expansión de la industria petrolera a partir de 1974. Un factor importante en esa expansión fue el alza en los precios del petróleo que incentivó la perforación de pozos con más de 3,500 metros de profundidad.

En 1977 el Gobierno Federal dio un fuerte impulso a la industria petrolera en la región, lo que permitió al Activo Cincopresidentes consolidarse como una de las más importantes áreas productoras, con un potencial que justificó el incremento de 36 equipos de perforación en 1972, a 46 en 1974. Hacia 1977, la cifra llegó a 50 y, con la contratación de compañías perforadoras, se logró incrementar a 134 en 1980. Esto significó que en 1980 se utilizaran en el estado de Tabasco y el área adyacente al sur de Veracruz, casi la mitad de los equipos de perforación disponibles en el país (Lanuza, 1986).

Desde el punto de vista de la infraestructura, entre 1973 y 1981 se construyeron las líneas de conducción necesarias para interconectar las diversas instalaciones de procesamiento y

transformación: Ciudad Pemex con Cactus; San Ramón con Rodador; Paredón con Cactus y el complejo marítimo Akal con la terminal Dos Bocas. En ese periodo, se tendieron alrededor de 4,500 kilómetros de ductos para estos fines, que incluyen el troncal del Sistema Nacional.

Actualmente se han programado trabajos exploratorios en la Cuenca Salina del Golfo de México Profundo, donde si bien existen los mayores riesgos, también se esperan los mayores volúmenes de hidrocarburos a incorporar. Por lo anterior, se estima que esta cuenca contribuirá con una producción significativa de aceite y gas natural en el mediano y largo plazos. (PEMEX, Las reservas de Hidrocarburos de México, 2008).

A pesar de que el histórico de producción de algunos de los campos pertenecientes a la Cuenca Salina del Istmo data de hace ya más de cien años, hoy en día se tienen campos en desarrollo que todavía tienen importantes reservas, tal como se indica en la tabla 1.1, donde se proporcionan datos de las reservas 1P, 2P y 3P.

CAMPO	PDP		PD		1P		2P		3P	
	ACEITE	GAS	ACEITE	GAS	ACEITE	GAS	ACEITE	GAS	ACEITE	GAS
	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC	MMB	MMMPC
OGARRIO	7.4	11.7	38.2	69.5	50.0	83.8	70.8	108.8	73.9	147.1
S. MAGALLANES	3.2	3.3	13.7	15.8	22.2	24.4	42.1	44.2	113.1	112.6
SAN RAMON	5.6	3.2	19.0	12.8	37.6	22.1	40.6	23.5	45.4	25.9
RODADOR	4.8	8.7	17.5	27.2	19.5	29.1	19.5	29.1	19.5	29.1
BLASILLO	4.1	6.2	19.7	29.5	20.7	31.3	20.7	31.3	20.7	31.3
CINCO PRESIDENTES	2.3	1.7	14.6	12.3	16.6	14.2	16.6	14.2	16.6	14.2
GUARICHO	1.8	1.7	1.8	1.7	8.3	8.6	14.6	14.9	14.6	14.9
SUBTOTAL MAYORES	29.3	36.5	124.4	168.9	174.8	213.5	224.8	266.0	303.7	375.1
NELASH	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	16.4	15.2	44.8	22.1	65.1
LOS SOLDADOS	0.9	3.4	1.9	5.7	1.9	5.7	1.9	5.7	1.9	5.7
LACAMANGO	2.7	2.5	3.0	3.7	6.7	7.8	6.7	7.8	6.7	7.8
TIUMUT	0.2	0.2	0.2	0.2	1.0	2.0	2.4	11.3	4.5	14.1
ARROYO PRIETO	0.0	0.0	0.6	0.7	0.6	0.7	0.6	0.7	1.5	24.7
SUBTOTAL MENORES	3.8	6.2	5.6	10.4	15.7	32.6	26.8	70.2	36.8	117.3
MOLOACAN	2.5	1.2	2.5	1.2	2.5	1.2	2.5	1.2	2.5	1.2
BACAL	0.6	2.8	1.2	3.2	1.2	3.2	1.2	3.2	1.2	3.2
OTATES	0.4	0.6	1.4	3.2	1.4	3.2	1.4	3.2	1.4	3.2
LA CENTRAL	0.2	0.1	0.3	4.0	0.3	4.0	0.3	4.0	0.3	4.0
CUICHAPA	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9	0.3	0.9
CERRO NANCHITAL	1.0	0.1	1.2	0.1	1.2	0.1	1.2	0.1	1.2	0.1
SUBTOTAL OTROS	5.0	5.6	6.9	12.6	6.9	12.6	6.9	12.6	6.9	12.6
TOTAL	38.1	48.3	136.9	191.9	197.5	258.7	258.6	348.8	347.5	505.1

Tabla 1.1 Reservas 1P, 2P y 3P, por campo y por tipo de fluido al 1 de enero del 2009 (PEMEX, 2009)

1.7 IMPORTANCIA ECONÓMICA DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

Las reservas de hidrocarburos a nivel mundial han disminuido significativamente en los últimos cinco años incluyendo las de México, por lo que es importante pensar en nuevas fuentes de hidrocarburos convencionales, como los que podrían encontrarse en el Golfo de México en Aguas Profundas, como corresponde a la provincia Salina del Golfo Profundo, donde existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de discontinuidades geológicas, principalmente fallas. Con las evidencias encontradas, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

Un claro ejemplo de la incorporación de reservas es el yacimiento Tecoalli, figura 1.6, cuyo pozo descubridor fue el Tecoalli-1. Los volúmenes originales 3P estimados fueron 220.2 millones de barriles de aceite y 154.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas estimadas

para las categorías de 1P, 2P y 3P son de 7.1, 18.0 y 54.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente.

En la sección sísmica se puede apreciar la fuerte actividad de grandes cuerpos salinos, que influyeron en la formación de trampas petroleras.

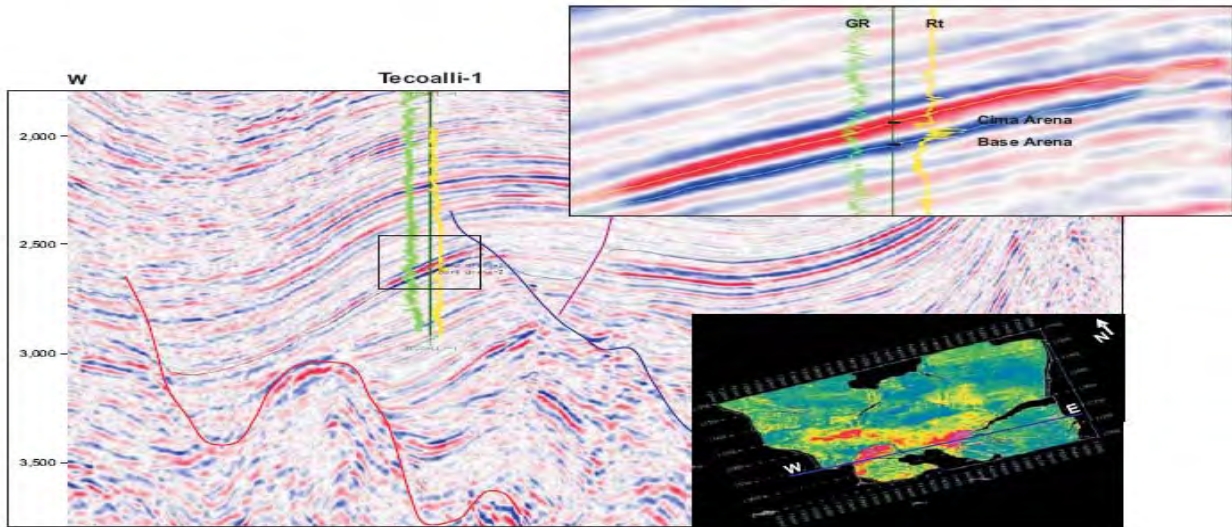


Fig. 1.6 Sección sísmica donde se muestran las características estructurales y estratigráficas del campo Tecoalli, en la Cuenca Salina del Istmo, haciendo énfasis en la presencia de cuerpos salinos que influyeron en la formación de trampas petroleras (“Las Reservas de Hidrocarburos de México”, PEMEX, 2008).

Los estudios de recursos prospectivos realizados en esta cuenca, indican que es de gran potencial para contener grandes volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

2. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.

2.1 EVOLUCIÓN GEOLÓGICA.

En el presente capítulo se realizará una somera descripción de las características geológicas que presenta la Cuenca Salina del Istmo, considerando a las formaciones geológicas mejor conocidas.

Desde el punto de vista geológico, la Cuenca Salina del Istmo comprende una historia que va desde el Jurásico hasta el Reciente. Los sedimentos de esta zona se encuentran distribuidos irregularmente, debido quizá a las condiciones que prevalecieron en dichas épocas; muestra de esto son periodos de erosión o no depósitos en el Cretácico.

2.1.1 JURÁSICO TARDÍO.

El basamento posiblemente Paleozoico dio lugar a la formación de una cuenca que delimitó el mar del Jurásico Tardío, se debe haber tratado de una cuenca semi cerrada, que estaba separada del mar por medio de una barra o macizo sumergido, que controlaba el flujo de agua del mar hacia la cuenca. Las condiciones en los alrededores y en la cuenca misma, deben haber sido extremadamente áridas, de manera que la evaporación era mayor o igual al flujo de agua hacia la cuenca. De acuerdo a Uligio, 1849, es posible explicar la formación de la sal conforme al siguiente proceso:

Una vez que se va reduciendo el volumen de agua dentro de la cuenca, se va formando un aflujo de agua de mar, observándose cierto nivel. La mayor concentración de sales en el agua aumenta su peso específico, por lo que se forma un movimiento descendiente de las aguas de mayor concentración y de mayor peso específico, el cual está acompañado de difusión en soluciones de diferentes concentraciones. De esta manera, se va aumentando la salinidad en la parte baja de la cuenca. La concentración es tal, que se forma sal y anhídrita en el fondo.

Por otra parte, debido a esporádicas lluvias torrenciales en la parte continental, ocasionaron el depósito de areniscas y conglomeraos con cambios de facies a la Formación Salina. Este tipo de mecanismo permitió explicar la formación de depósitos de sal de grandes espesores, y no es posible pensar en una cuenca cerrada, pues hubiera sido necesario un volumen exagerado de agua, para obtener grandes cantidades de sal.

A fines del Jurásico, debe haber desaparecido la barra o macizo que obstruía la entrada continua de agua a la Cuenca Salina, permitiendo la invasión del agua de mar, depositándose así a la Caliza Chinameca.

2.1.2 CRETÁCICO.

De acuerdo a Benavides, 1956. En el Cretácico Inferior subsistieron condiciones similares a las del Jurásico Superior, teniendo el mar del Cretácico una extensión mayor, que llegaba hasta el margen del norte del Macizo de Chiapas.

En el Albiano - Cenomaniano hubo una trasgresión del mar, cubriendo todo el Macizo de Chiapas, depositándose la Caliza Sierra Madre.

En el Cretácico Superior, hubo un cambio en las condiciones de sedimentación, ya que existió depósito dentro y fuera de la cuenca, a lo largo de toda la costa del Golfo de México, muestra de ello las margas de la Formación Méndez.

2.1.3 EOCENO.

En el Eoceno hubo otro cambio en las condiciones de depósito, dando paso a depósitos de arcillas que por diagénesis se convirtieron en las Lutitas Nanchital. Esto se debe quizás a que por lo general el mar del Eoceno fue más extenso, cubriendo parcialmente las calizas del Cretácico encima del Macizo de Chiapas, aunque es posible que existieran levantamientos locales de origen ígneo o tectónico en algunas partes marginales de la cuenca.

2.1.4 OLIGOCENO.

En el Oligoceno inferior subsistieron las condiciones de sumersión, ya que por lo general se depositaron lutitas en la formación La Laja. Donde la poca profundidad del mar y fluctuaciones en extensión, permitieron la deposición de arenas para posteriormente convertirse en areniscas. Localmente hubo un levantamiento lo suficientemente grande para permitir el depósito del Conglomerado Nanchital, proveniente de la erosión de una o varias series de calizas del Cretácico y rocas ígneas.

Ya para el Oligoceno Superior la profundidad del mar era aún menor que en el Oligoceno Inferior, además de poseer mayor estabilidad, en su margen la actividad volcánica era constante a causa del Macizo de San Andrés. Muestra de esto es la ceniza volcánica intercalada en las lutitas de la Formación Depósito.

2.1.5 MIOCENO.

De acuerdo a Calderón García, 1951, las condiciones de sedimentación del Oligoceno superior prevalecieron durante el Mioceno inferior, pero a fines de éste, hubo un importante levantamiento en la parte occidental de la cuenca, ya que la Formación Encanto está asentada en esta parte y la Formación Concepción inferior descansa discordantemente sobre el Oligoceno Superior. La particularidad más grande es una transgresión del mar, que cubre discordantemente desde la Formación Concepción Inferior del Mioceno hasta capas del Cretácico Superior.

En el Mioceno Medio una regresión del mar se tuvo presente, representada por las areniscas de la Formación Filisola, muestra de ello es que su distribución sea más reducida y el tipo de depósito sea marino de poca profundidad. Acentuándose este fenómeno en la parte superior del Mioceno Medio, pues en la formación Paraje Solo se depositaron sedimentos de agua salobre y dulce, lo que parece indicar que en ese tiempo existieron lagunas marginales y depósitos de litoral.

En el Mioceno Superior hubo una nueva transgresión, lo que se puede observar en el depósito de la Formación Agueguexquite, que en su parte inferior da indicios de depósitos marinos de baja profundidad, aunque ya para la parte superior y media se nota una nueva regresión, primeramente por depósitos de litoral y en la parte superior por sedimentos de aguas salobres de posibles lagunas marginales. Al parecer la transgresión del Mioceno Superior no cubrió toda la cuenca, ya que la Formación Agueguexquite sólo se encuentra en la parte norte de ésta.

2.1.6 PLIOCENO.

Durante el plioceno toda la Cuenca Salina del Istmo debe haber estado emergida, ya que se conocen sólo depósitos continentales de este tiempo. Es probable que haya ocurrido un levantamiento de importancia al SEDECOatzacoalcos, siendo éste la fuente de sedimentos para el Conglomerado Acalapa. Se trata de una o varias sierras que fueron erosionadas hasta descubrir su núcleo cristalino. No es claro el hecho de si este levantamiento estuvo activo desde el Mioceno Superior y a que localmente es más complicado diferenciarlo de formaciones del Mioceno Superior.

2.1.7 PLEISTOCENO.

En el pleistoceno ocurrió únicamente el depósito de sedimentos continentales dentro de la cuenca, lo que indica que toda ésta se encontraba y se encuentra en estado de emersión, con una línea de costa probablemente muy similar a la de la actual costa del Golfo de México con lagunas marginales, pantanos, etc.

2.2 ESTRATIGRAFÍA.

La provincia Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, tiene un grueso relleno de sedimentos siliciclásticos intrusionados por sal; en los horizontes arenosos se producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico.

De acuerdo a Benavides, 1956, la secuencia sedimentaria que forma la Cuenca Salina del Istmo, esta compuesta por 16 formaciones geológicas, de las cuales 5 son Mesozoicas y las restantes 11 son Cenozoicas.

La columna estratigráfica general de la Cuenca Salina del Istmo esta representada en la Figura 2.1.

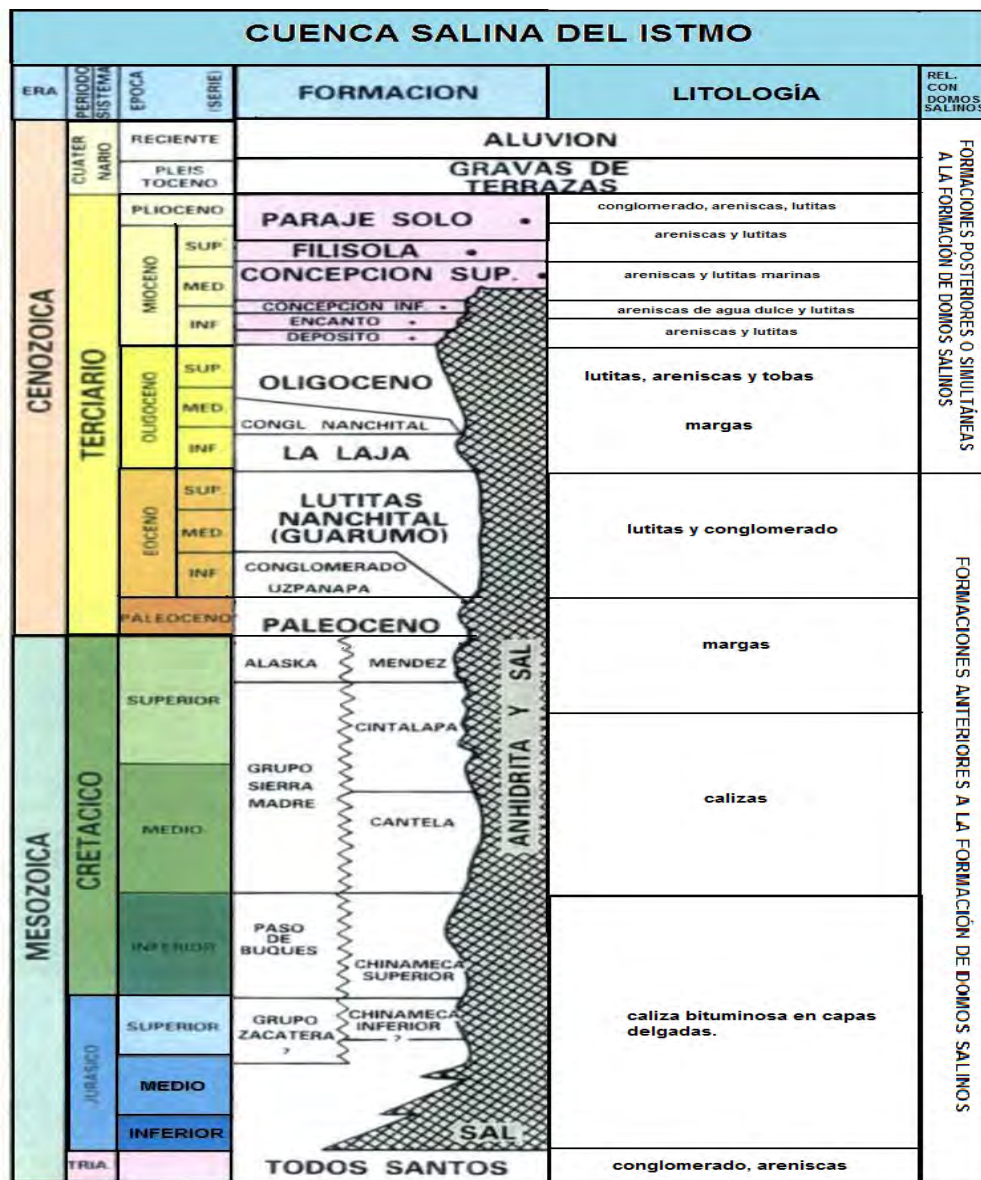


Fig. 2.1 Columna estratigráfica general de la Cuenca Salina del Istmo¹

¹ Modificado de Evaluación de Formaciones en México, Schlumberger 1984.

2.2.1 Paleozoico.

El conocimiento que se tiene del basamento pre Mesozoico en el área es escaso y está basado en unos cuantos afloramientos de rocas metasedimentarias del Precámbrico Superior al Paleozoico Inferior (Sedlock et al., 1993) , intrusionadas por granitos, granodioritas y tonalitas datadas con métodos radiométricos.

2.2.2 Mesozoico.

2.2.2.1 Jurásico.

2.2.2.1.1 Formación Lechos Rojos.

Esta formación está constituida por lutitas de color rojo mezcladas en ocasiones con yeso, su edad se ha estimado que corresponde al Jurásico Inferior. Su espesor oscila desde unos cuantos centímetros hasta varios metros, sobre todo en la parte central de la cuenca donde alcanza hasta 10 metros.

Se han descubierto y acimientado minerales de hierro que probablemente pertenezcan a esta formación, sin embargo esto no ha sido comprobado. La razón por la cual se cree que esto sea cierto es porque dicho yacimiento descansa sobre lutitas negras, que comúnmente se encuentran intercaladas con la roca descubierta, aunque las características físicas de éstas difieren de los lechos rojos, los cuales están constituidos principalmente por arcillas rojas mezcladas con yeso.

2.2.2.1.2 Formación Salina.

La edad verdadera de esta formación es desconocida, pero se le ha asignado una edad del Jurásico Superior (Calloviano – Oxfordiano), en relación con los lechos rojos que le subyacen, así como la caliza Chinameca del Jurásico Superior – Cretácico Inferior, que le suprayacen.

La sal se caracteriza por presentar una textura bandeada y capas alternadas de espesores que varían de 2 a 20 cm. A causa de su carácter intrusivo, es muy difícil encontrar capas horizontales, por lo que casi siempre se presentan con echados variables, de acuerdo con la magnitud y dirección de los esfuerzos a que estuvo sujeta. En general, la sal está bien consolidada y sólo ocasionalmente es cavernosa, alojando a veces hidrocarburos. La sal, cuando pura, es de color blanco, pero es posible encontrarla de colores anaranjado, rosado, violeta y morado, esto debido a impurezas, siendo los hidrocarburos los causantes de colores que van de gris a negro a otros elementos que ocasionan que la sal cambie de color.

Descansando sobre la sal se encuentra la roca descubierta, la cual corresponde con un residuo dejado por la disolución de la parte superior del cuerpo salino, que está formado principalmente por anhidrita y más raramente por caliza, selenita y yeso, siendo muy común encontrarla formada por dolosomas y otros minerales; también es común encontrar impurezas de otras variedades minerales como pirita, dolomita, cuarzo, aragonita y barita principalmente. Su espesor es muy variable aún para una misma estructura, pudiendo ser desde unos centímetros hasta varias decenas de metros, observándose un marcado engrosamiento hacia la parte central de la estructura, aunque en ocasiones puede ocurrir en otra posición.

La anhidrita presente es de color gris claro y oscuro, se presenta en forma masiva, bandeada, en vetas es amorfa y más raramente fracturada y porosa.

La caliza descubierta, cuando existe, descansa sobre la anhidrita pero nunca subyaciéndola, aunque es común encontrarla intercalada dentro de este cuerpo, sobre todo en la parte superior; su color varía de gris claro a oscuro, en general bastante porosa, estando sus poros rellenos por hidrocarburos, ácido sulfhídrico, así como de otras impurezas; en ocasiones se encuentran las vetillas rellenas de calcita de color blanco a gris oscuro con cristales bien definidos o amorfa.

Aunque todas las estructuras salinas tienen cubierta rocosa, ésta puede estar ausente parcialmente, explicándose esto quizás por efectos de erosión, a que no se haya formado o bien que existan fallas que desplacen el casquete dejando la sal descubierta en el plano de falla.

Cabe mencionar que la sal se presenta de mejor calidad cuando la cubierta está constituida por anhidrita, y se encuentra contaminada de hidrocarburos o de arcillas férricas; si la cubierta es de caliza, debido a las características físicas de esta roca, se puede presentar almacenamiento de hidrocarburos. Sin embargo, cuando existe una capa potente entre la anhidrita y la sal, la contaminación parece no realizarse debido a las características físicas de esta roca, y a que por ser bastante compacta, desempeña el papel de roca sello.

Descansando sobre la sal se encuentra la secuencia del casquete (Cap Rock), la cual se compone de fragmentos de caliza, y eso y anhidrita; en general con excelente porosidad, fomentada por disolución (búgulos y cavernas). En algunas localidades la explotación del azufre se realizó en la secuencia de Cap Rock.

De acuerdo a los reportes de numerosos pozos de exploración y explotación, el azufre se encuentra a profundidades que varían de 50 a 500 m, en el subsuelo de las áreas de Jaltipan, Petapa y Coachapa. La Formación Salina se encuentra en el subsuelo de toda la región (Cuenca Salina del Istmo), en donde se ha ubicado con estudios de gravimetría; además, se ha cortado con los pozos perforados en busca de petróleo y azufre. El pozo de exploración petrolera Sal Somera No. 1, perforado por PEMEX, alcanzó su base en un contacto discordante con una secuencia siliciclástica a 3, 543 m de profundidad, cortando un espesor de 3, 400 m de sal.

Esta unidad carece de fósiles, por lo que la edad pre-Kimeridgiano que se le asigna se infiere por sus relaciones estratigráficas, y a que su base es discordante con la Caliza Chinameca del Jurásico Superior, y su contacto superior puede llegar a ser por intrusión en las unidades más jóvenes, como sucede con las unidades siliciclásticas terciarias.

2.2.2.1.3 Formación Caliza Chinameca.

El nombre de Caliza Chinameca fue propuesto por Burckhardt (1930), quien describe una secuencia de calizas de color crema, que aflora a 1 km al este del poblado de Chinameca, Veracruz.

La parte inferior está formada por calizas recristalizadas, brechoides, masivas y compactas de color gris en la superficie fresca, cambiando a blanco y crema por intemperismo; contiene lentes aislados y bandas delgadas de pedernal negro, horizontes arenosos y horizontes con bitúmen y/o aceite pesado. La parte superior también presenta textura brechoide, y se compone de calizas recristalizadas de color gris a gris oscuro en estratos de 7 a 40 cm de espesor, con intercalaciones de lutitas calcáreas de color gris al fresco y tonos de amarillo por intemperismo. La secuencia estratificada y la que contiene fósiles tiene indudablemente origen sedimentario cuya acumulación ocurrió en una plataforma carbonatada del Jurásico Tardío, pero parte de la secuencia brechoide y recristalizada tiene origen químico ocurrido durante, o muy poco tiempo después, del movimiento de la sal.

La secuencia de sal, tanto en superficie como en el subsuelo, presenta excelente porosidad (brechoide, bugular y cavernosa), por lo que junto con el Cap Rock fueron las secuencias de mayor interés en la exploración y explotación del azufre, sobre todo cuando se ubicaron próximas a la superficie.

Su espesor varía entre 300 y 400 m y se encuentra en el subsuelo de las áreas de Jaltipan, Petapa y Coachapa, Veracruz. Aflora al oriente de la población de Chinameca, Veracruz, en los cerros La Grava y La Cal; asimismo aflora a 0.5 y 1.5 km al sureste de la población de Emilio Carranza, en los cerros denominados Las Montañas y Cordilleras; también existen pequeños afloramientos en las proximidades del Río Playas y en el Cerro Pelón. Se ha encontrado en el subsuelo en la perforación de pozos de PEMEX, en la parte Sureste de la Cuenca Salina.

De acuerdo con Burckhardt (1930), la edad de la Caliza Chinameca es Kimeridgiano-Barremiano, ya que reporta la presencia de los siguientes amonites: *Waagenia-hacobia*, *Berriasella* sp., *Neocomites neocomiensis*, *Crioceras* sp., *Caprina* y *Asterios*; sin embargo, la zona de transición que corresponde al paso del Jurásico Superior al Cretácico Inferior no ha sido posible definirla litológica ni paleontológicamente, siendo los únicos indicios el cambio de color y la mayor consistencia que tiene en la parte inferior, además de que las intercalaciones de arcillas son más aisladas en esta parte que en la parte superior.

2.2.2.2 Cretácico.

2.2.2.2.1 Formación Caliza Sierra Madre.

La Caliza Sierra Madre fue descrita por Böse (1905), como una secuencia de calizas y dolomías de color gris que afloran en el Noroeste de la Sierra Madre de Chiapas. Son calizas de textura fina (mudstone y wackestone) de color gris claro a blanco, en estratos gruesos (80 cm a 1.5 m de espesor), con abundantes rudistas. En una secuencia de carbonatos compactos, depositados en aguas someras de plataforma carbonatada, y se presenta intensamente fracturada y plegada. Su espesor varía entre 800 y 1,900 m.

Aflora únicamente en las proximidades y en el frente noroeste de la Sierra Madre de Chiapas, de donde toma su nombre, y en el Istmo de Tehuantepec. No aflora dentro de la Cuenca Salina pero se interpreta que se encuentra en el subsuelo en su sector poniente.

La edad de esta unidad corresponde al Albiano-Cenomaniano, de acuerdo a la presencia de rudistas y radiolites reportados por Santiago-García (1987).

En la localidad paso de Buques, Oaxaca, al S-SW de la Cuenca Salina, se encuentra expuesta esta formación, presentando las mismas características litológicas antes descritas, observándose en general mala estratificación y un echado suave.

2.2.2.2.2 Formación Méndez.

Fue descrita originalmente por Jeffreys (1912), como una secuencia de margas rojas que descansan concordantemente sobre las calizas de la Formación San Felipe, cuyos afloramientos están expuestos a 300 m al este de la Estación Méndez, sobre la vía del ferrocarril San Luis Potosí-Tampico, Tamaulipas.

Se compone de margas de color gris y gris verdoso al fresco, que cambia a color amarillento y rojizo por intemperismo, se presenta en estratos de 40 cm a 1.20 m de espesor. Contiene intercalaciones de bentonita de color gris a gris verdoso, litas calcáreas y areniscas de grano fino de color gris oscuro, laminadas en estratos delgados; así como pequeños cuerpos de brechas constituidas de fragmentos de caliza. En una secuencia semicompacta y deleznable, con espesores que varían entre los 600 y 900 m.

Esta unidad aflora en las proximidades del Río Playas, en el Cerro Pelón, pero los afloramientos más extensos se ubican en las márgenes sur y sureste de la Cuenca

Salina. En el Cerro Pelón se encuentran obreyaciendo discordantemente a las Calizas Chinameca.

La Formación Méndez es de edad Cretácico Superior, de acuerdo a los siguientes fósiles reportados: *Globotruncana conica*, *Globotruncana calcárea* y *Globotruncana arca*.

2.2.3 Cenozoico.

2.2.3.1 Eoceno.

2.2.3.1.1 Conglomerado Uzpanapa.

Unidad descrita inicialmente por Gibson (1936) en la región de Ixtlán, en la parte Sur de la Cuenca Salina. Posteriormente, Benavides (1956) la describe más ampliamente en su localidad tipo ubicada en las márgenes del Río Uxpanapa, aproximadamente a 76 km al sureste de Coatzacoalcos, Veracruz.

Se encuentra distribuido localmente en las áreas cercanas a los ríos Chalchijapa y Uzpanapa, está constituida principalmente por fragmentos de rocas ígneas (granito), areniscas y raramente de fragmentos de la Caliza Sierra Madre. En algunas partes se presenta estratificación con pequeñas capas de lutitas de color gris verdoso o claro.

En otras zonas el Eoceno está representado por capas de lutitas bien estratificadas de color gris oscuro y azulado con intercalaciones de areniscas y conglomerado; el espesor, incluyendo el Conglomerado Uzpanapa posiblemente llegue a 900 metros.

2.2.3.2 Oligoceno.

2.2.3.2.1 Formación La Laja.

La Formación La Laja fue descrita originalmente por Gibson (1936), quien la dividió en dos series: La Laja y Encanto. Posteriormente, Castillo-Tejero (1955) la describe como Formación La Laja, considerando que su localidad tipo se encuentra en las márgenes del Río Uxpanapa, aproximadamente a 60 km al sureste de Coatzacoalcos, Veracruz.

Es posible encontrar esta formación en las porciones sur y poniente de la cuenca, está compuesta por lutitas arenosas de colores que van del gris al azul y verde, presenta buena estratificación en capas delgadas, aunque en ocasiones es posible encontrar alternancias de areniscas de grano fino a medio, depositadas en forma lenticular, si ser esto muy notable.

Localmente encontramos cuerpos conglomeráticos obrepuestos, constituidos principalmente por fragmentos de caliza y rocas ígneas, proveniente del macizo granítico de Chiapas.

Su edad corresponde al Oligoceno Inferior, de acuerdo a los siguientes fósiles reportados: *Haplophragmoides coronatus* (Brady), *Cibicides cushmani* Nuttall, *Cibicides tuxpamensis* Cole, *Bulimina semicostata*, y *Sigmoidella elegantísima*.

El espesor de esta formación está estimado en 1 400 metros, incluyendo el “Conglomerado Nachital” que en algunos sitios alcanza los 600 metros.

2.2.3.2.2 Formación Depósito.

La formación Depósito pertenece al Oligoceno Superior, está constituida por lutitas bien estratificadas de colores grises a azulosos, interestratificadas en algunas partes con lentes de areniscas de grano fino.

En el área de Almagres son lutitas de color gris oscuro o ligeramente verdoso con intercalaciones de ceniza volcánica.

2.2.3.3 Mioceno.

2.2.3.3.1 Formación Encanto.

En general todas las formaciones del Mioceno son las mejor estudiadas en la cuenca, esto es por su gran importancia en la acumulación de hidrocarburos. Es en la formación Encanto donde se ha obtenido la mayor parte del petróleo de esta zona. Está constituida por lentes alternados de areniscas de grano fino, medio y grueso de origen marino, de colores gris, crema y azul. A veces se encuentra alternado con capas de lutitas arenosas o arcillas arenosas.

El espesor es variable en cada localidad, se ha calculado entre 500 y 800 metros.

2.2.3.3.2 Formación Concepción Inferior.

Fue descrita por primera vez por Gibson (1936), como una unidad constituida por arcillas apizarradas y areniscas, que sobreyacen concordantemente a la Formación Encanto. Constituida por lutitas bien consolidadas de color gris claro a oscuro en algunas localidades y gris azul en otras. La parte superior de esta formación es fosilífera y bastante arenosa, por lo que está considerada como una de las mejores formaciones generadoras de hidrocarburos; la potencia máxima de esta formación es de 400 metros.

Por las características del depósito, que ocurrió desde la zona litoral hasta la plataforma clástica somera, el espesor de esta formación no es uniforme, y varía de 200 a 400 m. De acuerdo al contenido faunístico que se encuentra en la fracción más fina, se le asigna la edad Mioceno Inferior. Los fósiles reportados por S antiago-García (1987), son: *Marginulina marginulinoides* Goes, *Glabrata tuberculata*, *Spiroplectammina mississippiensis* Cushman, *Cibicides floridanus* Cushman, *Bolivina nobilis* Hantren, *Bolivina plicatella* Cushman, *Pleurotoma alpina* Perry, *Pleurotoma certely* Bose y *Natica canrena* Lina.

2.2.3.3.3 Formación Concepción Superior.

Fue descrita originalmente por Gibson (1936), quien la denomina Serie Filisola y que está compuesta, de acuerdo con este autor, por dos secuencias claramente diferenciables: la secuencia Concepción Superior y la Filisola. Posteriormente, Benavides (1956) hace la separación de estas secuencias considerando que ambas cumplen los requisitos stratigráficos para denominarlas como formaciones, y a que presentan diferencias litológicas contrastantes.

Se compone de lutitas arenosas, limolitas arenosas y areniscas con gran cantidad de matriz (grauvacas líticas), de color gris azulado en estratos medios cuyas superficies de estratificación están mal definidas; la secuencia está medianamente compactada. Se caracteriza por presentar niveles con concreciones arenosas cementadas con carbonato de calcio de hasta 25 cm de longitud.

Aflora en los flancos del domo de Jaltipan, en Petapa y en Coahuila, Veracruz. También está expuesta en la porción central, suroccidental y occidental de la Cuenca Salina, en las localidades de Concepción, S oconusco, R omero Rubio y en las márgenes de los ríos Chacalapa y Jalpepec.

Por el contenido faunístico que presenta se le asigna una edad Mioceno Inferior, los fósiles más representativos son: *Robulus rotalutus* Lamarck, *Cibicides filisolaensis* Nuttall, *Bolivina subaenariensis* var. *mexicana* Cushman.

2.2.3.3.4 Formación Filisola.

Gibson (1936) la describe como Serie Filisola, posteriormente Benavides (1956) considera que la secuencia compuesta por areniscas de cuarzo puede ser descrita como Formación Filisola, ya que reúne todos los requisitos estratigráficos.

La formación Filisola está constituida principalmente por lutitas arenosas, areniscas cuarcíferas y lentes de areniscas de grano medio poco consolidadas, su color es variable siendo en algunas ocasiones blanco, amarillento, gris azulado y gris pardo, esta última coloración debido a la presencia de óxidos de hierro.

Localmente estas areniscas tienen gran importancia económica, ya que se explotan en la zona de Jáltipan, Ver., para la fabricación de vidrio.

Por las características propias de su ambiente de depósito, donde interactúan el mar y el continente, el espesor de la formación es variable, encontrándose espesores mínimos de 250 m y máximos de 400 m.

Por el contenido faunístico determinado por Santiago-García (1987), correspondientes con *Ostrea sp.*, *Maetra sp.*, *Pecten sp.*, *Solarium* y *Pleurotoma sp.*, se le asigna a la unidad una edad de Mioceno Medio.

2.2.3.3.5 Formación Paraje Solo.

Descrita originalmente por Lesnial (1924), en la región de Paraje Solo del municipio de Moloacán, Veracruz, a 25 km al suroeste de Coatzacoalcos, Veracruz. Posteriormente, Gibson (1936) la describe como una secuencia de areniscas con lentes de conglomerados y horizontes de lignito.

La parte inferior está constituida por areniscas compactas de grano grueso interestratificadas con lutitas mal compactadas; son rocas de color gris al fresco y colores rojizos por intemperismo. Presenta algunos horizontes con abundantes macrofósiles y otros con abundante materia orgánica leñosa (lignita). La parte superior se compone de areniscas con granulometría variable de color gris, con intercalaciones de lutitas de color gris oscuro carbonosa. Los líticos que componen esta secuencia son fragmentos subredondeados de rocas volcánicas, cuarzo metamórfico redondeado y cuarzo ígneo subanguloso. El espesor de esta unidad varía entre 300 y 600 m. Esta formación tiene su localidad tipo en “Paraje Solo”, lugar de donde tomó su nombre.

Su edad corresponde con el Mioceno medio de acuerdo a la fauna típica de ambiente marino de aguas someras, reportados por Santiago-García (1987). Los pelecípodos determinados corresponden con *Ostrea sp.*, *Anadara Arca*, *Corbula sp.* y *Pecten sp.*; los gasterópodos son *Melania sp.*, *Turritella sp.*, *Drilla sp.*, *Nerita sp.* y *Anadara sp.* Los foraminíferos clasificados son ejemplares de *Elphidium incertum* (Williamson) y *Rotalia beccarii* (Linne).

2.2.3.3.6 Formación Agueguexquite.

Esta formación se encuentra ampliamente distribuida en la parte central norte de la cuenca. Se han distinguido tres horizontes:

La parte superior formada por lutitas ligníticas de color gris azulado. La parte media está constituida por areniscas bien consolidadas de grano medio a fino, de color parduzco. Finalmente la parte inferior son areniscas, lutitas arenosas y areniscas de color pardo amarillento. El espesor total de la formación se ha calculado en 500 metros.

2.2.3.3.7 Formación Catedral.

La formación Catedral está constituida por lutitas, areniscas, y conglomerados de color café, gris y verde azulado, descansa concordantemente sobre la unidad anterior y su espesor no revasa los 150 metros.

2.2.3.4 Plioceno.

2.2.3.4.1 Formación Acalapa.

Está constituida principalmente por un cuerpo conglomerático de fragmentos de roca granítica. Subyaciendo a este conglomerado se encuentran pequeños pesos de arenas y lutitas de tonos gris y ligeramente verde azulado.

2.2.3.5 Pleistoceno.

En la zona de Chinameca Veracruz, está constituida por gravas y arenas de poca redondez, color blanco, gris y pardo amarillento, en otras partes esta formada por clastos de grano fino y lutitas de color gris azulado, el espesor es de 2 a 5 metros, aunque ocasionalmente llega a 40 metros.

2.3 MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL.

Existen amplias evidencias del carácter tectónico sedimentario de las evaporitas: y a sea como inicio de la serie sedimentaria marina o bien como diapiros.

De acuerdo a Padilla y Sánchez, 2007, los límites estructurales de la Cuenca Salina del Istmo son, por el oriente, la falla de Comalcalco, por el occidente la falla del Istmo y por el sur el frente de la Sierra de Chiapas. Las fallas regionales tienen una dirección noroeste-suroeste y el límite norte se encuentra en el actual Golfo de México.

En la figura 2.2, se muestra los horsts y las estructuras más relevantes, las masas de sal que se encuentran en el fondo marino de la porción meridional del Golfo de México y la localización de secciones en las cuencas del sureste mexicano.

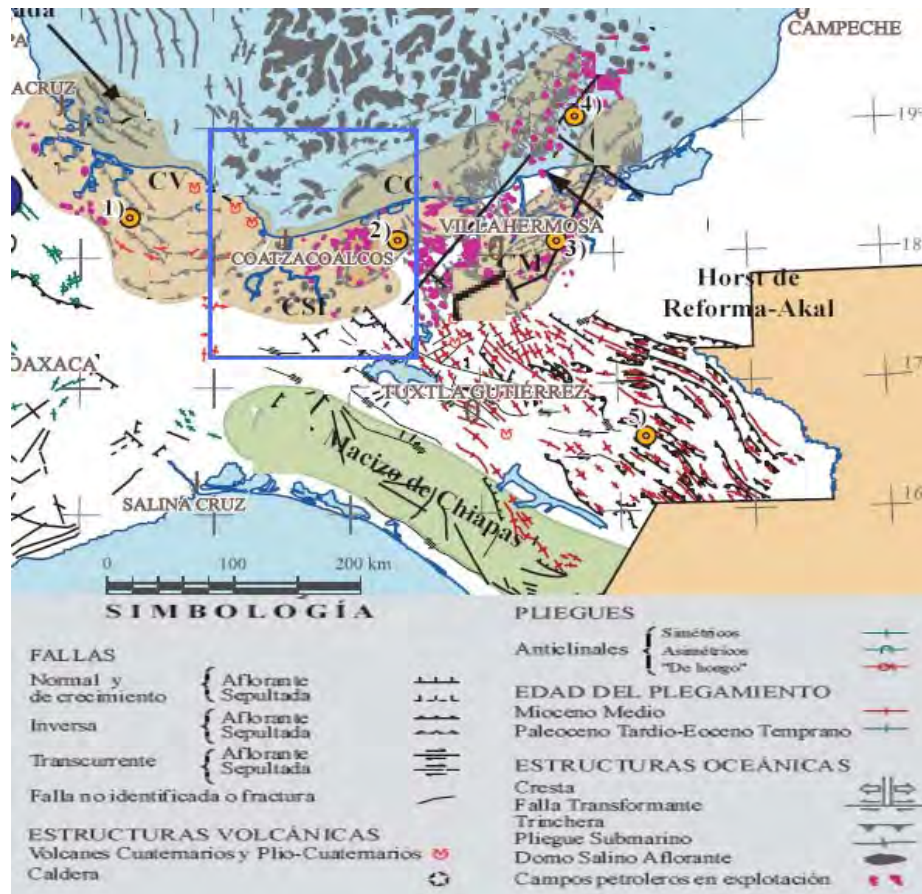


Figura 2.2. Mapa tectónico del sureste de México, en recuadro azul la Cuenca Salina del Istmo. ²

² Modificado de Padilla y Sánchez, 2007

Es necesario considerar dos causas principales en la tectónica de la cuenca, la Orogenia Laramide y la mecánica salina. Donde los actores principales que intervinieron en tan compleja evolución estructural son:

- El macizo de Chiapas y Oaxaca en el sur.
- El macizo de San Andrés Tuxtla en el noroeste.
- El macizo de Jalapa por el oriente.

De acuerdo Santiago-García, 1987, los movimientos del macizo de Chiapas y Oaxaca hacia el norte durante el Terciario Inferior originando la Orogenia Laramide, que deformó a las secuencias sedimentarias del Triásico – Jurásico y del Cretácico, dando lugar a plegamientos y fallas inversas dentro y fuera de la Cuenca Salina del Istmo. Estos movimientos debieron haber causado los primeros movimientos de las sal hacia los anticlinales y a través de las fallas.

El macizo de San Andrés Tuxtla debió haber fungido como barrera que detuvo los movimientos del macizo de Chiapas hacia el norte, causando así el plegamiento de las capas, y posiblemente el inicio de la deformación de la secuencia salina del Jurásico; las evaporitas actuaron como base lubricante para el plegamiento de las capas superiores, ya que la sal es más fluida bajo presión que los demás sedimentos.

En el terciario se presentó un proceso de distensión que dio lugar a la reactivación de las fallas de Palizada, Frontera y Comalcalco. Esto provocó que partes de la cuenca Salina del Istmo evolucionaran como fosas, que recibieron el aporte de sedimentos de todo el Cenozoico.

A fines del Eoceno se puede suponer que empezó la tectónica propia de la sal, es decir que la sal, debido a su menor densidad, y por la sobrecarga de los sedimentos en los sinclinales adyacentes, se movió con diferentes interrupciones hacia arriba. Esto quiere decir que los domos de la Cuenca probablemente fueron iniciados por esfuerzos tectónicos tangenciales y que continuaron creciendo de una manera ascendente por la sobrecarga de los sedimentos y la menor densidad de la sal.

La deformación del Mioceno, aunado a los efectos diapíricos de la sal, dio lugar a fallas inversas que ponen a rocas de esta edad o más antiguas, Oligoceno y Eoceno, debajo de las del Cretácico Medio y/o el Jurásico Tardío.

3. USOS Y APLICACIONES DE LOS DOMOS Y DIAPIROS SALINOS.

El primer uso que el hombre le dio a las formaciones salinas fue para la explotación de minas de sal y durante mucho tiempo se emplearon únicamente como tales. Pero el estudio de las características de las grandes masas de sal, llevó a algunos investigadores a idear otros usos para las estructuras salinas, tales como lugares de confinamiento de compuestos especiales, como hidrocarburos y otros productos industriales. Por ejemplo, en Inglaterra, Francia, Alemania, Finlandia, Estados Unidos y en México se tienen sistemas de almacenamiento en domos salinos para crudo y gas natural.

Actualmente existen aproximadamente 2000 cavernas en uso en el mundo, con más de 1000 en los Estados Unidos y doce en México. Las cavernas salinas de solución mineral en los Estados Unidos se utilizan para el almacenamiento de gas natural y otros productos petroquímicos, así como para los más de 750 millones de barriles de petróleo crudo que comprende parte de la reserva estratégica de este país. PEMEX también proyectó utilizar cavernas salinas para almacenar petróleo crudo en sus instalaciones de Tuzandépetl, Veracruz, con la finalidad de disponer de aceite crudo para abastecer las refineras cuando hay mal tiempo (huracanes, tormentas, etc.) o para almacenar hidrocarburos cuando los buques tanques llegan retrasados de las empresas que compran crudo.

Hoy en día, la gran mayoría de almacenamientos en cavernas salinas se realiza para productos petroquímicos (incluyendo gases a presión arriba de 250 bares) y en la mayoría de los casos se trata de sustancias volátiles. En más de cuarenta años de uso de las cavernas en domos y diapiros salinos, nunca ha habido fallas. En los Estados Unidos, el lodo de perforación que ya no es de utilidad (residuos de las perforaciones de explotación de crudo) se almacena en cavernas realizadas en domos salinos.

El concepto de confinamiento de residuos peligrosos en estructuras salinas surge en Alemania hace más de una década, como una solución a los problemas de contaminación producida por los residuos industriales. La utilización de estos sistemas se derivó completamente de la tecnología utilizada para la formación de cavernas lixiviadas dentro del domo salino para el confinamiento de gas natural e hidrocarburos líquidos.

La sal es un medio receptor ideal para almacenar los desechos peligrosos, ya que es un sólido semi-plástico, prácticamente impermeable; esto evita la migración de los líquidos, evitando que se contaminen los suelos y los mantos acuíferos.

En los confinamientos que se han desarrollado para diferentes fines, se especifica que debe existir como mínimo 180 metros de sal sólida en todas las direcciones en todas las cavernas alrededor de la estructura salina. En comparación con un campo de almacenamiento a la intemperie (un cementerio industrial típico) requiere de un fondo de arcilla compactado de 1.5 m. (que es 200 mil millones de veces más permeable que la sal), más dos forros artificiales (que son 200 millones de veces más permeables que la sal).

La sal no es susceptible a la degradación por procesos químicos a condiciones naturales, y a que los domos y diapiros salinos están bajo una gran presión externa, sellan de una manera natural cualquier fractura en la sal. En una presión baja, la sal se "arrastrará" lentamente, llenando espacios vacíos entre las paredes de la caverna y el desecho depositado, "enterrando" así el residuo.

Las experiencias son exitosas cuando se almacenan desechos peligrosos y radiactivos en formaciones salinas; en cambio existen deficiencias comprobadas de los campos al aire libre incluyendo la tecnología de incineración. La disponibilidad de numerosos domos y diapiros salinos ponen a México en una posición ventajosa para la aplicación de esta tecnología. Pero desde el punto de vista normativo, se habrán de hacer los análisis necesarios para garantizar la seguridad de un confinamiento de este tipo.

En la Cuenca Salina del Istmo se cuenta con gran cantidad de domos y estructuras salinas, a las cuales se les puede dar diferentes usos. En la tabla 3.1 se indican cuales son las principales estructuras salinas que se han identificado en el continente en los estados de Veracruz y Tabasco.

Estructura Salina	Estado	Estructura Salina	Estado
Abanicos	Veracruz	Magallanes	Tabasco
Acalapa	Veracruz	Manati	Veracruz
Achotal	Veracruz	Mázate	Veracruz
Almagres	Veracruz	Medellin	Chiapas
Amezquite	Veracruz	Medias aguas	Veracruz
Buena vista	Veracruz	Metate	Veracruz
Cabritos	Veracruz	Moloacan	Veracruz
Cascajal	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	Santa Ana	Tabasco
Filisola	Veracruz	Santa Rosa	Veracruz
Hidalgotitlan	Veracruz	Soledad	Veracruz
Ixhuatlan	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
Los soldados	Veracruz		

Tabla 3.1 Principales estructuras salinas en la Cuenca Salina del Istmo.

En este capítulo se describen las generalidades de los domos salinos, los usos y aplicaciones que se les puede dar y el marco legal, además se describe a detalle un caso práctico.

3.1 GENERALIDADES DE LOS DOMOS SALINOS

Los domos salinos han estado sujetos a numerosos estudios mineralógicos en la cuenca salina de la costa del Golfo de México en la parte de los Estados Unidos, y en otras partes del mundo. El primer trabajo sobre la petrografía del casquete de una estructura salina es el de M. I. Goldman, 1937. En este trabajo se demuestra la naturaleza secundaria de la calcita, del yeso, y del azufre, y se considera como probable un origen sedimentario primario para la anhidrita. Se indica, además, que el yeso se origina por hidratación de la anhidrita, y se supone que la calcita y el azufre ocurren por reducción de la anhidrita por medio de los hidrocarburos que la penetran.

Otro trabajo sobre la petrografía del casquete de los domos es el de Levi S. Brown, 1956, éste concluye que la anhidrita del casquete de los domos salinos tiene su origen en la cristalización marina normal primaria y considera los casquetes de los diferentes domos salinos de la costa del Golfo de México como pertenecen a una sola formación sedimentaria. Brown, 1956, igualmente considera que la calcita y el casquete es de origen secundario por alteración directa de la anhidrita suprayacente por medio de aguas carbonatadas de origen meteórico, el yeso y el casquete de yeso, son también secundarios por la alteración directa de la anhidrita por aguas meteóricas circulantes bajas en carbonatos. El mismo autor antes citado supone que la mayor parte del azufre en los domos salinos es singenético con la anhidrita y considera los depósitos comerciales de azufre, por lo menos parcialmente, como acumulaciones secundarias de azufre primario. La evidencia de la reducción de anhidrita por medio de hidrocarburos contiguos penetrantes es muy obscura o no existe.

El trabajo quizá más completo que se ha hecho sobre el casquete de los domos salinos es el de Ralph E. Taylor, 1969, quien hace un estudio bastante completo sobre los casquetes de varios domos salinos en la costa del Golfo de México, por lo que concluye, de acuerdo a sus observaciones, que los casquetes de los domos salinos de los Estados Unidos son acumulaciones residuales de los residuos insolubles en agua de la sal de roca. Él encuentra que la cantidad de residuos insolubles en la sal es suficiente para permitir la formación de espesores considerables de casquete y atribuye el espesor variable del casquete a las condiciones de acumulación, es decir, la cantidad total de sal disuelta y la cantidad de residuo en la sal. El mismo autor considera que el yeso, la calcita y el azufre del casquete han sido formados por la alteración de la anhidrita, y supone que la reducción de la anhidrita se efectuó por la actividad de soluciones circulantes, en los que intervienen el petróleo e hidrógeno sulfurado, con la oxidación posterior o inmediata de este último después de alguna migración hacia partes del casquete donde existan condiciones de oxidación. La calcita entonces debe haberse formado por la reacción de hidróxido de calcio, que se formó durante la reducción con el bióxido de carbono derivado de aguas subterráneas. Admite también la posibilidad de la alteración pudiera ser causada por bacterias, pero pone como evidencia contradictoria el hecho de que no se han encontrado bacterias en el casquete, además, supone que el ambiente bajo el cual ocurrió la reducción, no sería favorable para las actividades de bacterias conocidas.

3.1.1 ESTUDIO DE LAS MUESTRAS DEL CASQUETE DE LAS ESTRUCTURAS DE JÁLTIPA, EN LA CUENCA SALINA DEL ISTMO

Para realizar diferentes estudios sobre las características de las estructuras salinas en México, se han estudiado principalmente las siguientes tres localidades:

1. Muestras de casquete de caliza de afloramientos al norte de Medias Aguas, Ver., en Salinas o Amezquite, en Pajapa cerca de Manatí, y cerca de Jáltipan, Veracruz.

2. Muestras de casquete de yeso de afloramientos en las cercanías de la Estación El Juile, Veracruz.

3. Muestras de casquete de caliza con azufre y de anhidrita, tomadas de pozos perforados en la zona de Medias Aguas, Ver., Texistepec, Ver., y Salinas o Amezquite, Ver.

En este capítulo se describirán sólo las características de las muestras del casquete de caliza de afloramientos al norte de la Estación de Medias Aguas, Ver., de Salinas o Amezquite, de Pajapa y de Jáltipan, Veracruz.

En el estudio mineralógico se encontró el siguiente conjunto de minerales constituyentes que se enumeran abajo en relación a su abundancia:

- | | |
|---|----------------------------|
| 1. —Calcita | Más-menos 94% |
| 2. —Óxidos metálicos | Más-menos 4% |
| 3. —Cuarzo | } Menos del 1% por mineral |
| 4. —Minerales detríticos | |
| 5. —Aragonito | |
| 6. —Dolomita | |
| 7. —Yeso | |
| 8. —Anhidrita y sulfatos | |
| 9. —Azufre | |
| 10. —Impregnaciones de petróleo (no visibles en las láminas). | |
| 11. —Fósiles (raros). | |

De acuerdo a Sánchez, 1975, las principales características de los minerales antes citados se describen a continuación:

1. **CALCITA:** La calcita es el mineral más abundante y por lo tanto constituye a la roca misma; presenta recristalización que se realiza de una manera muy irregular al rededor y dentro de las partes microcristalinas de la roca, lo que da lugar a la formación de remanentes microcristalinos de formas muy peculiares.

2. **ÓXIDOS METÁLICOS:** Los óxidos metálicos se reconocieron en el microscopio petrográfico por su opacidad, megascópicamente se distinguen por su color café rojizo; se pudieron diferenciar óxidos de manganeso y óxidos de hierro y en donde no fue posible diferenciarlos se les denominó óxidos metálicos. Los óxidos de manganeso se determinaron por vía química y por su forma en que se presentan, dichos óxidos se encontraron frecuentemente en forma de dendritas dentro de una matriz microcristalina de calcita. Los demás óxidos metálicos se encontraron por lo general en los bordes y dentro de los cristales de calcita en forma de franjas oscuras y en forma de manchas oscuras en la matriz microcristalina de calcita.

3. **CUARZO:** El cuarzo se determinó en el microscopio petrográfico por su índice óptico. Generalmente se presenta en forma de cristales aislados y en forma de fragmentos detríticos. Como una característica especial de los cristales de cuarzo se encontraron cristales en forma de rosetas. (Taylor, 1969).

4. **FRAGMENTOS DETRÍTICOS:** Dentro de los fragmentos detríticos se incluyeron todos aquellos componentes líticos muy pequeños, que por su tamaño demasiado reducido no se

podieron determinar en las láminas delgadas. Estos fragmentos parecen ser constituyentes de una arenisca.

5. ARAGONITO: El aragonito se determinó en el microscopio petrográfico por su carácter óptico biaxial negativo con alta birrefringencia y por su asociación con la calcita. El aragonito por lo general se presenta de una manera diseminada en forma de cristales anedrales y éuedrales dentro de los mosaicos de calcita de recristalización.

6. DOLOMITA: La dolomita se determinó en el microscopio petrográfico por su sección rómbica característica, lo cual ya fue descrito anteriormente por Goldman, 1937.

7. YESO: El yeso se determinó por su carácter óptico biaxial positivo y por su baja birrefringencia igual a la del cuarzo. Se presenta frecuentemente también en secciones rómbicas. Generalmente se le encuentra en las partes microcristalinas de calcita y también dentro de los mosaicos de recristalización de calcita.

8. ANHIDRITA Y SULFATOS: Estos minerales se determinaron generalmente por su forma cristalina rectangular alargada y a veces por su carácter óptico biaxial positivo. Se les denominó anhidrita, cuando se les pudo observar su carácter óptico, y sulfatos cuando no fue posible determinar su carácter óptico. Además, se clasificó como anhidrita por su aspecto muy similar al de los cristales de anhidrita de núcleos de los pozos perforados en la región de Medias Aguas. Estas anhidritas o sulfatos se encuentran de una manera muy aislada, generalmente dentro de la matriz microcristalina de calcita.

9. AZUFRE: Fue muy difícil encontrar el azufre en las láminas delgadas, sin embargo, se observó que en una de las láminas seleccionadas sí existía en forma de una nube opaca, en la cual no se discernía cristalización alguna. En esas láminas, el azufre se presentaba con un color amarillo oro pálido. Los cristales de azufre que se encontraron en las láminas que se hicieron en la caliza de Medias Aguas, Veracruz, aparentemente rellenaban huecos en zonas ya recristalizadas de calcita.

10. IMPREGNACIONES DE PETRÓLEO: Las impregnaciones de petróleo se pudieron determinar sólo megascópicamente, ya que el proceso de elaboración normal de las láminas causa la volatilización del petróleo al calentarlas. Se observaron las impregnaciones con mayor frecuencia en la roca recristalizada, probablemente por la mayor porosidad de esa roca, en comparación con la caliza microcristalina. Además, se encontró el petróleo dentro de huecos y discontinuidades en la caliza.

11. FÓSILES: Como una cosa excepcional se encontraron restos de fósiles de foraminíferos en algunas de las muestras de caliza. Los fósiles se encuentran en un estado muy deteriorado, principalmente por la recristalización.

3.1.2 TEORÍAS SOBRE EL ORIGEN DEL AZUFRE EN EL CASQUETE DE DOMOS SALINOS DE TUZANDÉPETL Y JÁLTIPA, VER.

Las teorías principales sobre el origen del azufre del casquete de domos salinos son las siguientes:

- a) Teorías fisicoquímicas.
- b) Teorías bioquímicas y fisicoquímicas combinadas.

Brown, 1956, opina que el azufre es sinérgico con el casquete de anhidrita y que se encuentra dentro de la anhidrita en forma diseminada. Según este autor los depósitos comerciales de azufre provienen de una concentración del azufre que se encuentra diseminado en la anhidrita y la sal originalmente.

Taylor, 1959, opina que el azufre proviene de la reducción del sulfato de calcio, es decir, la anhidrita, por medio de hidrocarburos circulantes que actuaron como catalizadores; este autor considera que es posible una reducción fisicoquímica del sulfato de calcio en un ambiente saturado con hidrógeno sulfurado.

Otro posible origen del azufre del casquete es que proceda de una reducción del sulfato de calcio, la que se lleva a cabo únicamente por la acción reductora de aguas cargadas con ácido carbónico.

Las teorías fisicoquímicas del origen del azufre en el casquete, presentan conformidad en el sentido de que interpretan que el azufre proviene de la reducción del sulfato de calcio, es decir, la anhidrita, por medio de diferentes agentes fisicoquímicos. La teoría del origen sinérgico del azufre y a la sazón descartada desde hace mucho tiempo, y a que hay evidencias de que el casquete y el azufre se formaron en diferente tiempo.

Las teorías bioquímicas y fisicoquímicas combinadas se pueden considerar como las más recientes (Feely y Kulp, 1957), de acuerdo a sus investigaciones estos autores opinan que el azufre proviene de dos tipos de procesos que interactúan mutuamente, proponen que la reducción del sulfato de calcio se llevó a cabo primero, por la acción de las bacterias reductoras de sulfatos del género *Desulfovibrio*, que reducen el sulfato de calcio, formando hidrógeno sulfurado. Posteriormente interpretan que se debe haber formado un ambiente con un exceso de hidrógeno sulfurado por la acción bacteriana; en ese ambiente saturado de hidrógeno sulfurado puede haber continuado la reducción del sulfato de calcio con el hidrógeno sulfurado como agente reductor que, al reaccionar con más iones de sulfato, se reoxida para formar azufre elemental. Feely y Kulp, 1957, opinan que la reducción inicial del sulfato de calcio fue iniciada por la infiltración de petróleo en las partes marginales de un domo o diapiro salino.

Conforme el petróleo entraba al casquete fue oxidado por medio de bacterias con la reducción simultánea del sulfato a sulfuro. Una reoxidación subsiguiente del sulfuro en el casquete circundante originó la precipitación del azufre. Se requirió probablemente un estancamiento de los gases de sulfuros en el casquete para permitir la acumulación extensa de azufre, ya que las bacterias reductoras de sulfatos tienen una alta tolerancia para el hidrógeno sulfurado, tal estancamiento no impediría su actividad, sin embargo, eventualmente una concentración alta de sulfuros las envenenaría, torpecería su actividad y permitiría la acumulación del petróleo. El fracturamiento de la cubierta sedimentaria encima de los domos y diapiros salinos permitiría un escape rápido hacia arriba del hidrógeno sulfurado. En tales circunstancias el azufre, previamente formado, se removería probablemente en gran parte en forma de polisulfuros. De

esta manera, un solo domo o diapiro pudo haber pasado por una acumulación de azufre en su casquete durante períodos de quietud seguidos por una pérdida de azufre durante períodos de fallamiento de las rocas suprayacentes, causado o por un levantamiento de la sal o por un asentamiento del casquete, condición que puede ocurrir posteriormente a la disolución de la sal a lo largo de la masa de sal. Las condiciones pueden variar de lugar en lugar alrededor de las márgenes de un domo o diapiro, y el azufre puede estar acumulando en un flanco, mientras que se está removiendo en el otro.

La teoría bioquímica y fisicoquímica combinada, se acerca bastante a la realidad, pero quizá se le debería dar una mayor importancia a la actividad bacteriana. Según los conocimientos microbiológicos que existen, no es muy probable que las bacterias se presenten en forma de conjuntos de un solo tipo, tal como opinan Feely y Kulp, 1957. Generalmente las bacterias se presentan en una simbiosis de varios tipos de organismos, que viven en una sola colonia y que se complementan mutuamente en sus necesidades vitales. En el caso de las bacterias de azufre, se ha observado que generalmente se encuentran varios tipos juntos, lo cual se puede observar en el ciclo del azufre, en donde pueden vivir bacterias reductoras de sulfatos junto con las del azufre. Los experimentos bacteriológicos que describen Feely y Kulp, 1957, quizá tienen un defecto, y a que al separar bacterias reductoras de sulfatos por medio de soluciones específicas, posiblemente se les saca de su medio ambiente natural combinado con otros tipos de bacterias, por lo cual las actividades que muestran esas bacterias reductoras de sulfatos no necesariamente reflejan la manera como se comportarían en su medio ambiente natural, es decir, en simbiosis. Además, la evidencia que presentan los autores anteriores es solamente indirecta, y a que hasta la fecha no se han encontrado bacterias reductoras de sulfatos en los casquetes de los domos salinos.

Para la formación de grandes volúmenes de azufre, deben interactuar un conjunto bastante complejo de bacterias reductoras de sulfatos y de bacterias de azufre que originan la reducción del sulfato de calcio y la oxidación del hidrógeno sulfurado, para formar el azufre elemental. Se interpreta que ocurrió una concentración posterior del azufre en huecos y fisuras para formar depósitos comerciales de azufre, por medio de la formación de polisulfuros solubles en un ambiente saturado con hidrógeno sulfurado.

3.2 MARCO LEGAL.

3.2.1 REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE EN MATERIA DE RESIDUOS PELIGROSOS.

La Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP) a partir del decreto del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al ambiente, rige en todo el territorio nacional y las zonas donde la nación ejerce su soberanía y jurisdicción, es por eso que todo lo que tiene que ver con el medio ambiente como el manejo de hidrocarburos es competencia de la SEMARNAP, sus funciones más importantes son:

- Determinar y publicar los listados de residuos peligrosos. Expedir las Normas Técnicas Ecológicas y procedimientos para el manejo de los residuos peligrosos.
- Controlar el manejo de los residuos generados durante los procesos y operaciones de extracción, beneficio, transformación, producción, consumo, utilización, y de servicios.

- Evaluar el impacto ambiental, fomentar, autorizar, controlar y vigilar la construcción y operación de las instalaciones de tratamiento, reciclamiento, confinamiento o eliminación de residuos peligrosos.
- Promover y fomentar la participación del sector educativo, social y productivo en el desarrollo de actividades y procedimientos que coadyuven a la reducción de la generación de residuos, su adecuado manejo, rehúso, regeneración o disposición final.

Serán responsables del cumplimiento de las disposiciones del reglamento y de las normas técnicas aplicables, los generadores de los residuos, así como las personas físicas o morales, públicas o privadas que manejen, importen o exporten dichos residuos, para lo cual, los generadores están obligados a determinar si éstos son o no peligrosos, (LEGEEPA, 2008).

El generador de residuos peligrosos deberá:

- Inscribirse en el registro que establezca la SEMARNAP.
- Llevar una bitácora mensual sobre la generación, almacenamiento, y disposición final de éstos.
- Dar a los residuos el manejo, envasado, almacenamiento, transporte, tratamiento y disposición final adecuada de acuerdo a lo que el propio reglamento establece.
- Identificar adecuadamente sus residuos, manejar separadamente los incompatibles y enviar mensualmente a la Secretaría el informe sobre sus movimientos que se hubieren efectuado durante dicho periodo.

Manejo de residuos peligrosos.

Se entiende por manejo de residuos peligrosos al conjunto de operaciones que incluyen el almacenamiento, recolección, transporte, alojamiento, rehúso, tratamiento, reciclaje, incineración y disposición final de cualquier sustancia que represente un peligro a la sociedad.

En los casos de instalaciones de tratamiento, reciclaje, incineración o disposición final, se requiere de la autorización previa de la SEMARNAP, la Manifestación del Impacto Ambiental y los programas de capacitación y de contingencias.

Para el almacenamiento y transporte se requiere que se reúnan las condiciones de seguridad necesarias de envasado, de acuerdo a la peligrosidad, estado físico, y compatibilidad, para evitar que no sufran alguna pérdida o fuga y eliminar la exposición de los operarios al residuo.

Las áreas de almacenamiento de residuos peligrosos deberán reunir entre otras, las siguientes condiciones:

- Estar separadas de las áreas de producción, almacenamiento de materias primas o productos y servicios, y evitar o reducir los riesgos de fugas, derrames, incendios, explosiones o emisiones.
- Contar con muros de contención, pisos impermeabilizados y pasillos suficientemente amplios para permitir el tránsito de montacargas mecánicas o el movimiento de grupos de seguridad.
- Contar con señalamientos, sistemas eléctricos de seguridad, sistemas de alarma audible, ventilación, etc. Dependiendo del tipo y volumen de residuos almacenados.

Para transportar residuos peligrosos se deberá contar con la autorización de la SEMARNAP y por cada volumen de transporte el generador deberá entregar al transportista un manifiesto, el cual deberá conservarse durante diez años y debe estar de acuerdo con la legislación ambiental.

Legislación ambiental en materia de impacto ambiental

La legislación ambiental en materia de impacto ambiental es un instrumento legal que obliga a todas aquellas personas físicas o morales y al sector público que pretenda realizar actividades que puedan causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones señaladas en los reglamentos y las normas técnicas ecológicas emitidas por la federación, a proteger el equilibrio ecológico y el ambiente, y a solicitar previamente la autorización de la SEMARNAP sobre cualquier actividad relacionada.

Dicha autorización derivará de la presentación de la información sobre las características de las actividades a desarrollar durante las fases de adecuación construcción, operación y desalojo del proyecto, bajo las guías que la dependencia ha implementado; todas ellas relacionadas con la manifestación de impacto ambiental en la modalidad general, intermedia o específica que dependa del impacto o magnitud de las obras.

En materia de residuos peligrosos.

El reglamento en materia de residuos peligrosos tiene por objeto regular las actividades de generación, almacenamiento, manejo, transportación, tratamiento, incineración, rehuso y/o la disposición final del residuo peligroso. Para tal efecto, el Ejecutivo Federal a través de la SEMARNAP, compete la emisión de los listados de cuales residuos peligrosos y las Normas Oficiales Mexicanas que regulan el manejo de éstos, autorizar y supervisar la instalación, construcción y operación de los sistemas de recolección, almacenamiento, transporte, alojamiento, rehuso, tratamiento, reciclaje, incineración, disposición final, etc.

Igualmente, obliga a las empresas generadoras, transportistas, etc., a presentar periódicamente la información que sobre estas actividades se genere, a través de la presentación en diversos formatos. Crea así mismo, la metodología sobre las características de ciertas actividades para almacenamiento de residuos peligrosos. Se debe contar con Bitácoras para el manejo de los residuos, las condiciones que deben reunir las áreas de almacenamiento, las de transporte y disposición final, (LEGEEPA, 2008).

3.2.2 REGLAMENTO PARA LA PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN DE AGUAS.

La SEMARNAP, por medio del Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación de aguas, señala que los responsables de las descargas de aguas residuales se encuentran obligados en los términos que se indican en las normas técnicas a realizar un registro de sus descargas, cumplir con los límites máximos permisibles por las Normas Técnicas Ecológicas o por las condiciones particulares de descarga que les sean fijadas por la autoridad responsable.

En los casos en que las aguas residuales se desechen en algún cuerpo receptor (Ríos, Lagos, Lagunas, Mar, Canal, etc.) o se infiltran, el control y la responsabilidad recaen en la Comisión Nacional del Agua (CNA), quien debe actuar tomando como referencia las bases legales de

acuerdo al artículo 7 del Reglamento para la Prevención y Control de la Contaminación, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 9 de marzo de 1973 y vigente a la fecha.

Están obligados los responsables de establecimientos, servicios o instalaciones públicas o privadas que originen o motiven descarga de aguas residuales con excepción de las provenientes de usos puramente domésticos.

Es menester realizar un registro de descarga por cada uno de los sitios de descarga existentes, siendo trámite único, a menos que cambien las condiciones bajo las cuales fue otorgado, como la reubicación de la descarga, cambios en las características de carga contaminante, volumen, etc., para los casos de registros ante la CNA, el presente trámite causa el pago de derechos correspondientes en el cual se determina por el volumen de la descarga, las condiciones de descarga contaminante (DQO y SST) y la clasificación de zona de disponibilidad. Se exime del pago de este derecho a las descargas que comprueben que las mismas se realizan por debajo de las concentraciones de contaminantes permisibles (Ley Federal de Derechos en materia de Agua publicado en el Diario Oficial el 26 de Diciembre de 1990).

Periodicidad: Este trámite único siempre y cuando las características de la descarga no varíen. El pago que se deriva del registro ante la CNA es trimestral.

3.2.3 MANIFIESTO PARA EMPRESAS GENERADORAS DE RESIDUOS PELIGROSOS.

Autoridad Responsable: SEMARNAP a través de la subdirección de Residuos de la Dirección General de Normatividad Ambiental.

Base Legal: Arts. 28 y 29 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y Arts. 7 y 8 del reglamento de esta misma Ley en Materia de Residuos Peligrosos.

Casos en que debe solicitarse: Aplica para toda aquella empresa o actividad que genere residuos peligrosos y/o quienes pretendan realizar obras o actividades públicas o privadas, por las que puedan generarse o manejarse residuos peligrosos.

Características Principales: deberán presentarse tantos manifiestos como tipos de residuos se identifiquen en la industria, básicamente se proporciona información general de las condiciones bajo las cuales este se genera, volúmenes producidos y manejo que se le da dentro de la empresa productora.

Periodicidad: Es un trámite único, el cual deberá ser actualizado en caso de que la información presentada varíe.

Se debe presentar un reporte semestral de residuos peligrosos enviados para su reciclaje, tratamiento, incineración o confinamiento. Las empresas generadoras de residuos deberán presentar en los meses de enero y julio el reporte de los residuos que han sido de sus instalaciones.

Manifiesto de entrega, transporte y recepción de residuos peligrosos:

La empresa que ofrece el servicio de transportación, está obligada a entregar este reporte a las empresas generadoras del residuo. Así mismo se debe entregar un reporte mensual de residuos peligrosos confinados en sitios de disposición final; este es un requisito aplicable a aquellas empresas que ofrecen el servicio.

En resumen, el reglamento prohíbe el vertimiento de los siguientes desechos:

- Compuestos Orgánicos Halogenados

- Petróleo Crudo - Diesel
- Aceites Lubricantes
- Fluidos hidráulicos
- Mezclas que contengan hidrocarburos
- Plásticos y demás materiales persistentes
- Materiales de alto nivel aditivo, etc.

La prohibición no se aplica a sustancias que se transforman rápidamente en el mar, en sustancias inocuas mediante procesos físicos, químicos o biológicos; no obstante se aplican siempre que:

- a) Den mal sabor a la carne de los organismos marinos comestibles
- b) Pongan en peligro la salud del hombre o animales domésticos

3.3 ALMACENAMIENTO DE CRUDO Y RESIDUOS PELIGROSOS.

Según información publicada por la SEMARNAP, actualmente en México se generan ocho millones (8×10^6) toneladas de residuos peligrosos. De ellos, el 26% se maneja adecuadamente, y el 74% restante se desecha en sitios clandestinos inapropiados, al aire libre, en barrancas y terrenos baldíos (Céspedes, 2000).

Estos porcentajes muestran la carencia de sitios de confinamiento tecnificados, además de que día a día aumenta este problema, pues las partes responsables no lo solucionan. Para resolverlo o disminuirlo, como opción importante surge el confinamiento de residuos peligrosos en domos salinos. El almacenamiento y el confinamiento subterráneos en sal son totalmente seguros; son tecnologías innovadoras que en diversas partes del mundo han probado seguridad, sin riesgos ambientales.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), es una de las empresas industriales más demandantes de sitios con mayor capacidad para confinar los residuos peligrosos dado el incremento de sus actividades industriales; a corto plazo se ha pronosticado el aumento en la generación de estos residuos.

Es importante mencionar que debido a las características impermeables de la sal, el confinamiento en domos y diapiros salinos asegura hasta 10 000 años la hermeticidad de los sitios, cualidad que ningún sistema alterno ofrece.

La parte que sigue de este capítulo se enfoca a describir las características geológicas y técnicas aplicadas durante el proceso de creación de cavidades en la sal de roca. Se tomó como ejemplo una estructura salina en el área de Tuzandépetl, donde fue desarrollada una cavidad piloto y un sistema de confinamiento.

Se presentan los resultados de la investigación y de la aplicación de tecnología para confinamiento de residuos peligrosos en cavidades formadas a partir de disolución en domos o diapiros salinos.

3.3.1 ANTECEDENTES DE CONFINAMIENTOS DE CRUDO Y RESIDUOS PELIGROSOS EN MÉXICO Y EL MUNDO.

Desde hace más de sesenta años Alemania, Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña y Holanda han desarrollado técnicas para confinar sustancias peligrosas y almacenar productos varios en el subsuelo, siendo las estructuras salinas las de mayor uso.

La Environmental Protection Agency patrocinó investigaciones de confinamiento de residuos peligrosos en estructuras salinas. En 1990 concedió a una instalación del Departamento de Energía un permiso especial, basado en evidencia de que en virtud de la baja permeabilidad de las estructuras salinas, al menos en 10 000 años los desechos contenidos en cavidades no emigrarían.

México implementó tecnología nacional y extranjera para la realización de doce cavidades en una estructura salina, donde especialistas mexicanos participaron desde la concepción del proyecto hasta la terminación y la puesta en operación de la obra. La tecnología aplicada fue básicamente francesa.

Según informes de la Oficina Panamericana de la Salud, dependiente de la Organización Mundial de la Salud, en América Latina únicamente el 30% de la basura generada (alrededor de 75,000 t/día) se dispone sanitariamente. Lo mismo ocurre con los residuos peligrosos que la industria genera. En un estudio realizado en 17 ciudades de más de un millón de habitantes de esta región, se expresa que tan sólo el 35% de la basura se dispone en rellenos sanitarios de buena calidad. El resto se desecha en sitios controlados y en tiraderos a cielo abierto. (Cruz – Ambrosio, 1990), lo mismo ocurre con sustancias o residuos peligrosos.

A pesar de ello, dicho organismo informa que en Latinoamérica en la década de 1981-1990 se avanzó substancialmente en utilización de rellenos sanitarios y sitios de confinamiento. En países de Europa, Japón y Estados Unidos de América el relleno sanitario continúa vigente, lo mismo ocurre con el uso de cavernas en domos y diapiros salinos

En la tabla 3.2 se resumen los hechos más sobresalientes sobre el uso de cavidades salinas.

AÑOS	PAÍSES	HECHOS
1918	Holanda	Inicio de la industria salinera holandesa, que generó grandes cavidades subterráneas.
1938		Comienzo de disposición de basura en unidades de purificación de salmuera en cavidades.
1955	Estados Unidos	Desarrollo de cavidades para almacenamiento de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, gasolina, nafta y gasóleo), etileno, propileno y gas natural.
1965	Alemania Occidental	Una corporación estatal adquirió la mina salina Asse, donde en diez años desarrolló una instalación para almacenar desechos radiactivos.
1967-1978	Francia	Almacenamiento de hidrocarburos líquidos de Manosque, en los Alpes de Haute Provence (Géostock y Géosel).
1974	EE. U. U., Francia y Gran Bretaña	Incremento de capacidad unitaria (de 50 000 a más de 600 000 m ³) en un centenar de cavidades para almacenamiento de gas.
1975 Y 1977		La EPA aprobó una instalación para almacenar desechos radiactivos en cavidades en estructuras salinas de Nuevo México.
1990- 2009	Estados Unidos	Por evidencia de que los desechos radiactivos no emigrarían al menos en 10 000 años, la EPA concedió a una instalación del Departamento de Energía permiso para almacenarlos en estructuras salinas subterráneas de Nuevo México.
		Actualmente son más de mil las cavidades realizadas para almacenamiento de hidrocarburos.

Tabla 3.2 Antecedentes mundiales de almacenamiento de productos útiles y confinamiento de desechos nocivos en el subsuelo (Géostock, 2000).

3.3.2 DEFINICIÓN Y OBJETIVOS DEL CONFINAMIENTO DE RESIDUOS PELIGROSOS.

En las últimas tres décadas, el desarrollo industrial de México se ha incrementado sustancialmente, por lo que aumentado el volumen de residuos peligrosos, también se ha enfrentado a indagar tecnologías apropiadas, seguras y económicamente viables a fin de aportar a la industria opciones para eliminación adecuada de residuos peligrosos. Adicionalmente, grupos ecologistas particulares y gubernamentales ejercen presiones cada vez más fuertes para cuidar el ecosistema; esto obliga a especialistas a proponer opciones que garanticen el apropiado almacenamiento y disposición de tales materiales perjudiciales.

Para realizar un adecuado confinamiento de residuos peligrosos es necesario un recinto tecnificado para disposición final segura de estos, previamente tratados para reducir ciertas propiedades nocivas como son: corrosividad, radiactividad, explosividad, toxicidad e inflamabilidad. El objetivo de estos recintos es generar un aislamiento, de modo tal que a corto, mediano y largo plazo garanticen inocuidad para el hombre, el entorno ambiental superficial y del subsuelo.

La duración del confinamiento de los residuos peligrosos en cavidades construidas en salinas supera a la de rellenos sanitarios superficiales por gran margen. Estudios realizados por la Agencia de Protección Ambiental, 1990, manifiestan que el tiempo de confinamiento de residuos peligrosos en cavidades salinas es de alrededor de 10 000 años, además de que el mantenimiento y monitoreo requeridos son mínimos.

En este capítulo se abordará el trabajo desarrollado con base en tecnología aplicada por el Instituto Mexicano del Petróleo y compañías asesoras para la creación de cavidades en sal destinadas al almacenamiento de hidrocarburos y confinamiento de residuos peligrosos sólidos y líquidos.

Debido a que la zona industrial de Coatzacoalcos requiere sitios especiales de disposición final, pues ahí se ubica la región más contaminada por sustancias relacionadas con los hidrocarburos del país, además de que se tienen grandes perspectivas de incremento de productos petroquímicos a corto plazo, aunado a que las condiciones hidrológicas desfavorables en la zona costera hacen impropio ubicar confinamientos superficiales, por lo que se seleccionó el área del diapiro de Tuzandépetl, Veracruz para la construcción de cavidades en domos salinos que almacenen hidrocarburos y confinen residuos peligrosos.

3.3.3 ALMACENAMIENTOS Y CONFINAMIENTOS EN MÉXICO.

Hasta 1970, en México no había criterio ambiental para el manejo de residuos peligrosos producto de las actividades industriales, por lo que sus efectos adversos se consideraban mínimos, locales e intrascendentes; consecuentemente no existe información confiable acerca de sitios afectados por sustancias nocivas durante años de este desarrollo industrial.

El Colegio de Ingenieros Geólogos de México emprendió en 1999 estudios de factibilidad para la creación de confinamientos de residuos peligrosos en Veracruz, incluyendo las cavernas en domos y diapiros de sal.

Desde 1984, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha realizado cavidades en domos y diapiros salinos para almacenamiento subterráneo de hidrocarburos líquidos.

En el sureste de México existen altos riesgos ambientales debido a la imposibilidad de construir rellenos sanitarios superficiales, por lo que es importante reflexionar acerca del destino de los residuos generados en la parte baja de la cuenca del Río Coatzacoalcos; siendo una opción viable el almacenamiento en cavernas realizadas en estructuras salinas.

3.3.4 RAZÓN DE LAS CAVIDADES SALINAS

De acuerdo a la Agencia de Protección Ambiental, 1990, el almacenamiento y confinamiento subterráneos en estructuras salinas son totalmente seguros e innovadores, que han probado seguridad sin riesgos ambientales.

Puesto que las evaporitas (sal, yeso y anhidrita), tienen la característica de ser elastoviscoplasticas, éstas son prácticamente impermeables, además de ser un medio receptor ideal, pues evita emigración de las sustancias almacenadas en cavernas realizadas en su interior. Esta propiedad le confiere confiabilidad inclusive en zonas de alta sismicidad, (Géostock, 1997), ya que es mucho menos vulnerable a sus efectos que los confinamientos superficiales. Los productos o desechos permanecen en confinación total, sin contacto con el oxígeno, además de estar protegido de riesgos de incendio, explosión, sabotaje, etc.

De las ventajas económicas que tiene realizar el almacenamiento en estructuras salinas respecto de los confinamientos en rellenos sanitarios, destacan en importancia el costo por almacenamiento de m³ de residuo peligroso y la superficie para instalaciones superficiales, que a su vez disminuyen el costo por adquisición de terrenos.

La capacidad de almacenamiento y confinamiento masivo que proporciona esta tecnología, es capaz de solucionar en gran medida la problemática ecológica que la industria petrolera enfrenta. Actualmente en el mundo existen alrededor de 2000 cavidades salinas en uso, de ellas más de 1000 están en los Estados Unidos, y se han sido utilizadas como instalaciones estratégicas para almacenamiento de crudo, debido a las siguientes situaciones:

1. Cierre de terminales por condiciones climatológicas.
2. Retraso en el arribo de buquetanques que llevan el crudo a las refinerías.
3. Apoyo a la distribución de petróleo crudo al mercado local y a la exportación.
4. Almacenamiento de crudo debido a la baja demanda o bajo precio.
5. Apoyo al mantenimiento de instalaciones superficiales y de proceso.
6. Se encuentran fuera del alcance de fenómenos naturales y actos de sabotaje.
7. Evita formación de mezclas explosivas.
8. Disminución del riesgo de fugas.

En México tal tipo de obras ya es factible porque se cuenta con tecnología probada para creación de tales cavidades, la tecnología de confinamiento de residuos peligrosos en domos y diapíros salinos es segura en diversas partes del mundo y se han emprendido estudios para confinamiento en el estado de Veracruz.

A corto plazo se ha programado también la creación de cavernas para almacenamiento de gas LP en el diapíro Tuzandépetl. Posteriormente se considera también la creación de cavidades para almacenamiento de gas natural, cuyo objetivo será el suministro oportuno al valle de México durante los picos de consumo.

Actualmente se han determinado los sitios potenciales para desarrollo de ambos almacenamientos mediante análisis de la información geológica, geofísica y de

ingeniería petrolera. Así se ha evaluado la posibilidad de realizarlos clasificando los sitios según sus características geológicas (Instituto Mexicano del Petróleo, 1993).

3.3.5 CASO PRÁCTICO: CENTRO DE ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO TUZANDEPETL.

El diapiro de Tuzandepetl, Veracruz, es una estructura evaporítica de flancos con pendientes suaves. Sus dimensiones máximas aproximadas son: 4 km de longitud y 3 km de ancho, cuyo eje principal está orientado NE-SW (Santiago García, 1987).

La exploración para creación de las cavidades para almacenamiento consistió en dos niveles de contexto geológico:

- **Regional.** La estructura salina se determinó mediante información geológica superficial y geofísica de subsuelo generada por PEMEX y el IMP. La zona de estudio queda comprendida en el sector meridional de la provincia fisiográfica Planicie Costera del Golfo de México, en donde su mayor parte afloran depósitos recientes que cubren a la parte de la secuencia depositada durante el Paleógeno y Neógeno.
- **Local.** Los estudios de factibilidad de los proyectos de almacenamiento de hidrocarburos se basaron en la información de un pozo exploratorio (T-2). El conocimiento geofísico de la cima del diapiro salino y la perforación de otros pozos permitieron determinar la geometría del diapiro. Por medio de información obtenida en la perforación de los pozos se elaboraron correlaciones y secciones geológicas.

En la figura 3.1 y 3.2 se representan dos secciones geológicas que indican la posición de la sal y las formaciones intrusiónadas, las cuales corresponden al Cenozoico. En la parte alta de la columna sedimentaria están constituidas principalmente por lutita, con intercalaciones de areniscas, arcilla, limolitas y gravilla. Las formaciones cenozoicas son: La Laja, Depósito, Encanto y Concepción Inferior; su determinación se realizó mediante estudios bioestratigráficos. A esta columna clástica le subyace una estructura salina de profundidad y espesor variables.

En general la sal de este diapiro se presenta en dos calidades denominadas:

- a) Heterogéneas, que contiene minerales solubles e insolubles
- b) Homogénea con bajo o nulo contenido de estos minerales.

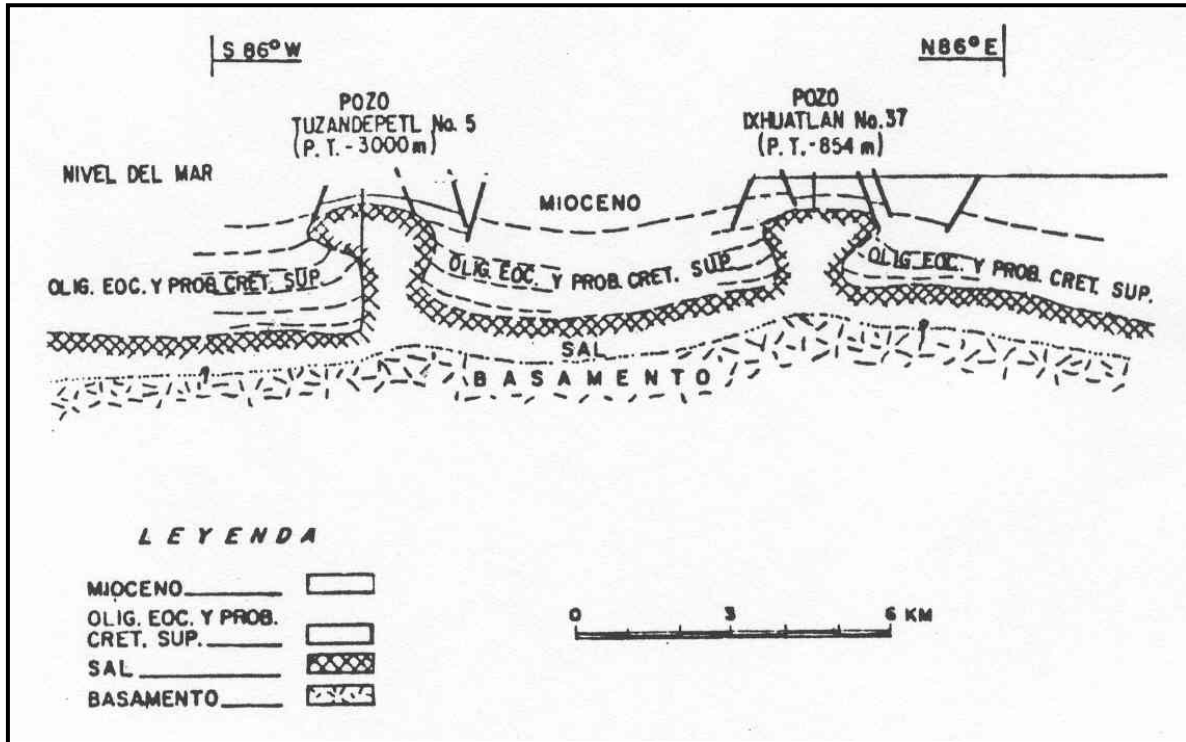


Figura 3.1 Sección de los diapiros de Tuzandepetl e Ixhuatlán, (Rodríguez, 2000).

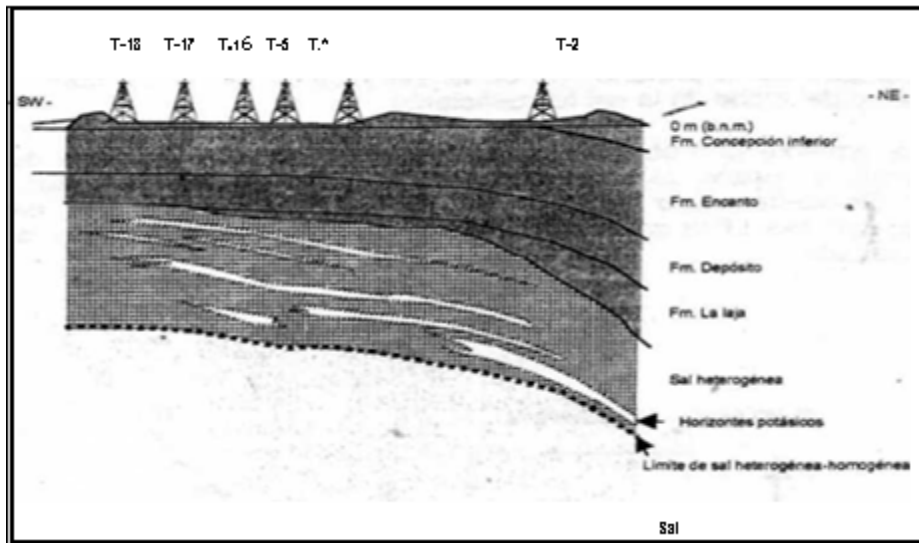


Figura. 3.2 Sección geológica longitudinal del domo Tuzandépetl. (Rodríguez, 2000).

En 1984, PEMEX desarrolló trabajos sísmicos de malla amplia que comprendieron toda el área donde se encuentra el diapiro en el subsuelo. Las propiedades físicas registradas aportaron información aproximada de la profundidad de la sal, de la forma y simetría del diapiro; en particular, del techo de la sal no se definió con precisión.

Posteriormente, con objetivo exploratorio se perforaron 19 pozos; de estos, 17 ahora son de desarrollo con los cuales se han construido en ellos 12 cavidades para el macenamiento de crudo y además se han programado tres cavidades para almacenar gas LP a corto plazo. En la Figura. 3.3 se ilustra la posición de los pozos mencionados en un mapa que ilustra la geometría de la sal.

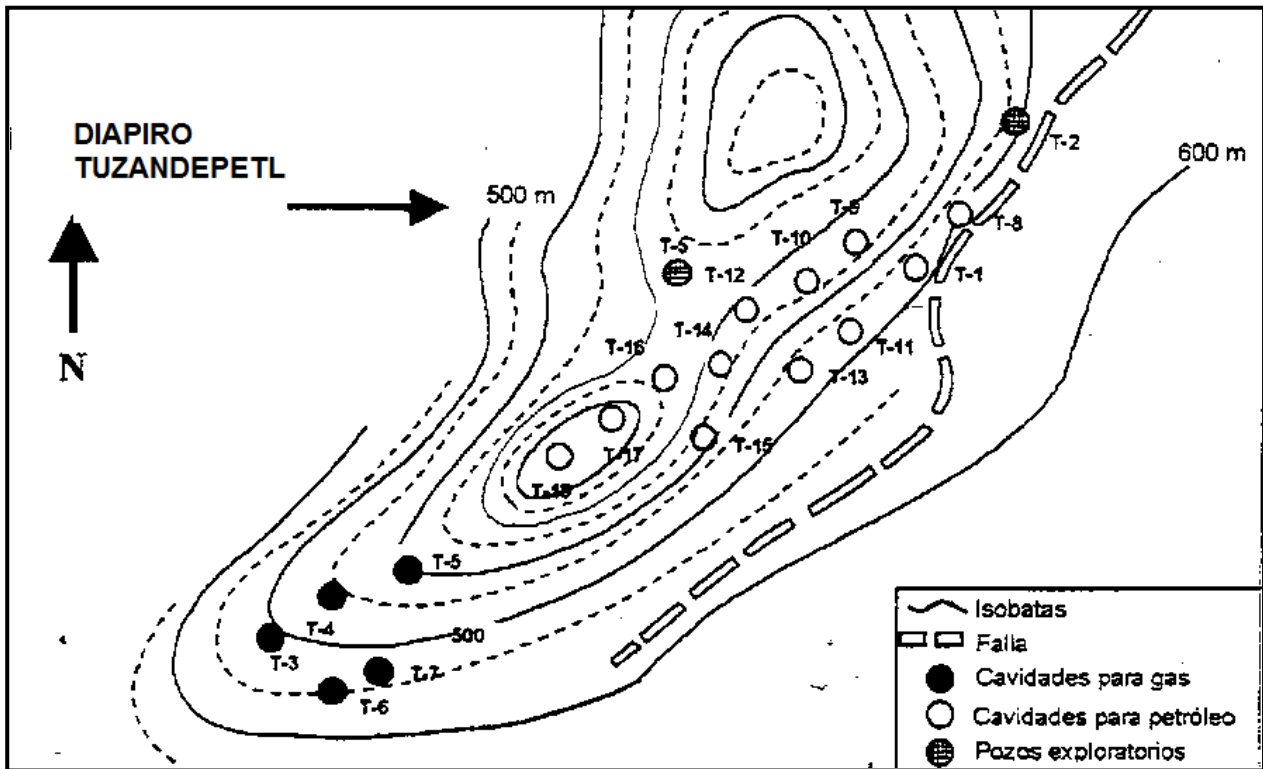


Figura 3.3 Cima de la sal del diapiro Tuzandépetl y ubicación de los pozos perforados que permitieron realizar las cavidades de crudo y gas.

3.3.5.1 ANTIGÜEDAD DEL DIAPIRO

El ambiente paleogeográfico propicio para que se acumulara la sal en grandes volúmenes ocurrió principalmente durante el Jurásico Medio - Superior de la región del Paleogolfo de México. La mayor parte de las estructuras salinas del sureste mexicano son del Jurásico Superior; posiblemente llegan hasta el Titoniano; esto se refiere a la edad en que se formó la sal; la formación de los domos y diapiros como estructuras salinas es muy posterior, pues para originar el movimiento e inyección de la sal fue necesario que se acumulara un considerable espesor de sedimentos, superior a 650 m. (Cruz – Ambrosio, 1987).

El resultado de estudios de datación de la sal por el método de palinomorfos realizados en el IMP corresponde con el Caloviano.

3.3.5.2 MARCO GEOLÓGICO

Para prevenir problemas en la realización de las cavidades se tomó en cuenta el conocimiento estructural del diapiro Tuzandépetl y de su entorno geológico, principalmente la composición mineralógica de la sal. Las características geológicas más importantes son las siguientes:

- Se tiene un paquete sedimentario integrado por las siguientes formaciones del Mioceno: Concepción Inferior, Concepción Superior, Encanto y Depósito.
- La masa salina del diapiro, mineralógicamente se puede subdividir en dos tipos de sal: Homogénea y Heterogénea

En general a la sal le sobreyacen lutitas y areniscas de ambientes transicional y marino cuyo espesor conjunto varía de 350 a 1 000 m; el espesor de la unidad salina también es variable: de 1000 a poco más de 1 500 m.

De acuerdo a Benavides, 1983, la sal de roca que conforma el diapiro es monomineral, cuyo componente principal es la halita (NaCl). Cuando es pura las proporciones iónicas son: Cl 60.6% y Na 39.4%. Algunos componentes minerales muy solubles, son potásicos: silvita (KCl) y carnalita: $KMgCl_3 \cdot 6 H_2O$ (Benavides, 1983).

Conocido el contexto geológico del diapiro generó información que permitió dar respuesta a las interrogantes derivadas de los estudios de prefactibilidad por lo que se conoció

- Que tiene dimensiones geométricas diapíricas precisas en la zona que permite construir más de doce cavidades.
- Que las características de la sal, como son su mineralogía y su comportamiento mecánico permite realizar cavidades estables.

3.3.5.3 ANÁLISIS GEOFÍSICO

De acuerdo a Sánchez –Salazar, 1999, para poder determinar la forma del diapiro se requirió de una etapa de exploración geofísica a fin de detallar con métodos indirectos los rubros más importantes para ejecución de la obra, por lo que se pudo conocer:

- Las dimensiones del diapiro salino, principalmente su espesor, profundidad de la cima y extensión.
- La ubicación y delimitación de fallas y fracturas.
- La estratigrafía y mineralogía de sales y otros materiales insolubles.
- Las características geomecánicas de la sal en la zona de las cavidades para el almacenamiento de gas natural.

Los métodos geofísicos que se utilizaron y que proporcionaron información para el mejor conocimiento del diapiro son:

- Sismología de reflexión.
- Un pozo de exploración.
- Mecánica de rocas en laboratorio.

En 1984, PEMEX realizó una investigación sísmica de malla amplia, cuyo registro de propiedades permitió determinar la cima de la sal y la configuración del diapiro, con estos datos

se precisó la ubicación de la obra, especialmente los pozos para desarrollo de las cavidades. (Rocha, 1999).

En los pozos T-2 y T-3 se realizaron trabajos de Vertical Seismic Potential (VSP), cuyos resultados revelaron buena reflectividad del terreno y contraste intrasalífero. Posteriormente, mediante sísmica tridimensional en la zona de interés se determinaron la cima y la base de la sal.

Un aspecto importante para determinar las características físicas de las sales que sus propiedades mecánicas están íntimamente relacionadas con su contenido de minerales solubles e insolubles. Por lo tanto su calidad está en relación directa con su pureza (Arenas y Rodríguez, 1990), ya que se encontró que lo que compone a la estructura salina:

- Está libre de minerales que alteren sus características geomecánicas (Núñez, 1994).
- Que existe homogeneidad en la estructura salina.

A causa de contingencias surgidas durante la construcción de las cavidades debido a las características geológicas adversas de la sal, fue necesario emprender un estudio más detallado de sus propiedades físicas, químicas y mecánicas, para lo cual se desarrollaron criterios sobre las cualidades de almacenamiento de fluidos que garantizaran un alto nivel de seguridad (Rodríguez, 1990; Rodríguez y Valencia, 1993; Rodríguez y Piñeiro, 1993 y 1994).

Para la evaluación de la calidad de la sal se consideraron los siguientes aspectos:

- La composición química de la sal.
- Que pueden existir sales más solubles que la propia Halita (las potásicas).
- Que los minerales (carbonatos, etc.) y las arcillas son menos solubles que la sal o insolubles en muchos casos.
- Que la distribución mineralógica de los componentes en la estructura salina es posible de determinar.
- Que el porcentaje de ocurrencia de otros minerales diferentes a la sal puede ser significativa.
- Que la sal tiene características mecánicas que hace que se comporte plásticamente.
- Que el espesor de los estratos solubles e insolubles es mayor a 1 Km.

De estos trabajos se obtuvieron las siguientes características:

- En el diapiro Tuzandépetl la calidad de la sal es adecuada para almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos; además también se pueden confinar de residuos peligrosos.
- La información existente posibilita investigar la génesis de las formaciones geológicas y en que estructuras se pueden realizar cavidades.
- Recientemente en el diapiro de Tuzandépetl se realizó sismología tridimensional para determinar la cima y la base de la sal. Esta información revela que se trata de una estructura arqueada; la información geológica constituye una referencia sustentada para el estudio de otros domos de la cuenca salina del istmo.

Es importante mencionar que se realizó un análisis compuesto entre solubilidad y mecánica de la sal, porque son dos características que parten de un origen común.

3.3.6 ANÁLISIS DE RIESGOS.

3.3.6.1 INVESTIGACIÓN DE RIESGO GEOLÓGICO EN ALMACENAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN ESTRUCTURAS SALINAS

De los trabajos geológicos y geofísicos se confirmó que, dentro de las normas nacionales e internacionales vigentes hay seguridad contra riesgo geológico y deterioro ambiental. Cuando se almacenan hidrocarburos u otras sustancias peligrosas en cavernas elaboradas en sal; esto sustenta la viabilidad de los diferentes proyectos relacionados con el almacenamiento de fluidos.

Se recomienda que para cada caso se debe realizar los estudios de riesgo de los proyectos de almacenamiento de hidrocarburos, los cuales también son aplicables a obras para confinamiento de residuos peligrosos.

Con el propósito de determinar el riesgo geológico y sustentar la ingeniería básica y detalle para construcción y operación de los proyectos de almacenamiento de hidrocarburos, se hizo una interpretación de información geológica y geofísica de la zona y se reinterpretaron trabajos relativos a deterioro ambiental (Instituto Mexicano del Petróleo, 1998). Se estudiaron también las unidades de cobertura vegetal, suelos y subsuelo, donde se ubican acuíferos someros y profundos. Se incluyeron estudios ecológicos, geohidrológicos, ambientales y de fauna fluvial y marina. El riesgo geológico es mínimo y está básicamente relacionado con la tectónica y la calidad de la masa salina.

En el diagrama 3.1 se indica cuales son los posibles riesgos que tienen que ver con la atmósfera (aunque no entra en el marco geológico, se consideró parte importante del deterioro ambiental).

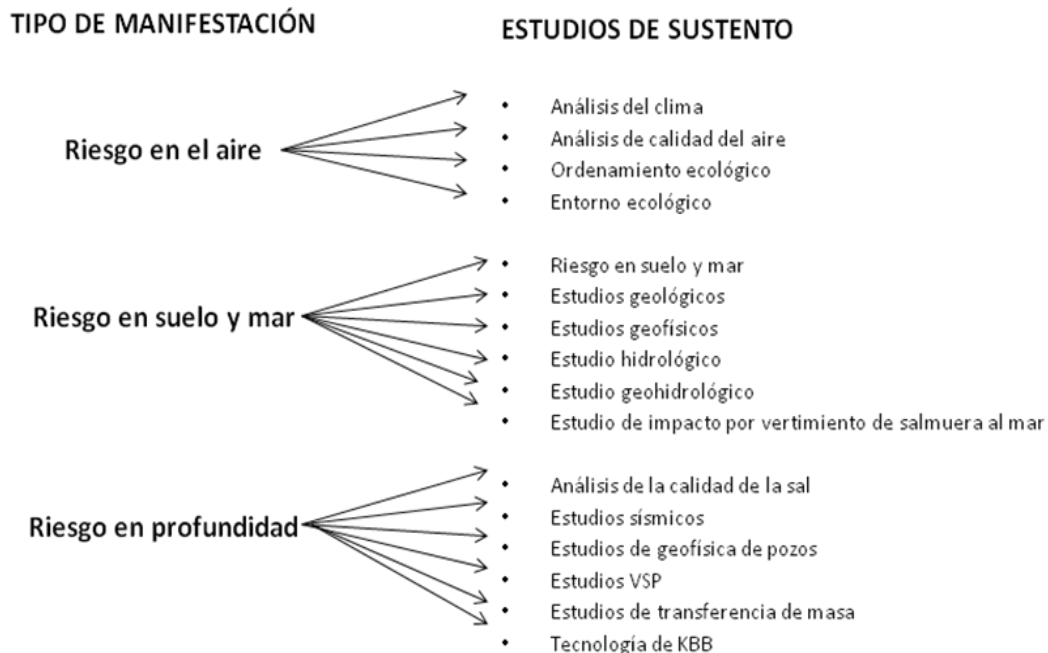


Diagrama 3.1 Proceso para determinar el deterioro ambiental de la atmósfera en el área de almacenamiento de hidrocarburos.

Con respecto a los posibles riesgos geológicos en el terreno, se emprendieron estudios del subsuelo para determinar las características geológicas del entorno de las cavidades, de modo de sustentar el diseño y la seguridad de la obra.

En lo relativo a riesgo a profundidad, se tiene que realizar estudios de geotecnia para precisar cuales son las características geomecánicas de las salderoca, tendientes a determinar la estabilidad de las cavidades. Se efectuaron también estudios de mecánica de rocas que incluyeron pruebas de laboratorio para conocer el comportamiento mecánico de la sal.

3.3.6.2 RIESGO ATMOSFÉRICO Y CLIMATOLÓGICO

Cuando la combustión ocurre, el hidrógeno y el carbono del combustible se combinan con el oxígeno, las cuales generan agua y anhídrido carbónico, liberándose gran cantidad de energía. Sin embargo en algunos casos, las impurezas del combustible, una relación incorrecta de carburación o temperaturas de combustión demasiado altas o bajas son causa de formación de productos secundarios, tales como monóxido de carbono, compuestos oxigenados de azufre y de nitrógeno, cenizas finas e hidrocarburos no quemados; todos ellos son contaminantes del aire (Kenneth, 1998).

Adicionalmente, es común detectar la contaminación del aire en los alrededores de las refinerías de petróleo producto de las emisiones fugitivas y por procesos de evaporación de los productos que ahí se manejan; cuando hay radiación solar, estas emisiones son precursoras de ozono y bajo determinadas condiciones meteorológicas se pueden manifestar como lluvia ácida.

Los frentes fríos son masas de aire provenientes de regiones polares que al ponerse en contacto con las cálidas aguas del Golfo de México, las elevan y generan nubes que precipitan de manera tempestuosa. Los resultados de los trabajos climatológicos sirvieron de base para el diseño y prevención de la dispersión de contaminación a la atmósfera por carga de aire húmedo salino.

Referente al riesgo por impacto de rayos, de la interpretación geológica de los registros geofísicos se determinó que cualquier parte de la zona de protección catódica para las instalaciones se debe colocar a 1.5 m de profundidad, pues la resistividad es suficiente para despejar la corriente atraída por los pararrayos sin riesgo alguno para las instalaciones.

3.3.6.3 RIESGO GEOLÓGICO SUPERFICIAL Y DEL SUBSUELO

Para este estudio se realizaron trabajos de geofísica, geología, geotecnia, fotointerpretación y topografía del área. Por métodos geofísicos se determinaron:

- Fallas y otros rasgos estructurales en las inmediaciones de la cuenca.
- Características litoestratigráficas.
- Propiedades geotécnicas de las capas del subsuelo.
- Distribución de resistividad, mediante secciones geoeléctricas polo-dipolo y perfil sísmico de refracción, para precisar el diseño de la protección catódica de la zona de las instalaciones.

Se realizó un estudio hidrológico con intención de contar con información para evaluar el riesgo inherente, conocer las condiciones actuales de los mantos acuíferos y precisar la protección a

éstos; prevenir posibles afectaciones por la obra y programar acciones preventivas de mitigación o de remediación (Instituto Mexicano del Petróleo, 1998).

El estudio hidrológico consistió en integración y análisis de información climatológica. Se obtuvo de registros de los archivos de la estación climatológica de Nanchital, cercana al área de estudio; está constituida con datos de:

- Precipitación pluvial media.
- Precipitación pluvial máxima en 24 horas.
- Temperatura media.
- Evaporación.
- Evapotranspiración.

3.3.6. 4 RESULTADOS Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO

A continuación se mencionan los resultados de los estudios geológicos y ambientales realizados en la superficie del subsuelo, relativos a las instalaciones involucradas en el proyecto. De acuerdo al IMP, 1998, respecto de las tres obras (presa de salmuera, cavidades y ductos) hubo resultados positivos y negativos.

- Según información de las compañías vanguardistas de esta tecnología y los resultados de los análisis de laboratorio, bajo altas presiones las evaporitas se consideran prácticamente impermeables (Taylor, 1959). Particularmente la Halita posee gran resistencia a las presiones y a la capilaridad, por lo cual es apropiada para almacenar cualquier hidrocarburo líquido o gaseoso. Su plasticidad y alta hermeticidad para almacenamiento de gas LP garantizan nula dispersión de éste al entorno ecológico.
- En estudios relativos a desechos tóxicos peligrosos confinados se asegura que, en 10,000 años, no habrá transferencia de masa entre estos y la sal confinante.
- A partir de la interpretación geofísica no se detectaron anomalías relacionadas con estructuras del subsuelo que impliquen peligro para las obras subterráneas de cavidades para almacenamiento de hidrocarburos.
- Existen fallas incipientes, suaves flexiones y fracturas aisladas detectadas con fotointerpretación, no sistemáticas, que no implican riesgo alguno en la obra.
- Del análisis de la información geológica y del reconocimiento geológico estructural no se encontraron evidencias de indicadores cinemáticos relativos a fallas de desplazamiento arrumbos inestables activas, ni indicios de riesgos sísmico medio a localmente importante. Sobre la carretera a Villahermosa, aproximadamente a 15 km del sitio, se localizaron dos fallas normales, que tampoco afectan el desarrollo del proyecto.
- La hermeticidad en los almacenamientos de petróleo crudo es similar a la respectiva de las cavidades para almacenamiento de gas LP; por tanto la falta de incidentes internacionales en aquéllos es prueba fehaciente de seguridad operativa.
- Debido a su altitud, coordenadas geográficas y al clima, en la zona de estudio y en la región imperan altas temperaturas, los fenómenos meteorológicos de granizo, heladas y nevadas son nulos.

- El material litológico y edafológico consta de grava, arena y limo, distribuidos heterogéneamente, lo cual aporta variación de permeabilidad. Esto obliga a aislar las construcciones superficiales con una geomembrana para evitar filtraciones.
- El deterioro ambiental más importante afecta a los elementos físicos tales como al suelo, la atmósfera, y biológicos como a la flora y fauna.
- Mediante geología estructural-regional se identificaron tres fallas tanscurrentes activas regionales: Cosamaloapan, Coatzacoalcos y Comalcalco, con dirección noreste-suroeste, caracterizadas por patrones de fallas laterales. La más importante para el sitio es la de Coatzacoalcos; su trayectoria comprende desde el Pacífico hasta el Golfo de México, por los estados de Oaxaca y Veracruz; incide en el cauce del Río Verde (en Oaxaca), cruza por los poblados de Acayucan, Jáltipan y Chinameca, hasta la porción oriental de Los Tuxtlas (Marín, 1993).
- Con el estudio de correlación de rasgos geológicos, estructurales, geofísicos, tectónicos y sísmicos regionales y con los utilizados en modelos probabilísticos de riesgo sísmico se realizó la evaluación a fin de evaluar el potencial sísmico del istmo, resultando bajo (Vázquez et al., 1991).

3.3.7 SÍNTESIS DEL ESTUDIO PARA CREACIÓN DE CAVIDADES, CASO ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN TUZANDÉPETL, VER.

La realización de las doce cavidades en el diapiro implicó diversas etapas de aceptación de técnicas íntimamente relacionadas con el ambiente geológico, superficial y del subsuelo, siempre amigables con el entorno. Para su construcción se aplicaron técnicas de ingeniería geológica y petrolera (especialistas mexicanos), además de métodos específicos para la disolución de la sal y estudios de estabilidad (especialistas franceses).

Se destacaron los aspectos más importantes de los estudios de estabilidad efectuados en la Escuela de Minas de París y en el Instituto de Investigaciones Eléctricas de México.

En México se han estudiado y realizado doce cavidades para almacenar petróleo crudo. Cinco más se han programado para depositar gas natural y LP. Las técnicas de construcción han sido utilizando la más alta tecnología, aplicada por compañías vanguardistas en este tipo de depósitos.

3.3.7.1 PRINCIPIO DE LA CREACIÓN DE CAVIDADES EN EL CENTRO DE ALMACENAMIENTO ESTRATÉGICO TUZANDÉPETL.

La Halita es el mineral más abundante que se encuentra presente en el diapiro Tuzandépetl, está constituida principalmente por cristales de cloruro de sodio, lo que la hace ideal para almacenar hidrocarburos líquidos, gaseosos y residuos peligrosos, debido a las siguientes propiedades:

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

Las características antes mencionadas se aprovecharon para la creación de cavidades por disolución (lixiviación). La "excavación" por este método se efectúa mediante inyección de agua

a lo largo de la tubería de perforación para disolver la estructura salina. Desde el fondo de la tubería, por partes se va formando una cavidad cuyo tamaño varía según su destino.

En Tuzandépetl las dimensiones de las cavidades lixiviadas para almacenar petróleo crudo son de aproximadamente: diámetro de 50 m y altura de 500 m ; para gas LP: 20 m de diámetro y 250 m de altura.

El proceso general de realización de cavidades consistió en:

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

3.3.7.2 FACTIBILIDAD GEOLÓGICA.

Los estudios de factibilidad geológica (Géostock Co, 1997) incorporaron información previa y la generada en el sitio así como en un análisis de laboratorio, estos estudios comprendieron los siguientes aspectos:

1. Geología superficial.
2. Geología del subsuelo.
3. Geofísica.
4. Geoquímica.
5. Topografía.

La información recabada fue suficiente para lograr la aceptación del proyecto. Se procedió a la selección de los sitios, lo cual está en función de las condiciones geológicas y del grado de confianza en la factibilidad de la obra.

Para la selección de las áreas más adecuadas se aplicaron criterios técnicos y económicos para cada sitio además de considerar uno de los aspectos más importantes, el de seguridad.

3.3.7.3 FACTIBILIDAD AMBIENTAL

Los trabajos emprendidos (Instituto Mexicano del Petróleo, 1998) para acatar las normas de la SEMARNAP, se integraron en informes relativos a:

1. Deterioro ambiental
2. Riesgo ambiental
3. Geohidrología e hidrología del sitio
4. Tenencia de la tierra
5. Uso del suelo

A partir de los aspectos anteriormente mencionados se concluyó que existía factibilidad ambiental para desarrollar el proyecto, y a que no había riesgo a la población ni a los ecosistemas.

3.3.7.4 SELECCIÓN DEL SITIO PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO EXPLORATORIO Y DE DESARROLLO.

Para realizar esta acción se requirió determinar:

- Espesor de la sal.
- Cima de la sal.
- Base de la sal.
- Coordenadas y cotas del cuerpo salino.

Con la mayor precisión se sustentó la posición espacial del ambiente geológico, estructural, de excavación e instalaciones mecánicas de las tuberías y válvulas.

Se analizó la información geológica superficial y de subsuelo y se correlacionaron datos geológicos de pozos exploratorios previos y cercanos al área; además se elaboraron secciones geológicas y sísmicas, con el propósito de determinar la estructura de la secuencia litocronoestratigráfica, incluidos espesores formacionales.

3.3.7.5 OBJETIVO DEL POZO.

Inicialmente la categoría de los pozos por perforar para la realización de las cavidades fue de tipo exploratorios, al confirmar que las características son óptimas se les consideró de desarrollo.

El objetivo principal del pozo exploratorio es confirmar y conocer a detalle la litología del sitio seleccionado. Si los resultados geológicos son óptimos, a qué se convertirá en pozo de desarrollo de una cavidad, como ocurrió en el diapiro de Tuzandépetl, Veracruz.

Para la perforación se elaboraron los siguientes tres programas geológicos:

- Muestreo de núcleos.
- Muestreo de canal.
- Registros geofísicos de pozo.

En el transcurso de la perforación se modificaron ambos muestreos, con la finalidad de lograr datos más representativos.

Con respecto a los fluidos de perforación, según la litología que se va cortando se aplican los criterios siguientes:

- Para evitar contaminación se empleó lodo bentonítico: agua dulce con bentonita.
- A partir de la cima de la sal se utiliza lodo salado saturado y/o de emulsión inversa de densidad variable, de 2.0 a 2.6 g/cm³, para:
 - a) Evitar que el lodo lixivie la sal.
 - b) Obtener una variación mínima de diámetro.
 - c) Lograr la estabilidad del pozo.
 - d) Tomar registros geofísicos representativos.
 - e) Cementación de la tubería.

3. USOS Y APLICACIONES DE LOS DOMOS SALINOS

Para evitar contaminación del subsuelo con los diferentes lodos, estas operaciones se realizaron tomando las mejores medidas de seguridad, con supervisión y monitoreo cuidadosos.

De acuerdo a Rodríguez, 1999, el estado mecánico del pozo exploratorio se muestra en la figura 3.2 y comprende:

- Tubería de diversos diámetros.
- Tubería cementada.
- Preventores, instalación temporal.
- Válvulas de control en superficie.

Con respecto a la colocación de la zapata de la tubería de revestimiento, esta operación se hizo en la parte superior al techo de la cavidad.

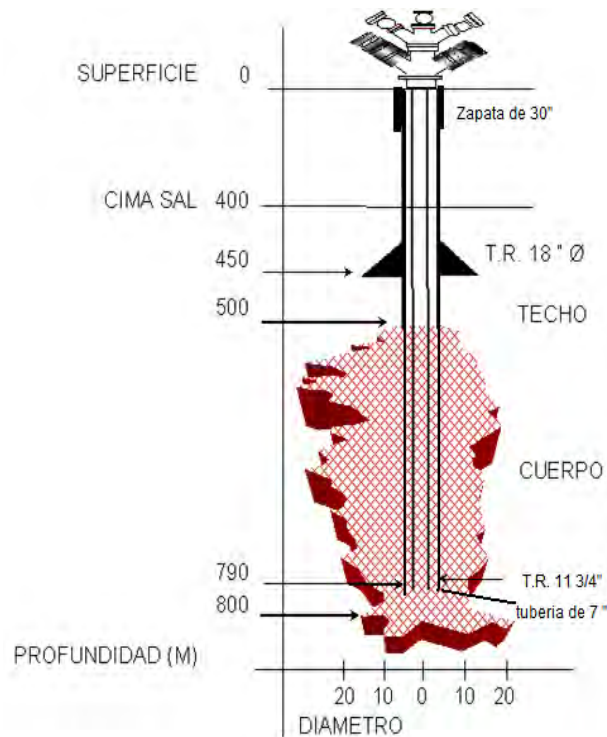


Figura 3.2 Estado mecánico del pozo en el diapiro de Tuzandépetl, Ver. (Rodríguez, 1999).

La cementación de la tubería en los pozos de las cavidades para almacenar gas LP, representa una de las operaciones más importantes, pues se debe garantizar hermeticidad a presión del producto almacenado. Otro propósito es que por fugas, o diferencias en la hermeticidad de la tubería de revestimiento, los lodos de perforación o salmueras no contaminen las sustancias almacenadas (Géostock Co. 1997).

La alta tecnología utilizada por PEMEX en la perforación de pozos asegura la hermeticidad plena de la cementación. Para cerciorarse de ello, después de la perforación y de la lixiviación se realizaron registros de cementación.

Para la evaluación geológica de los pozos, según las características de la columna estratigráfica, se realizaron los siguientes registros geofísicos:

- Sónico de porosidad.
- Neutrónico compensado.
- Litodensidad RG (rayos gama).
- Espectroscopia RG (NGT) [dispositivo neutrón - gama].
- Geometría del pozo.
- Doble inducción.
- Sónico de cementación.
- Desviación.

Mediante la información obtenida de estos registros geofísicos se estimó la profundidad de la base de la sal y la del paquete sedimentario, y con ello el espesor salino.

Con los datos anteriores se elaboró un registro de aspectos geológicos y geofísicos, además se realizó una descripción litológica (de recortes de canal) y paleontológica, en la que se precisan los intervalos y los microfósiles que sirvieron para determinar la antigüedad así como los espesores de las formaciones de los sectores perforados.

La configuración del cuerpo salino se delineó correlacionando los datos del pozo con los de pozos vecinos e información geológica previa, para elaborar secciones geológicas.

A criterio del geólogo responsable de la perforación se analizaron muestras de sal de canal y de núcleos, por los métodos de fluorescencia, difracción de rayos X y absorción atómica, para determinar la presencia halita, anhidrita y carnalita.

3.3.7.6 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.

La evaluación de la calidad mecánica de la sal se hizo mediante ensayos de mecánica de rocas en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, relativos a compresión y tensión. De las partes superior, media y baja de la futura cavidad se tomaron núcleos, para determinar sus características elastoviscoplasticas (Arenas y Rodríguez, 1990).

Hasta esta fase al pozo exploratorio se le considera sólo como tal; previa evaluación técnica interdisciplinaria se procede a reevaluarlo. Desde la perspectiva económica esta evaluación es sumamente importante, pues la pérdida de un pozo implica una fuerte merma al presupuesto del proyecto. Técnicamente también representa una decisión trascendente, a causa de incertidumbre por no conocer a fondo los aspectos relevantes del entorno geológico, cuyas consecuencias pueden ser problemas realmente graves: inclusive la no ejecución de la obra.

La evaluación del pozo exploratorio puede ser pesimista u optimista, de acuerdo a los siguientes aspectos:

- a) Pesimista, por carencia de seguridad total de geología adecuada, se le debe abandonar y reubicar.
- b) Optimista, cambia de categoría; de exploratorio pasa a de desarrollo.

Esta evaluación se hizo según las características de la totalidad de la columna salina para determinar horizontes solubles e insolubles. Para la conversión a pozos de desarrollo se le acondiciona mecánicamente con válvulas y tubería para inyección de agua lixiviante.

3.3.8 TÉCNICAS DE LIXIVIACIÓN.

El método general para realizar una cavidad es por disolución de la sal, mediante inyección de agua dulce de bajo contenido de sales disueltas proveniente de una fuente con caudal constante. A lo largo de tubería de doble pared: un tubo dentro de otro de mayor diámetro (de 7" x 11 3/4") con un espacio libre entre las paredes interna del menor y externa del mayor. A este recinto se le denomina espacio anular (Figura 3.4).

Las fuentes de agua dulce se ubicaron cerca o en las inmediaciones de las instalaciones de las cavidades. Luego de analizar los puntos adecuados, al que se elija se le denomina bocatoma. El proceso de inyección de agua dulce en masas salinas es una herramienta de excavación. Según sea la manera de expulsión del agua dulce hacia la masa de sal para disolverla, hay dos modalidades de lixiviación:

- Directa. Consiste en inyección del agua por el tubo de menor diámetro: de 7"; por el espacio anular circula hacia fuera del pozo como agua salada (salmuera).
- Inversa. Es al contrario; el agua se inyecta por el espacio anular y la salmuera se extrae por el tubo de menor diámetro.

En las cavidades para almacenamiento de petróleo crudo del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, el espaciamiento entre celdas fue de 50 m; es decir se realizó lixiviación cada 50 m y el emplazamiento de tubería en cada celda de este espesor vertical, a partir del fondo del pozo hasta el techo o bóveda de la cavidad.

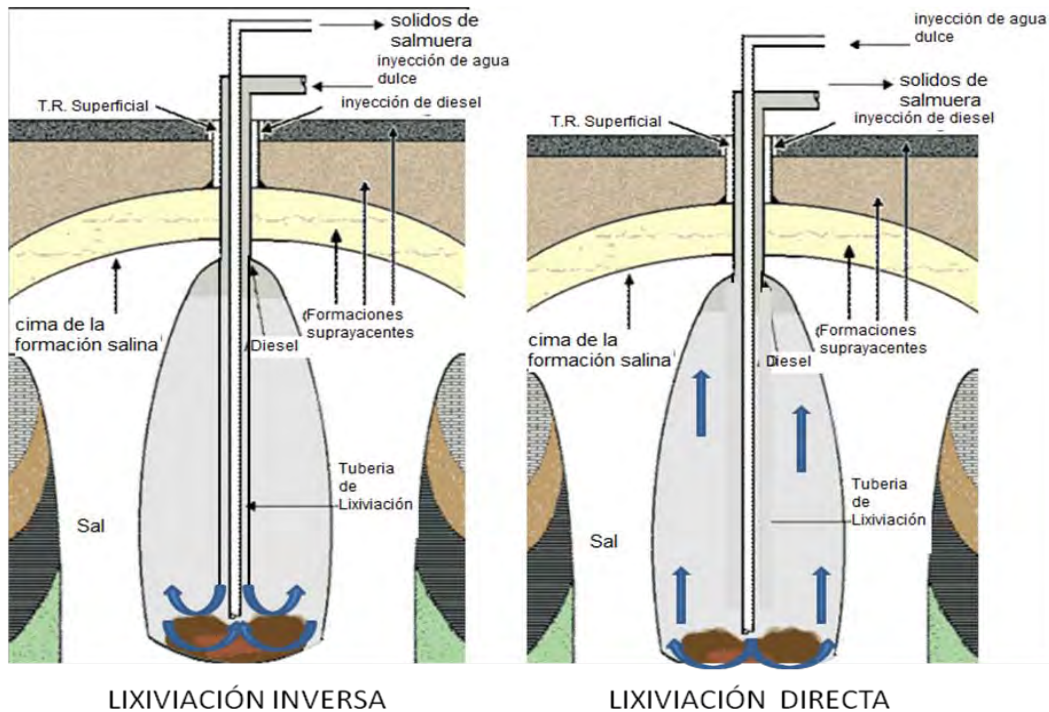


Figura 3.4 Esquema que muestra métodos de lixiviación inversa y directa en domos y diapiros de sal (Rodríguez 1998).

3.3.8.1 LIXIVIACIÓN DIRECTA

De acuerdo a Rodríguez 1998, para la creación de las cavidades se consideró la capacidad de bombeo de agua dulce; $1200 \text{ m}^3/\text{h}$ (7550 bl/h), con esta capacidad se estimó lixiviar cuatro cavidades simultáneamente, con gasto de $330 \text{ m}^3/\text{h}$ (50000 bl/día). Tomando en cuenta las diferencias de densidad y la gravedad, para disolver la sal el agua, se inyectó por la tubería de 7" en el cabezal del pozo, a presión de 45 kg/cm^2 . Por el anular de 7" x 11 3/4" la salmuera subió al nivel del cabezal a presión residual de 5 kg/cm^2 . Esto permitió expulsarla hacia la presa de acondicionamiento, situada en la zona del almacenamiento.

Una válvula reguladora graduó el caudal de inyección de agua en la entrada. En la tubería de bombeo de 7" se tuvo una pérdida de carga $\approx 16 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$; en el anular de 7" x 11 3/4" de $7 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$ (Figura 3.4).

3.3.8.2 LIXIVIACIÓN INVERSA

Para la creación de las cavidades el agua se inyectó por el espacio anular de 11 3/4" x 7" por lo que la salmuera subió por la tubería de bombeo de 7". Las pérdidas de carga fueron de: 6 a $8.5 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$, en el anular y $18 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$ en la tubería de inyección.

Con el objetivo de obtener una presión de 5 kg/cm^2 en el cabezal del pozo (regreso de la salmuera), la presión de inyección del agua fue de 44 a 47.3 kg/cm^2 , con gasto aproximado de $330 \text{ m}^3/\text{h}$ según la posición de la zapata de la tubería de 11 3/4".

Los efectos sobre la sal difieren según la turbulencia del agua dulce, que propicia la manera de disolverla. En la lixiviación directa el agua dulce actuó sobre una zona pequeña, el efecto es fuerte, lixiviamayormente hacia abajo y crea una forma cónica. En la inversa el efecto es más amplio pero más tenue y genera una forma esférica.

Un control adicional de la forma es mediante un líquido inerte: diesel agregado a la salmuera, lo cual deja una zona protegida de los efectos de la lixiviación.

La forma de las cavidades se controló por combinación de los métodos antes mencionados. La lixiviación se inició del fondo hacia arriba de la futura cavidad. Esta primera parte se denomina bolsa de insolubles, la cual se diseña según el volumen calculado de material insoluble de la columna salina. Para continuar el desarrollo de la cavidad la tubería de lixiviación se desplaza hacia arriba.

En la figura 3.5 se ilustran las etapas del proceso de lixiviación por celdas; se parte del fondo de la cavidad (dos etapas). A continuación el cuerpo se lixiviamay en seis etapas; finalmente la configuración del techo de la cavidad se realizó en dos etapas. En todas ellas se empleó principalmente lixiviación inversa; en cambio en la parte final predominó la lixiviación directa.

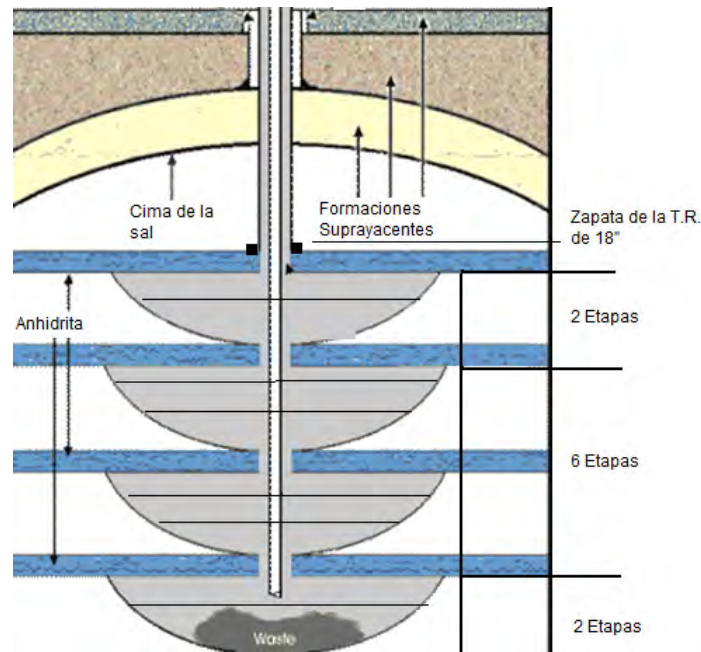


Figura 3.5 Etapas del proceso de lixiviación de una cavidad tipo en una masa salina de grueso espesor (J. Frías, 1997).

Para la configuración de la parte superior de la cavidad, que es la más importante y delicada, pues su forma estará en relación directa con la estabilidad del espacio libre creado, se empleó principalmente la lixiviación inversa.

Las fuentes de suministro del agua para lixiviación pueden ser:

- En zonas áridas agua salobre de pozos muy profundos.
- En áreas como la de Tuzandépetl hay varias opciones de agua, tanto dulce como salada, por lo que había disponibilidad de agua de:
 - a) Mar
 - b) Ríos
 - c) Pozos someros (norias), las cuales son abundantes en casi toda la planicie costera de Veracruz y Tabasco.

En el caso del diapiro de Tuzandépetl, la fuente fue agua dulce del río Coatzacoalcos.

En promedio, para disolver un metro cúbico de sal se requirieron necesitan 10 m^3 de agua. Por lo tanto para una cavidad de $500,000 \text{ m}^3$ se utilizan aproximadamente $5 \times 10^6 \text{ m}^3$. Es obvio que si se emplea agua salobre o de mar el volumen requerido se incrementa notablemente, pues su eficiencia de disolución no es como la del agua dulce, del río Coatzacoalcos.

Puesto que la lixiviación generó salmuera, para evitar deterioro ambiental, ésta se desechó mediante conducción hacia el mar vía una tubería con dispersor en el vertedor. En estudios de impacto se concluyó que el aumento de salinidad local provocado por la descarga de la salmuera no afectaría al ambiente marino.

En la figura 3.6 se muestra el Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl donde se realizaron dos presas para el almacenamiento de salmuera. También se utilizaron en operaciones de llenado y vaciado de diversos tipos de petróleo crudo almacenado.

Para visualizar la forma de las cavidades se usó un registro sonar cuyo principio es similar al de los equipos empleados en barcos y submarinos. Es un emisor de sonidos que se introduce por la tubería de lixiviación hasta el fondo de la cavidad; por medio de cambios de posición longitudinal se obtienen secciones que generan un volumen integral aproximado.



Figura 3.6 Vista panorámica del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, Ver. Donde se pueden ver las presas de almacenamiento de salmuera (PEMEX 1999).

Otro objetivo del conocimiento volumétrico fue calcular volúmenes parciales de las secciones de la cavidad. Los cálculos volumétricos y la forma final sirven de base para las estrategias de mejor aprovechamiento del espacio creado. El conocimiento morfológico del cuerpo también permite identificar deformaciones en las paredes de la cavidad que podrían poner en riesgo el depósito, y emprender acciones correctivas por medio de lixiviación técnica, disolución en partes específicas (Geostock, 1997).

Para estimar el volumen de las cavidades se controló la relación de inyección de agua respecto del espacio creado.

Es oportuno recordar que las actividades de lixiviación, control morfológico, registros en pozos, etc., se hicieron a lo largo de un orificio de 24 pulgadas de diámetro o menor, indirectamente; también se utilizaron instrumentos y criterios geológicos. En dado caso que se realizaran

cálculos erróneos surgirían problemas que pueden afectar la economía de la obra, los cuales pueden ser corregibles, en caso de ser muy graves que arriesgan la conclusión de la obra.

En la tabla 3.3 se muestran las principales etapas del proyecto de elaborar cavidades en el diapiro de Tuzandépetl, Veracruz:

1997	SE CONCIENTIZÓ AL PERSONAL PARA ELABORAR LOS PROCEDIMIENTOS DE LA INSTALACION QUEDANDO TOTALMENTE CONCLUIDOS EN 1999.
1998	SE EFECTUÓ TRABAJO DE REINGENIERIA Y SE DETERMINÓ QUE LA VIDA UTIL DE LAS CAVIDADES ORIGINALMENTE CALCULADA EN 20 AÑOS SE INCREMENTA A 35 AÑOS, SIENDO AVALADOS POR UNA COMPAÑÍA INTERNACIONAL Y ESPECIALISTA EN EL RAMO.
2000	EN DICIEMBRE SE OBTUVO LA CERTIFICACION DE LA INSTALACION COMO INDUSTRIA LIMPIA.
2001	SE TRABAJÓ EN LA OPTIMIZACION DE LA INSTALACION PARA REDUCIR COSTOS POR MANTENIMIENTO, TRABAJOS QUE SE REALIZAN POR ADMINISTRACION 70 % Y POR CONTRATO 30%. ASIMISMO, SE EFECTUÓ MANTENIMIENTO INTEGRAL A OCHO BOMBAS PARA MANEJO DE SALMUERA.
2002	SE ACTUALIZÓ EL SISTEMA DE COMUNICACIÓN DEL CONTROL DISTRIBUIDO PARA LA OPERACIÓN DE LAS CAVIDADES, MEDIANTE LA IMPLEMENTACION DE UNA RED REDUNDANTE DE SINEC L2 A PROFIBUS.
2003	SE REALIZÓ LA SUSTITUCIÓN DEL CABEZAL DE 48" Ø POR 36" Ø DE LA PRESA "B" A LA SUCCION DE BOMBAS DE SALMUERA.

Tabla 3.3 Tabla cronológica de eventos relevantes en el proyecto para realizar cavidades en la sal del diapiro de Tuzandépetl, Veracruz.

Con la puesta en marcha del proyecto, a finales del 2003 se obtuvieron los siguientes resultados:

- 6 cavidades para crudo Maya
- 4 cavidades para crudo Istmo
- 2 cavidades para crudo Olmeca
- La capacidad nominal total es de 8'206,700 bls
- La capacidad de manejo de salmuera es de: 4,500,000 bls
- 8 bombas de salmuera de 150 000 BPD C/U
- 8 bombas de crudo de 150 000 BPD C/U
- 1 bomba de crudo p/trasiegos 75 000 BPD

4. MINICUENCAS.

En la provincia Salina del Golfo Profundo (Cuenca Salina del Istmo), la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda, que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuecas por evacuación de sal, donde los sedimentos de edad Paleoceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar rampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

4.1 CONCEPTO DE MINICUENCA.

La primera vez que se publicó acerca del término "minicuenca" fue en 1989 por Worrall y Snelson, sin embargo, los reconocieron que el concepto existía desde hacía y a mucho tiempo. Probablemente Lehner, 1969, fue el primero en ilustrar minicuecas sinclinales en delgadas estructuras de sal en el Golfo de México. Desde entonces las minicuecas se han descrito en cuencas salinas del Aptiano en Brasil (Demercian et al. 1993 y África, Duval et al. 1992). Sin embargo, debido a su ocurrencia, las minicuecas han sido mejor estudiadas en la parte norte del Golfo de México. En la figura 4.1 se observa la subsidencia en estructuras de sal alóctona en forma de canopies.

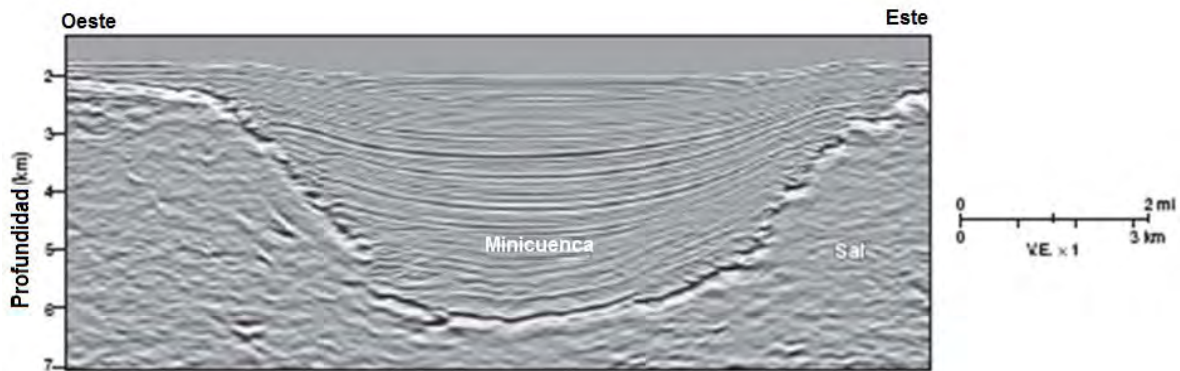


Figura 4.1 Sección sísmica que muestra la subsidencia de una minicuenca que esta asociada a un grueso estrato de sal alóctona. Se observan reflectores profundos en la parte más delgada de la minicuenca, los cuales contrastan con los flancos de la sal indicando que la minicuenca subsidió desde el principio de la deposición de los sedimentos (Hudec et al, 1995).

En los últimos veinte años el estudio de las minicuecas se ha intensificado debido a los descubrimientos de grandes yacimientos de hidrocarburos en este tipo de estructuras principalmente en la parte norte del Golfo de México (Holman y Robertson, 1994).

Cuando el proceso de sedimentación ocurre con mayor rapidez que la subsidencia, una minicuenca se rellena y permite que ocurra lo mismo con otras situadas a un menor nivel topográfico, propiciando que se generen cadenas de minicuecas a lo largo del corredor de sedimentación. Por otro lado, es importante mencionar que los cambios en los mecanismos de subsidencia propician cambios en la distribución espacial, reconfigurando completamente el sistema de transporte de los sedimentos; por lo anterior mencionado es imposible entender la historia de una minicuenca sin tomar en cuenta el ¿Por qué?, ¿dónde? y ¿qué tan rápido? ocurrió la subsidencia.

4.2 SUBSIDENCIA.

Una minicuenca presentará subsidencia cuando la densidad promedio del relleno es mayor que la densidad de la sal, figura 4.2 A, acumulándose entonces nuevo volumen de sedimentos en la depresión, permitiendo que la minicuenca se hunda aún más. Cuando la densidad promedio del relleno de la minicuenca es menor que la de la sal, figura 4.2 B, la minicuenca “flota” en equilibrio estático hasta ser colmatada.

Una minicuenca no puede hundirse hasta que el promedio del relleno sea más denso que la sal, ya que la mayoría de las rocas siliciclásticas no se compactan a esas densidades hasta que los sedimentos acumulados se encuentren en el subsuelo a 2,300 metros, paradójicamente el espesor diferencial en la mayoría de las minicuecas sugiere que empezaron a hundirse al acumularse algunos cientos de metros de sedimentos debido a que el Golfo de México ha mostrado subsidencia continua en el Cenozoico.

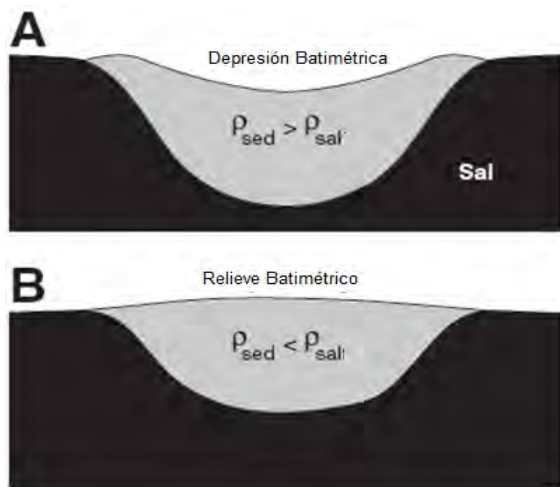


Figura 4.2 Esquema representativo del modelo de subsidencia por acción de diferencia de densidades, donde ρ es la densidad. En la figura (A) los sedimentos son más densos que la sal, el equilibrio estático produce una depresión batimétrica en el centro de la minicuenca. Por otro lado en la figura (B) los sedimentos son menos densos que la sal, el equilibrio produce un relieve positivo por encima de la minicuenca. (Hudec et al, 1995).

Para entender este problema, primero hay que determinar el espesor de la minicuenca necesario para que exista una inversión de densidades. Si consideramos que la densidad de la halita pura es de $2,163 \text{ kg/m}^3$ (Carmichael, 1984), la sal se movería a partir de que perdiera la estabilidad, sin embargo es necesario considerar que raramente la sal consiste en halita pura, por lo tanto la densidad de la sal depende de la proporción mineralógica e impurezas. Una aproximación muy común es que las impurezas incrementan la densidad de la sal a aproximadamente $2,200 \text{ kg/m}^3$, lo cual equivale a una mezcla de halita, 4% de anhidrita o 5% de dolomita, o 2.8% de yeso. Este nivel de impurezas es apropiado para la mayoría de la sal encontrada en estructuras salinas del Golfo de México, pero muchas otras cuencas evaporíticas son menos puras. Sin embargo en este trabajo la densidad promedio con la cual se trabajará es de $2,200 \text{ kg/m}^3$, tomando en cuenta que los cálculos de flotación de los sedimentos variarían con respecto a los cambios de densidad de la sal.

Por otro lado, la densidad de los sedimentos que cubren la sal es igualmente variable, debido a que depende de dos factores principales, su litología y su factor de compactación (Athy, 1930). Las correlaciones más comúnmente usadas para determinar la compactación de sedimentos siliciclásticos son las propuestas por Sclater y Christie, 1980, para areniscas y la de Baldwin y Butler, 1985, para lutitas.

El problema en el uso de estas correlaciones para estimar la densidad de la roca es que requieren y asumen la densidad de grano, las cuales tienen un amplio rango en los sedimentos siliciclásticos, estos pueden tener variaciones en su densidad.

Para el Golfo de México, las correlaciones realizadas indican que los sedimentos poseen una densidad de alrededor de $2,600 \text{ kg/m}^3$. La flotación de las minicuecas de esta región no está determinada por la densidad de los sedimentos en el fondo de estas, sino por la densidad promedio de toda la columna sedimentaria; por lo que hasta que se ha depositado una columna de alrededor de $2,300 - 5,400 \text{ m}$ que el perfil de densidad promedio de la sal se ve excedido. Por lo tanto, una minicueca no puede presentar subsidencia por el mecanismo de diferencia de densidades hasta que se halla acumulado al menos $2,300 \text{ m}$ de sedimento. Aun si asumiéramos una densidad de $2,700 \text{ kg/m}^3$ se necesitarían $1,600 \text{ m}$ de sedimento para que se presentara el hundimiento. Es más común encontrar, diapiros salinos adyacentes que fueron cubiertos por sedimentos, presentándose un relieve batimétrico.

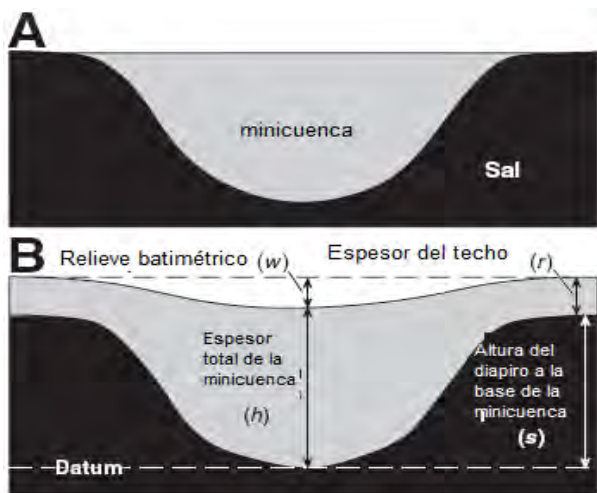


Figura 4.3 Secciones transversales idealizadas de una minicueca. La figura (A) corresponde con el caso más simple en el cual se expone a una minicueca rodeada de sal sin relieve batimétrico. La figura (B) más realista, los diapiros se encuentran sepultados por debajo del sedimento (Hudec et al, 1995).

4.3 MODELOS DE SUBSIDENCIA DE LAS MINICUENCAS.

4.3.1 SUBSIDENCIA POR DIFERENCIA DE DENSIDADES.

En el presente trabajo se abordan cinco posibles mecanismos que describen la subsidencia de las minicuecas, que a continuación se describen:

Este mecanismo es de suma importancia en minicuecas maduras, donde la parte de mayor espesor debe tener la más alta densidad promedio, puesto que contiene los sedimentos más profundos y altamente compactados. Este depocentro se hunde más rápidamente que en los alrededores si el mecanismo de subsidencia por diferencia de densidades se encuentra presente, por lo tanto, esta área seguirá siendo el depocentro mientras que la minicueca continúe rellenándose y subsidiendo (figura 4.4 A). El depocentro no deberá cambiar lateralmente hasta que el fondo de la minicueca toque la base de la sal, si existiera un cambio en dicho depocentro, podría pensarse que otro mecanismo de subsidencia influyó a la minicueca (figura 4.4 B)

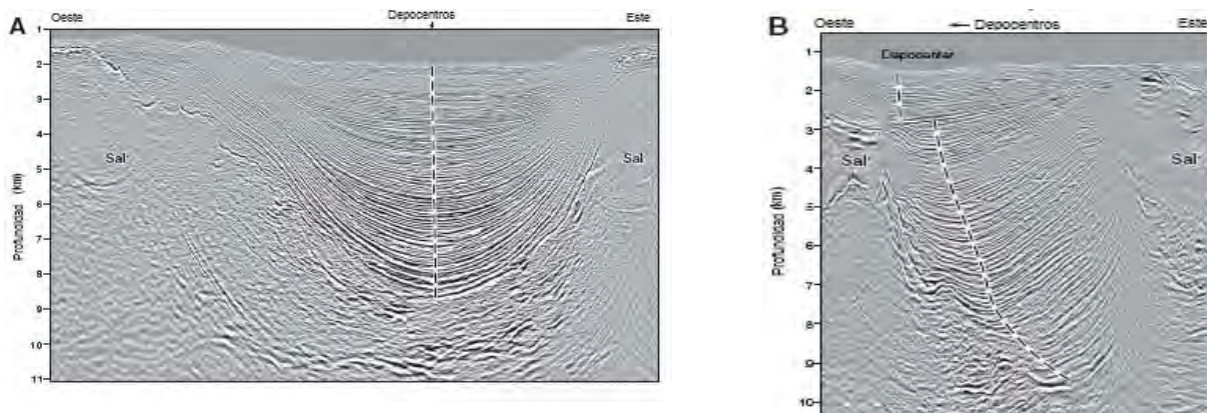


Figura 4.4 Ejemplos de patrones de relleno en una minicuenca. La traza del depocentro conecta la parte más gruesa de cada paquete sedimentario. En la figura (A) se muestran depocentros apilados por encima de la parte más gruesa de la minicuenca, donde la subsidencia se debió a la diferencia de densidades entre la sal y el sedimento. En la figura (B) se puede observar la secuencia de migración temporal del depocentro, sugiriendo que otro mecanismo controló la subsidencia (Hudec et al, 1995).

Una minicuenca flotando en equilibrio estático debe tener límites bien definidos debido a variaciones laterales en la densidad promedio (figura 4.5), ya que cerca de los límites de la minicuenca los sedimentos tienen una menor densidad que la sal, por lo que la minicuenca flota. Contrariamente a esto en el centro de la minicuenca los sedimentos tienen una mayor densidad por lo que la minicuenca se hunde.

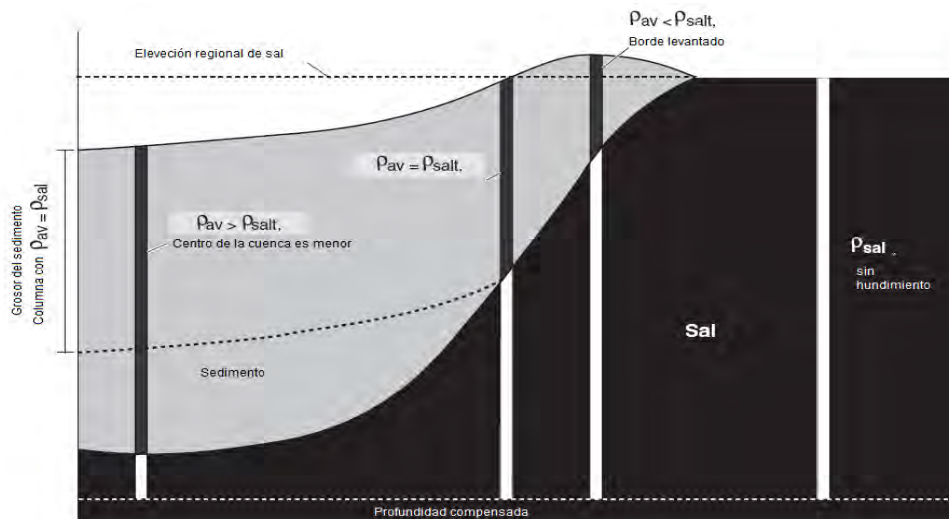


Figura 4.5 Esquema que muestra el levantamiento de las fronteras de una minicuenca, asumiendo que el equilibrio estático de ésta depende puramente de los pesos y las densidades masas des acopladas. Estas masas de sal + sedimento + agua son compensadas en cuanto a la profundidad arbitrariamente por debajo de la minicuenca (Hudec et al, 1995).

Una minicuenca con límites bien definidos es ligeramente más pequeña a la misma cuenca antes que los límites se formaran (figura 4.6 A). A partir de esto se puede asumir que la batimetría de la cuenca depende solamente del espesor y densidad de las columnas sedimentarias.

De acuerdo a lo anterior, las minicuecas con relleno de siliciclásticos no deberían hundirse hasta tener acumulados 2,300 m de sedimentos, por lo tanto, la subsidencia por diferencia de densidades debería ser imposible hasta que la cuenca fuera madura. Sin embargo, muchas rocas carbonatadas o evaporíticas son más densas que la sal debajo de estas, por lo cual pueden subsidir más tempranamente. En el mar del norte, por ejemplo, depósitos de anhidrita sobre los de la halita iniciaron la formación de minicuecas mientras las evaporitas aún se estaban formando (Stewart y Clark, 1999).

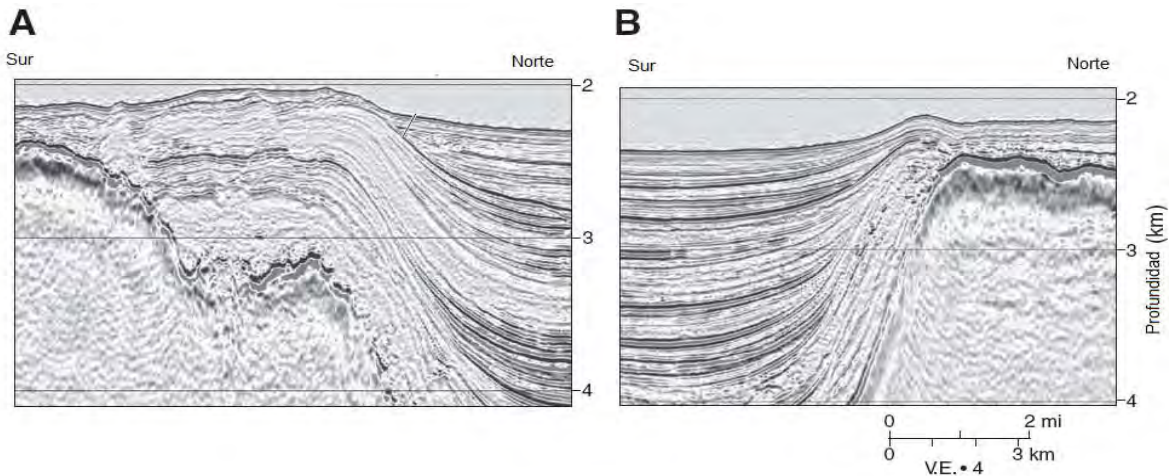


Figura 4.6 Secciones sísmicas que muestran minicuecas con bordes levantados. En la figura (A) el ancho borde va disminuyendo su grosor suavemente hacia afuera, por el contrario en la figura (B) se adelgaza bruscamente (Hudec et al. 1995).

En resumen, de acuerdo con Hudec et al. 1999, existen tres criterios para reconocer la subsidencia de minicuecas debido a diferencias de densidades en sistemas siliciclásticos: (1) depósitos apilados verticalmente en la parte con mayor espesor de la minicuenca, (2) límites batimétricamente definidos acuñándose a los flancos, y (3) espesor de al menos 2,300 metros en el centro de la minicuenca.

4.3.2 Acortamiento por diapirismo.

El concepto de la formación de minicuecas debido al mecanismo de acortamiento por diapirismo fue propuesto por Humphris, 1978. Él sugirió que las minicuecas sufrían una reducción de área debido al movimiento de la sal, desde una posición con mayor relieve hacia una con menor, lo cual provocaba el incremento en el tamaño de los diapiros, consecuentemente estos provocaban la separación de las minicuecas. Asimismo Brown, 2002, mediante su investigación corroboró que este tipo de flujo de sal producía un acortamiento en el área de la cuenca y un aumento de volumen en el diapiro. Por lo tanto cabe mencionar que este tipo de relieve durante el acortamiento es más comúnmente causado por el crecimiento de diapiros que por la misma subsidencia de la minicuenca.

El modelo presentado en la figura 4.7 está basado en el concepto propuesto por Humphris, 1978, y Rowan, 2002. El modelo sugiere que los sedimentos de la minicuenca poseen mayor dureza que la sal, por lo que forman un escudo para el paso de ésta.

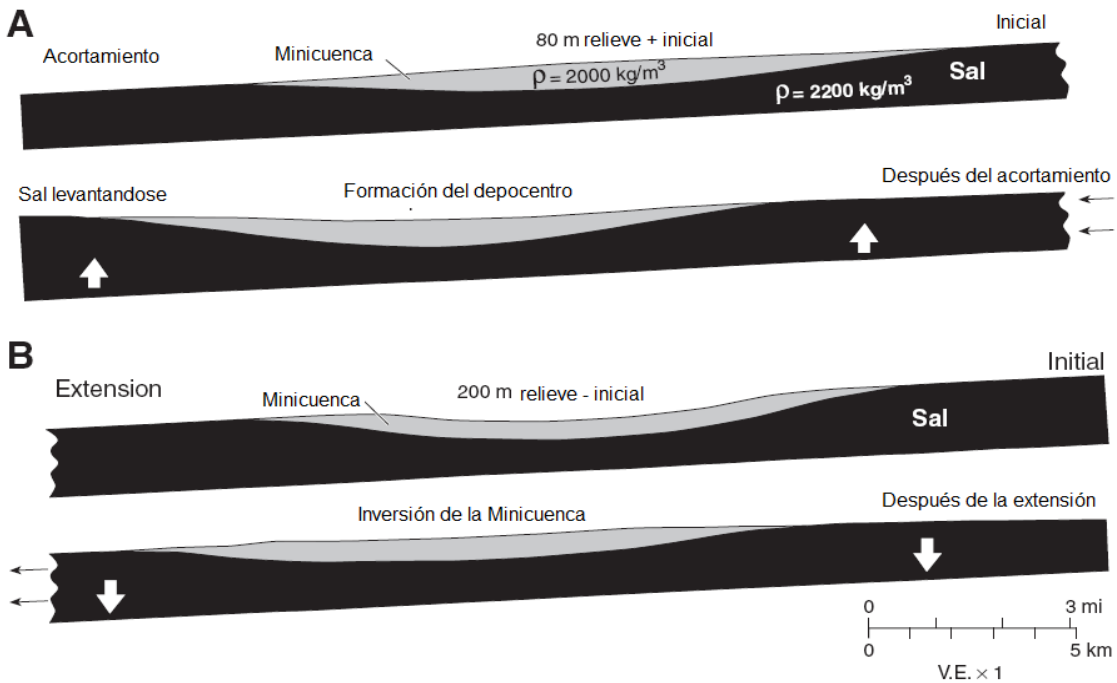


Figura 4.7 Modelos de elemento finito, los cuales muestran los efectos que tienen el acortamiento y extensión sobre las minicuecas cuando los sedimentos son más densos que la sal. En (A) se observa un acortamiento; una minicuenca que inicialmente contaba con 80 m de relieve positivo se convirtió en una depresión batimétrica cuando una masa salina aumentó su volumen durante un acortamiento. Por otro lado en la figura (B) una minicuenca que inicialmente presentaba 200 m de relieve negativo sufrió una inversión convirtiéndolo en positivo después de que una masa salina se adelgazara durante un periodo de extensión. (Hudec et. el. 1995).

El acortamiento de la minicuenca permite que masas de sal y diapiros intruieran en mayor proporción que en minicuecas adyacentes, en las cuales no sucede este fenómeno. Si el diapiro cede a la misma velocidad del equilibrio estático, la minicuenca presentará una depresión batimétrica, incluso si fuera menos densa que la sal (figura 4.8 B). La sal debajo de la minicuenca no necesariamente es expulsada durante este proceso, por lo que esta relativamente no presentará subsidencia. Sin embargo el crecimiento de diapiros adyacentes, permitirá que las minicuecas se comporten como depocentros.

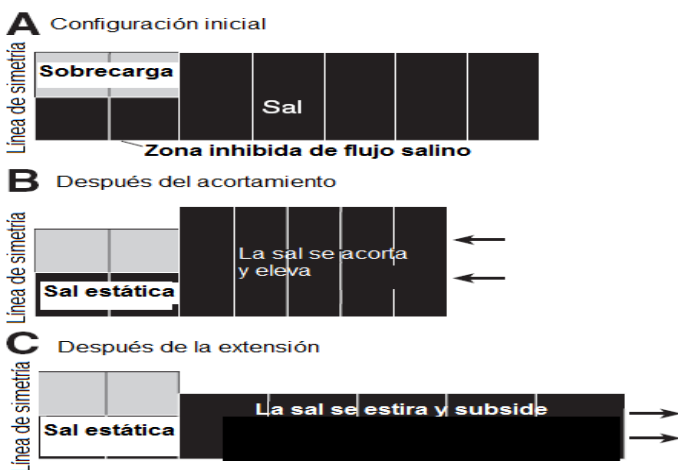


Figura 4.8 Diagramas esquemáticos que explican cómo afecta el acortamiento y la extensión a una minicuenca (Hudec et. al. 1995).

Durante el acortamiento, los diapiros localizados en lados opuestos de la minicuenca aumentarán su volumen en diferentes proporciones, inclinando la minicuenca. Esta inclinación cambia el relieve, modificando abruptamente el depocentro de la minicuenca (figura 4.9).

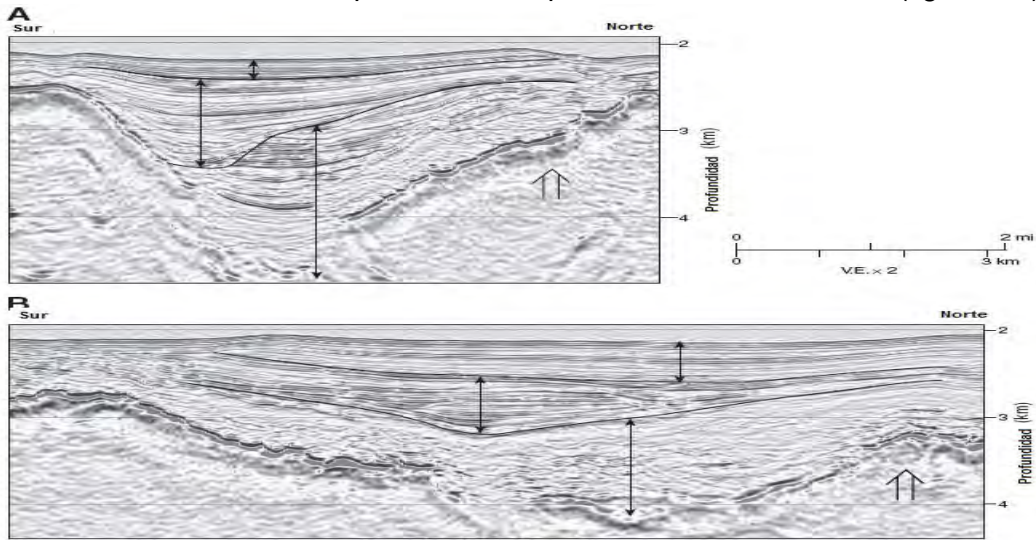


Figura 4.9 Secciones sísmicas que muestran cambios abruptos en los depocentros de las minicuecas. En ambos ejemplos los depocentros (flechas dobles) cambian abruptamente, lejos de la parte más gruesa de la minicuenca (Hudec et. al. 1995).

Este cambio en el depocentro permite que los diapiros intrusiven a mayor velocidad durante la evolución de las minicuecas y también controlen el patrón de acortamiento a través del tiempo. Es curioso que las minicuecas presenten fallas (figura 4.10), pues como se ha planteado anteriormente el sedimento posee mayor dureza que la sal alrededor de esta, por lo que se esperaría que la sal absorbiera la mayor cantidad de esfuerzo. De acuerdo a Hudec, 2005, durante etapas tempranas de su evolución los sedimentos de la minicuenca se encuentran semiconsolidados, por lo que rápidamente responderán a la compresión, además que debido a la gran tasa de sedimentación, estos son incapaces de expulsar líquidos durante el proceso de sepultamiento y posterior litificación lo que genera presiones anormales entre minicuecas, adicionalmente el acortamiento. Sea cual fuera la causa, la falla provee evidencia de que el acortamiento a ocurrido.

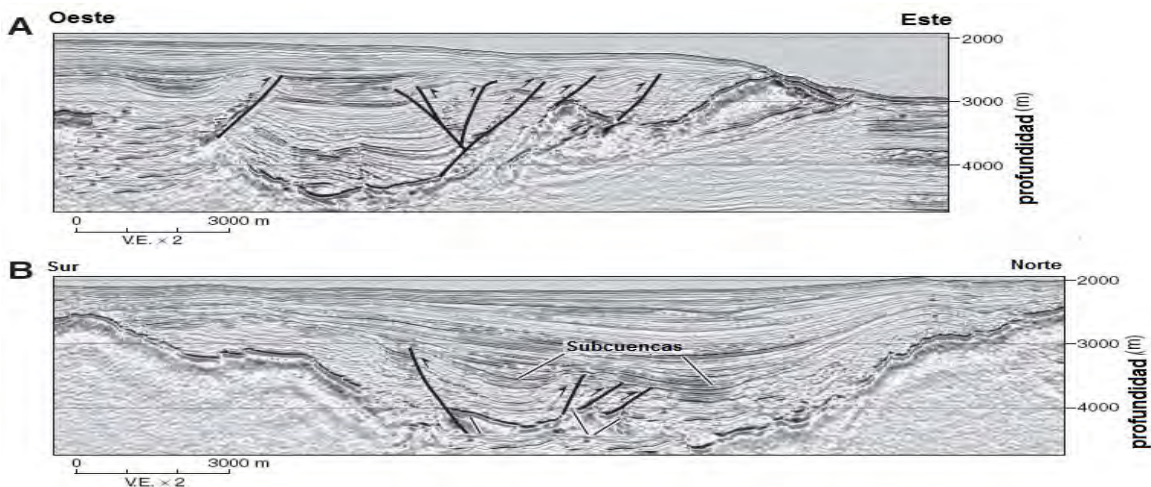


Figura 4.10 Secciones sísmicas que muestran fallas inversas en las minicuecas. Los anticlinales asimétricos indican esfuerzos compresivos (Hudec et. al. 1995).

La batimetría en una minicuenca depende del estilo de acortamiento (figura 4.11). El fallamiento puede segmentar la minicuenca en dos o más subcuencas (figura 4.11 A). La intrusión diapírica crea minicuecas sinclinales entre los diapiros. Este sinclinal será simétrico si los diapiros aumentan su volumen proporcionalmente y será asimétrico si uno crece más rápido que el otro (figura 4.11 B y 4.11 C).

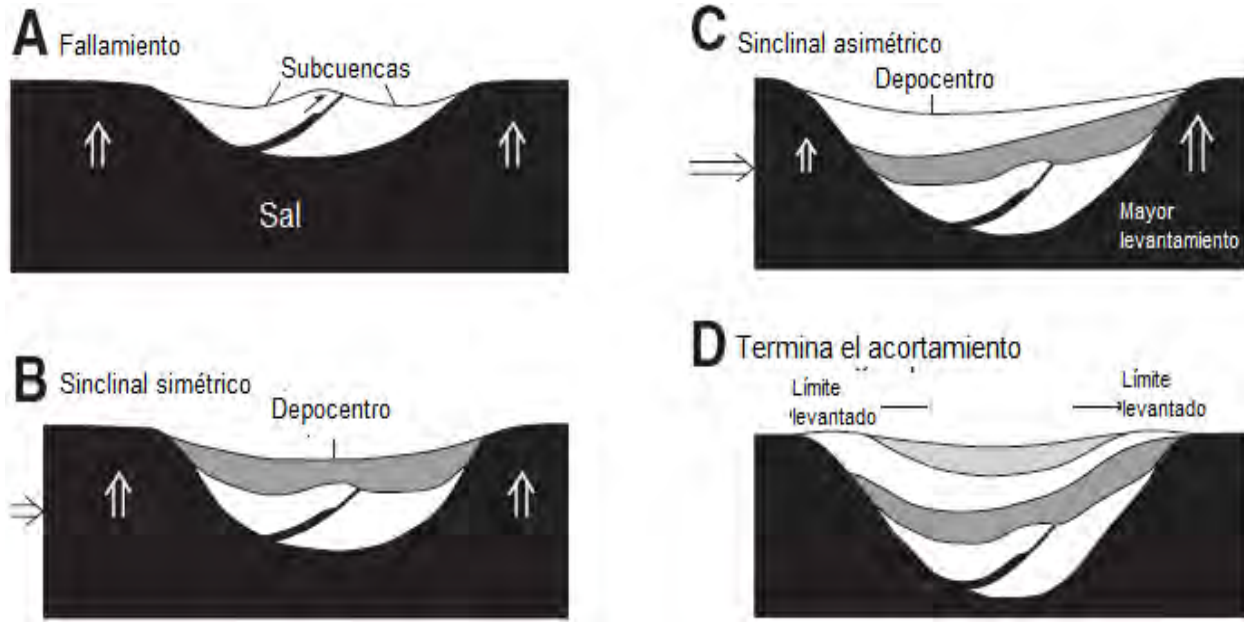


Figura 4.11. Secciones esquemáticas transversales que muestran la respuesta batimétrica a diferentes estilos de acortamiento. (A) Una intra-cuenca divide la minicuenca en dos subcuencas. (B) A causa del acortamiento e intrusión de diapiros en los extremos de la minicuenca se genera un sinclinal simétrico. (C) Debido al acortamiento desigual y la elevación de diapiros en ambos lados de la minicuenca se produce un sinclinal asimétrico. (D) Después de que el acortamiento termina, los flancos se alzan formando bordes prominentes así como el sistema alcanza equilibrio gravitacional. Posteriormente nuevos sedimentos se depositan en los alrededores de estos bordes, resultando en un depocentro más estrecho que su predecesor (Hudec et. al. 1995).

Una vez que el acortamiento finaliza, el sistema se reajusta al equilibrio, así mismo como la batimetría responde a cambios laterales en la densidad. Si el espesor de la minicuenca es suficiente durante el acortamiento, entonces ésta continuará subsidiendo por el mecanismo de diferencia de densidades. Contrariamente, si la minicuenca es muy delgada y ligera para presentar subsidencia gravitacional, entonces dejará de hundirse o inclusive presentará un relieve positivo invirtiendo la flexión batimétrica (figura 4.12). Este relieve positivo sobre el centro de la minicuenca indica que este mecanismo de subsidencia inicial dejó de operar.

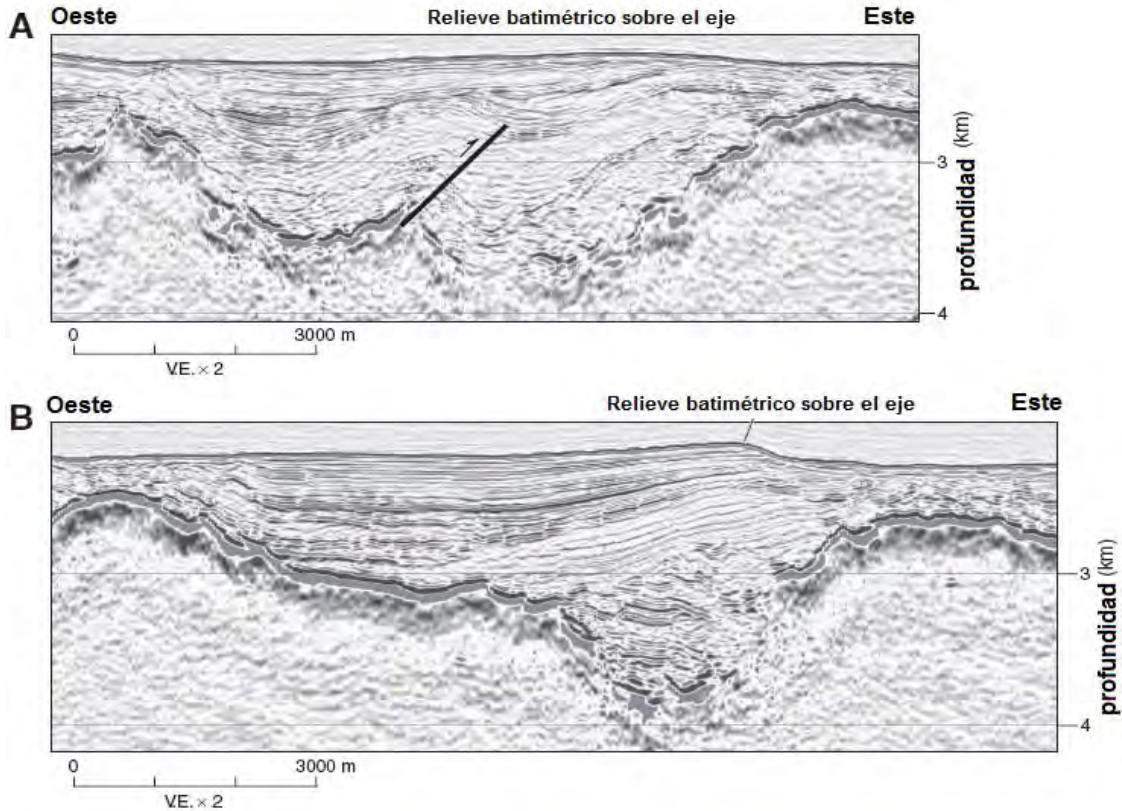


Figura 4.12 Secciones sísmicas que muestran minicuevas invertidas. En ambos ejemplos las minicuevas son tan delgadas y poco compactadas por lo que no pueden ser reconocidas por su densidad. La subsidencia previa fue probablemente causada por acortamiento (Hudec et. al. 1995).

4.3.3 Caída extensional diapírica

Por la interpretación de secciones sísmicas se ha interpretado que el acortamiento de la sal alrededor de las minicuevas puede generar un aumento en el volumen de la masa diapírica, por lo tanto, una minicueva que se encuentra “flotando” puede hundirse y convertirse en una depresión batimétrica. Utilizando la misma lógica, cuando ocurre extensión regional puede generar el efecto contrario: diapiros cerca de una minicueva se alargan, obligándolos a subsidir, dejando la minicueva como un relieve positivo (figura 4.7 B y 4.8 C).

A primera vista la tendencia para subsidir de los diapiros adyacentes a la minicueva durante la extensión sugiere que no favorecen la formación de ésta, sin embargo, la extensión puede formar minicuevas por encima de los diapiros subsidentes (Vendeville y Jackson, 1992).

Conforme las paredes del diapiro se separan durante la extensión, la cresta caerá si el suministro de sal termina (figura 4.13). Por lo tanto una caída extensional requiere del alargamiento de toda la estructura salina y no sólo la separación por encima de ésta. El colapso del diapiro extensional forma una minicueva por encima de la sal, sin importar la densidad de cualquier estrato sedimentario presente.

Vendeville y Jackson, 1992, realizaron numerosas observaciones para reconocer una caída extensional diapírica: 1) se localiza en una provincia donde existe deformación con extensión.

2) Existen fallas extensionales que se encuentran a lo largo de la estructura salina, 3) se forman acuífamientos residuales de sal en los flancos de la minicuenca, 4) ocurrencia de minicuecas por encima de pendientes en la base de sal alóctona (figura 4.13).

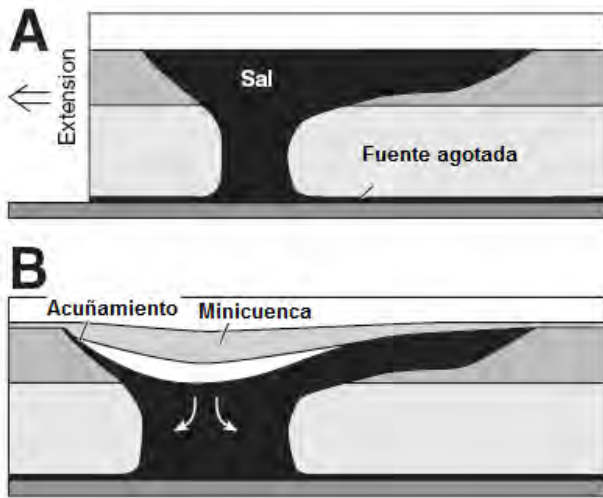


Figura 4.13 Esquema de secciones transversales que muestran la formación de una minicuenca por caída extensional de un diapiro. Cuando un diapiro se ensancha disminuye la cresta si el suministro de nueva sal proveniente de la fuente es más lento que el del volumen del diapiro (Hudec et. al. 1995).

4.3.4 Abatimiento de la topografía salina

Durante el emplazamiento de un estrato de sal alóctona el flujo vertical de la sal forma un relieve positivo en la superficie (figura 4.14 A). Este relieve es creado por la presión dinámica de la sal en movimiento que se comporta como una fuente viscosa, se esparce por densidad conduciéndola hacia donde encuentra menos oposición. La masa salina sobresaliente minimiza la deposición de sedimentos encima de este estrato. Sin embargo una vez que el flujo de sal cesa, el relieve se alina rápidamente y se abate debido a esparcimiento por diferencia de densidades. Entonces la sal fluye hasta encontrarse en su más estable forma: un amplio, delgado y estrecho estrato (Talbot, 1998). La masa de sal se mueve debido a la pendiente permitiendo que exista una depresión y que nuevos sedimentos se coloquen por encima de ésta (figura 4.14 B).

El depósito de sedimentos en la minicuenca aumentará la subsidencia sin importar la densidad de éstos (figura 4.14 C). Debido a que el proceso requiere de una pendiente considerable, éste ocurrirá en conjunto con la modificación de la topografía a causa de la carga sedimentaria.

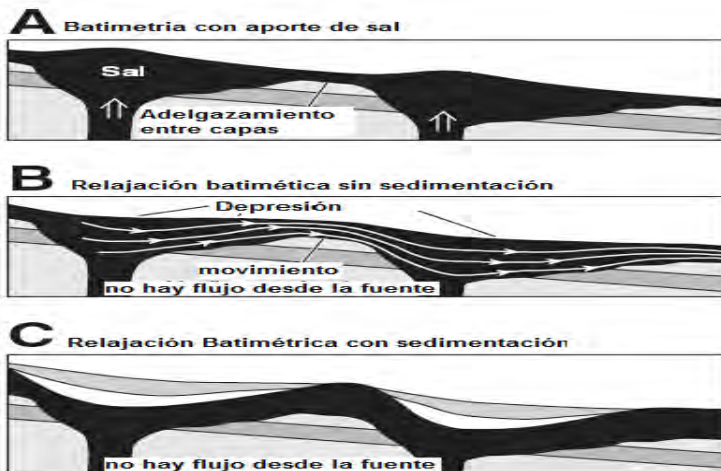


Figura 4. 14 Esquema que muestra como el abatimiento de la topografía salina por encima de un estrato salino inicia la formación de una minicuenca. (A) Durante el flujo ascendente de la sal, un soporte dinámico desde la fuente, mantiene la parte superior del cuerpo salino por encima de la superficie de los sedimentos regionales. (B) Después de que el suministro de sal se termina, la topografía de sal se abate por esparcimiento gravitacional. (C) Los sedimentos pueden rellenar esta minicuenca, amplificando la subsidencia (Hudec et. al. 1995).

Para un canopy compuesto por la coalición de dos o más diapiros, la batimetría es más compleja que para un sólo estrato de sal (figura 4.15), después de que el ascenso de la sal termina, ésta fluye cuesta abajo dentro del canopy. El flujo de la sal es mayor en las áreas más gruesas, donde el hundimiento de ésta es proporcionalmente menor. Las áreas más delgadas actúan como puntos de restricción para el flujo de la sal, causando el engrosamiento de éstas (figura 4.15). Como resultado se crean depresiones en las áreas más gruesas y relieves positivos en las áreas más delgadas.

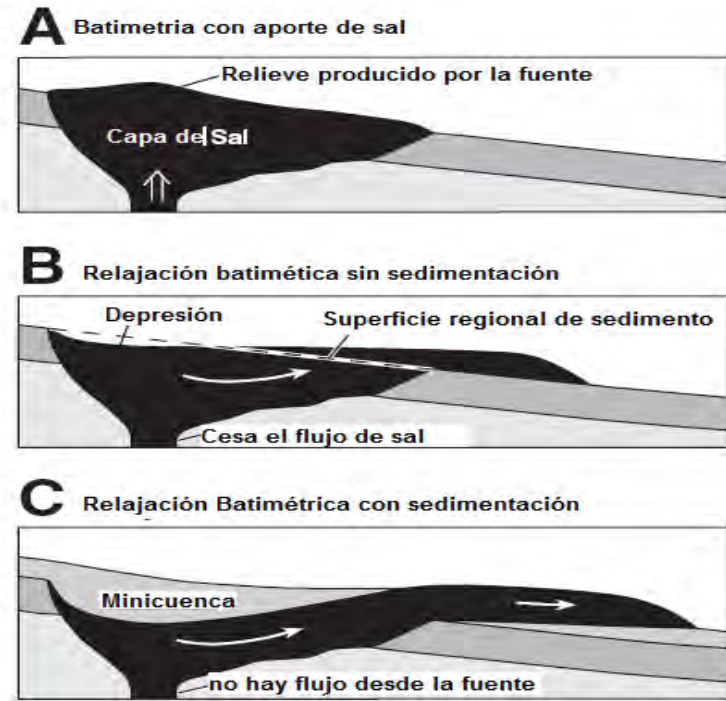


Figura 4.15 Esquema que muestra cómo el abatimiento de la topografía salina por encima de un canopy crea depresiones, iniciando la formación de minicuecas. (A) Durante el flujo ascendente de la sal, un soporte dinámico desde la fuente, mantiene la parte superior del cuerpo salino por encima de la superficie de los sedimentos regionales. (B) Después de que el suministro de sal se termina, la topografía de sal se abate por resquebrajamiento gravitacional. La sal fluye cuesta abajo hasta formar una configuración estable gravitacionalmente habiendo. El flujo volumétrico de sal es más rápido donde la sal es más gruesa y viceversa. (C) Los sedimentos pueden rellenar estas minicuecas, amplificando el hundimiento (Hudec et. al. 1995).

Los sedimentos tienden a formar sinclinales con marcos de epicentros o lo que es lo mismo minicuecas. Los Sinclinales con base en estructuras salinas son clave para el reconocimiento del abatimiento de la topografía salina, figura 4.16, así mismo podrían indicar caída extensional diapírica.

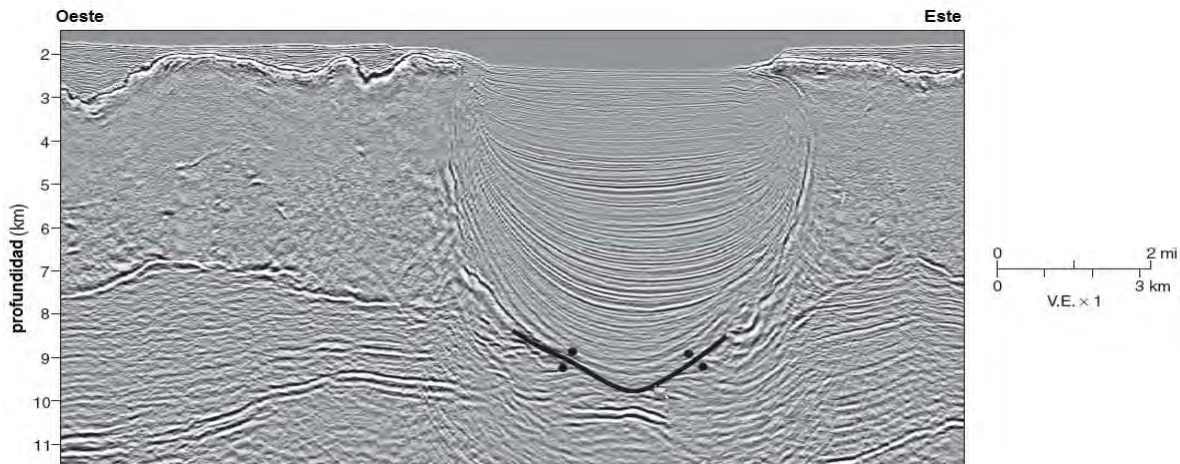


Figura 4.16 Sección sísmica que muestra la subsidencia de una minicuenca dentro de una depresión estructural en la base de la sal (Hudec et. al. 1995).

4.3.5 Modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria

Relieves positivos en la superficie del sedimento pueden proveer cierta carga diferencial provocando la subsidencia de las minicuecas (figura 4.17). La yuxtaposición lateral del sedimento y agua o aire, con grandes diferencias de densidades provee una enorme fuerza que impulsa el movimiento de la sal. La modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria fue primeramente propuesta por Rettger, 1935. Jackson y Talbot 1986, aplicaron este concepto a la tectónica salina, destacando que la carga sedimentaria puede llevar a la subsidencia de minicuecas, incluso sin que exista una inversión de densidades.

Comúnmente se reconocen dos tipos de modificaciones por carga sedimentaria. Primeramente los sedimentos se depositan en un extremo del cuerpo salino, permitiendo que esta sección sedimentaria se hunda en la sal, figura 4.17, formando una minicuenca. Este proceso puede combinarse con el abatimiento de la topografía salina.

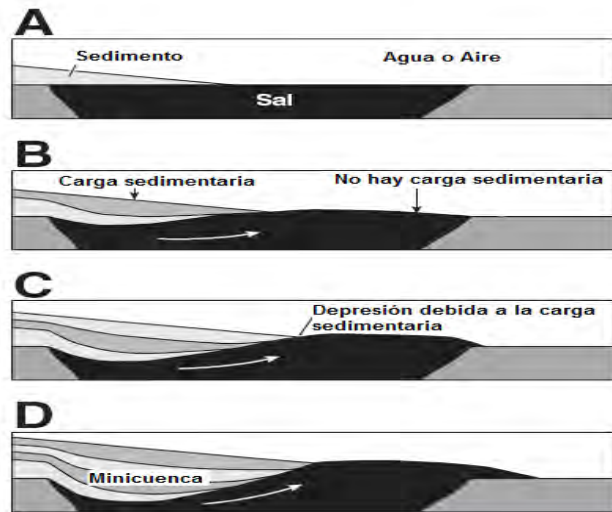


Figura 4.17 Secciones esquemáticas transversales que muestran el mecanismo de formación de minicuecas a causa de la carga sedimentaria. (A) Cuando los sedimentos se depositan encima de un cuerpo salino, estos contienen aire y agua, los cuales son mucho menos densos. (B) La carga sedimentaria empieza a subsidir creando espacio para más sedimento. (C) La sal expulsada debido al hundimiento permite que la minicuenca se forme. (D) El proceso continúa hasta que la carga sedimentaria alcanza la base del cuerpo salino (Hudec et. al. 1995).

En el segundo tipo, un sistema de transporte de sedimentos crea un relieve positivo, el cual se engrosará y compactará, eventualmente se alcanza un punto en el cual el efecto de subsidencia por diferencia de densidades tendrá efecto.

En una minicuenca cuya topografía se modifica a causa de la carga sedimentaria, la batimetría está en función del índice de subsidencia, aporte sedimentario y geometría del sistema de transporte de éste. Eventualmente, la minicuenca crece y se compacta al grado en que la subsidencia por diferencia de densidades se vuelve posible.

Los aspectos más característicos en una minicuenca formada por la modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria son: 1) Se localizan en una pendiente continental, 2) Durante su formación tuvieron diferentes depocentros.

4.3.6 Deformación salina

Los modelos de fallamiento normal subsalino propuestos por Vendeville et al, 1995, muestran que la deformación subsalina puede modificar la cima del cuerpo salino si éste es delgado o si la deformación es más rápida que el índice de flujo salino. Las depresiones producidas por la deformación subsalina pueden ser rellenadas con sedimento iniciando a sí el desarrollo de minicuecas (figura 4.18). Después de que la deformación subsalina termina, la minicuenca podría invertirse si el promedio de densidades del relleno es menor que el de la sal; Otra posibilidad es que la minicuenca podría continuar subsidiendo si la densidad promedio excede la de la sal.

Este tipo de minicuecas son comunes sobre la autóctona en terrenos fallados desde el basamento, sin embargo, algunas de las minicuecas en el Golfo de México obreyacen a sinclinales subsalinos, sugiriendo que el movimiento del estrato salino los inició (figura 4.18 B).

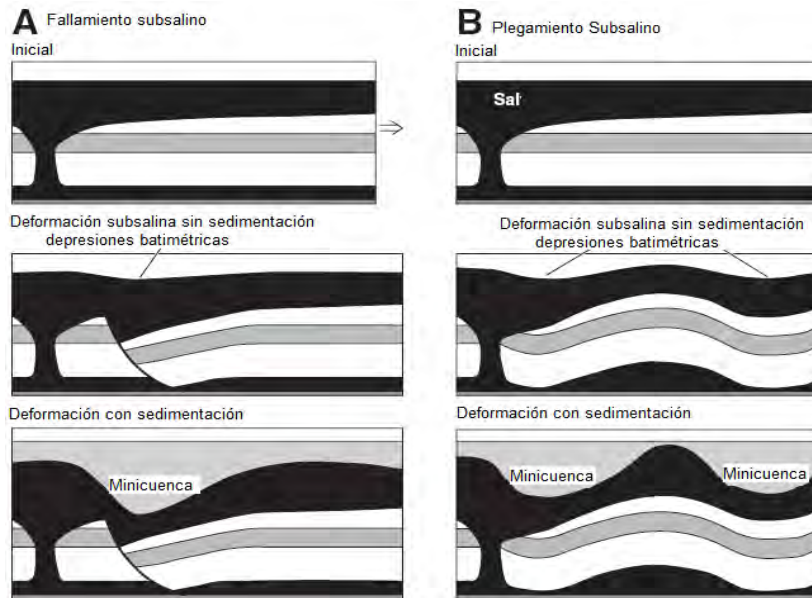


Figura 4.18. Secciones transversales que muestran la formación de minicuecas a causa de deformación subsalina. Si la deformación subsalina crea una depresión estructural más rápida de lo que puede fluir dentro de ésta, se forma una depresión batimétrica, la insipiente minicueca se amplificará con la carga de sedimentos. (A) minicueca por encima de una falla normal subsalina. (B) minicueca por encima de sinclinales subsalinos (Hudec et. al. 1995).

La batimetría por encima de la estructura subsalina depende principalmente del índice de deformación subsalina y del espesor del estrato salino (Vendeville et al., 1995). La lenta deformación por debajo de un delgado estrato salino producirá un relieve en la cima de la sal, puesto que el flujo de ésta cuenta con el tiempo necesario para ajustarse a la deformación. Contrariamente, si se presenta una rápida deformación o una capa muy delgada de sal se generan mecánicamente un par de estructuras subsalinas.

5. YACIMIENTOS EN ESTRUCTURAS SALINAS Y EN MINICUENCAS.

De acuerdo a Vázquez Morín, 2008, el ciclo de vida de un activo (campo o yacimiento de hidrocarburos) lo conforman varias etapas o fases; éste se inicia con la fase de exploración durante la cual se recopilan datos del subsuelo que permitirán una evaluación de la magnitud de la oportunidad. El objetivo final de las actividades de exploración consiste en localizar las acumulaciones de hidrocarburos que sean económicamente rentables durante su explotación, para posteriormente desarrollarlas como campos petroleros con base en los trabajos y datos de exploración iniciales que indican una gran probabilidad de que existen hidrocarburos en las áreas estudiadas. Una vez que se confirma la existencia de hidrocarburos en la zona estudiada, por medio del pozo descubridor (pozo exploratorio), se procede a la etapa de desarrollo del yacimiento o campo.

El aspecto más importante dentro de la Gerencia Integrada de Yacimientos lo constituye la estrategia para recuperar las reservas de hidrocarburos. La recuperación de estas reservas puede hacerse por métodos primarios, secundarios o por procesos de recuperación mejorada.

Las estrategias de explotación representan el conjunto de políticas que garantizan la máxima creación de valor en la recuperación de las reservas y están basadas en la caracterización detallada del yacimiento, considerando que cada yacimiento responde a políticas de explotaciones particulares e individuales y que no existen procedimientos y normas específicas para elaborar un plan de explotación.

Se trata de delinear políticas de agotamiento dirigidas a maximizar el valor de las reservas, más que maximizar la recuperación y las estrategias de explotación que dependerán de la etapa en la que se encuentre el Yacimiento dentro de su ciclo de Vida.

En el caso de yacimientos o campos recién descubiertos, la estrategia estará orientada a definir el mejor esquema para desarrollar el campo (espaciamiento de pozos, número de pozos, esquema de recuperación primaria y la factibilidad de aplicar métodos de recuperación secundaria).

En el caso de yacimientos que han estado bajo explotación por métodos primarios, las estrategias consideraran la factibilidad de la implantación de los métodos de recuperación secundaria. En todos los casos, las estrategias estarán orientadas a lograr maximizar el valor integral del activo considerando aspectos financieros, ambientales y del entorno.

La evaluación de las estrategias de explotación en vuelve aspectos técnicos y económicos y serán más fáciles de definir cuando existe un alto nivel del conocimiento del yacimiento; desafortunadamente la mayor cantidad de datos e información por lo general se encuentra disponible en las últimas etapas del ciclo de vida del yacimiento (final de la etapa de desarrollo, etapa de agotamiento). Por lo anterior, la definición de la mejor estrategia de explotación durante etapas tempranas de la vida del yacimiento (delineación, desarrollo) debe basarse en la evaluación de distintos escenarios utilizando modelos analíticos o de simulación. Los resultados obtenidos con estos modelos serán utilizados como datos de entrada en modelos de evaluación de riesgo y elementos económicos (VPN, TIR). Para la realización exitosa de las estrategias de desarrollo de campos es importante contar con un equipo multidisciplinario que apoye todas las actividades dentro del respectivo plan de explotación (Vázquez Morín, 2008).

En este capítulo se describen las principales características de los yacimientos descubiertos, explicando sus aspectos más relevantes en cuanto a geología, geofísica, petrofísica e ingeniería, así como su distribución de reservas.

Para el año 2008 los pozos Rabasa-101 en el Activo Integral Cinco Presidentes y Teotleco-1 en el Activo Integral Muspac, descubrieron los yacimientos con el mismo nombre, adicionado 75.5

millones de barriles de crudo y 143.6 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen en conjunto a 10.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Por otro lado, los esfuerzos exploratorios produjeron resultados favorables en incorporación de reservas en la porción marina de la Cuenca Salina del Istmo pues se descubrió un yacimiento en areniscas productoras de edad Mioceno en el campo Tecoalli.

Los estudios de recursos prospectivos realizados en México, indican que la Cuenca Salina del Golfo Profundo, es la de mayor potencial petrolero, además de ser una de las nueve provincias geológicas identificadas en la Cuenca del Golfo de México Profundo; algunas de sus principales características son que la columna sedimentaria mesozoica y terciaria se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal e intrusiones salinas con raíz profunda que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las estructuras mesozoicas y terciarias, que influyeron activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de minicuevas por evacuación de sal donde los sedimentos terrígenos de edad Plioceno quedan confinados, pudiendo llegar a formar trampas de tipo estratigráfico. En este sector de la Cuenca Salina del Istmo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de fallas. Con estas evidencias, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.

A continuación se describirán las principales características del sistema petrolero de los yacimientos en estructuras salinas y minicuevas, descubiertos en los últimos años en la Cuenca Salina del Istmo, costa adentro y afuera.

5.1 YACIMIENTOS EN TIERRA.

5.1.1 Yacimiento Tiumut.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2005, el campo Tiumut se encuentra ubicado dentro del el Activo Integral Cinco Presidentes de la Región Sur; el pozo descubridor de cuatro yacimientos fue el Tiumut-1, el cual se localiza a 88 kilómetros al Sureste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (figura 5.1.1).

Se identificaron dos yacimientos en areniscas que incorporan reservas dentro de la secuencia sedimentaria en el Plio-Pleistoceno y dos en el Mioceno Superior.



Figura 5.1.1 Localización del campo Tiumut, situado a 88 kilómetros al sureste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (*Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2005).

Características geológicas.

El pozo descubridor se perforó a nivel Mioceno Superior en una estructura de forma anticlinal simétrica, seccionada en su porción Norte por una discordancia. Su eje principal está orientado de Noroeste a Sureste y en su flanco Suroeste está afectado por una falla. Asimismo, presenta cierre normal por buzamiento estructural y cierre estratigráfico por acuñamiento de las areniscas.

La actividad sísmica provocó la deformación de los estratos suprayacentes, además de fallas inversas en ambos flancos del yacimiento. A partir de los reflectores sísmicos, se interpretó que el yacimiento se encuentra localizado en estratos de areniscas, depositadas en un ambiente de relleno de canal. Por el carácter estratigráfico – estructural de la trampa, corresponde con un sistema híbrido.

La columna estratigráfica está constituida por una gruesa secuencia de sedimentos arcillo arenosos de edad del Plio-Pleistoceno al Mioceno Superior, de ambientes fluvio-deltaicos de barras de frente deltaico en el Plio-Pleistoceno (figura 5.1.2), y abanicos turbidíticos de talud en el Mioceno. Los cuerpos de arena son de grano fino a medio, ligeramente arcillosos y con buena clasificación.

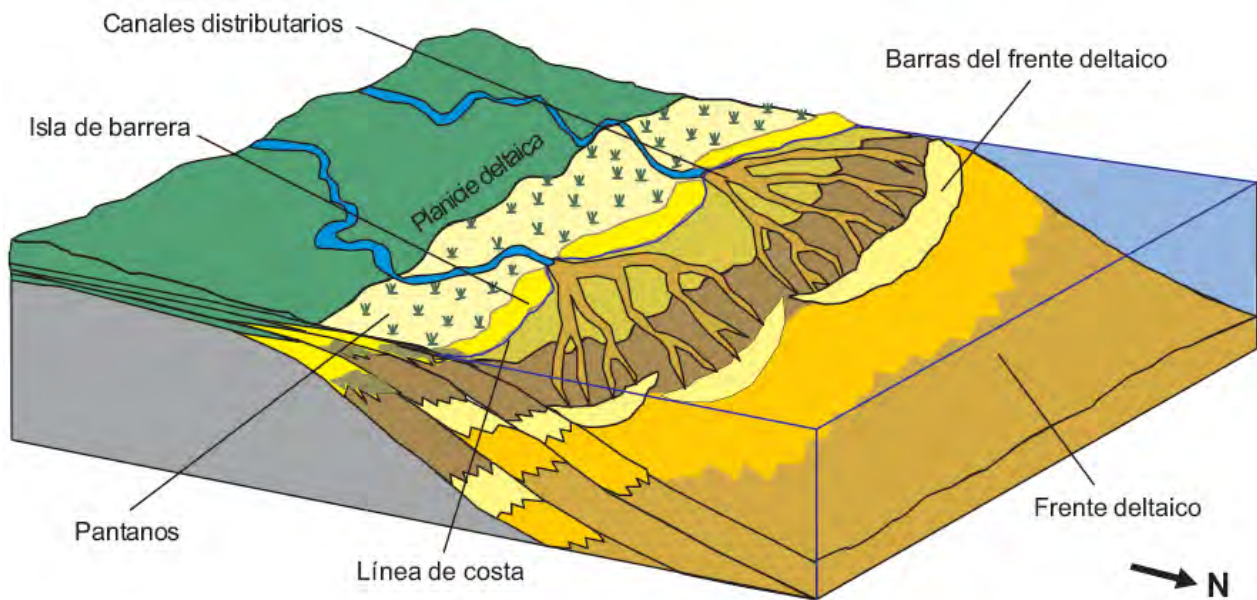


Figura 5.1.2 Modelo geológico conceptual de los ambientes de depósito presentes en el Plio – Pleistoceno y Mioceno Superior en el área del pozo Tiumut – 1, (PEMEX, 2005).

Sistema petrolero.

La trampa tiene una componente principalmente estructural como se puede observar en la figura 5.1.3. En esta sección sísmica podemos identificar un cuerpo salino 150 m por debajo del último intervalo productor.

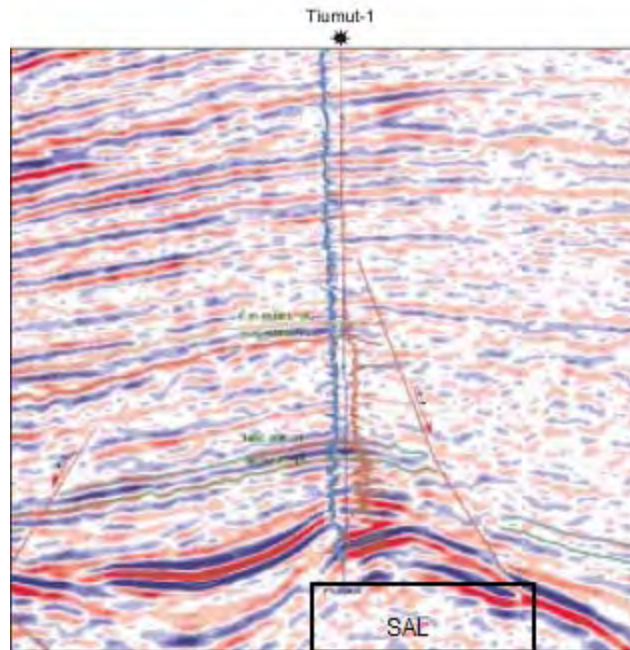


Figura 5.1.3 Sección sísmica en donde se muestra el carácter estratigráfico – estructural de la trampa del yacimiento Tiumut. (PEMEX, 2005).

La roca generadora corresponde con lutitas con contenido orgánico del Neógeno y principalmente del Mioceno.

El sello está constituido por cuerpos de lutita plástica del Terciario en donde se intercalan los cuerpos de areniscas.

Los yacimientos se encuentran en rocas siliciclásticas de edad Plio-Pleistoceno y Mioceno Superior. En el Plio-Pleistoceno, las areniscas tienen una porosidad promedio de 16 por ciento y saturación de agua de 30 por ciento. En el Mioceno Superior la porosidad promedio es 13 por ciento y saturación de 20 por ciento. Las pruebas de producción resultaron con gastos iniciales de 290 barriles de aceite volátil de 48 grados API y 3 millones de pies cúbicos de gas por día. (PEMEX, 2005).

Reservas.

Los yacimientos descubiertos por el pozo Tiumut-1 incorporan un volumen original 3P de aceite es 23.1 millones de barriles y 33.1 millones de pies cúbicos de gas natural. Las reservas de aceite en las categorías 1P, 2P y 3P son 1.2, 2.6 y 5.0 millones de barriles, respectivamente. En términos de gas las reservas 1P, 2P y 3P son 3.0, 12.4 y 14.4 MMMPC de gas, (PEMEX, 2005).

5.1.2 Yacimiento Rabasa.

En la figura 5.1.4 se puede observar la ubicación del campo en el municipio de Agua Dulce, Veracruz, que de acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2009, se localiza a 25.4 kilómetros al Sureste de la ciudad de Coatzacoalcos, Ver. El campo pertenece al Activo Integral Cinco Presidentes.

El pozo descubridor Rabasa-101 resultó productor de aceite en sedimentos del Mioceno Inferior y Mioceno Medio.



Figura 5.1.4 Plano de localización del pozo del yacimiento Rabasa, (*Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2009).

Características geológicas.

La estructura es un anticlinal afallado, truncada por cuerpos de sal hacia el Noreste y Suroeste, con buzamiento general hacia el Occidente. Los yacimientos en el Mioceno Medio se encuentran afectados por una tectónica compresiva, que originó una zona de plegamiento hacia el Sureste y están afectados por dos fallas que limitan la estructura en esta dirección, como se muestra en la figura 5.1.5.

En la sección sísmica se puede observar la presencia de un canopie que se extiende a lo largo de todo el campo, además de un cuerpo salino que deformó el paquete sedimentario, acuñándolo en el flanco derecho.

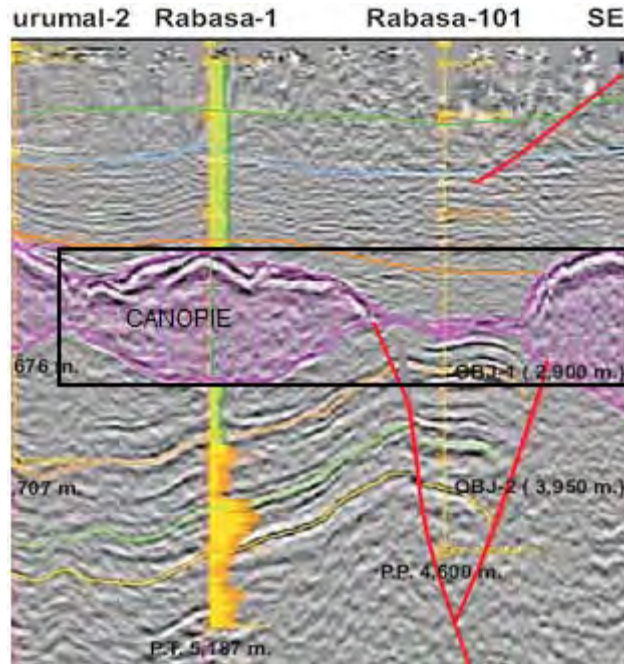


Figura 5.1.5 Línea sísmica que ilustra el comportamiento estructural del yacimiento Rabasa (PEMEX, 2009).

En la figura 5.1.6 se muestra el modelo sedimentario, el cual corresponde a depósitos de turbiditas que consisten de grandes paquetes de areniscas con delgadas intercalaciones de lutitas. La distribución es en el sentido del aporte, cuya dirección es de Sureste a Noroeste. Los depósitos finalmente forman un sistema complejo de canales y abanicos en el talud y piso de la cuenca, donde los cuerpos arenosos alcanzan el mayor espesor.

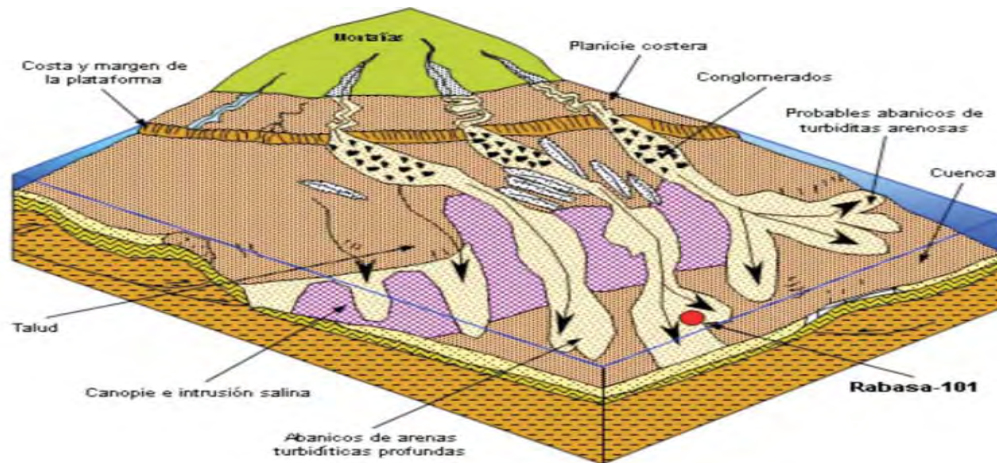


Figura 5.1.6 Modelo sedimentario establecido para el área del campo.(PEMEX, 2009)

Sistema Petrolero.

La trampa corresponde a una estructura anticlinal con orientación Suroeste-Noreste y cierre en sus dos extremos. A nivel de los dos yacimientos, la estructura tiene cierre en sus flancos Norte y Sur, mientras que hacia el Oriente y Occidente presenta cierre contra la sal. Estos yacimientos se encuentran separados debido al fallamiento existente en esta zona; en ambos casos y aunque las trampas son de tipo combinado, la componente estratigráfica define los límites del yacimiento.

La roca almacén está constituida por areniscas de cuarzo, fragmentos de roca, feldespatos y micas, el tamaño de grano varía de mediano a grueso y en ocasiones es conglomérica; el cementante es arcillo calcáreo, la clasificación es pobre a moderada y está poco consolidada; corresponde a un sistema de depósito de turbiditas en el que han tenido gran influencia las intrusiones salinas.

La calidad y características de la roca almacén dependen de la geomorfología y distribución de los canales y abanicos.

En esta cuenca, la roca generadora de hidrocarburos corresponde a sedimentos arcillo-calcáreos de edad Jurásico Superior Tithoniano. La calidad de la materia orgánica presente en el Tithoniano corresponde al Tipo II, presenta un estado de madurez avanzado, determinado mediante estudios geoquímicos de biomarcadores.

La roca sello para esta zona son las lutitas del Mioceno Inferior que se encuentran intercaladas en esta secuencia.

Asimismo, se considera la presencia de un sello superior constituido por anhidrita hacia el Noreste del yacimiento.

Los yacimientos están constituidos por areniscas de cuarzo, fragmentos de roca, feldespatos y micas. Las características petrofísicas muestran que las resistividades generalmente son bajas, en un rango de 2 a 4 ohms-metro con algunas variaciones de 20 ohms-metro.

La porosidad varía desde 19 a 28 por ciento y la saturación de agua de 19 a 50 por ciento. El pozo terminado a nivel Mioceno Inferior, tuvo una producción inicial promedio diaria de 1,867 barriles de aceite de 27 grados API y 1.2 millones de pies cúbicos por día de gas (PEMEX, 2009).

Reservas.

El volumen original 3P de aceite es de 123.0 millones de barriles, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 3.7, 15.9 y 28.3 millones de barriles de petróleo crudo, respectivamente, las cuales agregando el gas asociado ascienden a 4.2, 18.3, y 32.6 MMBPCE, respectivamente (PEMEX, 2009).

5.1.3 Yacimiento Nelash.

Como se observa en la figura 5.1.8 el campo se encuentra localizado a 6 kilómetros al Norte del poblado Francisco Rueda, municipio de Huimanguillo, Tabasco. De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2006, El pozo descubridor se perforó a una profundidad de 4,803 metros con el objetivo de probar los desarrollos de areniscas del Plioceno Inferior, en condiciones y características similares a las productoras del pozo Tiumut-1.



Figura 5.1.8. Mapa donde se presenta la ubicación del pozo Nelash-1. *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2006.*

Características geológicas.

El campo forma parte de una estructura homoclinal, segmentado por dos fallas normales que constituyen el cierre hacia el Norte y el Oriente de la estructura, hacia el poniente presenta cierre estructural por echado. La estructuración es resultado de esfuerzos de una tectónica salina, que originó el Domo Salino Ogarrío (figura 5.1.9).

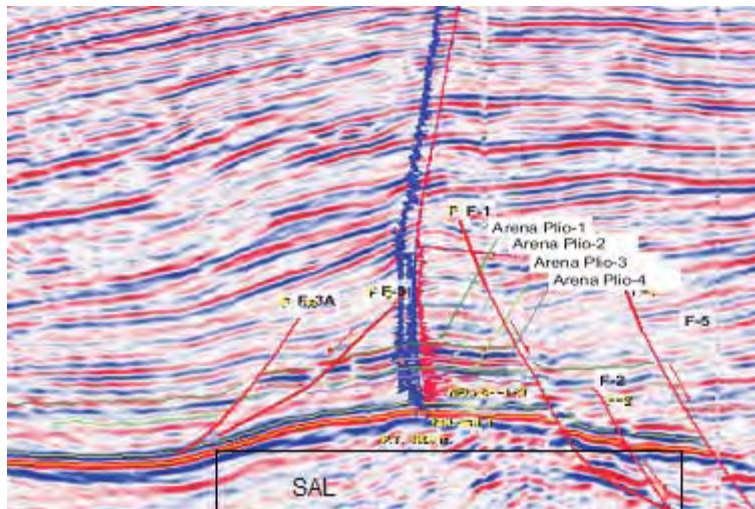


Figura 5.1.9 Sección sísmica que ilustra la geología estructural. (PEMEX, 2006).

La secuencia sedimentaria relacionada con estos yacimientos corresponde a areniscas arcillosas de edad Plioceno Medio e Inferior, denominadas Plio-1, Plio-2, Plio-3, Plio-4 y Plio-5, de facies turbidíticas de abanicos submarinos de pie de talud y piso de cuenca.

La trampa tiene una fuerte componente estructural debido a que la distribución de las arenas es extensa, estando restringida su distribución por las fallas existentes en el área y que determinan el límite del yacimiento.

En la figura 5.1.10, en la porción Suroeste del homoclinal, se muestra que la trampa tiene un cierre por echado estructural.

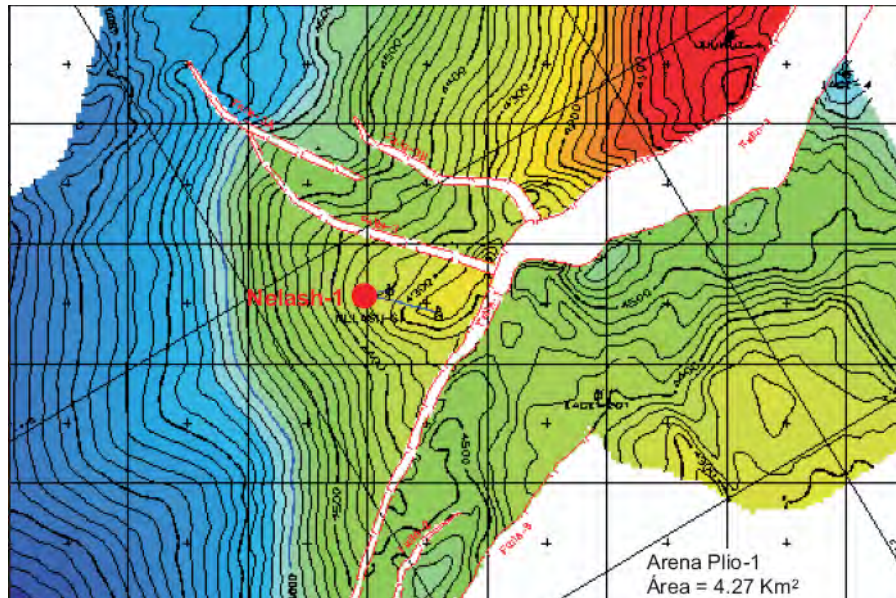


Figura 5.1.10 Configuración estructural del yacimiento Plio-1 (PEMEX, 2006).

Se considera que verticalmente el sello se compone por estratos arcillosos de la secuencia arcillo-arenosa del Plioceno Inferior y lateralmente el sello corresponde a las fallas F-1 y F-2.

Se probaron 3 intervalos dentro de la secuencia del Plioceno Inferior. El primer intervalo denominado Plio-1 de 4,455-4,470 metros, corresponde a un cuerpo de areniscas de 13 metros de espesor neto, porosidad de 14 por ciento y saturación de agua de 16 por ciento. Este intervalo resultó productor de aceite superligero de 42 grados API y gas, con un gasto de 354 barriles por día de aceite y 1.3 millones de pies cúbicos de gas por día. El segundo, denominado Plio-2 de 4,535-4,564 metros, corresponde a un cuerpo de areniscas de 25 metros de espesor neto, porosidad de 11 por ciento y saturación de agua de 23 por ciento. Este intervalo resultó productor con un gasto de 502 barriles por día de aceite superligero de 39 grados API y 1.5 millones de pies cúbicos de gas (PEMEX, 2006).

El tercero, denominado Plio-4 de 4,673-4,708 metros, corresponde a un cuerpo de areniscas de 14 metros de espesor neto, porosidad de 10 por ciento y saturación de agua de 30 por ciento. La prueba de producción registró un gasto de 255 barriles por día de aceite superligero de 42 grados API y 0.5 millones de pies cúbicos de gas.

Reservas.

Los yacimientos descubiertos por el pozo Nelash-1, incorporan un volumen original 3P de 130.3 millones de barriles de aceite y 382.2 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Las

reservas de aceite en las categorías 1P, 2P y 3P son 5.6, 15.2 y 22.1 millones de barriles, respectivamente. En términos de gas, las reservas 1P, 2P y 3P ascienden a 16.4, 44.8 y 65.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas 3P de petróleo crudo equivalente estimadas corresponden a 40.2 millones de barriles (PEMEX, 2006).

5.2 YACIMIENTOS COSTA AFUERA.

5.2.1 Yacimiento Tecoalli.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2009*, el campo Tecoalli se localiza a 22 kilómetros al Noreste del pozo Amoca-1 y 31 kilómetros al Noroeste de Dos Bocas, Tabasco, figura 5.2.1. Geológicamente se ubica en la Cuenca Salina del Istmo.

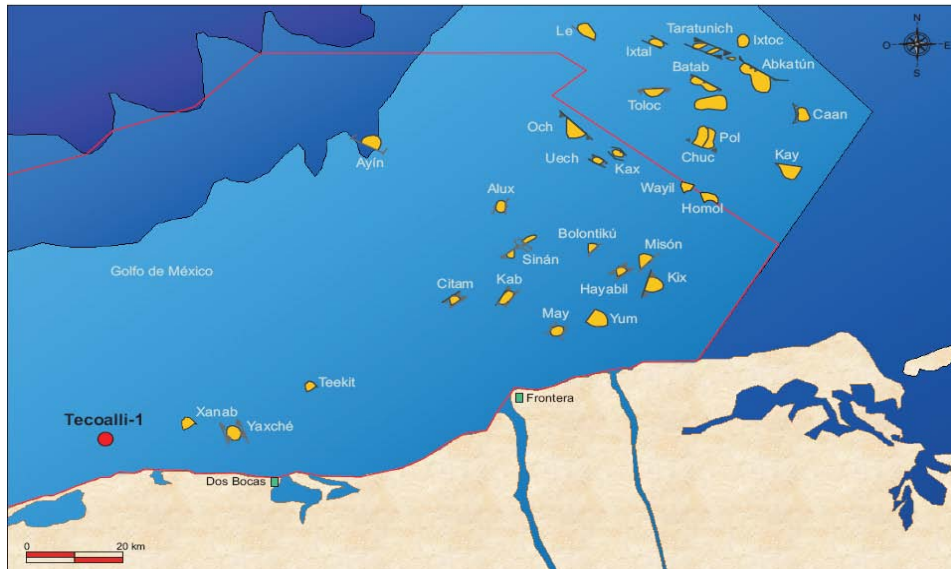


Figura 5.2.1 Plano de localización del pozo Tecoalli-1. *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX 2009*.

Características geológicas.

El campo está formado por un anticlinal con cierre contra fallas normales al Este, Noreste y al Suroeste, generadas por expulsión de bloque, y hacia la parte Occidente echado abajo por cierre estructural propio.

Al Noreste se delimita por cambio de facies. Se interpretó que la evacuación de la sal ocurrió principalmente durante el Pleistoceno-Reciente, debido a que se observan los plegamientos y acñamientos sintectónicas derivadas de la contracción ocurrida en el Plioceno (Orogenia Chiapaneca).

La columna geológica del campo, comprende rocas sedimentarias siliciclásticas que van del Plioceno Inferior al Reciente-Pleistoceno. Sus cimas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis e identificación de foraminíferos planctónicos, índices de las muestras de canal y núcleos.

Sistema Petrolero.

Se interpreta de la figura 5.2.2 que el yacimiento se encuentra en rocas siliciclásticas de edad Plioceno Inferior y el pozo descubridor fue perforado muy cerca de la parte culminante de la estructura. Se trata de un yacimiento con componente estructural y estratigráfica (sistema híbrido) que cubre un área total de 20.6 kilómetros cuadrados.

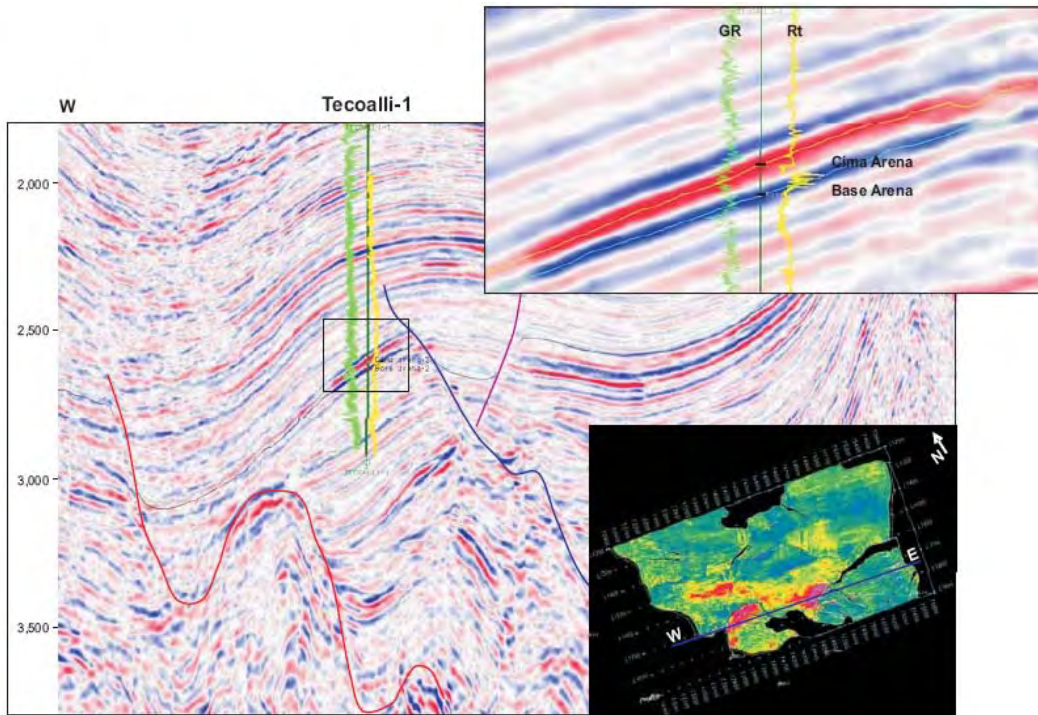


Figura 5.2.2 Sección sísmica-estructural (PEMEX).

La roca almacén del yacimiento está constituida principalmente por areniscas de cuarzo de grano fino anguloso a subredondeado, moderadamente clasificados y con impregnación de aceite, como se muestra en la figura 5.2.3.

Asimismo, se observa presencia de cuarzo monocristalino, plagioclasas, fragmentos de arcilla, materia orgánica dispersa, calcita y pirita diseminada. La porosidad es muy buena, principalmente de tipo intergranular.

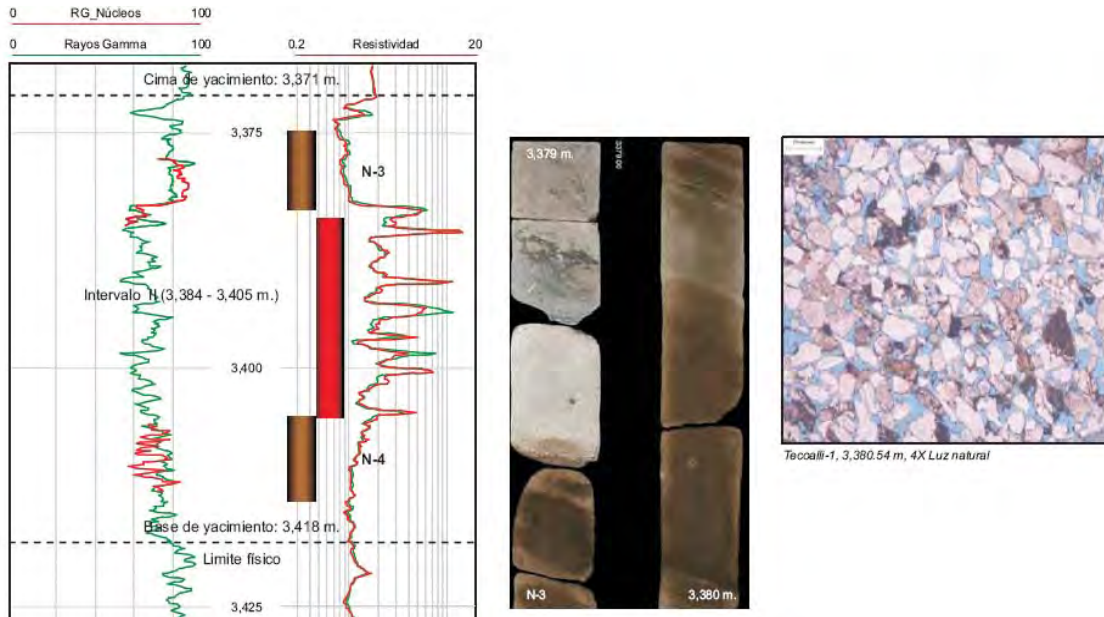


Figura 5.2.3. Roca almacén del yacimiento en el campo Tecoalli, se observa impregnación de hidrocarburos (PEMEX).

En lo que respecta a la roca generadora, los resultados de los biomarcadores analizados indican que los hidrocarburos se generaron en rocas del Jurásico Superior Tithoniano, en un ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica.

El sello en la parte superior del yacimiento está constituido por 321 metros de lutitas cortadas por el pozo y en la parte inferior por lutitas que gradúan a limolitas con un espesor de 14 metros.

Con la perforación del pozo Tecoalli-1 se descubrió el yacimiento productor de aceite ligero de 29 grados API; el comportamiento dinámico de dicho pozo se ajusta a un modelo homogéneo con variaciones en el espesor efectivo de flujo y con efectos de bordes, asociado a un sistema de barras de plataforma interna. Durante la prueba de producción, en el intervalo 3,384-3,405 metros bajo mesa rotaria, se midieron gastos de aceite y gas por 3,560 barriles por día y de 2.3 millones de pies cúbicos por día. (PEMEX, 2009).

Reservas.

Los volúmenes originales 3P estimados fueron 220.2 millones de barriles de aceite y 154.1 miles de millones de pies cúbicos de gas, su distribución se muestra en la figura 5.2.4. Las reservas estimadas para las categorías de 1P, 2P y 3P son de 7.1, 18.0 y 54.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, respectivamente (PEMEX, 2009).

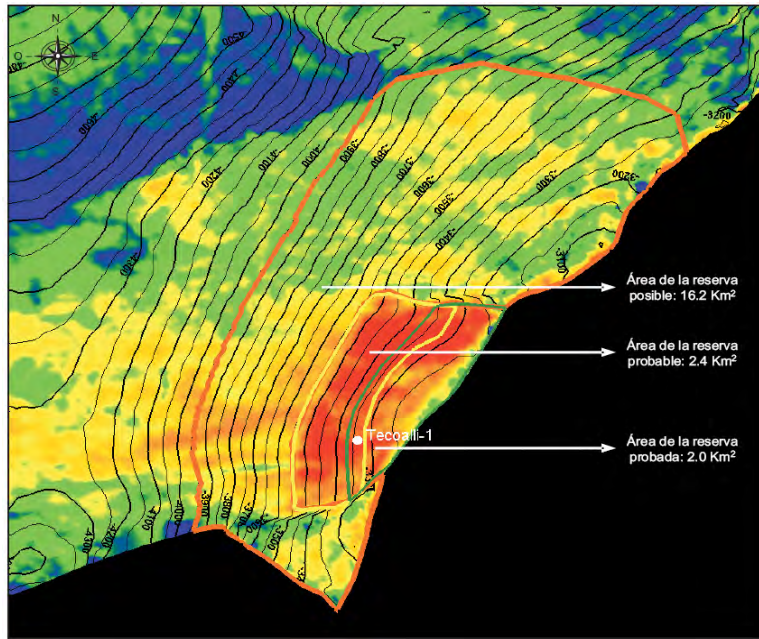


Figura 5.2.4 Distribución y clasificación de reservas del campo Tecoailli (PEMEX, 2009).

5.2.3 Yacimiento Lalail.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2008*, y como se muestra en la figura 5.2.5, el campo Lalail se localiza en Aguas Territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Veracruz, a 22 kilómetros del pozo Tabscoob-1 y a 93 kilómetros al Noroeste del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz en un tirante de agua de 806 metros. Geológicamente se ubica en el límite Oeste de la Cuenca Salina del Istmo en la Cuenca del Golfo de México Profundo. El pozo Lalail-1 continúa con el descubrimiento de una serie de yacimientos de gas no asociado en aguas profundas del Golfo de México, en rocas de edad Mioceno Inferior.



Figura 5.2.5 El pozo Lalail-1 se encuentra en la Cuenca del Golfo de México Profundo, en un tirante de agua de 806 metros, y a 93 kilómetros del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz. *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2008.*

Características geológicas.

El campo se ubica en el límite Oeste de la Cuenca Salina del Golfo de México, la cual cuenta, al igual que el Cinturón Plegado de Catemaco, con alineamientos en dirección Noreste a Suroeste, que se encuentran afectados altamente por cuerpos salinos. Se interpreta que la expulsión de sal en esta área ocurrió principalmente durante el Pleistoceno-Reciente, debido a que se observan plegamientos y cuñas sintectónicas derivados de la contracción pliocénica. Se interpreta a partir de la figura 5.2.6 que la estructura es un anticlinal con cierre contra fallas inversas al Noreste y Suroeste, y presenta una falla al Noreste del pozo que separa la estructura en dos bloques principales.

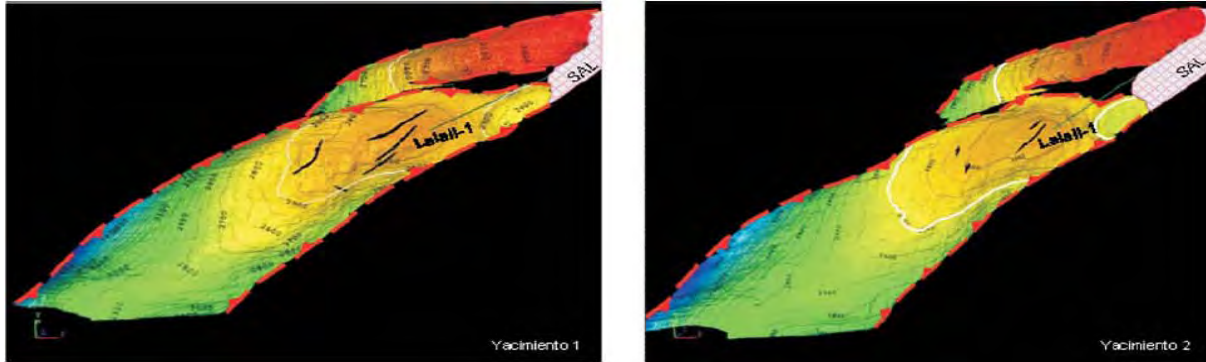


Figura 5.2.6 Mapas estructurales mostrando los dos yacimientos descubiertos en el campo Lalail. Se observa que los yacimientos se encuentran divididos en dos bloques (PEMEX, 2008).

La columna geológica del campo comprende rocas sedimentarias siliciclásticas que van en edad, desde el Mioceno Inferior al Reciente Pleistoceno. Las columnas cronoestratigráficas se fijaron mediante el análisis de foraminíferos planctónicos índices en las muestras de canal y núcleos. Mediante resultados de estudios de bioestratigrafía de alta resolución se interpreta que el paleoambiente de depósito de las rocas del yacimiento corresponde a un complejo de abanicos submarinos.

Sistema petrolero.

El tipo de rocas sello para los Plays del Oligoceno y Mioceno, corresponden a capas de lutitas. Para el Oligoceno, según datos del pozo Tabscoob-1, se tienen espesores de más de 100 metros, en tanto que para las secuencias arenosas del Mioceno Inferior-Medio, además de las intercalaciones arcillosas de 30 a 50 metros de espesor, presenta un paquete de lutitas de más de 500 metros de espesor que corresponde a la secuencia transgresiva del Plioceno Inferior. Esta secuencia arcillosa del Plioceno presenta un adelgazamiento hacia el Norte, en dirección a las aguas profundas del Golfo de México.

De acuerdo a la sección sísmica 5.2.7 se interpretó que la trampa es de tipo combinada; estructuralmente se encuentra confinada por un anticlinal asimétrico con cierre propio a nivel de los yacimientos, cuyas dimensiones son 6 kilómetros de largo por 2 kilómetros de ancho.

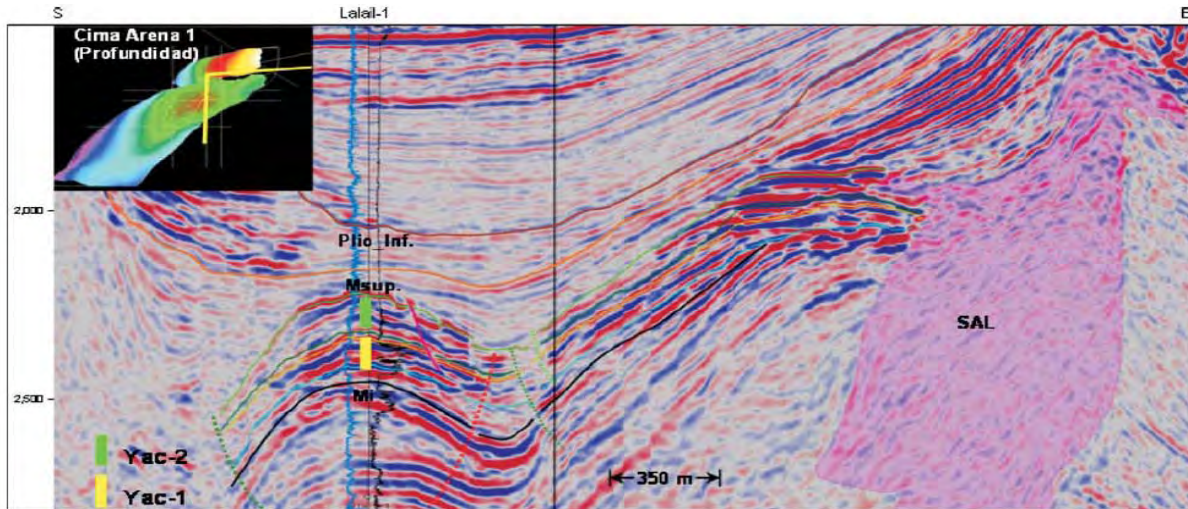


Figura 5.2.7 Sección sísmica-estructural mostrando el pozo Lalail-1 y la relación entre las características estructurales y estratigráficas de los dos bloques de los yacimientos (PEMEX, 2008)

Los resultados de los biomarcadores permiten definir a estos hidrocarburos como generados por rocas del Jurásico Superior Tithoniano, en ambiente marino carbonatado con cierta influencia siliciclástica.

Con la perforación del pozo Lalail-1 se descubrieron dos yacimientos. El yacimiento 1 se encuentra en el intervalo 2,347.0-2,431.5 metros, en tanto el yacimiento 2, se encuentra entre 2,257.0 y 2,333.5 metros. La roca almacén del yacimiento 1, se compone de areniscas líticas de grano fino a grueso, pobremente consolidadas, con matriz casi ausente, sus constituyentes son granos de cuarzo anguloso, plagioclasas, muscovita, fragmentos líticos calcáreos y abundantes fragmentos líticos volcánicos. La porosidad primaria intergranular y secundaria móldica se encuentra en el rango de 15 a 28 por ciento. En las pruebas de producción se registró un gasto de 18.1 millones de pies cúbicos por día de gas.

El yacimiento 2 está formado por arenisca lítica de grano fino a grueso, matriz limo-arcillosa y escaso cementante calcáreo, con intercalaciones de areniscas conglomeráticas y conglomerados pligmíficos. La porosidad primaria es intergranular y la secundaria de tipo móldica de 15 a 25 por ciento. En las pruebas de producción, el yacimiento 2 registró un gasto de 3.2 millones de pies cúbicos por día de gas (PEMEX, 2008).

Reservas.

El volumen original 3P de gas natural es 1,181.3 miles de millones de pies cúbicos. Las reservas 3P estimadas son 708.8 miles de millones de pies cúbicos de gas, que equivalen a 138.9 millones de barriles de petróleo crudo. Las reservas 2P se ubican en 242.6 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Los resultados en términos de incorporación de gas no asociado, fueron los más importantes del año (PEMEX, 2008).

5.2.4 Yacimiento Amoca.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos, PEMEX, 2004*, el pozo descubridor se perforó en aguas territoriales del Golfo de México, alcanzando una profundidad de 4,000 metros verticales y resultando productor de aceite ligero.

El objetivo fue evaluar el potencial de las rocas siliciclásticas del Terciario que producen en el campo terrestre Cinco Presidentes. La figura 5.2.8 muestra la localización del mismo.



Figura 5.2.8 El campo Amoca se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco. *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2004*.

Características geológicas.

La estructura corresponde a un anticlinal que se encuentra afectada por la intrusión de un cuerpo salino de grandes dimensiones, con una orientación preferencial Noroeste-Sureste, el cual generó una serie de fallas normales que afectan los diferentes niveles estratigráficos del Terciario, segmentando el campo en varios bloques. En la sección sísmica mostrada en la figura 5.2.9, se han identificado atributos de amplitud asociados a la profundidad donde se efectuaron las pruebas de producción correspondientes. A partir de la sección sísmica se pudo interpretar que el yacimiento se encuentra en una minicuenca, que en cada flanco presenta estructuras salinas y acuñamientos.

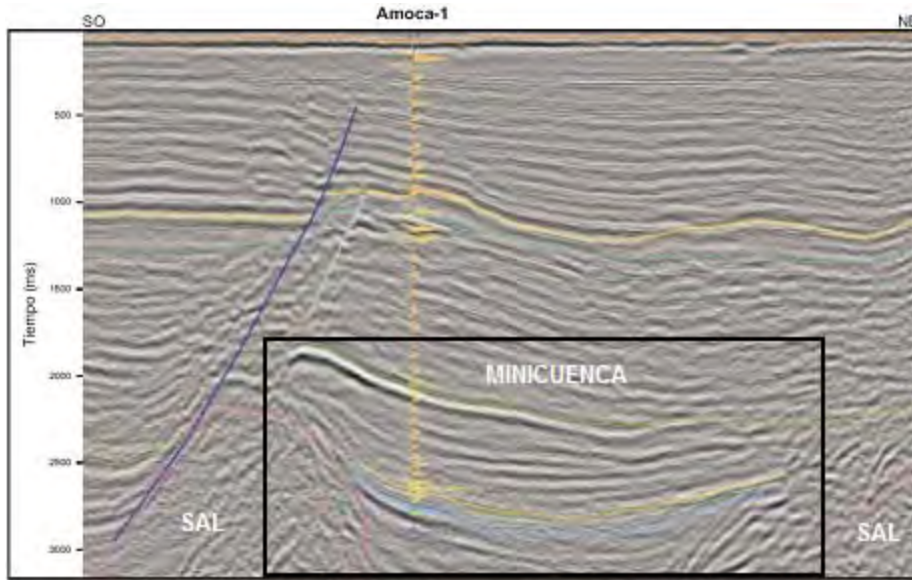


Figura 5.2.9 Sección sísmica mostrando el yacimiento y la minicuena. (PEMEX, 2004).

La columna geológica atravesada por el pozo descubridor Amoca-1 va del Plioceno al Reciente. La zona productora comprende cuerpos alternantes de areniscas y lutitas compactas, ligeramente calcáreas de edad Plioceno Superior e Inferior. La roca almacén está constituida por areniscas de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca de color gris claro, de grano medio a grueso, subredondeados y mal seleccionados. Los ambientes sedimentarios en que se depositaron los paquetes arenosos mostrados en la figura 5.2.10, corresponden a lóbulos de canal y barras transgresivas asociadas a un frente deltaico.

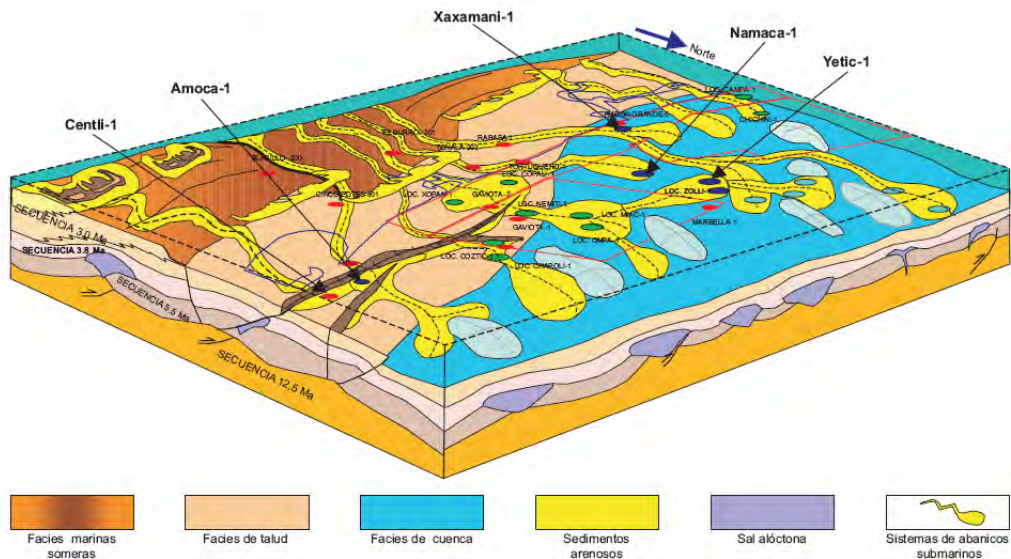


Figura 5.2.10 Modelo sedimentario del Plioceno Inferior-Medio, mostrando el depósito de arenas en los lóbulos asociados a sistemas de abanicos submarinos (PEMEX, 2004).

Sistema petrolero.

El intervalo productor más profundo corresponde a areniscas productoras del P lay Cinco Presidentes que se acuñan contra la sal, y se encuentran afectadas por dos fallas normales paralelas entre sí, orientadas sensiblemente Este-Oeste. Estas fallas segmentan al campo en tres bloques, siendo el bloque central el más alto, que origina que el pozo se ubique en el bloque bajo del Norte a profundidades del orden de 3,000 metros. La estructura se profundiza hacia el Noreste hasta alcanzar cotas de 3,850 metros, mientras que en la porción Norte y Sur la estructura se profundiza hasta los 4,000 metros. Las areniscas productoras más someras son genéticamente equivalentes a las arenas productoras del P lay Orca identificadas en el campo Cinco Presidentes.

La principal roca generadora de los hidrocarburos es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de materia orgánica en las lutitas bituminosas de color negro y calizas arcillosas, de color gris oscuro con abundante materia orgánica, con distribución regional amplia y espesor mayor de 250 metros. Sello A nivel regional, el sello está constituido por lutitas equivalentes a la formación Concepción Superior. Adicionalmente, se tiene como sello las lutitas que se encuentran interestratificadas entre los cuerpos de arenas productoras.

Los yacimientos están constituidos por areniscas de cuarzo, cuya porosidad varía de 18 a 27 por ciento y saturación de agua de 20 a 31 por ciento, en promedio. A partir de registros geofísicos se determinaron los intervalos productores de aceite y gas, donde se efectuaron pruebas de producción observándose producciones de aceite de 645 a 2,393 barriles por día, y de 0.25 a 1.2 millones de pies cúbicos de gas por día (PEMEX, 2004).

Reservas.

El volumen original 3P de aceite es 347.7 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P estimadas son de 29.2, 34.8 y 75.6 millones de barriles, respectivamente. (PEMEX, 2004).

5.2.5 Yacimiento Xaxamani.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2004*, el yacimiento Xaxamani se encuentra ubicado en las aguas territoriales del Golfo de México dentro de la plataforma continental, aproximadamente a 3 kilómetros al Norte del campo Rabón Grande, y a 3.5 kilómetros al Oeste del campo Cinco Presidentes, como se muestra en la figura 5.2.11. El pozo descubridor Xaxamani-1 alcanzó una profundidad total de 1,990 metros verticales, en un tirante de agua de 19.5 metros. Resultó productor en tres intervalos de edad Terciario, los cuales resultaron productores de gas seco y aceite pesado.



Figura 5.2.11 Localización del campo Xaxamani que se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, en las cercanías a la línea de costa del Estado de Veracruz. *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2004.

Características geológicas.

La estructura del campo es suave y de poco relieve debido a la poca deformación existente en el área. Los yacimientos están ubicados en el anticlinal cuyo eje principal tiene un rumbo Noreste-Suroeste, limitada en su flanco Noreste por una falla normal, con un salto de aproximadamente 100 metros, y en el flanco Suroeste por otra falla normal. El límite Sur de la estructura es una falla normal con dirección casi Este-Oeste, y de 25 metros de desplazamiento vertical promedio. Los límites de los yacimientos están asociados a cambios laterales de facies. Se interpretó que la actividad salina influyó en la deformación de las estructuras.

La columna geológica cortada por el pozo descubridor Xaxamani-1 comprende rocas del Pleistoceno-Reciente al Mioceno Inferior, siendo las más importantes desde el punto de vista económico petrolero las rocas siliciclásticas de edad Plioceno Inferior y Medio, que están constituidas por una secuencia de areniscas de grano muy fino a medio, lutitas calcáreas y lutitas arenosas. El ambiente sedimentario en el que se depositaron las arenas productoras está asociado a depósitos de antiguas barras y lóbulos de canal. El primer intervalo productor de aceite, está representado litológicamente por areniscas de cuarzo blanco traslúcido y gris verdosas de grano muy fino a fino, subangulosas, mal seleccionadas, deleznable con porosidad primaria intergranular. El segundo intervalo productor de gas seco, litológicamente está constituido por areniscas de cuarzo blanco traslúcido y gris verdoso, de grano fino, subangulosas, mal seleccionadas, deleznable, con porosidad primaria intergranular.

El tercer intervalo productor de gas seco, está constituido por areniscas de cuarzo de grano medio, subredondeadas a subangulosas, con fragmentos de lútila café oscuro y microorganismos.

Sistema petrolero.

La trampa es de carácter combinado y puede observarse en la sección sísmica de la figura 5.2.12, cómo se encuentra limitada en sus flancos por fallas de tipo normal.

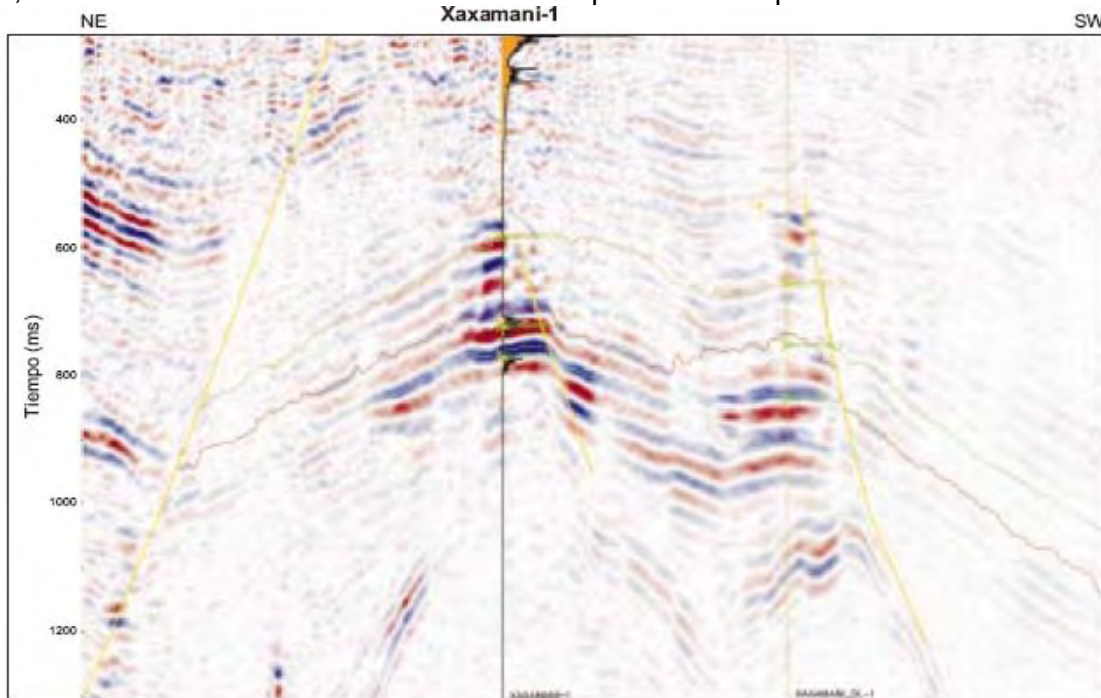


Figura 5.2.12 Sección sísmica donde se localiza el pozo Xaxamani-1, mostrando una estructura de tipo anticlinal, limitada en sus flancos por fallas de tipo normal (PEMEX, 2004).

La roca sello está constituida por una secuencia potente de lutitas bentónicas intercaladas con horizontes delgados de areniscas extendidas ampliamente en toda la cuenca.

Los yacimientos son areniscas de cuarzo con porosidades que varían de 25 a 31 por ciento, con saturaciones de agua de 23 a 27 por ciento. Para estimar el potencial productor de los yacimientos se efectuaron tres pruebas de producción, observándose en la prueba más profunda la presencia de aceite de 24.5 grados API. La prueba intermedia resultó con gas seco y un gas que ascendió a 12.2 millones de pies cúbicos por día, y finalmente en el último intervalo, el resultado fue de gas seco con 2.8 millones de pies cúbicos por día (PEMEX, 2004).

Reservas

El volumen original 3P de aceite es 73.6 millones de barriles, en tanto las reservas originales de petróleo crudo equivalente 1P, 2P y 3P estimadas son de 1.6, 9.9 y 18.9 millones de barriles, respectivamente. (PEMEX, 2004).

5.2.6 Yacimiento Tamil.

De acuerdo a *Las reservas de hidrocarburos, PEMEX, 2009*, el campo Tamil se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a los estados de Campeche y Tabasco, a 146 kilómetros al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, y a 131.8 kilómetros al Noroeste de Dos Bocas,

Tabasco, como se muestra en la figura 5.2.13. Geológicamente se ubica en los límites de la Cuenca Salina del Istmo y la porción Noroccidental de la fosa de Comalcalco. Este descubrimiento, aunque no incorpora reservas en 2008, presenta la oportunidad de

incorporarlas una vez que otros pozos corroboren la extensión de la estructura derivada de la interpretación sísmica y geológica.

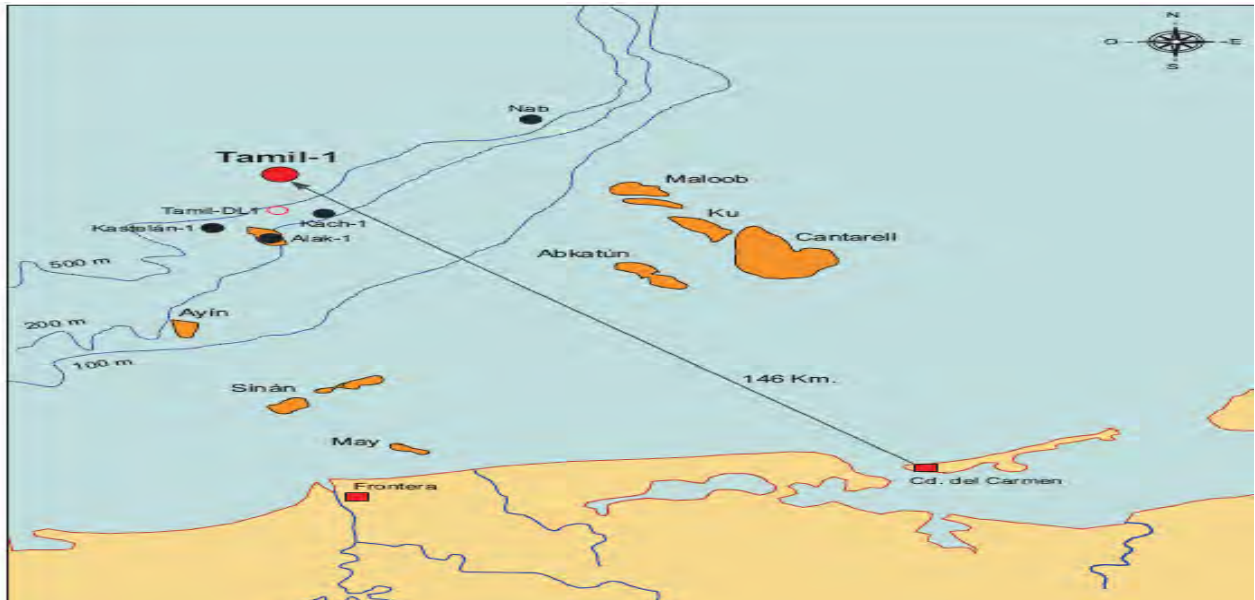


Figura 5.2.13 Plano de localización del campo Tamil. *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX, 2009.

Características geológicas.

De acuerdo a la interpretación de la sección sísmica 5.2.14, la estructura es un anticlinal alargado con orientación Noroeste a Sureste, limitado en todas direcciones por cierre contra fallamiento inverso. En el área existe una combinación de tectónica compresiva y indica que los altos estructurales contienen sal en su núcleo pero sin afectar a los horizontes interpretados correspondientes a objetivos mesozoicos.

El yacimiento está constituido por rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Cretácico, encontrándose la cima del yacimiento a 2,747 metros y la base a 3,040 metros, la cual coincide con la cima del Jurásico Superior Tithoniano, mientras que el cierre estructural se ubicó a 4,050 metros. La continuidad del yacimiento, inferida en base a la correlación sísmica, permite considerar una oportunidad atractiva para delimitar el yacimiento hacia el Sureste de la estructura.

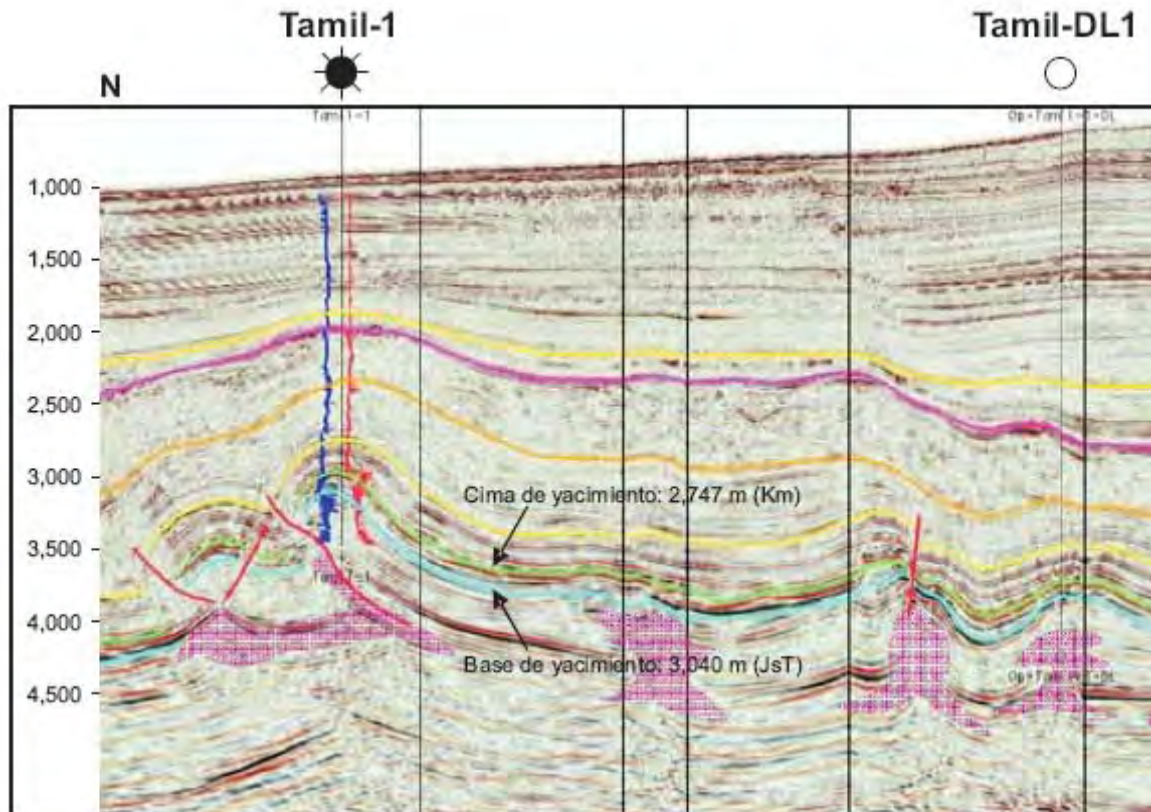


Figura 5.2.14, Sección sísmica del campo Tamil. Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX, 2009.

Estratigrafía.

La columna geológica atravesada por el pozo descubridor Tamil-1 comprende rocas de edad Reciente-Pleistoceno (terrágenas) hasta Jurásico Superior Oxfordiano (carbonatadas). El pozo alcanzó una profundidad total de 3,598 metros bajo el nivel del mar y sus cimas cronoestratigráficas se determinaron mediante el análisis de foraminíferos planctónicos índices en las muestras de canal y núcleos.

Sistema petrolero.

La roca almacén del yacimiento observada en los núcleos y por muestras de canal, está constituida principalmente por mudstone-wackestone naturalmente fracturados y con buena impregnación de aceite pesado, en partes arcilloso-bituminoso y parcialmente dolomitizado, con porosidad microcristalina y secundaria en fracturas, por disolución e intercristalina.

Las fracturas generalmente se observan con ángulos mayores de 60 grados y con buena impregnación de aceite, en ocasiones selladas con calcita y/o sílice; se presentan también bandas de pedernal y laminaciones de lutita bituminosa.

Recursos.

Los recursos estimados a partir de los modelos e información existente, son superiores a 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (PEMEX, 2009).

A partir de la interpretación de las secciones sísmicas 5.2.16 y 17 se observó el crecimiento de minicuevas dentro del campo Tamil, además que el mecanismo de generación de éstas fue el de subsidencia por diferencia de densidades, pues el depocentro se encuentra bien localizado en la parte central de la minicuenca.

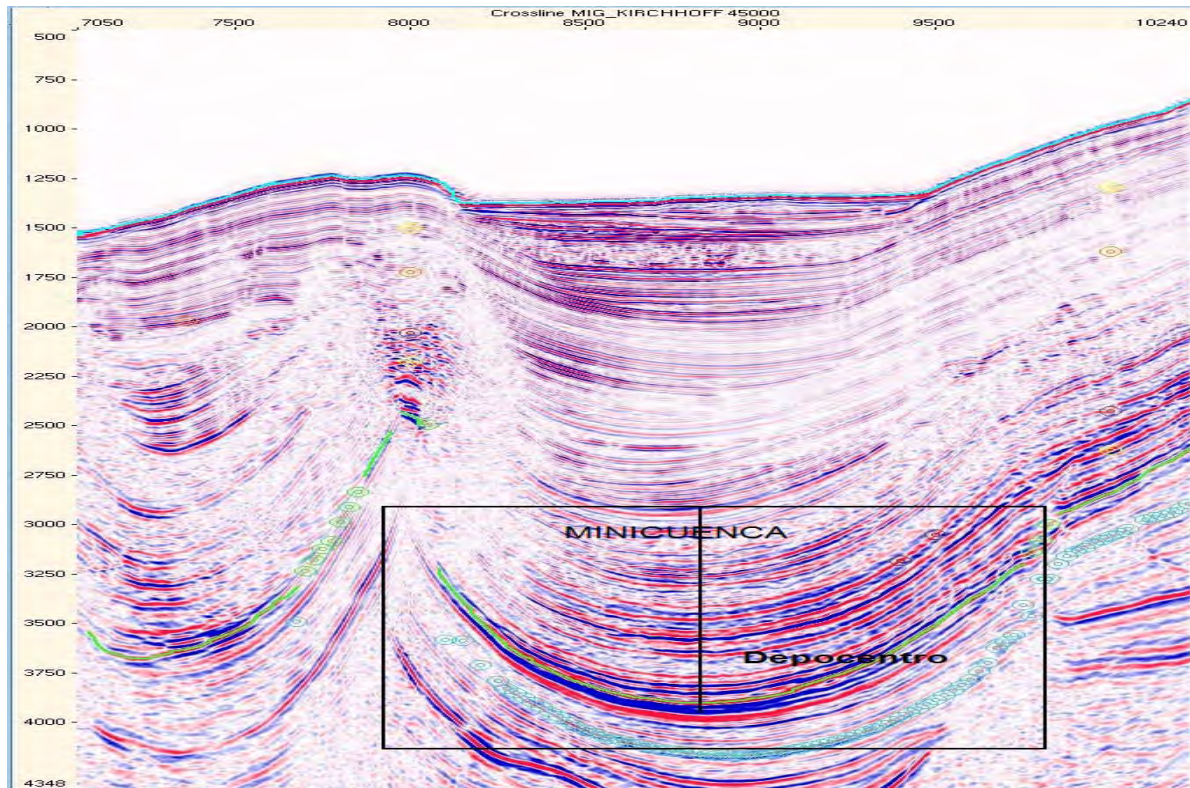


Figura 5.2.15 Crecimiento de minicuecas en el área (Pemex, 2009).

Debido a que la zona se encuentra poco desarrollada, se han realizado pocos estudios geológicos y geofísicos. Es necesario perforar algunos pozos para determinar el potencial petrolero en varios intervalos, primeramente de las porciones en las cuales la minicuenca se acuña, pues es probable que dicho acañamiento actúe como trampa estratigráfica, aún en las partes someras existe la posibilidad de que el hidrocarburo haya migrado hasta estas zonas.

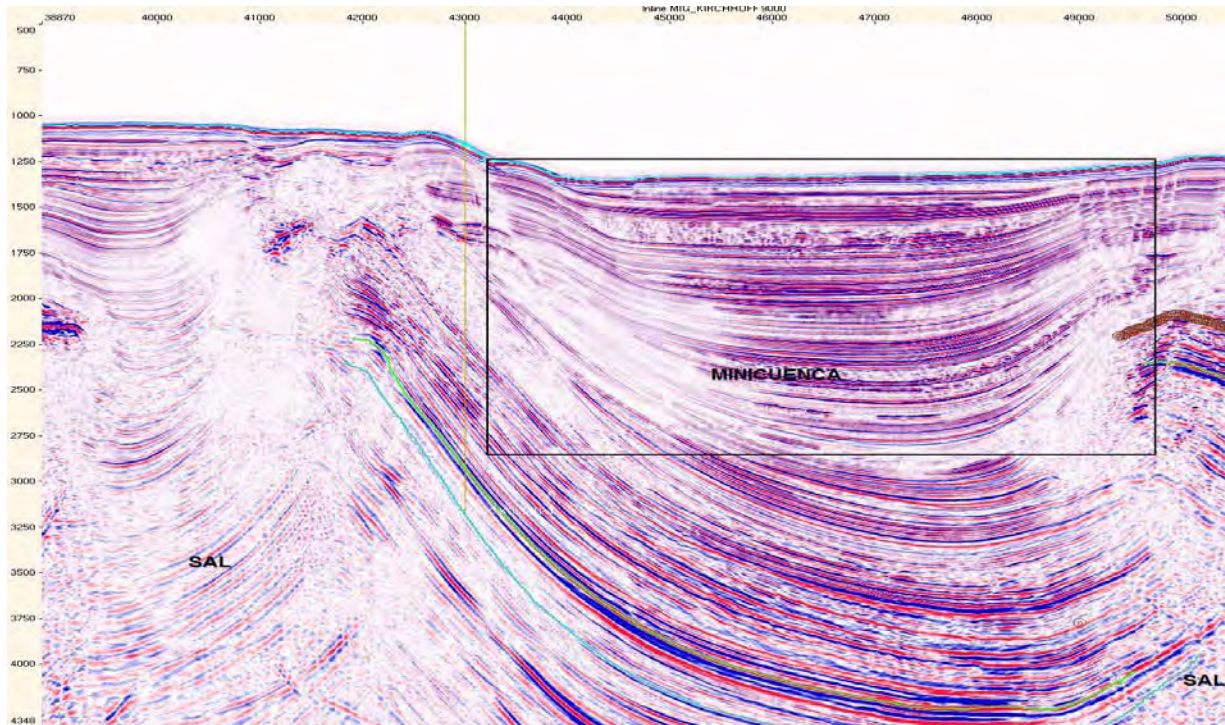


Figura 5.2.16 Minicuenca somera con posibilidad de contener hidrocarburos (PEMEX, 2009).

La sección sísmica 5.2.17 m muestra un corte en tiempo, de donde se interpreta que los mayores reflectores representan litologías de diferente densidad.

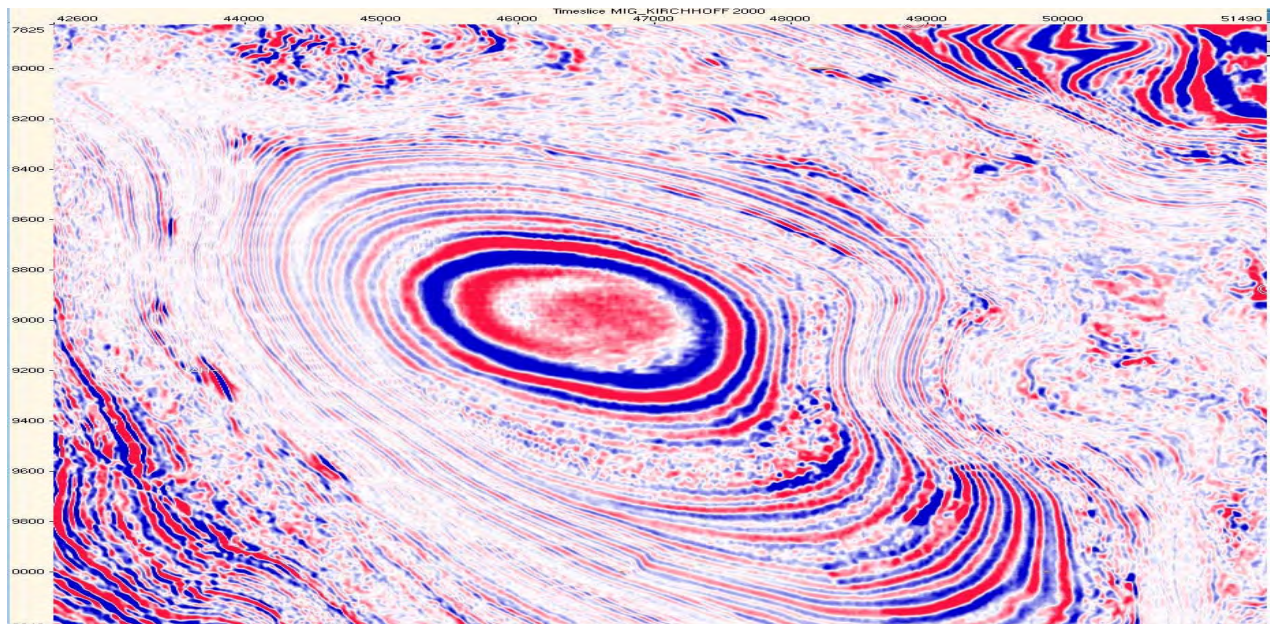


Figura 5.2.17 Corte en tiempo (PEMEX, 2009).

5.3 PROGRAMA DE PERFORACIÓN POZO TAPEXCO – 1

En esta parte del capítulo se presenta una síntesis del programa de perforación del pozo exploratorio Tapexco – 1, que de acuerdo a PEMEX, 2009, pertenece al campo Bacal. En este programa se muestran los aspectos más importantes a la hora de realizar la perforación de un pozo en la zona, además de evaluar el riesgo en la perforación de pozos exploratorios y diferentes factores asociados a geociencias en la Cuenca Salina del Istmo, entre los que destacan: tectónica, presencia de sal, intervalos sobrepresionados / depresionados, tipo y composición de rocas, influjo de fluidos de formación, zonas de fallas, fracturas, echados y número de fallas a travesar en la trayectoria, entre otros. Todos los datos fueron tomados del programa de perforación original, (PEMEX, 2009).

5.3.1 UBICACIÓN

Datos de la ubicación superficial

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	8.865	
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m)	—	
Coordenadas UTM conductor:	X= 399,352.241	Y= 1'968,799.112
Coordenadas geográficas del conductor:	17°48'19"	93°56'58"

5.3.2 Plano de ubicación geográfica:

La Figura 5.3.1 es una imagen de satélite de la ubicación geográfica del pozo Localización Tapexco-1.



Figura 5.3.1 Imagen satelital de la ubicación geográfica del pozo Tapexco-1

5.3.3 OBJETIVO

Perforar un pozo exploratorio vertical a la profundidad de 5450 m bnmr, o hasta las evaporitas, para incorporar reservas de hidrocarburos en cuerpos arenosos de ambiente de depósito batial constituidas por facies de turbiditas correspondiente al Mioceno Medio-Inferior.

5.3.4 PROFUNDIDAD PROGRAMADA

5.3.4.1 Profundidad y coordenadas de los objetivos

En la Tabla 5.3.1 se describe la profundidad y coordenadas de los objetivos del pozo.

Objetivos	Edad	Coordenadas UTM		Prof. mbnmr	Tipo Hc's	Tipo Trampa
		X	Y			
Objetivo 1	Mioceno Medio-Inferior	399,352.2	1'968,799	4600-4750	Aceite ligero	Combinada
Objetivo 2	Mioceno Medio-Inferior	399,352.2	1'968,799	4900-5300	Aceite ligero	Combinada

Tabla 5.3.1 Profundidad y coordenadas de los objetivos

5.3.4.2 Profundidad total programada

El pozo **Tapexco-1** se programó en una trayectoria vertical a 5450 m bnmr o sal.

5.3.5 INFORMACIÓN ESTIMADA DEL YACIMIENTO

5.3.5.1 Características de la formación

No.	Profundidad (mbnmr)	Edad	Litología	Arcilla (%)	Porosidad (%)	Sw (%)	Perm. (md)
1	4600-4750	Mioceno Medio-Inferior	Areniscas	15-30	8-15	15-25	0.01-2
2	4900-5300	Mioceno Medio-Inferior	Areniscas	15-30	8-13	15-35	0.01-2

Tabla 5.3.2 Características de la formación con base al análisis petrofísico de los pozos análogos.

5.3.5.2 Fluidos esperados

Intervalo (mbnmr)	Tipo de Hidrocarburo	Gastos			Cont. H2S (%Mol)	Cont. CO2 (%Mol)	Presión Fondo * (psi)	Presión TP (psi)	Temp. Fondo (°C)
		Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)	Agua (bpd)					
4630-4660	Aceite y Gas	500	2.0	-	0.0	0.0	2800	700	110
4930-4960	Aceite y Gas	878	2.0	-	0.0	0.0	2900	750	120

Tabla 5.3.3 Fluidos esperados con base a la correlación de los pozos análogos.

5.3.5.3 Sistema de explotación

El pozo será producido con energía propia del yacimiento (fluyente).

5.3.5.4 Requerimientos de la TR de explotación y del aparejo de producción

La tubería de revestimiento de explotación será de 7", y el aparejo de producción del pozo será de 3 1/2".

5.3.6 PROGRAMA REGISTRO CONTINUO DE HIDROCARBUROS

Por ser un pozo exploratorio es recomendable tomar registro continuo de hidrocarburos a partir de los 50 m., (zapata del tubo conductor) y hasta la profundidad total del pozo, con el objetivo de dar seguimiento a la detección y manifestación de hidrocarburos además del monitoreo de los siguientes parámetros:

- Flujo y cromatografía de gases (formación, viaje, conexión)
- Parámetros de Perforación
- Hidráulica
- Geo-presiones
- Recolección y selección de muestras de canal para la descripción litológica y paleontológica (confirmación de cimas).
- Velocidad de penetración
- Gas total y Gas cortes
- Cromatografía

ENTREGABLES:

- Datos de perforación
- Datos de presiones interpretadas
- Temperatura de lodos
- Master Log

5.3.7 PROGRAMA DE MUESTREO

5.3.7.1 De canal

El muestreo se efectuará cada 5 m a partir del asentamiento del tubo conductor y hasta la profundidad total programada, colectando muestras en bolsitas cada 20 m hasta los 700 m; posteriormente cada 5 m, con la finalidad de efectuar el análisis geológico, geoquímico y paleontológico correspondiente. Se circularán tiempos de atraso a criterio del ingeniero geólogo del pozo. La colección de muestras será responsabilidad de la Unidad de Registros de Hidrocarburos, bajo la supervisión del personal de Exploración.

5.3.7.2 Núcleos

Estos se programaron de acuerdo a la interpretación de la cima de los objetivos y se ajustarán con base al desarrollo de la perforación.

No.	Formación	Profundidad (mbnmr)	Longitud (m)	Tipo de Núcleo
1	Mioceno Medio-Inferior	4630-4639	9	Convencional
2	Mioceno Medio-Inferior	4930-4939	9	Convencional

Tabla 5.3.4 Núcleos propuestos de acuerdo a la cima de los objetivos

5.3.7.3 De hidrocarburos

El número de muestras de hidrocarburos de acuerdo con los intervalos propuestos para pruebas de producción, según la Tabla siguiente:

No.	Tipo de Prueba	Profundidad media (mbnmr)	Observaciones
1	Producción	4630	Análisis PVT, Geoquímica y Físico
2	Producción	4930	Análisis PVT, Geoquímica y Físico

Tabla 5.3.5 Programa de muestreo de hidrocarburos

5.3.7.4 Observaciones y recomendaciones

De acuerdo al análisis de registros geofísicos e integración de la información se hacen las siguientes recomendaciones:

- La descripción litológica de los recortes deberá ser más detallada 50 m antes de alcanzar la profundidad programada de la cima de cada objetivo (4600 y 4900 m respectivamente) para tener mayor precisión en el corte del núcleo.
- Cabe mencionar que la entrada de los objetivos no es puntual, sino en un paquete de areniscas.
- Tener en cuenta el cambio litológico de lutitas con intercalaciones de areniscas, la cual puede identificarse por una variación en la velocidad de penetración de la barrena.
- Las areniscas para estos objetivos son de baja porosidad y permeabilidad por lo cual se recomienda no exceder la densidad del fluido de perforación, a fin de minimizar el daño a la formación.

5.3.8 PRUEBAS DE FORMACIÓN

En caso de detectarse otros intervalos de interés, se realizarán pruebas de formación, si el pozo presenta las características adecuadas.

5.3.9 GEOPRESIONES Y ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

5.3.9.1 Perfil de geopresiones y asentamientos de TR

Con base a la información de los pozos de correlación, en la parte superior (de superficie a 3800 m) se efectuó un estudio geomecánico con la información de los pozos seleccionados del campo B acal, y para la parte más profunda se consideraron pozos análogos profundos de correlación, como se muestra en la figura 5.3.2.

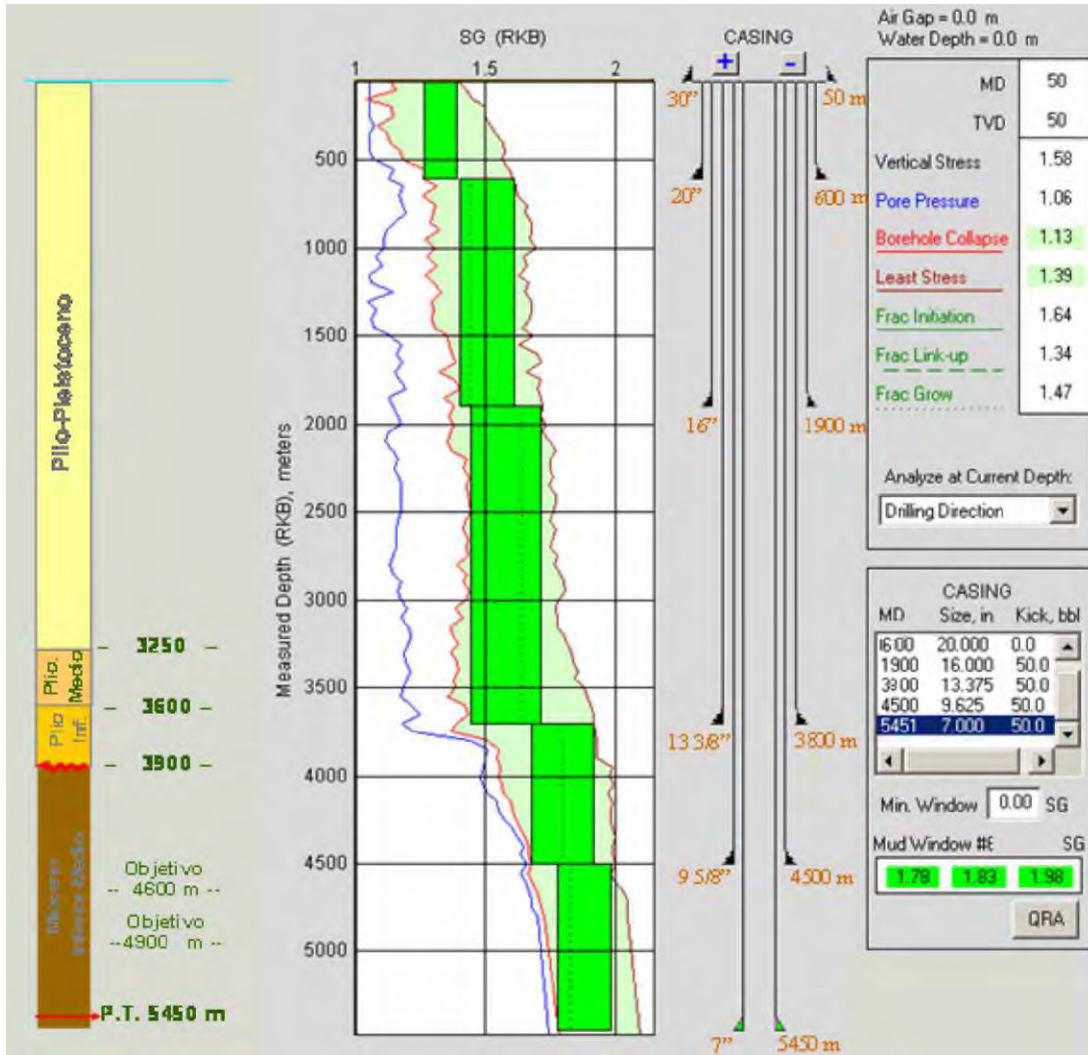


Figura 5.3.2 Modelo geomecánico: presión de poro, presión de colapso, gradiente de fractura y ventana operacional de fluido de control.

5.3.10 ESTADO MECÁNICO PROGRAMADO ETAPA DE PERFORACIÓN

5.3.10.1 Estado Mecánico Gráfico: Tapexco - 1

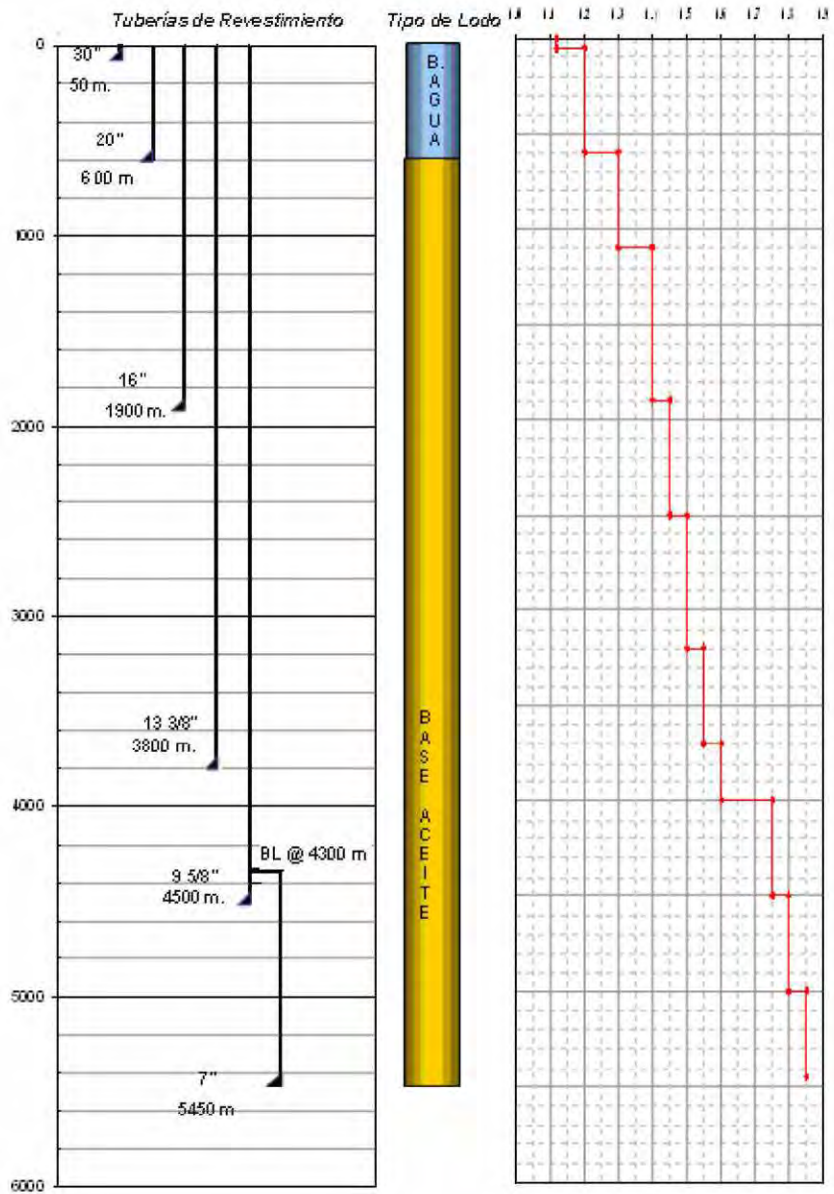


Figura 5.3.3 Esquema Mecánico Propuesto Localización Tapexco-1

5.3.10.2 Objetivo de cada etapa

Etapa	Diámetro Barrena (pg)	Profundidad (mbnmr)	Diámetro TR (pg)	Tipo de TR / Función
Conductor	36	50	30	Tubería Conductora. Contar con un medio para la circulación de fluido de perforación así como permitir perforar la siguiente etapa minimizando el riesgo de deslaves superficiales
1	26	600	20	Superficial. Instalar conexiones superficiales para tener medio de control a islar acíferos superficiales y formaciones de bajo gradiente.
2	17 X 20	1900	16	Intermedia: Se asentará con la finalidad de cubrir zonas de alternancia de lutitas y areniscas con gradiente de presión normal, antes de entrar a las formaciones productoras del campo Bacal.
3	14 1/2 x 17 1/2.	3800	13 3/8	Intermedia: Se considera en esta etapa atravesar la zona productora ya conocida del campo Bacal, la cual contiene yacimientos explotados con presiones menores a la original y otros que aún la mantienen hasta la profundidad en que se observa un cuello de lutitas en el registro de inducción del pozo Bacal 1
4	12 1/4	4500	9 5/8	Explotación: Atravesar la discordancia esperada del Mioceno Medio a +/- 3900m, (la cual se tiene evidencia de que en los pozos Chamigua 2, y Timut 1, presente zonas de incremento de presión) y 100 m antes del primer objetivo esperado
5	8 1/2	5450	7	Explotación: Cubrir los 2 objetivos esperados, hasta la profundidad programada o sal.

Tabla 5.3.6 Objetivos de cada etapa para la Localización **Tapexco-1**

5.3.10.3 Pronóstico de Gradiente Geotérmico

Profundidad Vertical (m)	Temperatura (°C)	Observaciones
500	30	Pozo Nelash-1
1000	41	
2000	63	
4890	124	

Tabla 5.3.7 Pronóstico de Gradiente Geotérmico Localización **Tapexco-1**

5.3.11 Gráficos del plan direccional

No aplican por ser un pozo vertical

Control de la verticalidad.

Por ser un pozo planeado en forma vertical, se contempla el uso de sartas estabilizadas para lograr dicho objetivo, sin embargo, durante el desarrollo de la perforación, se tomarán registros giroscópicos que permitan conocer la trayectoria real del pozo.

5.3.12 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DE SÓLIDOS

5.3.12.1 Programa de fluidos

En la perforación del agujero de 26", se recomienda usar un fluido tipo base agua inhibido con potasio, con una densidad inicial de 1.12 gr/cc e incrementar la misma de acuerdo a los requerimientos del agujero, hasta un máximo de 1.20 gr/cc. Durante la perforación de este agujero, en los pozos de correlación no se observaron problemas severos. Se debe verificar la consistencia de los recortes y ajustar las concentraciones del inhibidor potásico de ser necesario. Será recomendable bombear baches viscosos con material obturante para prevenir pérdidas de circulación en las arenas permeables y ayudar a desalojar los abundantes recortes generados durante la perforación del agujero. En la tabla 5.3.8 se muestra el programa de fluidos de control para el pozo Tapexco-1

Intervalo (m)		Tipo Fluido	Dens. (gr/cc)	Filtr. ml.	MB T Mg/l T	RAA Ac/Ag	Sol. %	Vp cps	Ib/100p ²	Salinidad ppm		Emulsión volts
0	600	Polimérico Inhibido	1.12- 1.20	5	40	NA	8-12	19-28	21-27	15000 35000	9	NA
600	1900	Emulsión Inversa	1.30 - 1.40	<5	-	80/20	12-20	26-30	18-25	100,000 140,000	-	>600
1900	3800	Emulsión Inversa	1.40 - 1.55	<4	-	80/20	20-25	33-36	25-31	160,000 180,000	-	> 600
3800	4500	Emulsión Inversa	1.60- 1.75	<4	-	80/20	23-29	31-38	23-29	160,000 210,000	-	> 800
4500	5450	Emulsión Inversa	1.75- 1.85	<4	-	90/10	29-32	32-37	21-28	180,000 210,000		> 800

Tabla 5.3.8 Programa de fluidos de control para el pozo Tapexco-1

5.3.13. PROGRAMA DE REGISTROS POR ETAPA

Programa de registros geofísicos

En el caso del pozo **Tapexco-1**, está contemplado bajar cuatro tuberías de revestimiento. Basado en esta información los registros geofísicos serán tomados en esas cuatro etapas partiendo de la primera etapa.

Programa de registros geofísicos propuestos

Etapas	Intervalos (m.b.m.r)	Tipo de Registro	Observaciones
1ra	50 600	Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (A.I -RG-SP-SFLA) • Sónico de porosidad (Curvas Integrada) • Desviación-Calibración	• Determinación de zonas de interés, correlacionar cuerpos arenosos y control estratigráficos. • Porosidad y variación de velocidad de la columna sedimentaria. • Geometría del pozo y calibre del agujero.
2da	600 1900	• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (A.I -RG-SP-SFLA) • Sónico de porosidad (Curvas Integrada) • Litodensidad-Neutrón • Desviación - Calibración	• Determinación de zonas de interés, correlacionar cuerpos arenosos y control estratigráficos. • Porosidad y variación de velocidad de la columna sedimentaria. • Porosidad y densidad de la roca. CNL, se tomará en el caso de encontrar arenas con interés petrolero. • Geometría del pozo y calibre del agujero.
		• Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (A.I -RG-SFLA) • Sónico Dipolar - NGT • Litodensidad-Neutrón	• Determinación de zonas de interés, correlacionar cuerpos arenosos. • Definición de fractura, propiedades mecánicas y posibles zonas susceptibles a deformación de

3ra	1900 3800	<ul style="list-style-type: none"> compensado Desviación - Calibración Los registros especiales se tomarán de acuerdo a las necesidades del pozo (CMR, MDT, XPT, FMI) 	<ul style="list-style-type: none"> formación. Determinar la arcosidad del yacimiento, a partir del análisis de los elementos radioactivos de la formación. Determinar porosidad y densidad de la roca. Presencia de zonas de gas. Geometría del pozo y calibre del agujero. Porosidades, presiones, permeabilidades, agua irreducible.
		<ul style="list-style-type: none"> Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (AI -RG-SFLA) Litodensidad-Neutrón 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de zonas de interés, correlacionar cuerpos arenosos. Determinar porosidad y densidad de la roca.
4ta	3800 4500	<ul style="list-style-type: none"> compensado Sónico Dipolar - NGT Desviación - Calibración Sónico de Cementación Los registros especiales se tomarán de acuerdo a las necesidades del pozo (CMR, MDT, XPT, FMI) 	<ul style="list-style-type: none"> Presencia de zonas de gas Definición de fractura, propiedades mecánicas y posibles zonas susceptibles a deformación de formación. Determinar la arcosidad del yacimiento, a partir del análisis de los elementos radioactivos de la formación. Geometría del pozo y calibre del agujero. Calidad de la cementación Porosidades, presiones, permeabilidades, agua irreducible, fracturas.
5ta	4500 5450	<ul style="list-style-type: none"> Arreglo Inductivo-Rayos Gamma (AI -RG-SFLA) Litodensidad-Neutrón compensado Sónico Dipolar - NGT Desviación - Calibración VSP Sónico de Cementación Los registros especiales se tomarán de acuerdo a las necesidades del pozo (CMR, MDT, XPT, FMI) 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de zonas de interés, correlacionar cuerpos arenosos. Determinar porosidad y densidad de la roca. Presencia de zonas de gas Definición de fractura, propiedades mecánicas y posibles zonas susceptibles a deformación de formación. Determinar la arcosidad del yacimiento, a partir del análisis de los elementos radioactivos de la formación. Geometría del pozo y calibre del agujero. Control de velocidades Calidad de la cementación Porosidades, presiones, permeabilidades, agua irreducible, fracturas.

Tabla 5.3.9 Programa de registros geofísicos propuestos. Pozo Tapexco-1

Corte de núcleos

Los núcleos convencionales se cortarán a la entrada de los objetivos. La profundidad se ajustará con base al muestreo geológico y los núcleos de pared se cortarán en los yacimientos ajustados con los registros geofísicos.

Plan de evaluación y adquisición de información petrofísica

Preparar plan de evaluación y adquisición de datos mediante registros convencionales y especiales, para definir tipos de rocas, su variabilidad/discriminación, unidades de flujo, correlaciones con otras variables del yacimiento e integrarlas con la información de núcleos y determinar el modelaje de los yacimientos.

Intervalos estimados a probar

Serán aquellos que presenten las mejores características para producir hidrocarburos, es decir serán definidos después de contar con la información de los registros geofísicos. Sin embargo, partiendo de los pozos de correlación, se estima probar los intervalos correspondientes al Mioceno Medio-Inferior.

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD (mbnmr)	ESPESOR (m)
Mioceno Medio-Inferior Objetivo-1	4600-4750	10-30
Mioceno Medio-Inferior Objetivo-2	4900-5300	10-30

Tabla 5.3.10 Intervalos estimados a probar en el pozo **Tapexco-1**.

5.3.14 PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

5.3.14.1 Criterios de diseño

	20" Superficial	TR 16" Intermedia	13 3/8" Intermedia	9 5/8" Explotación	7" Explotación
Profundidad (mvbmr)	600	1900	3800	3621	5450
Criterios Presión Interna	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
Mín. F. de Seg. P. Interna	1.910	1.610	1.930	1.330	2.960
Criterios Colapso	1.125	1.125	1.125	1.125	1.125
Mín. F. de Seg. al colapso	1.170	1.1.2	1.340	1.140	1.330
Criterios de tensión	1.600	1.600	1.600	1.600	1.600
Mín. F. de Seg. a la tensión	4.630	2.900	2.270	1.640	2.680
Criterios Triaxial	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
Mín. Factor de Seg. Triaxial	2.080	1.720	1.940	1.400	1.380

Tabla 5.3.11 Criterios de diseño para las TR del pozo **Tapexco-1**

5.5.14.2 Hermeticidad de la boca de liner

Se efectuará prueba de hermeticidad a la boca de liner de la TR de 7".

5.5.14.3 Pruebas de Goteo

Se efectuarán pruebas de goteo después de cementar la tubería superficial 16" e intermedias de 13 3/8" y 9 5/8", para evaluar de manera directa la resistencia de la formación a la fractura.

5.5.15 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS POTENCIALES

Revisión y análisis de riesgos operacionales potenciales.

Una de las variables identificada en esta metodología, que evalúa el riesgo en la perforación de pozos exploratorios, es la denominada complejidad de pozos; la misma posee diferentes factores asociados a geociencias, entre los que destacan: Tectónica, presencia de sal, intervalos sobrepresionados / depresionados, tipo y composición de rocas, influjo de fluidos de formación, zonas de fallas, fracturas, echados y número de fallas a atravesar en la trayectoria, entre otros.

Entre los riesgos mencionados anteriormente, para la perforación de la Localización Tapexco-1, se podría inferir la posible presencia de los siguientes factores:

Tectónica: Derivado de la interpretación sísmica y geológica la evolución tectónico-estructural y los procesos sedimentarios en el área han sido influenciados tanto por eventos regionales de gran escala como por eventos locales. En el Plió-Pleistoceno, el fenómeno de esfuerzos extensivo en la Cuenca Salina del Istmo, provocó la fase principal de evacuación salina, la formación de minicuencas y el depósito de una potente secuencia de sedimentos generando el esfuerzo vertical principal asociado a la sal. De 1900 a 3900 m. s.e. a través de la zona

productora del Campo Bacal, en la que se podría encontrar zonas de diferentes presiones, asociado a la explotación de las mismas.

El efecto por inyección de agua en pozos del Campo Bacal, no se considera por encontrarse alejados y en bloques diferentes.

De 3900 m. en adelante se prevé zona de cambios litológicos y presiones anormales por debajo de la discordancia del Mioceno Medio.

Zonas de Fallas: La interpretación sísmica indica, de acuerdo al diseño de la trayectoria del pozo **Tapexco-1**, que existe la posibilidad de cortar tres fallas de tipo normal, aproximadamente a las profundidades de 1500, 2800 y 4000 m, la presencia de esta última podría generar dos tipos potenciales de riesgo operacional: desvió de la trayectoria del pozo a través del plano de debilidad de la falla y posible pérdida de circulación, sugiriéndose el control geológico operacional para su determinación y la aplicación de un control continuo de la trayectoria durante la perforación del pozo.

Intervalos sobrepresionados: De acuerdo a la información interpretada de la sísmica y análisis de geopresiones realizado en los pozos de correlación: Chamigua-2, Tiumut-1, Chiltota-1 y Nelash-1, se puede inferir la existencia de una zona de sobrepresión, a partir de 4500 mbnmr. Este factor fue considerado en el diseño de las TR's y en la planeación del seguimiento geológico operacional a ser realizado en este pozo.

Influjo de fluidos de formación: con base a los pozos de correlación no se tiene antecedentes de presencia de flujo de agua salada.

Cambio en la resistencia mecánica de roca: En la trayectoria, el pozo penetrará dos tipos principales de litología, areniscas y lutitas a nivel del Terciario, elemento considerado en la planeación del programa de barrenas.

5.3.16 Resumen de tiempo

Para la Localización **Tapexco -1**, se seleccionaron los pozos Tiumut-1, Chiltota-1, Nelash-1. De los cuales se construyó la base estadística del tiempo productivo e improductivo y de la cual se concluye lo siguiente:

- El tiempo improductivo (Esperas, no imputables y problemas operativos) promedio de los pozos fue del orden del 29%.
- Los problemas operativos son los que más influyen, con un promedio para los tres pozos del 52% del total de tiempo improductivo (29%).
- Los pozos Chiltota-1 y Nelash-1 se consideran los más representativos para determinar el tiempo programado y el límite técnico preliminar, en función de que alcanzaron profundidades y objetivos similares al que se busca. Nota: Para las etapas de 36", 26" y 18" se consideró algunos tiempos del pozo Guince-1.

Calculado el tiempo programado del pozo a perforar, se procedió a determinar un tiempo de límite técnico preliminar, lo cual se hizo con base a dos aspectos: el primero, la consideración de valores de clase mundial de los parámetros de medición de las diferentes actividades (número de litadas por hora, número de tramos de TR por hora, tiempo de maniobra y pruebas de los BOP, desconexión de tubería, entre otros), cuya ejecución es responsabilidad de las cuadrillas del equipo de perforación y el segundo aspecto, la información suministrada por los equipos de trabajo de geociencias (cima de núcleos, registros geofísicos) y de diseño de perforación (asentamientos de TR, tipos de lodo, aparejos de fondo, número y tipo de barrenas, entre otros).

Como resultado final del análisis hecho con la información recolectada, se determinó para el pozo **Tapexco-1**, un tiempo programado de 160.0 días y un tiempo del límite técnico de 141.0 días, no incluyéndose en estos estimados, el tiempo correspondiente al paros del movimiento del equipo.

CONCLUSIONES

- ✚ La Cuenca Salina del Istmo cuenta aproximadamente con una extensión territorial de 15300 Km², se ubica en el Sureste de la República Mexicana en los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas.
- ✚ En la cuenca se producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico que se encuentra formando domos, diapiros y canopies.
- ✚ Los primeros descubrimientos de petróleo en el sureste de México se realizaron en la Cuenca Salina del Istmo y están asociados a trampas ubicadas en el cap rock en los domos y diapiros salinos en la región del Istmo.
- ✚ En la provincia Salina del Golfo Profundo existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de discontinuidades geológicas, principalmente fallas. Con las evidencias encontradas, se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero.
- ✚ La Cuenca Salina del Istmo comprende una historia que va desde el Jurásico hasta el Reciente.
- ✚ La secuencia sedimentaria que forma la Cuenca Salina del Istmo, esta compuesta por 16 formaciones geológicas, de las cuales 5 son Mesozoicas y las restantes 11 son Cenozoicas.
- ✚ En la Cuenca Salina del Istmo se cuenta con gran cantidad de domos, diapiros y estructuras salinas con diversas geometrías, a las cuales se les puede dar diferentes usos, como la creación de cavidades para el almacenamiento de hidrocarburos y residuos peligrosos relacionados con la industria petrolera.
- ✚ A causa de la intrusión de diapiros salinos en las estructuras mesozoicas y terciarias y al grueso depósito de terrígenos, se dio lugar a la formación de minicuenas por evacuación de sal donde sedimentos de edad Plioceno quedaron confinados, formando trampas de tipo estratigráfico o mixto.
- ✚ Existen los siguientes seis mecanismos de creación de minicuenas:
 1. Subsistencia por diferencia de densidades
 2. Acortamiento por diapirismo
 3. Caída extensional diapírica
 4. Abatimiento de la topografía salina
 5. Modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria
 6. Deformación salina
- ✚ Debido a las características impermeables de la sal, el confinamiento en domos y diapiros salinos asegura hasta 10 000 años la hermeticidad de los sitios, cualidad que ningún sistema al terno ofrece, por lo que son excelentes estructuras útiles para almacenar hidrocarburos o residuos peligrosos.
- ✚ México implementó tecnología nacional y extranjera para la realización de doce cavidades para almacenamiento de aceite crudo en el diapiro Tuzandépetl estructura salina, donde especialistas mexicanos participaron desde la concepción del proyecto hasta la terminación y la puesta en operación de la obra.

- ✚ El diapiro Tuzandépetl es una estructura evaporítica con pendientes suaves. Sus dimensiones máximas aproximadas son: 4 km de longitud y 3 km de ancho.
- ✚ La Halita presente en las estructuras salinas de la Cuenca Salina del Istmo posee gran resistencia a las presiones y a la capilaridad, por lo cual es apropiada para almacenar cualquier hidrocarburo líquido o gaseoso en cavidades elaboradas para ese fin.
- ✚ En Tuzandépetl las dimensiones de las cavidades lixiviadas para almacenar petróleo crudo son de aproximadamente 50 m de diámetro y altura de 500 m; para gas LP: 20 m de diámetro y 250 m de altura.
- ✚ Con la puesta en marcha del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, a finales del 2003 se obtuvieron 6 cavidades para crudo Maya, 4 para crudo Istmo y 2 para crudo Olmeca.
- ✚ La capacidad de almacenamiento nominal total del centro estratégico es de 8'206,700 bls, de manejo de salmuera es de 4,500,000 bls.
- ✚ Los estudios de recursos respectivos realizados en el Istmo de la Cuenca Salina del Golfo Profundo, indican que es la de mayor potencial petrolero, además de ser una de las nueve provincias geológicas identificadas en la Cuenca del Golfo de México Profundo.
- ✚ La Cuenca Salina del Istmo cuenta con reservas probadas por 197.5 MMB de aceite y 258.6 MMMPC de gas.
- ✚ Dentro de los campos Amoca y Tamil ubicados dentro de la Cuenca Salina del Istmo se ha interpretado a través de secciones sísmicas la presencia de minicuenas, teniendo éstas oportunidades de contener hidrocarburos líquidos y gaseosos.
- ✚ Desde el 2002 hasta el 2009, 25 yacimientos han sido descubiertos: 15 de aceite, 5 de gas húmedo y 5 de gas seco.

RECOMENDACIONES.

- ✚ Obtener un mayor conocimiento del subsuelo de la Cuenca Salina del Istmo empleando los atributos sísmicos en tres dimensiones y realizar mejoras en los modelos geológico, geoestadístico y petrofísico.
- ✚ Incrementar los trabajos de exploración de la parte de la Cuenca Salina del Golfo de México Profundo donde existen potenciales reservas de hidrocarburos, principalmente gaseosos.
- ✚ Implementar la aplicación de nuevas tecnologías como: pozos multilaterales, terminaciones múltiples, fracturamientos hidráulicos optimizados, sistemas artificiales de producción más eficientes y sistema de recuperación secundaria que permitan incrementar los niveles de producción.
- ✚ Por las condiciones de depresión en varios de los yacimientos de la zona, es conveniente continuar e implementar nuevos procesos de recuperación secundaria y mejorada, además de monitorear y optimizar el plan que permita incrementar el factor de recuperación.
- ✚ Dado que la Cuenca Salina del Istmo involucra un ambiente ecológico y social sensible, se debe implementar un programa de atención a la comunidad y de respeto por el medio ambiente que prevenga futuros daños ecológicos y conflictos sociales que generen sanciones económicas, pero sobre todo propicien un clima de bienestar entre los habitantes de las comunidades que se vean involucradas.
- ✚ En el área de Coatzacoalcos profundo se tienen potenciales yacimientos productores de aceite y gas, lo cual hace que esta región sea una pieza clave para el desarrollo nacional en cuanto a recursos petroleros, y por ende podría beneficiar al país económicamente, por tales motivos se recomienda seguir con el desarrollo de los Plays que están identificados y que aun no se han explotados en su totalidad.
- ✚ En la mayoría de los campos petroleros del activo cíclico residentes se cuentan con instalaciones con más de 30 años de operación, por lo que se recomienda que se cumpla en tiempo y de forma eficiente con el programa de mantenimiento a las instalaciones de producción, dándole mayor relevancia a los oleoductos que son los que más expuestos están a la corrosión y al desgaste.
- ✚ Es recomendable continuar con las nuevas tecnologías de perforación de pozos que se han realizado en el Campo Tamil, y comprobar el potencial de los yacimientos en micuencas de la zona.
- ✚ Se recomienda realizar más proyectos para el almacenamiento de hidrocarburos y residuos peligrosos en cavernas construidas en estructuras salinas, además de cumplir con las normas de protección ambiental y de proteger a la flora y fauna de las comunidades donde se realicen las cavernas, y a que en algunas ocasiones el daño al ambiente es irremediable y con altos costos.
- ✚ Se recomienda utilizar las nuevas tecnologías de sismología, para interpretar que secuencias existen por debajo de la sal para conocer su potencial petrolero.

BIBLIOGRAFÍA

1. Adam T. Bourgoyne J. r., Keith K. Millheim, Martin E. C henevert, F. S. Young J. r. " Applied Drilling Engineering" Society of Petroleum Engineers Richardson, TX 1986.
2. Arellano-Gil, J. ., Yussim-Guarneros, S. y Aguilar-Pérez, L. A. ., 2004. Origen y características de los domos de sal de la Cuenca Salina del Istmo. Libro de resúmenes de la IV Reunión Nacional de Ciencias de la Tierra, Juriquilla, Qro., p. 71-72
3. Alejandro A. Sosa Patrón. "Cuencas Terciarias del Sureste, un siglo de producción petrolera 1906-2006". Asociación mexicana de geólogos petroleros. Mayo, 2006.
4. Bañuelos y Rivera J. J. B., 1988., "Historia y desarrollo petrolero de la Cuenca Salina del Istmo" en Censo de yacimientos de la Región Sur, Petróleos Mexicanos (Inédito).
5. Benavides-García, L. 1983, Domos Salinos del Sureste de México, Origen: Exploración: Importancia Económica, Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, Vol. XXXV, Núm. 1, pp. 9-35.
6. Dr. Ricardo José Padilla y Sánchez. "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México" Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana" Tomo LIX, NÚM. 1, 2007.
7. Demercian, S., Szatmari, P., and Cobbold, P.R., 1993, Style and pattern of salt diapirs due to thin-skinned gravitational gliding, Campos and Santos Basins, offshore Brazil: Tectonophysics, v. 228, p. 393-433
8. Humphris, J. r., C. C., 1979, Salt movement on continental slope, northern Gulf of Mexico: American Association of Petroleum Geologists Bull., v. 66, p. 782-798.
9. Hudec, M. R., Jackson, M., and Schultz-Ela, D. D., 2005, A compressional origin for minibasins near the Sigsbee Escarpment, Gulf of Mexico [abs.]: American Association of Petroleum Geologists Annual Convention Abstracts Volume, v. 14, p. A64.
10. Humphris, C. C., J. r., 1978, Salt movement on continental slope, northern Gulf of Mexico, *in* Bouma, A.H., Moore, G. T., and Coleman, J.M., eds., Framework, facies, and oil-trapping characteristics of the upper continental margin: American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, no. 7, p. 69-86.
11. H. Contreras V. y M. Castillon B. 1960, Morfología de los domos salinos del Istmo de Tehuantepec, p-533-572, en Publicación especial No. 4 Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (50 Aniversario) La Cuenca Salina del Istmo/Comalcalco.
12. Holguín R., et al., "Las Rocas Generadoras de México", AMGP, Vol. XVII, 1992, pp. 16-25.
13. INEGI, " Mapa de Regiones Hidrológicas", 2009.

14. L. Benavides G. 1983, Domas salinos del sureste de México, p- 657-683 en Publicación especial No. 4 Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (50 Aniversario) La Cuenca Salina del Istmo/Comalcalco.
15. Meneses R. J., 2004. El valor del razonamiento geológico en la industria petrolera. El sureste de México.
16. M. P. A. Jackson., 1977 Conceptual Breaking in Salt Tectonics: A Historical Review, 1856-1993, Report of investigations No. 246, Bureau of Economic Geology.
17. Marmissolle-Daguerre D., "Evaluación de Formaciones en México", Schlumberger, 1984, pp. 5-30.
18. Morán D., et al, "Geología de la República Mexicana", Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática, 1984, pp. 77-99.
19. Michael R. Hudec, Martin P. A. Jackson, Daniel D. Schultz-Ela; "The paradox of minibasin subsidence into salt: Clues to the evolution of crustal basins". Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, University of Texas at Austin, University Station, Box X, Austin, Texas.
20. Pemex-BP, 1994. Estudio Cuencas Terciarias del Sureste y Área Marbella.
21. PEMEX, 2002. Proyecto de Sistemas Petroleros.
22. PEMEX, "Un siglo de la Perforación en México", Departamento de Reparación y Mantenimiento de Pozos, 2000.
23. PEMEX, Región Sur, "Historia de la Región Sur", Texto Inédito, 2000.
24. PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, 2004.
25. PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, 2005.
26. PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, 2006.
27. PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, 2007.
28. PEMEX, Las reservas de hidrocarburos de México, 2008.
29. Soto-Cuervo A., Ortega-González V., and Mora-Oropeza G.; "Present and Future of the Salina del Istmo Basin and its Offshore Extension into the Gulf of Mexico". PEMEX Exploration & Production. 2004.
30. Talbot, C.J., Medvedev, S., Alavi, M., Shahrivar, H., and Heidari, E., 2000, Salt extrusion at Kuh-e-Jahani, Iran, from June 1994 to November 1997.
31. Vendeville, B., Mart, Y., and Vigneresse, J.-L., eds., Salt, shale and igneous diapirs in and around Europe: Geological Society of London Special Publication 174, p. 93-110.