



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación de
Yacimientos Asociados a Secuencias Evaporíticas”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N:

JIMÉNEZ ALAMILLA ERICK

RODRÍGUEZ LEÓN OMAR JAIR

DIRECTOR DE TESIS

ING. JAVIER ARELLANO GIL

MÉXICO, D.F. OCTUBRE DE 2012





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.

	Página
RESUMEN	V
CAPITULO 1- GENERALIDADES	1
1.1 INTRODUCCIÓN	2
1.2 OBJETIVOS	6
1.3 CUENCAS PETROLERAS CON YACIMIENTOS EN SECUENCIAS EVAPORITICAS	6
1.3.1 Características de las sales evaluadas en las cuencas evaporíticas	8
1.3.2 Desafíos tecnológicos	9
1.3.3 Oportunidades	10
1.4 ANTECEDENTES GENERALES	11
1.5 ANTECEDENTES DE MÉXICO	14
CAPITULO 2- SECUENCIAS EVAPORÍTICAS	18
2.1 ROCAS SEDIMENTARIAS	19
2.1.1 Rocas sedimentarias terrígenas	20
2.1.2 Rocas sedimentarias químicas	20
2.2 EVAPORITAS	21
2.2.1 Génesis	21
2.3 ROCAS EVAPORÍTICAS	22
2.3.1 Composición	22
2.3.2 Cloruros	24
2.3.2.1 Halita	25
2.3.2.2 Silvita	27
2.3.2.3 Carnalita	28
2.3.3 Sulfatos	29
2.3.3.1 Anhidrita	29
2.3.3.2 Yeso	30
2.3.3.3 Polihalita	31
2.3.3.4 Kieserita	31
2.3.4 Carbonatos	32
2.3.4.1 Trona	32
2.3.5 Nitratos	33
2.3.5.1 Soda	34
2.4 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y PROCESOS DE DEPÓSITO	34
2.4.1 Cuencas lacustres evaporíticas (lagos)	34

2.4.2 Laguna salina	35
2.4.3 Sabkhas costeros	37
2.4.4 Cuencas marinas aisladas.	38
2.5 DISTRIBUCIÓN DE FACIES EVAPORÍTICAS	39
2.6 DIAGÉNESIS	40
2.6.1 La cementación temprana y compactación diferencial	42
2.6.2 Disolución en el subsuelo	43
2.6.3 Cambios de fase de las sales minerales	44
2.7 ESTRUCTURAS SALINAS	45
2.7.1 Deformación de la sal	46
2.7.2 Estructuras salinas no diapíricas	50
2.7.2.1 Ondulaciones de sal (salt rollers)	50
2.7.2.2 Montículos de sal (salt swells)	51
2.7.2.3 Anticlinal de sal (salt anticline)	51
2.7.2.4 Almohadillas de sal (salt pillows) y Domos de sal (salt dome)	52
2.7.2.5 Domo de sal (salt dome)	52
2.7.2.5.1 <i>Formación de domos</i>	53
2.7.2.5.2 <i>Tipos de domos y diapiros</i>	56
2.7.3 Estructuras salinas diapíricas	56
2.7.3.1 Pared de sal (salt walls)	56
2.7.3.2 Tronco de sal (salt stock o salt plug)	57
2.7.3.3 Diapiro de sal (salt diapir)	58
2.7.3.4 Toldos o canopies (salt canopy)	60
2.7.3.5 Lengüeta de sal (salt tongue)	62
2.8 MINICUENCAS	64
2.8.1 Concepto de minicuenca	64
2.8.2 Subsistencia	65
2.8.3 Modelos de subsistencia de las minicuecas	66
2.8.3.1 Subsistencia por diferencia de densidades	66
2.8.3.2 Acortamiento por diapirismo	67
2.8.3.3 Caída extensional diapírica	71
2.8.3.4 Abatimiento de la topografía salina	72
2.8.3.5 Modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria	73
2.8.3.6 Deformación salina	74
 CAPITULO 3 - CASOS HISTORICOS	 77
3.1 CAMPOS NACIONALES	78
3.1.1 Cuenca Salina del Istmo	78
3.1.1.1 Campo Ogarrio	78
3.1.1.2 Historia	79

3.1.1.3	Metodología del descubrimiento	80
3.1.1.4	Geología estructural local	80
3.1.1.5	Estratigrafía local	81
	a) <i>Trampas</i>	82
	b) <i>Rocas generadoras</i>	82
	c) <i>Rocas sello</i>	83
	d) <i>Yacimientos</i>	83
	e) <i>Producción y reservas</i>	83
3.1.2	Provincia Marina de Coatzacoalcos	84
3.1.2.1	Campo Taratunich	84
3.1.2.2	Historia	85
3.1.2.3	Geología estructural local	86
3.1.2.4	Estratigrafía local	87
	a) <i>Trampas</i>	88
	b) <i>Rocas generadoras</i>	89
	c) <i>Rocas sello</i>	90
	d) <i>Yacimientos</i>	90
	e) <i>Producción y reservas</i>	91
3.1.3	Cuenca Litoral de Tabasco	91
3.1.3.1	Campo Yaxché	91
3.1.3.2	Geología estructural local	92
3.1.3.3	Estratigrafía	94
	a) <i>Roca sello</i>	94
	b) <i>Trampa</i>	95
	c) <i>Roca generadora</i>	95
	d) <i>Yacimiento</i>	95
	e) <i>Reservas</i>	95
3.2	CAMPOS INTERNACIONALES	96
3.2.1	Campo Ghawar	96
3.2.1.1	Localización	96
3.2.1.2	Antecedentes	97
3.2.1.3	Producción	97
3.2.1.4	Geología	97
	a) <i>Rocas generadoras</i>	99
	b) <i>Rocas sello</i>	99
	c) <i>Yacimientos</i>	99
3.2.2	Campo Tupi (Lula)	100
3.2.2.1	Localización	100
3.2.2.2	Producción	101
3.2.2.3	Geología	101
	a) <i>Rocas generadoras</i>	104
	b) <i>Rocas sello</i>	104
	c) <i>Yacimientos</i>	104

3.2.3 Campo Markovo	105
.2.3.1 Antecedentes	105
3.2.3.2 Localización	106
3.2.3.3 Producción	106
3.2.3.4 Geología	106
a) <i>Estructura local</i>	109
b) <i>Trampas</i>	109
CAPITULO 4 - TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN	110
4.1 PROPIEDADES DE LA SAL	111
4.2 RIESGOS POTENCIALES DE PERFORACIÓN DE SAL Y SUS ADYACENCIAS	111
4.3 PERFORACIÓN	114
4.4 OBTENCIÓN DE DATOS SÍSMICOS DURANTE LA PERFORACIÓN	117
4.5 PENETRACIÓN A LA SAL	119
4.6 SALIDA DE ESTRUCTURA SALINA	121
4.7 PROBLEMAS AL SALIR DE LA SAL	122
4.8 BARRENAS	123
4.9 FLUIDOS DE PERFORACIÓN	128
4.10 CEMENTACIÓN	134
4.11 ALMACENAMIENTO EN CAVERNAS DE SAL	137
4.11.1 Almacenamiento en el diapiro de Tuzandepetl en Veracruz.	143
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	149
BIBLIOGRAFÍA	152

RESUMEN

Es de gran relevancia el estudiar a las secuencias salinas en el ámbito petrolero, ya que aproximadamente la mitad de los yacimientos de petróleo más grandes del mundo están asociados con evaporitas.

El término sal, desde el punto de vista sedimentológico, se refiere al grupo de las evaporitas y precipitados químicos, donde las características físicas de la sal, su volumen y la cubierta sedimentaria, determinan la capacidad de habilidad salina para moverse en el subsuelo del área; esto representa una buena capacidad de la sal para mantener la integridad del sellado, ya que se deforman plásticamente mientras que las diferentes secuencias subyacentes y sobreyacentes a las capas de sal, se fracturan; así como también cuenta con una densidad constante, tiene una baja resistencia mecánica, posee una baja permeabilidad, se deforma en función del tiempo, de su espesor, de las condiciones de carga y de sus propiedades físicas.

En el ambiente sedimentario pueden ocurrir cambios en las condiciones termodinámicas, por lo que se da una rápida precipitación de gran parte de las sales disueltas, las que se depositan en diferentes formas, incluso anhidra. Se originan, por tanto, como consecuencia de la evaporación del agua que forma disoluciones con abundantes sales. Al alcanzarse, por evaporación, el nivel de sobresaturación de las sales presentes en la mezcla, se produce la precipitación del mineral que forma las evaporitas.

La deformación de las secuencias sedimentarias por el movimiento de sal en el Golfo de México y la Cuenca Salina del Istmo esta influenciada por la topografía en los depósitos del fondo marino de areniscas o carbonatos, así mediante, la halocinesis, es posible que en conjunto formen importantes trampas suprasalinas y subsalinas, donde la sal forma en muchos casos el sello que permite se entrampe a los hidrocarburos. Existen múltiples episodios de formación de capas,

como cuando una masa de sal jurásica es desplazada por una carga inicial, formándose un domo y posteriormente un diapiro, como consecuencia se crea una expansión de depresión gravitacional en una capa que puede evolucionar a un canopie; también en fases posteriores, el incremento de presión litostática producida por una secuencia sedimentaria suprasalina, causa el desarrollo de fallas normales, así como las relaciones sedimentarias asociados los desplazamientos de bloques.

Para la perforación en facies salinas se requiere una comprensión de sus principales características y propiedades, se debe evaluar que surjan problemas a la hora de perforar, atravesar y salir de los domos, diapiros o cualquier cuerpo salino; algunos provienen esencialmente de la tendencia al movimiento propia de la sal, teniendo como objetivo la optimización de la explotación de estos yacimientos.

Este trabajo fue desarrollado con el propósito de resaltar las características de los yacimientos petroleros asociados a secuencias de rocas evaporitas en cuencas sedimentarias. Actualmente dichos yacimientos representan un gran reto para la extracción de hidrocarburos debido a las dificultades que se presentan al estudiar y evaluar una acumulación de aceite y gas asociados a rocas evaporíticas.

Capítulo I

Generalidades

1.- GENERALIDADES

1.1 Introducción

Desde la Revolución Industrial, la energía como recurso ha sido de gran importancia para el desarrollo de los países. En la actualidad, hay diversas formas y medios para la obtención de los recursos energéticos, sin embargo, hasta la actualidad los hidrocarburos y el carbón, debido a su gran aporte energético en el mundo, son los más importantes, razón por la cual se siguen desarrollando y mejorando tecnologías para una más eficiente exploración y explotación.

En México se cuenta con yacimientos petroleros de diversas características geológicas, entre los que destacan los yacimientos en rocas carbonatadas, yacimientos en secuencias areno-arcillosas, y yacimientos asociados a cuerpos salinos. En la actualidad en México y en el mundo se presentan retos de exploración para reponer reservas y retos en los desarrollos de los campos para tener un mejor índice de recuperación en la producción de los campos.

Los yacimientos petroleros asociados a secuencias de rocas evaporitas conformadas por sales, presentan un gran reto para la extracción de hidrocarburos, dada su gran complejidad, ya que las herramientas utilizadas en los estudios que se realizan para la exploración son de tecnologías recientes y los resultados obtenidos deben ser analizados por un conjunto de personal interdisciplinario, con experiencia en los procesos de tectónica salina y evolución de las cuencas petroleras.

En general, las evaporitas autóctonas y alóctonas en todo el mundo intervienen en el sistema petrolero como sellos de gran eficacia. A pesar de que las evaporitas constituyen menos del 2% de las rocas sedimentarias del mundo, la mitad de los yacimientos de petróleo más grandes del mundo están asociados con evaporitas y la otra mitad asociados con secuencias areno-arcillosas (Grunau, 1987). Kirkland y Evans (1981) argumentan que las evaporitas sobrepuestas a carbonatos funcionan como eficientes sellos; en los carbonatos se tiene un estimado que

corresponde al 50% del total mundial de reservas de petróleo, dentro de las reservas probadas.

De acuerdo con Klemme (1983), todos los campos de gas supergigantes en el mundo están asociados directamente o indirectamente con capas de evaporitas lateralmente extensas. La mayoría de los campos gigantes del Medio Oriente son en su mayoría sellados por evaporitas.

Los campos gigantes de gas con sello de evaporitas (Downey, 1984), reflejan la capacidad de la sal para mantener la integridad del sellado ya que se deforman plásticamente mientras que las diferentes secuencias subyacentes al sello de sal, se fracturan. La deformación de las secuencias sedimentarias por el movimiento de sal en secuencias poco profundas en el Golfo de México y en otros lugares, y el control de la topografía en los depósitos del fondo marino de areniscas o carbonatos, así como, la halocinesis, es posible que en conjunto formen importantes trampas suprasalinas y subsalinas, que donde la sal forma el sello que permite se entrapen a los hidrocarburos.

En la figura 1.1 se muestra de forma esquemática cual es la distribución de las cuencas sedimentarias evaporíticas más grandes del mundo, donde se observa en el recuadro a) las cuencas que tienen origen con edades del Proterozoico y Paleozoico, mientras el recuadro b) se indican las cuencas sedimentarias evaporíticas que tienen origen en el Mesozoico, Cenozoico y Reciente.

Durante la investigación se realizó una recopilación de datos que estuvieron sujetos a un proceso de análisis y síntesis que logro estructurar un entendimiento de las secuencias evaporíticas y la forma en la que se puede afrontar estos yacimientos para su debida explotación y satisfacer las necesidades técnicas y económicas.

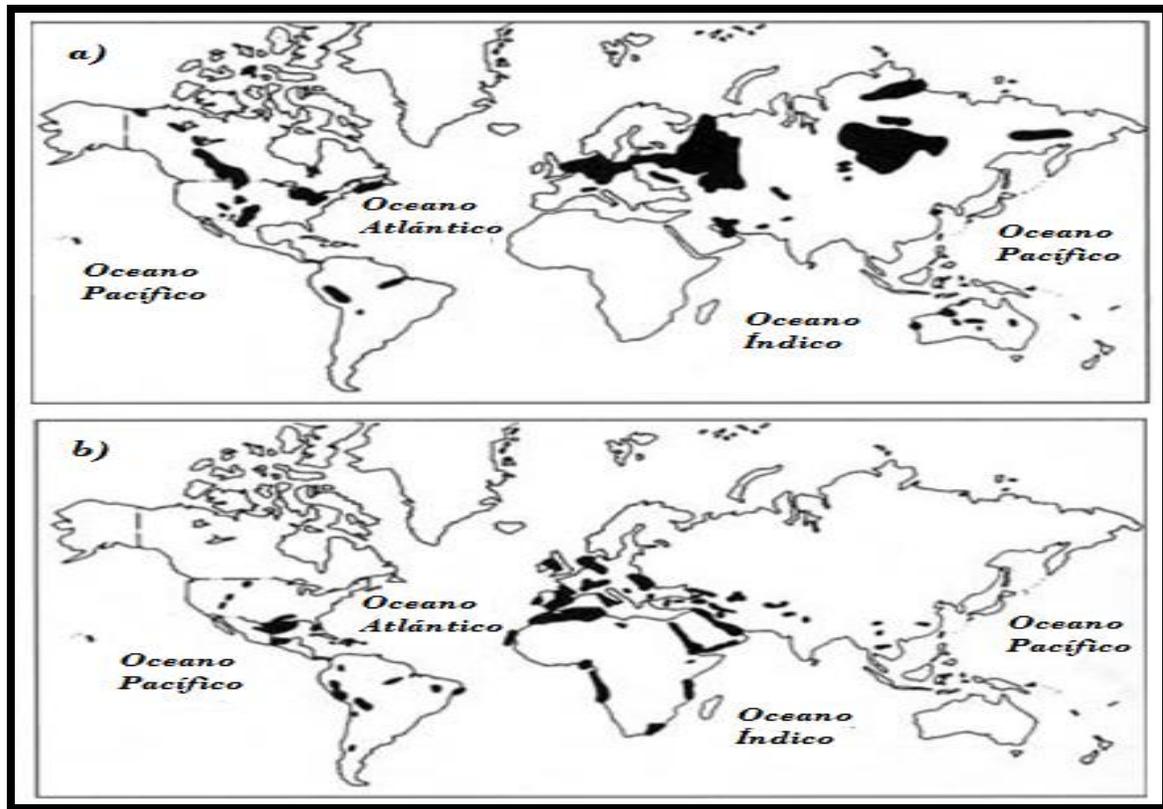


Fig. 1.1 Distribución de las cuencas de evaporitas más grandes en el mundo (Lefond 1975).

El primer capítulo habla de los antecedentes y generalidades de la explotación en yacimientos con facies evaporíticas, su localización y su relevancia en la industria petrolera en el mundo las oportunidades en desarrollo o para su futura explotación en México; así como los retos tecnológicos que presentan este tipo de yacimientos. El capítulo de igual forma abarca los antecedentes de la explotación y el desarrollo de algunas de las herramientas para su exploración y explotación en el mundo y en México.

El capítulo dos es una recopilación de fuentes bibliográficas de geología, donde se menciona las características geológicas, petrofísicas de los minerales que componen las estructuras salinas, la génesis y ambientes sedimentarios de depósito que conforman a este tipo de yacimientos así como la geología estructural presente en estas formaciones que hacen posible la deformación de las capas de sal, explicando que la formación de las estructuras salinas se atribuye en general a los siguientes parámetros: la gran plasticidad de la sal, al peso de los

sedimentos, al bajo peso específico de la sal, a sus condiciones de fluidez y a los procesos de deformación; que al combinarse, produjeron movimientos ascendentes o laterales de la sal acordes a la variación de los espesores suprayacentes.

En el tercer capítulo se mencionan campos petroleros relacionados con yacimientos con facies salinas en el México y en el mundo, presentando características importantes de estos campos como su localización, el sistema petrolero que los conforma y datos de producción que muestran su gran relevancia dentro de la industria petrolera.

El último capítulo hace énfasis a las nuevas tecnologías empleadas para el desarrollo de yacimientos con facies evaporíticas conformadas por sales, los grandes retos presentes, los problemas que se han presentado en las operaciones de perforación de la sal, y como se han resuelto este tipo de dificultades a través del desarrollo de nuevas herramientas que permiten optimizar y reducir los riesgo de operación. Entre ellos destacan las adquisiciones sísmicas, las metodologías usadas para selección de barrenas, sartas de perforación, diseño del fluido de perforación a usar, toma de datos en tiempo real al momento de la perforación y el diseño de la cementación en formaciones salinas. Por último se incluyo un subcapítulo presentando el almacenamiento de hidrocarburos y residuos peligrosos en cavernas salinas, donde se menciona sus características, los procesos realizados para la adecuación de este tipo de formaciones y las ventajas que conlleva implementar dicha actividad.

1.2 Objetivos

- Conocer y realizar una descripción detallada de las características geológicas, petrofísicas y petroleras de los yacimientos petroleros asociados a secuencias evaporíticas.
- Analizar y describir las características principales de yacimientos petroleros de algunos casos históricos en México y en el mundo, relacionados con secuencias evaporíticas.
- Describir las principales metodologías y tecnologías empleadas para la explotación de los yacimientos asociados a secuencias evaporíticas.

1.3 Cuencas petroleras con yacimientos en secuencias evaporíticas.

En México, las cuencas petroleras que cuentan con yacimientos asociados a secuencias evaporíticas que están siendo explotadas o bien que cuentan con un gran potencial de reservas por explorar son:

- La Cuenca Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 km², se compone de una gruesa secuencia de sedimentos clásticos intrusionados por sal. Los yacimientos producen aceite ligero principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de edad del Jurásico Medio (Pemex 2011).
- La Cuenca Salina en el Golfo de México Profundo, cuenta con una columna sedimentaria Mesozoica y Cenozoica que se encuentra fuertemente afectada por la presencia de grandes canopies de sal, domos e intrusiones salinas con raíz profunda, que dan origen a la deformación y en algunos casos al rompimiento de las secuencias mesozoicas, lo que influyó activamente en la sedimentación, dando lugar a la formación de mini-cuencas por evacuación de sal. En varios sectores de la cuenca, existen numerosas evidencias de la presencia de aceite, el cual está siendo expulsado a la superficie del fondo marino a través de un sistema de fallas. Con estas evidencias, se espera que

el hidrocarburo principal atrapado en el subsuelo de este sector, sea aceite ligero (Pemex 2011).

- En el Cinturón Plegado de Perdido, se tiene una importante secuencia de sal alóctona, que al moverse formó un cinturón plegado y fallado originado por emplazamiento de sal y deslizamiento gravitacional sobre la cima de la sal jurásica; esta deformación involucra a la secuencia cretácica y cenozoica. Las estructuras están nucleadas por sal, siendo alargadas, apretadas, muy grandes (de más de 40 kilómetros). Este cinturón de deformación se encuentra en tirantes de agua de entre 2,000 y 3,500 metros. El tipo de hidrocarburo esperado es principalmente aceite y las rocas potencialmente almacenadoras corresponden con calizas fracturadas de aguas profundas y para el cenozoico areniscas formadas en ambientes profundos correspondientes con turbiditas (Pemex 2011).

En la figura 1.2, se muestra la localización de provincias petroleras en México con contenido de formaciones salinas, que están en proceso de exploración y/o explotación.

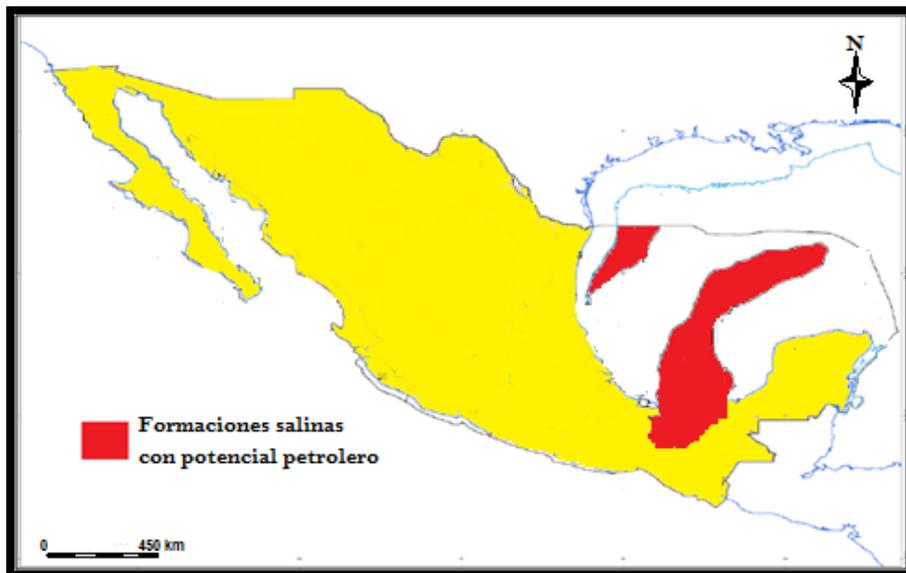


Fig. 1.2 Provincias petroleras con formaciones salinas en México (Pemex 2011).

En la actualidad; las cuencas con secuencias evaporíticas han tomado relevancia debido al gran potencial petrolero y en áreas nuevas se están estudiando para reponer reservas de hidrocarburos. En la figura 1.3 se muestra de forma esquemática la ubicación de las principales secuencias salinas en aguas profundas en todo el mundo. Este mapa muestra diversas áreas con objetivos exploratorios subsalinos y suprasalinos. El crecimiento inicial de la actividad en las regiones de aguas profundas ha tenido lugar en el denominado Triángulo de Oro del Golfo de México, Brasil y, más recientemente, África Occidental.



Fig. 1.3 Ubicación general de las secuencias salinas en aguas profundas (Schlumberger, 2008).

1.3.1 Características de la sal en evaluación de las cuencas sedimentarias.

- En general, las secuencias conformadas por capas de sal son más débiles y dúctiles que las rocas sedimentarias adyacentes (areniscas, lutitas o calizas).
- Las secuencias salinas conservan una densidad relativamente baja aún después del sepultamiento.
- La sal se deforma en función del tiempo, de su espesor, de las condiciones de carga y de sus propiedades físicas.
- Las sales poseen en general un gradiente de fractura alto, sin embargo las fracturas no se comunican.

- Las sales poseen una baja permeabilidad, siendo un mecanismo confiable que origina un buen sello con el correspondiente entrapamiento de hidrocarburos.
- La sal es mecánicamente estable, si se comprime en igual medida desde todos los lados durante el proceso de sepultamiento, no obstante, la baja viscosidad de la sal permite que ésta fluya bajo la acción de fuerzas o cargas desbalanceadas.
- No existen dudas acerca del hecho de que todos los elementos del sistema petrolero pueden encontrarse por encima y por debajo de la sal.
- Las ondas sísmicas viajan más rápidamente a través de la sal (entre 4400 y 4600 m/s), en ocasiones duplicando la velocidad de las capas adyacentes, creando importantes contrastes de velocidad.
- La plasticidad de la sal es sensible a los cambios producidos por la perforación de un pozo.
- El ángulo de salida de un pozo que corta la sal, se recomienda sea donde el contacto entre la sal y los sedimentos subyacentes posea un echado bajo.
- Los fenómenos de barrido o lixiviación de la sal, su reptación, la presencia de suturas y otras inclusiones dentro de las estructuras salinas, dependen de utilizar fluidos de perforación bien diseñados para balancear los objetivos (Schlumberger, 2008).

1.3.2 Desafíos Tecnológicos

Con relación a la geofísica y caracterización geológica, los principales desafíos son (Schlumberger, 2008):

- Es común que se tenga dificultad de definir las características de las formaciones geológicas que se encuentran por debajo de las secuencias salinas.
- En general no se logra proveer imágenes de calidad a través de las formaciones salinas para un desarrollo eficiente del campo.

- Frecuentemente es difícil de modelar, en la base y los flancos de la estructura salina (arriba), debido a que las presiones de poro, los gradientes de fractura y la existencia de fracturas naturales que son difíciles de caracterizar.
- El procesamiento de la sísmica avanzada es complicado debido al elevado contraste de velocidad sísmica, existente entre la sal y los sedimentos, generando problemas para los métodos convencionales de migración en el tiempo.

Con relación a la recuperación y desarrollo de campos, los desafíos principales son (Schlumberger, 2008):

- Lograr la mejora en los diseños y la optimización de equipo de perforación para reducir riesgos debido a la complejidad de perforar los cuerpos salinos.
- Implementar mejores métodos de control de escurrimiento de la sal al interior del pozo durante los procesos de la perforación.
- Lograr que las nuevas técnicas de perforación y terminación de pozos minimicen los tiempos de operación.

1.3.3 Oportunidades

Con relación a las principales oportunidades para el caso de México, se tiene previsto por PEMEX seguir explorando nuevas áreas donde se tienen secuencias salinas para restituir reservas y aumentar la producción de aceite y/o gas, considerando los siguientes aspectos (Pemex, 2011):

- En general se tienen grandes volúmenes de reservas no recuperadas.
- Se deben buscar nuevas oportunidades de desarrollos de campos y de producción.
- Existe gran potencial de restitución de reservas.

- Se considera la existencia de grandes volúmenes de hidrocarburo que serán descubiertos por la exploración de aguas profundas.

-Es importante considerar el desarrollo e implementación de nuevas técnicas de perforación y terminación de pozos.

1.4 Antecedentes Generales

La literatura muestra que los avances en metodología y/o tecnología para la evaluación y desarrollo de yacimientos sedimentarios en secuencias salinas, proviene de experiencias de campos que están siendo desarrollados y que se han encontrado con retos para obtener una mejor evaluación del potencial petrolero, obtención de sísmica y registros geofísicos, procesos de perforación y terminación de pozos, así como mejoras en los procesos de producción y control de sal.

Desde el descubrimiento y desarrollo de campos con cuencas sedimentarias con capas salinas de gran importancia tal como se dió en el Medio Oriente, y posteriormente en cuencas sedimentarias con capas salinas costa fuera en aguas someras y profundas del Mar del Norte, EUA y África, se intensificaron los trabajos de desarrollo de adquisición de sísmica, perforación de pozos y modelado de yacimientos (Schlumberger, 2008).

En la toma e interpretación de sísmica, la historia indica que en la década de 1920 la introducción de tecnología en esta área permitió detectar capas inclinadas del subsuelo, por medio de los disparos analógicos de cobertura simple. En la década de 1930, esta técnica innovadora fue la clave para los hallazgos registrados en torno a domos salinos y pronto se convirtió en la práctica estándar. La década de 1950 se desarrollaron los datos sísmicos de cobertura múltiple, técnica que mejoró significativamente la relación señal-ruido. En la década de 1960 se introdujeron la adquisición y el procesamiento de datos digitales que reemplazaron a los métodos analógicos y ópticos anteriores (Schlumberger, 2002).

En la década de 1980, los levantamientos 3D se utilizaron en gran medida en la industria petrolera, transformando así todo el negocio de exploración. Los atributos de trazas y los puntos brillantes fueron utilizados como indicadores sísmicos de la presencia de hidrocarburos (Schlumberger, 2002).

Para la década de 1990, los contratistas de prospección sísmica ya adquirían datos de exploración 3D como rutina sobre extensas áreas de las distintas plataformas continentales del mundo. La migración en tiempo después del apilamiento en levantamientos 3D evolucionó hasta convertirse en una práctica común, reduciendo los costos de descubrimiento a sus niveles actuales.

Recientemente, las imágenes en escala de profundidad están aportando nuevas oportunidades de exploración en regiones consideradas demasiado riesgosas. En la actualidad un nuevo método de adquisición sísmica, denominado de registro en círculos, ha resultado efectivo para obtener imágenes debajo de la sal y de otras capas reflectivas. Se utilizan también procedimientos de sísmica de pozos, conocidos como perfiles sísmicos verticales (VSP) con desplazamiento sucesivo de la fuente y técnicas de adquisición de datos sísmicos durante la perforación de pozos exploratorios. Estas técnicas están ayudando a los exploradores a generar nuevas áreas prospectivas bajo la sal y a descubrir nuevas reservas (Schlumberger, 2002).

En perforación, la revisión literaria muestra que para comienzos de la década de 1900, los perforadores, geocientíficos e ingenieros de yacimientos reconocieron la importancia de la geopresión en la producción de petróleo y gas. El descubrimiento de Spindletop, que experimentó un reventón durante la perforación cerca de un domo salino situado a 311 m de profundidad, y que produjo alrededor de 800,000 bbl de petróleo en ocho días; aportó a los científicos nuevos conocimientos acerca de los efectos de la geopresión anormal relacionada con la presencia de domos salinos y otros inconvenientes que se presentan en este tipo de estructuras salinas.

Por acontecimientos como el señalado anteriormente, se han generado metodologías de la planificación para perforar pozos en yacimientos sedimentarios con capas de sal, implementando estrategias para la reducción de riesgos en la perforación de alrededor de estructuras salinas, en las que incluyen la evaluación de una serie de riesgos como son: inestabilidad del pozo, gradientes fuertes de sobrecarga, gasificación de los fluidos de perforación a través de la formación fracturada, pérdida de circulación, la transición repentina de sobrepresión, etc. (B. Dusseault, 2004).

Con el uso de las nuevas tecnologías se ha dado solución a los problemas de perforación centrándose en el tamaño de los agujeros durante la perforación para un mejor control direccional; se han diseñado innovadores planes de contingencia para reducir la incertidumbre de las presiones de poro y de fractura; todo esto mediante una planificación detallada y un programa (D. Whitson, 2001).

Para el modelado de yacimientos, la adquisición de datos sísmicos presenta un rol muy importante, ya que la calidad de las imágenes nos dará una mejor interpretación estructural del yacimiento (Beltrão, 2009), de igual forma es importante la comparación de las cuencas sedimentarias evaporíticas modernas con las cuencas sedimentarias evaporíticas del pasado en todos los aspectos posibles; esto nos ayuda a desarrollar analogías y realizar correlaciones para la interpretación de las secuencias estratigráficas (Börner, 2004). El conocimiento sobre las propiedades del yacimiento es uno de los desafíos principales para construir mejores modelos, proyectos y predicciones con los datos disponibles. Según Beltrão (2009), los desafíos de la tecnología para los yacimientos subsalinos se pueden clasificar en tres categorías principales: (1) La descripción, representación de los fluidos del yacimiento y las heterogeneidades de la roca, (2) La elección de la mejor estrategia de producción de acuerdo a las características del yacimiento, y (3) La predicción del índice de producción del yacimiento.

Es importante mencionar que en la actualidad, las perforaciones en yacimientos sedimentarios con capas salinas en aguas profundas han tenido auge debido al

gran potencial petrolero que están presentando regiones de aguas profundas como son el Golfo de México, Brasil y, más recientemente, África Occidental (Schlumberger, 2003).

Con el fin de perforar la mayor cantidad de pozos con éxito, los operadores de aguas profundas requieren concentrar los esfuerzos de planificación en los retos planteados donde se tienen las secciones con secuencias salinas considerando las profundidades a las que se encuentran; es necesario un análisis de mejores prácticas con herramientas de última generación en perforación, de los métodos de procesamiento sísmico y el manejo de los fluidos de perforación, para que las secciones salinas presentes en los yacimientos sedimentarios de aguas profundas, dejen de ser el adversario tradicional para convertirse en aliadas.

Las tecnologías desarrolladas para explorar las provincias subsalinas de las áreas de aguas profundas, sumadas a la experiencia adquirida en el proceso, serán de utilidad para el desarrollo de futuros proyectos, donde la identificación de semejanzas o diferencias en cuencas con capas salinas ayudará a las compañías reconocer la presencia de características en una cuenca que pueden señalar rasgos correspondientes, aunque previamente no descubiertos, en cuencas análogas (Schlumberger, 2003).

1.5 Antecedentes en México

En México, la explotación de yacimientos petroleros asociados a secuencias de rocas evaporitas conformadas por sales, tiene sus inicios en los primeros descubrimientos de petróleo en el sureste de México, que fueron realizados 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 el estado de Veracruz.

A inicios del siglo XX el método exploratorio más recurrido y eficaz fue la prospección mediante trabajos de geología superficial, el cual fue utilizado por los geólogos que iniciaron los estudios en la Cuenca Salina del Istmo; tecnología

básica con respecto a la que se tiene en nuestros días, pero sigue siendo de gran utilidad en la actualidad. Gracias a este tipo de estudios fue posible definir la existencia de trampas conformadas por sedimentos plegados en forma cómica resultado del movimiento de sal que causo plegamiento o intrusión de una masa salina.

La exploración petrolera en México se convirtió en un fiel reflejo de lo que sucedía en Texas y Lousiana, USA, de modo que en la Cuenca Salina del Istmo, la etapa de explorar el cap rock tuvo también su origen en 1901, cuando los contratistas del inglés Weetman Pearson que construía la vía del ferrocarril a través del Istmo de Tehuantepec, observaron una gran cantidad de chapopoterías, por lo que recomendaron contratar geólogos para realizar estudios de reconocimiento (Venegas, 2010).

Los resultados de estos reconocimientos geológicos animaron a Pearson a fundar la Compañía El Águila (Fig1.4), para explorar con más detalle y con las mismas ideas y metodologías aplicadas en Texas y Lousiana; 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 Ixhuatlan).



Fig 1.4 Periódico antiguo con la fotografía de Sir Weetman Pearson, fundador de la Compañía Petrolera Mexicana el Águila (Wikipedia, 2012).

De acuerdo Tissot (1979), durante 1905 las compañías extranjeras que operaban en México produjeron aceite en forma comercial en el campo denominado Capocacán, en domos salinos cercanos a Coatzacoalcos, Veracruz.

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 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, con lo que la producción de hidrocarburos se consolidó como una de las principales actividades económicas del país. Los yacimientos encontrados en las formaciones del Mesozoico en el área Chiapas-Tabasco, fue lo que permitió la expansión de la industria petrolera a partir de 1974, en nuestro país un factor importante en esa expansión fue el alza en los precios del petróleo, lo que incentivó la perforación de pozos con más de 3,500 metros de profundidad.

Existe una gran similitud en las características de los domos y diapiros salinos de las costas del sur del Golfo de México con los de Estados Unidos; solamente que en esta región, las estructuras salinas tienen generalmente una forma más regular (frecuentemente redonda) vistos de planta, mientras que los domos salinos de la Cuenca del Istmo presentan formas más irregulares y alargadas, lo cual posiblemente indica condiciones tectónicas diferentes, aunque se interpreta que la edad y génesis de las secuencias salinas es similar (Enciso, 1963).

La Cuenca Salina del Istmo tiene un área que presenta un gran interés desde el punto de vista petrolero, ya que dentro de ella se han concentrado importantes campos productores de aceite y gas en estructuras formadas por el movimiento de la sal. Recientemente se han desarrollado programas de sondeo sísmico como parte del Proyecto de Crudo Marino y del Proyecto Coatzacoalcos, los cuales han descubierto varios nuevos campos en estructuras salinas.

Es importante pensar en nuevas fuentes de hidrocarburos convencionales, como los que podrían encontrarse en el Golfo de México en Aguas Profundas, en 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, lo que hace muy atractivo la exploración petrolera mediante nuevas técnicas y métodos de esta zona. Con las evidencias encontradas, por la profundidad a la que se encuentran y por las condiciones geológicas se espera que el hidrocarburo principal en este sector sea aceite ligero y gas natural.

Capítulo II

Secuencias Evaporíticas

CAPITULO 2 – SECUENCIAS EVAPORÍTICAS.

En varias cuencas sedimentarias del mundo se encuentran yacimientos petroleros asociados a secuencias de facies con sal, las cuales han sufrido deformaciones, lo que ha ocasionado la formación de domos, diapiros salinos, canopies, etc., que en general representan un gran reto para la exploración y explotación eficiente de dichos yacimientos. En este capítulo abordaremos la descripción de los principales conceptos ligados a las rocas evaporitas, su formación, estructura y los procesos de deformación.

2.1 Rocas Sedimentarias.

Los materiales que han sido erosionados y transportados por algún agente geológico (agua, hielo o aire), llega un momento en que, al cesar o disminuir la fuerza de ese agente, se da un proceso de depósito en zonas bajas de la superficie terrestre como son mares, lagos, llanuras, valles, etc. (Tarbuck, 2005).

Los materiales depositados, denominados sedimentos, van siendo recubiertos paulatinamente por otros posteriores y sufren transformaciones físico-químicas denominados procesos de diagénesis, que incluyen la compactación y cementación de materiales sueltos que dan lugar a la litificación, lo que origina a las denominadas rocas sedimentarias, tal como es presentado de forma esquemática en la figura 2.1 (Cornelis Klein 1998).

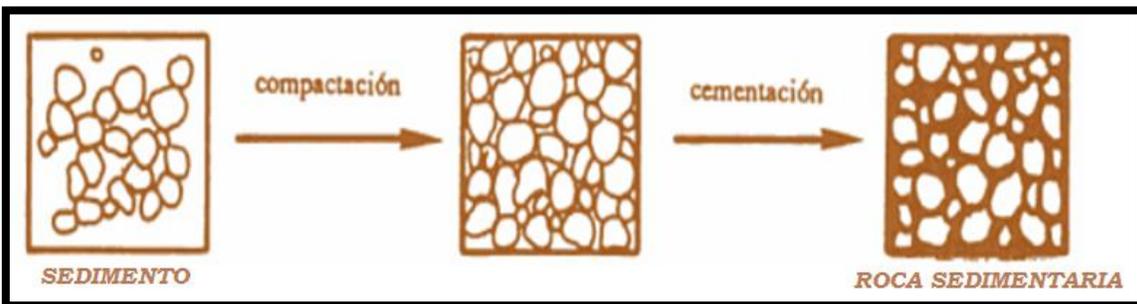


Fig. 2.1 Transformaciones físico-químicas que dan origen a una roca sedimentaria (Tomada de Borrego, 1994).

La roca sedimentaria que cubre los continentes de la corteza terrestre es extensa, pero se estima que la contribución total es aproximadamente del 5% (en volumen) de los 16 km externos de la Tierra. Sin embargo, son de importancia, ya que alrededor del 75% de todos los afloramientos de roca de los continentes está compuesto por rocas sedimentarias (Tarbuck, 2005). Las rocas sedimentarias en general se dividen en terrígenas y químicas.

2.1.2 Rocas Sedimentarias Terrígenas

Este tipo de sedimentos corresponden con una acumulación de material que se origina y es transportado en forma de clastos sólidos derivados del intemperismo mecánico y químico de rocas preexistentes, Los depósitos de este tipo se denominan detríticos, clásticos o terrígenos y dan origen a las rocas sedimentarias terrígenas. Los constituyentes fundamentales de este tipo de rocas sedimentarias son los minerales de arcilla, los feldespatos, el cuarzo y los fragmentos de roca (Tarbuck, 2005).

2.1.2 Rocas Sedimentarias Químicas

Los sedimentos químicos derivan del material que es transportado en solución a los lagos y a los océanos, resultado de precipitados ocurridos por procesos orgánicos o inorgánicos; sin embargo, este tipo de sedimento no permanece disuelto indefinidamente con el agua. Una parte precipita para formar los sedimentos químicos, que posteriormente se convierten en roca; esta precipitación del material se produce de dos maneras. El primer proceso es inorgánico y ocurre por la evaporación y la actividad química que puede producir sedimentos químicos. El segundo ocurre por procesos orgánicos originado por los organismos acuáticos, que también forman sedimentos, cuyo origen se dice que es bioquímico. En función de su composición, estas rocas pueden, a su vez, clasificarse en distintos grupos entre los que destacan las rocas carbonatadas y las evaporitas (Tarbuck, 2005), tal como se muestra de forma esquemática en la fig. 2.2, donde se indica la secuencia que siguen los sedimentos, así como los

agentes que intervienen en la formación de las diferentes rocas sedimentarias. En este trabajo nos enfocaremos solamente a las evaporitas.

2.2 Evaporitas

Las evaporitas son depósitos de sales que generalmente se forman como el resultado de la evaporación de agua en lagos y mares antiguos de poca profundidad y en zonas desérticas o cálidas con poca precipitación pluvial.

2.2.1 Génesis

Por las características ambientales, ocurre la evaporación del agua con una rápida precipitación de las sales descargadas por aguas juveniles a partir de soluciones extremadamente sobresaturadas y en condiciones termodinámicas extremas. En el ambiente sedimentario pueden ocurrir cambios en las condiciones termodinámicas, por lo que se da una rápida precipitación de gran parte de las sales disueltas, las que se depositan en diferentes formas, incluso anhidra.

En algunos casos, el proceso de acumulación suele ser muy rápido, por ejemplo 100 m de espesor de estos sedimentos pueden representar a 1000 años de edad, por ejemplo las famosas evaporitas mesinianas del Mediterráneo, formadas en el Mioceno Tardío, alcanzan un registro de 2 km y se depositaron en unos 200,000 mil años (Spalletti, 2009).

Las evaporitas son típicas de condiciones climáticas secas, pero la temperatura puede ser muy variada. Aunque son más frecuentes en regiones cálidas, también se forman en zonas áridas de muy altas latitudes. La velocidad de acumulación varía de acuerdo a la temperatura. Por ejemplo, en las regiones frías, es mucho más lenta. Estas formaciones van acompañadas de procesos tectónicos que forman cuencas sedimentarias de poca profundidad.

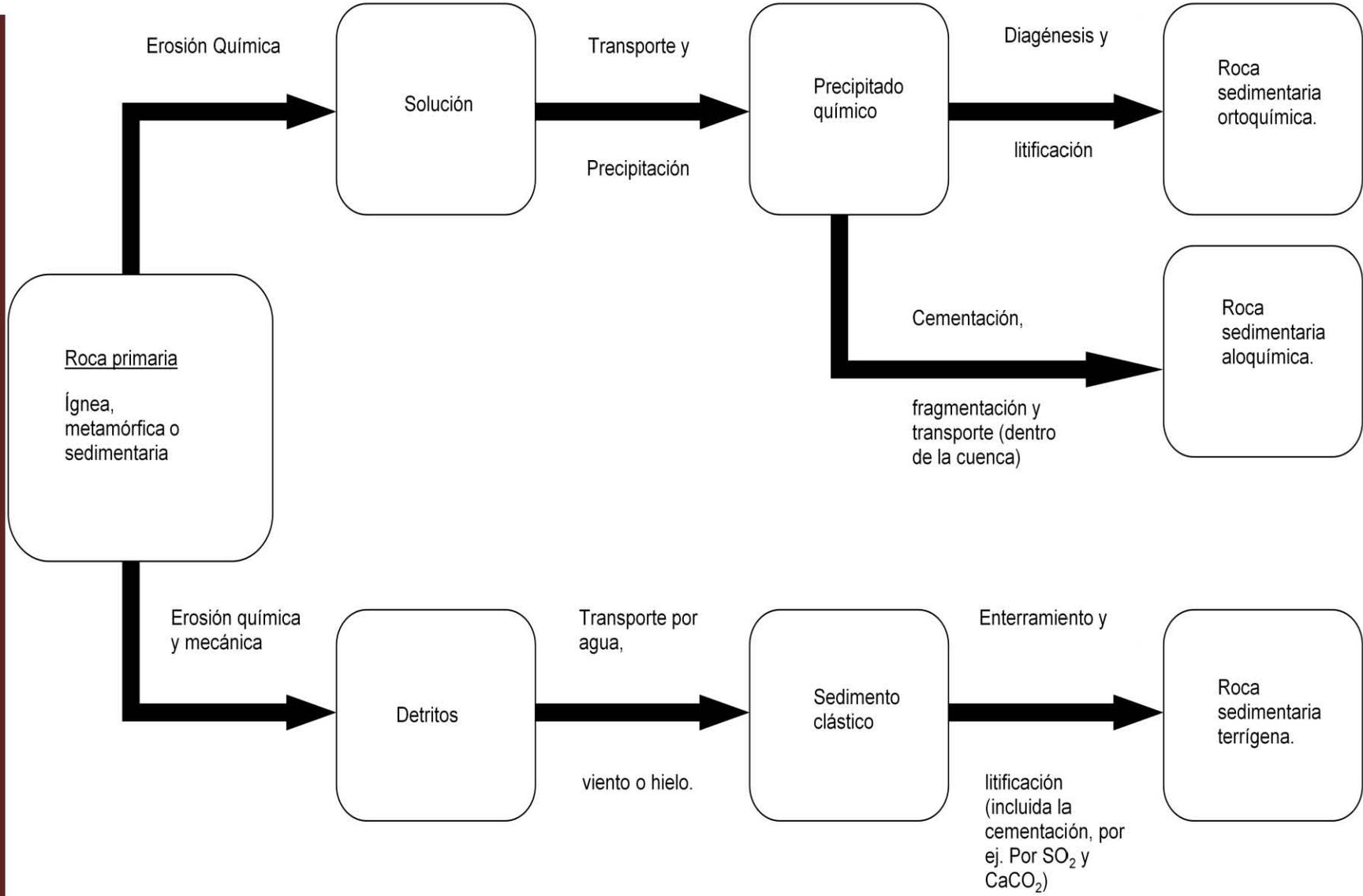


Figura 2.2 Diagrama esquemático de la secuencia roca primaria- agentes atmosféricos-roca sedimentaria.

2.3 Rocas evaporíticas

Las rocas evaporíticas son las principales rocas químicas, formadas por precipitación química directa de los componentes minerales presentes en una mezcla sobresaturada de sales (Warren, 2009).

Su principal fuente de formación es el agua de mar, aunque también existen evaporitas continentales, formadas en lagos salados, o en regiones desérticas que se inundan esporádicamente. Para que se formen es esencial que el ritmo de evaporación exceda al de los aportes de aguas; manteniendo los niveles de sobresaturación (Spalletti, 2009).

Se originan, por tanto, como consecuencia de la evaporación del agua que forma disoluciones con abundantes sales. Al alcanzarse, por evaporación, el nivel de sobresaturación de las sales presentes en la mezcla, se produce la precipitación del mineral que forma este compuesto. A menudo se producen precipitaciones sucesivas: en un primer momento precipitan las sales menos solubles, y cuando aumenta la evaporación van precipitando las más solubles. La mayoría de los depósitos antiguos de mayor desarrollo se han formado en antiguas cuencas marinas, por lo que existen evidencias de ellas en todo el registro geológico, desde el Precámbrico, aunque son más comunes en las sucesiones del Fanerozoico y resultan particularmente importantes en el Cámbrico tardío, Pérmico, Jurásico y Mioceno (Spalletti, 2009).

2.3.1 Composición

En la naturaleza existe una gran variedad de sales, aunque están compuestas esencialmente por halita, anhidrita y yeso, entre las evaporitas pueden aparecer numerosos minerales como los que se presentan en la tabla 2.1. El mineral que mayoritariamente forma la roca es quien determina el tipo de evaporita.

Tipo de compuesto salino	Evaporita	Sal que la compone
Cloruro	Halita	NaCl (Cloruro de sodio)
Cloruro	Silvita	KCl (Cloruro de potasio)
Cloruro	Carnalita	CaMgCl ₃ .6H ₂ O
Sulfato	Anhidrita	CaSO ₄ (Sulfato de Calcio)
Sulfato	Yeso	CaSO ₄ .2H ₂ O (Sulfato de calcio) dihidratado
Sulfato	Polihalita	K ₂ MgCa ₂ (SO ₄) ₄ .2H ₂ O
Tipo de compuesto salino	Evaporita	Sal que la compone
Sulfato	Kieserita	MgSO ₄ .H ₂ O (Sulfato de manganeso monohidratado)
Sulfato	Epsomita	MgSO ₄ .7H ₂ O (Sulfato de manganeso heptahidratado)
Carbonatos	Trona	Na ₃ (CO ₃)(HCO ₃).2H ₂ O
Carbonatos	Natrón	Na ₂ CO ₃ .10H ₂ O (Bicarbonato de sodio decahidratado)
Boratos	Bórax	Na ₂ B ₄ O ₇ (Tetraborato de sodio)
Nitratos	Soda	NaNO ₃ (Nitrato de sodio)

Tabla 2.1 Minerales presentes en las rocas evaporíticas (Wikipedia, 2012).

2.3.2 Cloruros

A continuación se describen las principales características y propiedades de los cloruros:

2.3.2.1 Halita

La palabra sal se deriva del latín “sal” y el nombre de halita es derivado del griego “hals” que significa mar (Dana, 1969) (Fig. 2.3).



Fig. 2.3 Mineral Halita (NaCl), (webmineral.com, 2009).

Se le conoce con algunos nombres específicos como halita, sal de roca, sal gema y sal fósil.

Químicamente, la sal está compuesta por 60.6% de Cloro y un 39.4% de Sodio. En la naturaleza la sal raramente es pura, aunque llegan al 99.9% en el contenido de NaCl; los análisis promedio de grandes cantidades de sal minada raramente pasan del 98% de pureza. Las impurezas son en su mayoría fluidos y sólidos, como: gotitas de salmuera, burbujas de gases, inclusiones de sustancias arcillosas u orgánicas, yeso, cloruros de potasio, cloruros de magnesio y otros.

Las inclusiones líquidas en la halita son comunes, éstas representan comúnmente salmueras atrapadas durante el proceso de cristalización (Dana, 1969).

Los cristales de la halita son cúbicos y cuando es pura es transparente e incolora, pero generalmente se presenta con colores blanco, amarillento, café, rojo, rosado, verde, violeta, púrpura, azul, anaranjado, gris y negro, dependiendo de la naturaleza de las impurezas. Es frágil, con una dureza igual a 2.5; sometida a una prolongada presión se manifiesta propensa a la deformación plástica.

Su crucero es perfecto y fuertemente desarrollado, fácilmente se rompe o se separa a través de superficies paralelas a las caras del cubo. Debido a la

perfección del crucero, los fragmentos son usualmente originados por los planos de crucero; sin embargo, cuando se quiebra a través de otros planos distintos, su fractura es concoidal. Su peso específico varía de 2.1 a 2.6, es mala conductora de electricidad y posee un elevado índice de conductividad térmica. Decrepita fuertemente cuando es calentada (Dana, 1969).

La sal es muy soluble en el agua, hasta el 35% a la temperatura ambiente, también es higroscópica (propiedad de algunos cuerpos de absorber y exhalar la humedad), pero en menor grado que los cloruros de potasio y de magnesio. A 800 °C se funde con facilidad decrepitando o envejeciendo y dando una coloración amarilla a la llama. En la naturaleza se presenta en las siguientes formas (Dana, 1969):

Sal en Solución:

- a) Agua de los Océanos
- b) Agua de los Lagos
- c) Agua Subterránea

Sal en Rocas:

- a) Depósitos de Playa
- b) Depósitos Estratificados
- c) Estructuras Salinas (domos, diapiros, canopies y otras).

Comercialmente, la sal se obtiene de todas las fuentes mencionadas, pero las más importantes económicamente son por su pureza y cantidad volumétrica, son las estructuras salinas, de las aguas subterráneas, de las aguas oceánicas y de depósitos estratificados (Mancilla, 1995).

Usos:

La halita es uno de los minerales más utilizados en la vida cotidiana, posee múltiples usos tanto domésticos como industriales, los más importantes son:

- Condimento alimentario.
- En la industria alimentaria, como conservante y condimento.
- En la industria química en el procesado de la sosa, del bicarbonato sódico, del ácido clorhídrico, sodio metálico, etc.
- En tecnología, por ser conductora de radiaciones infrarrojas.
- En otras industrias como la textil, maderera y curtido de piel.

2.3.2.2 Silvita

Deriva del nombre dado por los primeros químicos como "sal digestiva de Sylvio" (Fig. 2.4), refiriéndose al químico Sylvius de la Boë (1614 - 1672) (Mancilla, 1995).



Fig. 2.4 Mineral Silvita (KCl), (webmineral.com, 2009).

Su composición química es 52.4% de Potasio y 47.6 de Cloro. A menudo contiene inclusiones de líquidos y gases, principalmente hidrógeno, metano y de particular interés, helio; entre otras impurezas físicas se observan con frecuencia cloruro de sodio y óxido de hierro (Mancilla, 1995).

Cristaliza en el sistema rómbico y tiene la misma estructura cúbica que la sal gema. Se puede presentar en agregados y en masas terrosas compactas; las variedades puras son transparentes e incoloras como el agua. El color blanco lechoso se debe a inclusiones de minúsculas burbujas de gases. La silvita de color

rojo vivo y rosa son también cristasoles y contiene en fase de dispersión, minúsculas escamas de hematita. Tiene una dureza de 1.5 - 2.0, es frágil y sometida a una presión prolongada, manifiesta propiedades plásticas; su peso específico 1.97 - 1.99, por lo que es menor que el de sal de gema (Dana, 1969).

Se distingue por su sabor salado, amargo, astringente; además de su muy elevada conductividad térmica. Es muy soluble en el agua y de características higroscópicas. La silvita se parece a la sal gema con la cual, forma a menudo concreciones granulares y se distingue de ella por el gusto y la coloración violeta que da a la llama, visible a través de un vidrio azul. Se usa como fuente principal de compuestos de potasio que se emplean extensamente como fertilizantes (Dana, 1969).

2.3.2.3 Carnalita

La composición química de la carnalita es un 8.7% de Magnesio, 14.1% de Potasio, 38.3% de Cloro y 38.9% de agua. Como impurezas suelen presentar cloruro de sodio, cloruros de potasio, sulfato de calcio, óxidos de hierro, sustancias arcillosas, gotas de salmuera (Fig. 2.5); a menudo contiene abundante inclusiones de gases (mezcla de nitrógeno con hidrógeno con metano), (Mancilla, 1995).



Fig. 2.5 Mineral Carnalita (webmineral.com, 2009).

Cristaliza en el sistema ortorrómbico, sin embargo, los cristales son extremadamente raros; por lo común puede encontrarse en masas granulares. Las variedades puras son incoloras y lo más común es que los núcleos de óxido de hierro le dan un color rosa o rojo, el café o amarillo se debe a las mezclas de hidróxidos de hierro; es frágil, con una dureza de 2.0 - 3.0, con un peso específico

de 1.6, es extraordinariamente higroscópico que se convierte rápidamente en pasta expuesta al aire y se descompone en cloruro de potasio y cloruro de magnesio, con seis moléculas de agua formando una salmuera. Su sabor es amargo, salado, astringente, al disolverse en el agua emite un chasquido especial que se parece al crujir de la nieve bajo los pies; dicho fenómeno se debe a que esta sal, más que en otras, se hallan inclusiones de burbujas de gases sometidos a grandes presiones (Dana, 1969).

2.3.3 Sulfatos

A continuación se describen las principales características y propiedades de los sulfatos:

2.3.3.1 Anhidrita

Es sulfato cálcico (CaSO_4), que se caracteriza por no poseer ninguna molécula de agua en su estructura salina (fig. 2.6). Esta se forma por la alteración diagenética (deshidratación) del yeso primario (Middleton, 2003).



Fig. 2.6 Mineral Anhidrita (CaSO_4), (webmineral.com, 2009).

La anhidrita se caracteriza por sus tres exfoliaciones en ángulos rectos. Se distingue de la calcita por su mayor peso específico, y del yeso por su mayor dureza. Algunas variedades en masas son difíciles de reconocer y debe hacerse el ensayo del radical sulfato.

Su color es incoloro a azulado o violeta, aunque puede ser también blanco, con tinte rosa, castaño o rojo, tiene raya blanca, con brillo de vítreo a perlado en las

caras de exfoliación, una dureza de 3.5, con densidad de 3.90 g/cm^3 ; su óptica es biáxico positivo, con birrefringencia elevada (Dana, 1969).

2.3.3.2 Yeso

Pertenece al sistema monoclinico, se presenta en algunos casos en cristales tabulares de gran tamaño; en otros casos, forma masas espáticas o micáceas transparentes (espejuelo), o se presenta en forma masiva o granular (alabastro), (fig. 2.7).



Fig. 2.7 Mineral Yeso (webmineral.com, 2009).

Su composición química corresponde con un 33.56% de CaO , 45.51% de SO_3 y 20.93% de agua. Presenta de color blanco, gris o incoloro, además de diversas tonalidades de amarillo a rojo castaño por causa de impurezas; en otros casos es transparente o translúcido. Presenta un brillo vítreo y sedoso en los cristales, nacarado en superficies de exfoliación; su raya es blanca, tiene una dureza de 2.0 y su gravedad específica es de 2.32 (Dana, 1969).

Su origen es sedimentario asociado con rocas calcáreas y arcillosas principalmente, aunque también puede formarse en vetas por actividad hidrotermal. En general corresponde con depósitos evaporíticos asociados a antiguos mares o lagos salados, aunque también pueden ser producto de hidratación de la anhidrita. En otros casos se forma por la acción del ácido sulfúrico procedente de la piritita al actuar sobre la calcita que se encuentran en margas y arcillas calcáreas; también se pueden formar por acción de fumarolas de aguas sulfurosas, ya sea sobre calizas o sobre tobas volcánicas (Mancilla, 1995).

2.3.3.3 Polihalita

Se llama polihalita en alusión a sus muchos iones metálicos en su fórmula ($K_2MgCa_2(SO_4)_4 \cdot 2H_2O$), o traducido literalmente "*muchas sales*". Polihalita es una sal de sulfato de potasio, calcio y magnesio (fig. 2.8).



Fig. 2.8 Mineral Polihalita (webmineral.com, 2009).

Se forma en los depósitos de evaporitas marinas donde se ha concentrado el agua de mar y se encuentra en zonas expuestas a la evaporación prolongada. La polihalita precipita sólo después dolomita, la calcita, yeso, anhidrita y halita han precipitado. Esto no ocurre a menudo, ya que requiere la evaporación significativa, pero algunas de las capas extensas de potasio que se evaporan incrementan su contenido de potasio. Otros incluyen potasio, evaporacainita, picromerite, carnalita y silvita (Warren, 2006).

Es un mineral de color blanco, incoloro o gris, aunque con presencia de óxidos de hierro pueden colorear las muestras de color rojo, ladrillo rojo o rosa; el lustre es vítreo a resinoso. Los cristales son transparentes a translúcidos, con hábitos fibrosos, masas laminares, granular y foliada; la fractura es fibrosa o astillada, la dureza es de 3.5, peso específico de 2.8, raya blanca (Dana, 1969).

2.3.3.4 Kieserita

La kieserita ($MgSO_4 \cdot H_2O$), es un sulfato hidratado de magnesio, como mineral presenta en agregados granudos, incoloros, de color blanco o amarillo. La kieserita tiene su origen en depósitos de sal encontrados en secuencias evaporíticas del Paleozoico (Fig. 2.9) (Wikipedia, 2011).



Fig. 2.9 Mineral Kieserita ($\text{MgSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$) (webmineral.com, 2009).

Durante la formación de Zechstein, un período donde predominó un clima caliente y seco, el agua de las lagunas de agua salada que fue aislada del océano por barras superficiales se evaporó y la sal se cristalizó; con el proceso de evaporación, los carbonatos (caliza y dolomita) y los sulfatos (yeso y abhídridos), se sedimentaron primero, seguido por sal roca (NaCl). Finalmente, el potasio y el magnesio de las sales fueron cristalizados y depositados. Este proceso se repitió de forma continua por varias afluencias de agua salada, formando importantes depósitos de sal. Posteriormente, fueron cubiertos por gruesas capas de arcilla, que protegieron los depósitos del desgaste por la acción atmosférica.

Las características físicas que presenta son: colores blanco, blanco gris, amarillo verde, amarillento, incoloro, raya blanca, lustre vítreo a mate, monoclinico; su dureza es de 3.5 y una densidad de 2.57 g/cm^2 (Dana, 1969).

2.3.4 Carbonatos

Únicamente se describirá a la Trona ya que es el principal carbonato asociado a las evaporitas.

2.3.4.1 Trona

La trona ($\text{Na}_3(\text{CO}_3)(\text{HCO}_3) \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) es el mineral formado por carbonatos de sodio que se forman en varios depósitos evaporíticos no marinos (Fig. 2.10).



Fig. 2.10 Mineral Trona (webmineral.com, 2009).

Otros carbonatos de sodio incluyen a la gaylusita, natrón, pirsonita, nortupita, nahcolita y termonatrito; siendo la trona el más común y conocido de estos minerales. Todos ellos son difíciles de distinguir el uno del otro, excepto cuando su forma cristalina está presente o bien cuando las técnicas ópticas o rayos X puede ser utilizados. Todos están sujetos a la deshidratación y/o hidratación en un grado u otro, y deben ser almacenados en contenedores sellados. Pueden formar costras eflorescentes como en las paredes de las cuevas y las minas o en los suelos en regiones áridas. La trona recibe su nombre de una palabra árabe que significa sal nativa o de la palabra “tron” que se deriva de la palabra “natrun”.

Es un mineral de color gris, sin color, blanco, marrón claro o amarillento, lustre vítreo, transparentes a translucidos, monoclinico; sus cristales prismáticos incluyen a los cristales de bloque, pero por lo general es masiva, fibrosa o columnar, dureza de 2.5-3, raya blanca (Dana, 1969).

2.3.5 Nitratos

El nitrato asociado a las evaporitas es la soda, cuyas características y propiedades se describen a continuación:

2.3.5.1 Soda

También conocido como nitrato de sodio (NaNO_3), se trata de una sustancia incolora, ligeramente higroscópica y altamente oxidante (Fig. 2.11).



Fig. 2.11 Mineral Soda (NaNO_3)

Si se mezcla la soda con sustancias orgánicas, puede provocar explosiones. El nitrato es sólo ligeramente tóxico ($\text{LD}_{50} = 1267 \text{ mg/kg}$ rata), pero puede ser transformado en nitrito con actividades fisiológicas mayores y más dañinas. Es sólido, con una apariencia de polvo blanco o cristales incoloros, una densidad de 2260 kg/m^3 ; $2,26 \text{ g/cm}^3$, con masa molar de $84,99 \text{ g/mol}$ (Dana, 1969).

2.4 Ambientes Sedimentarios y procesos de depósito.

Las evaporitas se pueden formar tanto en ambientes lacustres como marinos someros. A continuación se describen sus principales características.

2.4.1 Cuencas lacustres evaporíticas (Lagos)

Dado que los minerales evaporíticos se encuentran principalmente en zonas de clima seco o árido, los depósitos salinos del tipo lago son típicamente asociados con facies de abanicos aluviales y eólicos. Sin embargo, su precipitación cuando se evapora el agua, depende principalmente de balance de agua y minerales salinos; pueden formarse en casi cualquier lugar donde las condiciones hidrológicas son adecuadas (Reading, 1996).

Una característica común de casi todos los antiguos depósitos de lagos salinos es la evidencia de variaciones cíclicas en la hidrología del lago; por lo general debido al cambio climático. Esta ciclicidad conduce a una característica disposición

espacial y vertical de facies en el relleno de las cuencas lacustres salinas (figura 2.12) (Kendall, 1984).

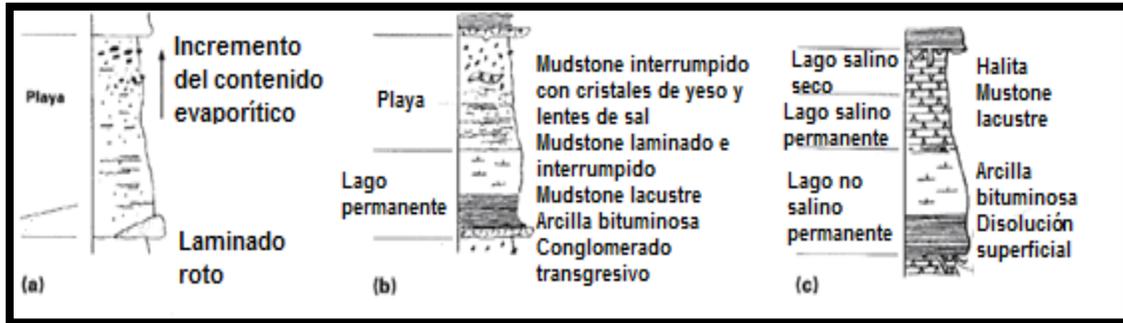


Fig. 2.12 Ciclos hipotéticos desde el margen (a) al centro (c) de un lago salino mostrando la respuesta sedimentaria (Kendall, 1984).

En general, las evaporitas se desarrollan mejor en la parte central del lago y comúnmente se producen por encima de un lecho de lutita bituminosa. Las condiciones de acumulación pueden ser comparadas con los de los lagos de sosa actuales, tales como el Lago Magadi (Eugster, 1970). La trona y los depósitos de halita se interpreta que se precipitaron a partir de salmueras alcalinas concentradas por el reflujo de evaporación del agua subterránea y agua de manantial y por la re-solución de costras eflorescentes. La precipitación de la calcita y la dolomía en las zonas más marginales se relaciona a altas concentraciones de iones de metales alcalinos en las salmueras residuales, donde el aumento de estos valores de pH que podrían precipitar trona (Reading, 1996).

2.4.2 Laguna salina

Este tipo de cuenca se conecta con el mar abierto de forma esporádica por un pequeño canal (fig. 2.13), la reducción del nivel del agua en la laguna a causa de la evaporación intensiva favorece la precipitación además de que se tiene poca afluencia de las aguas superficiales del mar abierto. La concentración de la sal y la densidad del agua aumentan hacia el lado del continente.

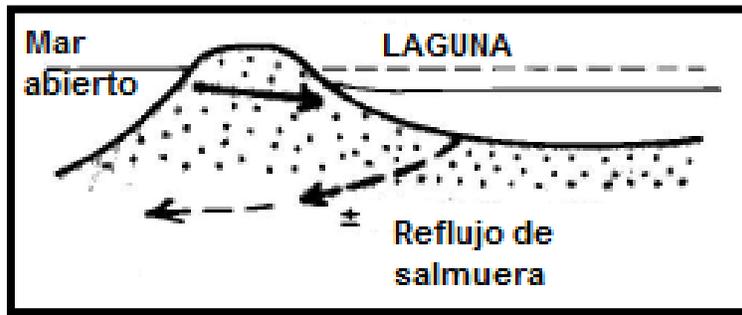


Fig. 2.13 Laguna separada del mar abierto por una barrera permeable permitiendo un flujo lento del agua de mar y el reflujo de la salmuera (Kendall, 1984).

En algunos casos, las sales pueden ser transportadas continuamente dentro y fuera de la laguna, pero dado que la afluencia de sales es mayor que su reflujo, parte de las sales pueden ser precipitados en la laguna; tal situación puede ser describe como un sistema "dinámico de evaporita depositación". El tipo de precipitado, es decir el tipo de sales depende la concentración de sal que se alcanza en diferentes partes de la laguna. Si la entrada a la laguna es relativamente grande, el intercambio de agua entre el mar abierto y la laguna es poco obstaculizado, y la concentración del agua lagunar sigue siendo bajo. Con la disminución de área de flujo, la concentración de sal aumenta en la laguna.

Por lo tanto, una cierta apertura ocurre conjuntamente con el área superficial de la cuenca lo que puede causar una concentración de la salmuera que lleva a la precipitación de yeso en gran parte de la laguna, pero abundante no a la cristalización de halita (Lucía, 1972). Bajo estas condiciones, el NaCl es devuelto por salmuera de reflujo hacia el mar abierto antes de que se llegue a la saturación. Tal situación puede mantenerse durante un período considerable de tiempo y permite así la depositación de un espesor considerable de yeso o anhidrita.

En consecuencia, la laguna puede experimentar diferentes etapas de desarrollo. Puede iniciar con la depositación de carbonato preferencial, seguido por yeso y anhidrita, esto explica la etapa donde se forma halita y, finalmente, también la potasa (cloruros y sulfatos de K y Mg). Sin embargo, en contraste con el cuenca cerrada, el espesor o el volumen de estas evaporitas son diferentes, ya que en

este caso no es una función de la composición normal de agua de mar, sino que más bien depende de cuánto tiempo ocurrió la precipitación de evaporitas.

2.4.3 Sabkhas costeros

Los sabkhas costeros representan pisos supramareales que rara vez se inundan durante las mareas vivas. Generalmente se desarrollan detrás de la barrera, cadenas de islas que separan cuerpos de agua hipersalinos, llamados litorales o lagunas (fig. 2.14). Se construyen por la acumulación de sedimentos marinos transportados en tierra, o por material eólico y fluvial. La superficie de las sabkhas es controlado por el nivel freático, que normalmente es superficial y se eleva desde el nivel del mar en una dirección hacia la tierra (Einsele, 1992). Entre más estrecho sea la apertura al mar, las sales precipitarán en la laguna y las evaporitas subyacentes en el sabkha (Purser, 1985).

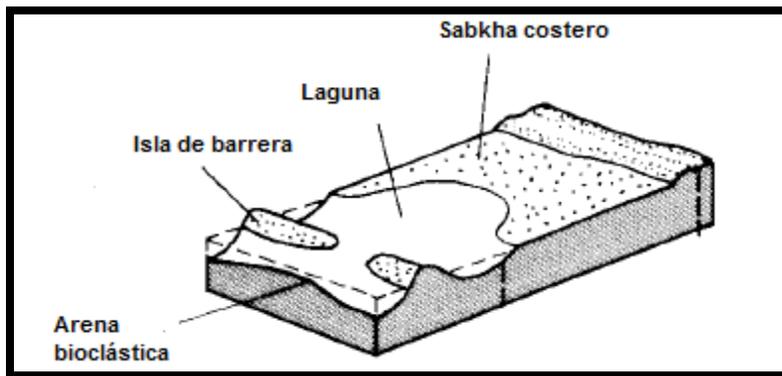


Fig. 2.14 Marco general de un sabkha costero (Kendall, 1984).

En este ambiente, las aguas subterráneas continentales pueden fluir hacia el mar y se mezclan. Donde la arena no consolidada y sedimentos limosos quedan por encima de la franja capilar el material se seca, por lo que puede ser eliminado por el viento, siempre y cuando el sabkha no se reemplace por grandes volúmenes de arena de la duna o depósitos fluviales. La precipitación de sales se logra mediante el bombeo evaporítico de agua subterránea hasta el sabkha superficial, donde la concentración de la salmuera excede la saturación de sulfato de calcio y, finalmente, también para halita (Einsele, 1992).

La precipitación de yeso se inicia en la parte baja de la capa de algas y la acumulación de anhidrita primaria se puede formar en el exterior, en la parte superior del sabkha, donde la concentración de la salmuera aproxima a la saturación de halita. La halita generalmente se encuentra como costras en la superficie, pero a menudo se vuelve a disolver durante inundaciones que también entregan salmuera nueva al sistema. A nivel local, más halita e incluso sales de potasio se pueden acumular en pequeños estanques excavados en el inicio de las inundaciones (Einsele, 1992).

2.4.4 Cuencas Marinas Aisladas

La sedimentación continua de evaporitas que forman grandes volúmenes, ocurre sólo en situaciones donde un cuerpo de agua se aísla del océano y la salinidad incrementa hasta que se sobresatura la solución acuosa, por lo que favorece la precipitación química de los minerales (Reading, 1996). En estos casos se forman los gigantes salinos. Esto ocurre en mares epicontinentales o en pequeñas cuencas oceánicas que se encuentran conectadas con mar abierto por un estrecho que puede convertirse en un alto estructural, en algunos casos producido por el levantamiento tectónico de una barrera o de bloques desplazados por sistemas de fallas; a esto se le conoce como cuencas marinas aisladas y lo que las distingue de las lagunas, es que las cuencas son capaces de acumular grandes cantidades de evaporitas (Zaragoza, 2009). Para producir un metro de halita en una zona de depósito, se debe evaporar una columna de agua salada de 7 m de profundidad, por lo que para generar sucesiones gruesas de minerales evaporíticos, el agua de mar debe reponerse continuamente (Fig. 2.15).

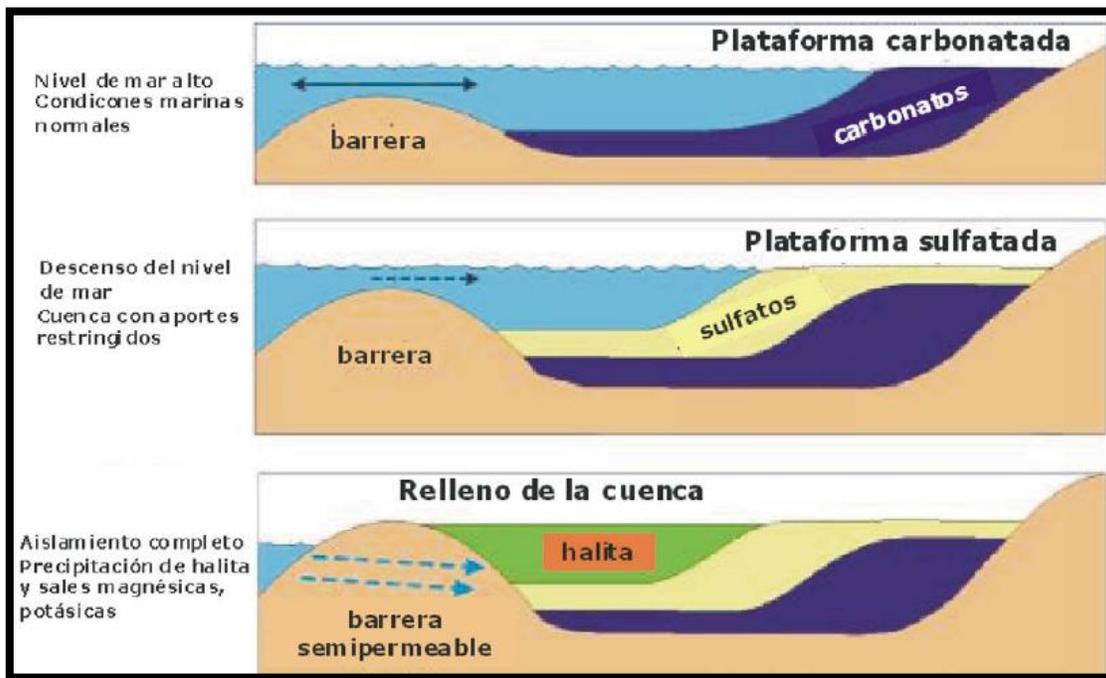


Fig. 2.15 Esquema de la formación de cuencas marinas aisladas, donde se forman los gigantes salinos (Universidad de Zaragoza, 2009).

2.5 Distribución de facies evaporíticas

Las aguas superficiales y subterráneas someras se mueven radial y horizontalmente desde la zona rocosa hacia el centro de la cuenca, lo que marca el punto hidrológico más bajo de la depresión; esto producirá un diseño concéntrico de salinidad creciente para dar finalmente en el centro de cuenca. Este se caracteriza por tener las facies más insolubles en su borde (carbonatos), pasando por las intermedias (yeso) y las solubles (halita) en el centro; esto genera un modelo teórico ideal simétrico. Sin embargo, cuando la parte más profunda del piso de la cuenca no está centralmente localizado o cuando las aguas subterráneas entran en la depresión predominantemente desde un lado, este diseño ideal estará modificado y el modelo se volverá asimétrico, como se muestra en la figura 2.16 (Warren, 2006).

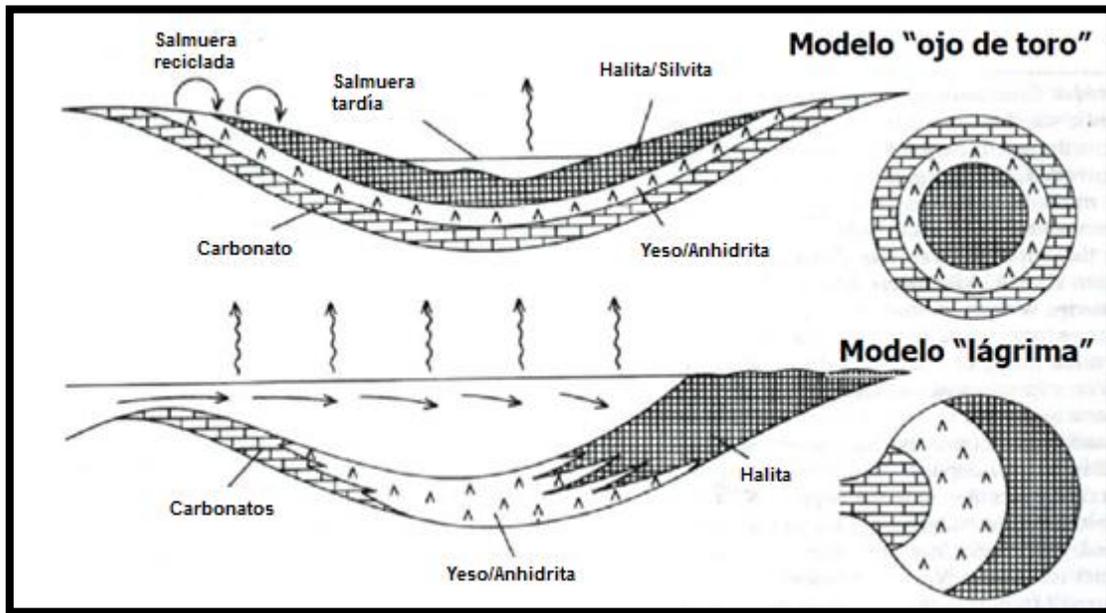


Fig. 2.16 Modelos de distribución de facies evaporíticas (K. Warren 2006).

2.6 Diagénesis

Después de su acumulación, las evaporitas se van sepultando, por lo que los depósitos de sal primaria, en particular los precipitados en un cuerpo de agua permanente, se ven fuertemente afectados por diagénesis mecánica y físico-químico-mineralógica.

Con el fin de interpretar el origen de las evaporitas antiguas, esta sobreimpresión diagenética importante tiene que ser tomada en cuenta; en una etapa temprana, más o menos euxínicas de un desarrollo de sal en la cuenca, las cantidades relativamente pequeñas de yeso sedimentaron junto con la materia orgánica, la cual en algunos casos puede ser eliminada por reducción de sulfato microbiana. Por lo tanto, el comienzo de la precipitación con sulfato puede ser eliminado, y la halita al depositarse posteriormente recubre directamente a las margas bituminosas o carbonatos.

En los entornos subacuáticos, las sales minerales y sus depósitos primarios se componen básicamente de tres maneras diferentes que a continuación se describen:

- a) Crecimiento de cristales en la superficie del agua o en el picnoclina (haloclina) entre el agua de menor superficie mineralizada y la salmuera más profunda; la sedimentación de los cristales ocurre sin ningún cambio adicional.
- b) Crecimiento de cristales predominantemente en la interfaz sedimento-agua.
- c) Crecimiento de cristales en el sedimento (cristales desplazativos).

Bajo las dos últimas condiciones, el tamaño de los cristales tienden a ser grandes y la porosidad de los depósitos de sal “frescos” es limitado. Los cristales de grano más fino de decantación a través de la columna de agua, puede crear un sedimento poroso. La compactación mecánica de tales evaporitas es sustancial y por lo tanto puede dar lugar a grandes diferencias en el espesor inicial y el originado por la diagénesis.

La compactación origina que se mueva tanto el agua de los poros como el agua de cristalización de las evaporitas. En algunos casos, cuando el agua migra hacia arriba, los líquidos altamente concentrados pueden afectar a los sedimentos originando dolomitización de rocas calcárea o, en algunos casos, también calcitización de estratos ya dolomitizados.

Con frecuencia, la precipitación de sales de salmueras migran, lo que conduce a la cementación y por lo tanto al taponamiento de las rocas porosas (perdida de porosidad).

2.6.1 La cementación temprana y compactación diferencial

Otra característica observada en evaporitas, es la aparición de la cementación temprana por yeso, anhidrita, halita, sal y otros minerales.

Las principales características sedimentarias se conservan mejor en condiciones de cementación temprana completa (por ejemplo, en capas de anhidrita), sin embargo, la cementación temprana es incompleta y nodular. La compactación diferencial entre las primeras evaporitas cementadas, centrales marginales y no cementadas (sometidas a compactación relativamente tarde y fuerte), puede acentuar las diferencias en la batimetría de la cuenca de sedimentación y por lo tanto, inducir a error a las reconstrucciones de la topografía de la cuenca original y en la historia de subsidencia de la cuenca (Fig. 2.17).

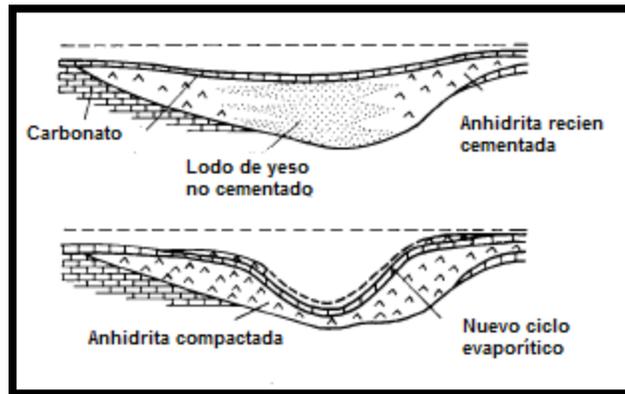


Fig. 2.17 Generación de depresiones donde ocurren depósitos evaporíticos, con la cementación parcial temprana y compactación diferencial secuencial (Langbein, 1987).

La acumulación de gruesas secuencias marginales se asocia a una especie de plataforma, donde ocurre una progradación lateral de facies salinas; además, la compactación temprana, en secuencias parcialmente cementadas de sulfato de calcio, con frecuencia causa la formación de brechas de colapso (Fig. 2.18) (Langbein, 1987).



Fig. 2.18 Brecha colapsada causada por la cementación temprana en capas superiores y compactación diferencial subsecuente (Langbein, 1987).

Este tipo de depósito no debe confundirse con brechas sedimentarias procedentes de la movilización de las costras salinas en la zona intermareal, o con los flujos de escombros en cuencas profundas. Del mismo modo, las capas intensamente deformadas de anhidrita o yeso que presentan micro-plegues, usualmente no son causadas por deslizamiento, sino que reflejan una especie de licuefacción. Esto es consecuencia de la liberación de agua en conjunción con la transformación de yeso en anhidrita en estratos poco permeables a cierta profundidad por debajo del fondo de la cuenca.

2.6.2 Disolución en el subsuelo.

Las correlaciones estratigráficas y las interpretaciones paleogeográficas indican en algunos casos que los depósitos de sal antiguos, a menudo sufren cambios producidos por la disolución en el subsuelo como resultado de la circulación de las aguas subterráneas o cuando se tiene de agua estancada (Kendall 1988). Lo anterior explica la eliminación de intervalos evaporíticos fácilmente solubles, preferentemente en las zonas marginales de la cuenca (Fig. 2.19). Así, una secuencia originalmente onlapping, se puede transformar en un patrón aparentemente offlapping, lo que origina una relación estratigráfica con una discordancia erosiva; esta secuencia puede ser interpretada erróneamente como un sistema de evaporitas de acuerdo a otros modelos. Las sales de lixiviados

originadas en las zonas marginales de la cuenca (en salmuera con sales de halita y potasio), se vuelve a precipitar con frecuencia en las zonas más centrales de la cuenca. Las salmueras muy concentradas de NaCl pueden provocar cambios sustanciales en la composición mineral principal de las sales de potasa.

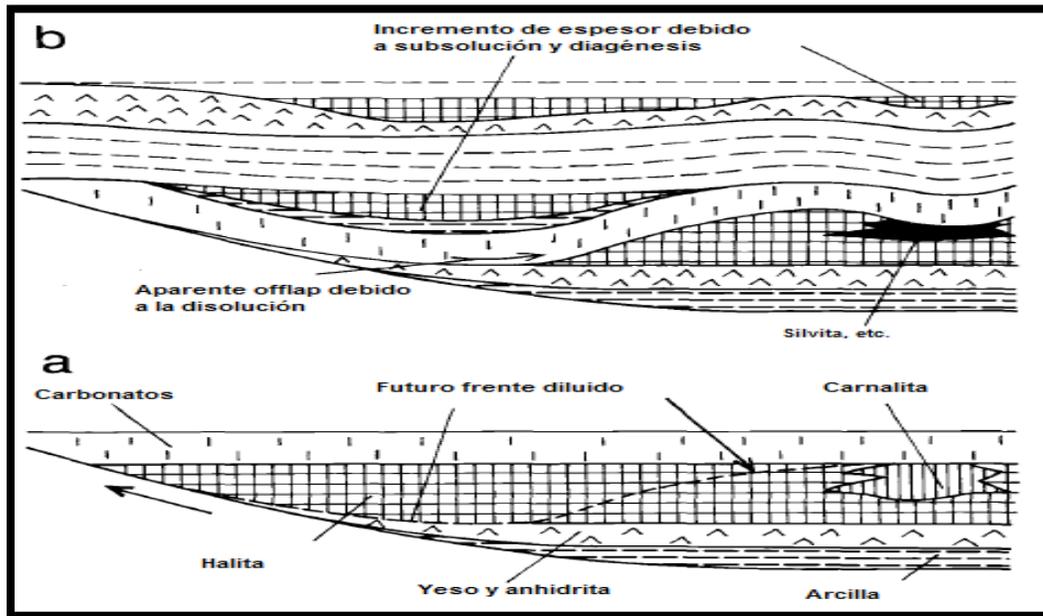


Fig. 2.19 Esquema que indica el efecto de la solución subsuperficial de halita y el cambio de composición a partir del agua con minerales ricos de sales en relación a la estratigrafía y al espesor de los depósitos evaporíticos subsecuentes (Kendall, 1988).

2.6.3 Cambios de fase de las sales minerales

El yeso primario se convierte en anhidrita a temperaturas entre 18 y 56 °C; mientras que la carnalita pierde su agua cristalina a 85 °C; la polihalita y kieserita la pierden a temperaturas más altas. En la mayoría de los casos, el agua se libera y, si no puede escapar fácilmente, origina un exceso de presión de poro que puede favorecer la deformación de las rocas, generando pequeñas estructuras diapíricas en los depósitos de sulfato. Si la pérdida de volumen en el subsuelo por subsolución y /o cambios de fase se produce al mismo tiempo que la precipitación se originan procesos diagenéticos que permiten la formación de estructuras

sedimentarias con algunos cambios en la composición mineralógica de las evaporitas (Langbein, 1987), (Schreiber, 1988).

Hay que tener en cuenta que muchas de las estructuras diagenéticamente generados o sobrepuestas pueden ser modificadas posteriormente por el diapirismo de sal y por la absorción. La anhidrita se vuelve a transformar en yeso cerca de la superficie de la Tierra y puede causar dilatación en la roca, en otros casos se elimina el sulfato mediante la circulación de agua en solución.

2.7 Estructuras salinas.

En algunos sectores del Golfo de México y en otras cuencas salinas del mundo, se encuentran diferentes tipos de estructuras formadas por evaporitas, entre de los que destacan los cuerpos salinos que forman domos, diapiros y toldos (canopies). Para un mejor entendimiento de las características físicas de la sal es necesario conocer su origen, propiedades y tamaños, datos relevantes ya que pueden formar importantes trampas petroleras.

El término sal, desde el punto de vista estructural, se refiere al grupo de las evaporitas y precipitados químicos, donde las características físicas de la sal de roca, su volumen y la cubierta sedimentaria, determinan la capacidad de habilidad salina para moverse en el subsuelo del área. La contribución de la sal en la exploración y explotación petrolera es muy importante ya que se tienen muchos campos petroleros en condiciones subsalinas y sobresalinas; en otros casos la sal actúa como roca sello; en algunos casos, la sal funciona como sello vertical y sello horizontal lo que permite la acumulación en diferentes niveles estratigráficos; además en algunos casos ayuda como camino en la propagación vertical y lateral de las vías de migración de los hidrocarburos, ya que forma fallas y fracturas, al actuar como una fuerza activa de empuje tectónico y una fuerza pasiva separadora de niveles tectónicos (Pratsch, 1989).

2.7.1 Deformación de la sal.

Cuando la deformación es con extensión, se origina una depresión y una zona de mayor relieve, donde la sal ocupa el lugar de un nivel del subsuelo menos profundo; en estos casos, se originan las minicuenas, donde ocurre relleno de sedimentos clásticos. En el caso de la Cuenca Salina del Istmo, los cuerpos de sal se extienden hacia el Golfo de México constituyendo capas individuales y lengüetas (toldos o canopies), con corrimientos a lo largo de la orilla de la parte sur (Huber, 1989; Diegel, et. al., 1995; Harrison, et. al., 1995; Rowan, 1995). La parte superior de la superficie del cuerpo salino llega a ser progresivamente más rugosa, esto es resultado de una carga continua de sedimentos; los diapiros secundarios que se forman de manera asociadas son comunes y dan como resultado el desplazamiento de los sedimentos alóctonos, permitiendo cambios en los espesores de la sal. Eventualmente, el desplazamiento de la sal deja remanentes y las zonas de sal, los que se producen como una capa que llega a ser desmembrada, formando una depresión en áreas que actúan como depocentros locales de minicuenas (León, 2001). Existen múltiples episodios de formación de capas que se acuñan dentro de la minicuenca; esto se observa con datos sísmicos con los que se interpretan los niveles de emplazamientos de capas de sal por toda la columna sedimentaria (Diegel, et. al., 1995; Harrison, et. al., 1995., Peel, et. al., 1995).

Diversos autores como Wu, et. al., (1990), Diegel, et. al., op. cit.; y Rowan, et. al., (1995), definen que para la evolución de estructuras salinas es necesario conocer la evolución de la sal en el Golfo de México, lo que involucra la formación de cuerpos alóctonos de la siguiente manera (León, 2001):

- 1) En una primera fase, una masa de sal jurásica es desplazada por una carga inicial, formándose un domo y posteriormente un diapiro, como consecuencia se crea una expansión de depresión gravitacional en una capa y en la lengüeta.

2) En fases posteriores, el incremento de presión litostática producida por una secuencia sedimentaria suprasalina, causa un crecimiento de fallas normales, así como las relaciones sedimentarias asociados los desplazamientos de bloques (Fig. 2.20).

Con relación a la geometría de las estructuras salinas, uno de los modelos mas recientes, que ha integrado las ideas de otros autores, es el de Jackson y Talbot (1991); quienes describen la evolución estructural de los cuerpos de sal depositados inicialmente, así como las formas que adquieren a través del tiempo. Estos autores clasificaron a las estructuras salinas en estructuras no diapíricas y diapíricas las cuales tienen diferentes configuraciones. En la Fig. 2.21 se muestra la forma, madurez estructural y el tamaño de las estructuras salinas, de las más sencillas a las estructuras más complejas.

Las estructuras salinas no diapíricas involucran estructuras de baja amplitud, son las primeras que se forman en el proceso de deformación de la masa salina; presentan relieves suaves en sus cimas y solo producen plegamiento flexural. Se originan por un par de fuerzas que permiten doblar una estructura sólida por unidad de curvatura producida en la sobrecubierta, por lo que se les considera inmaduras; de acuerdo a su orden de evolución, tenemos a: ondulaciones de sal (salt rollers), montículos de sal (salt swells), anticlinales salinos (salt anticline) y almohadillas de sal (salt pillows), (Fig. 2.21). La forma, madurez estructural y el tamaño de las estructuras se incrementan hacia el fondo de la imagen donde están las estructuras más complejas.

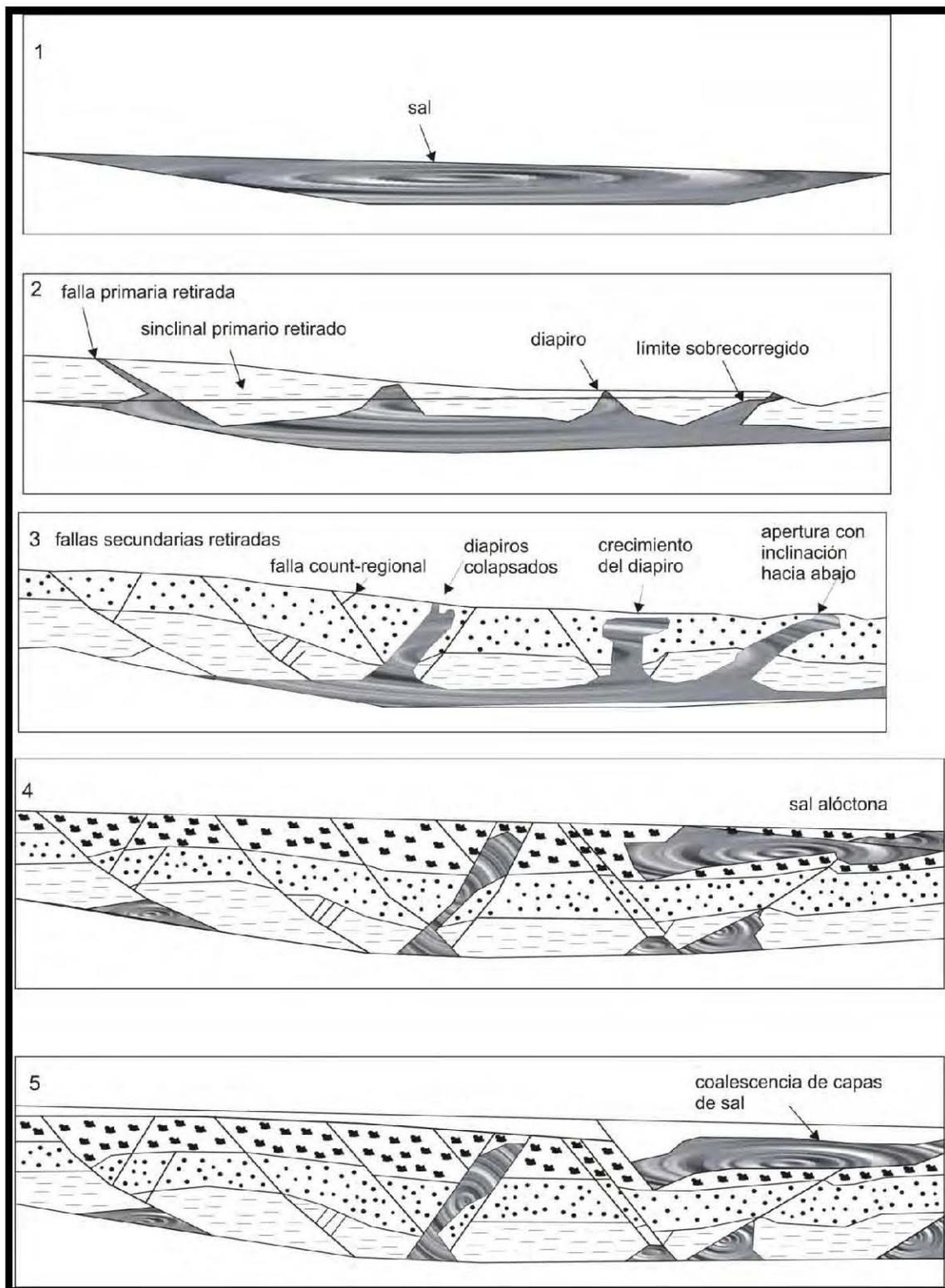


Fig. 2.20 Modelo simplificado de la evolución de una secuencia de sal en el Golfo de México (Montgomery, et. al., 1997).

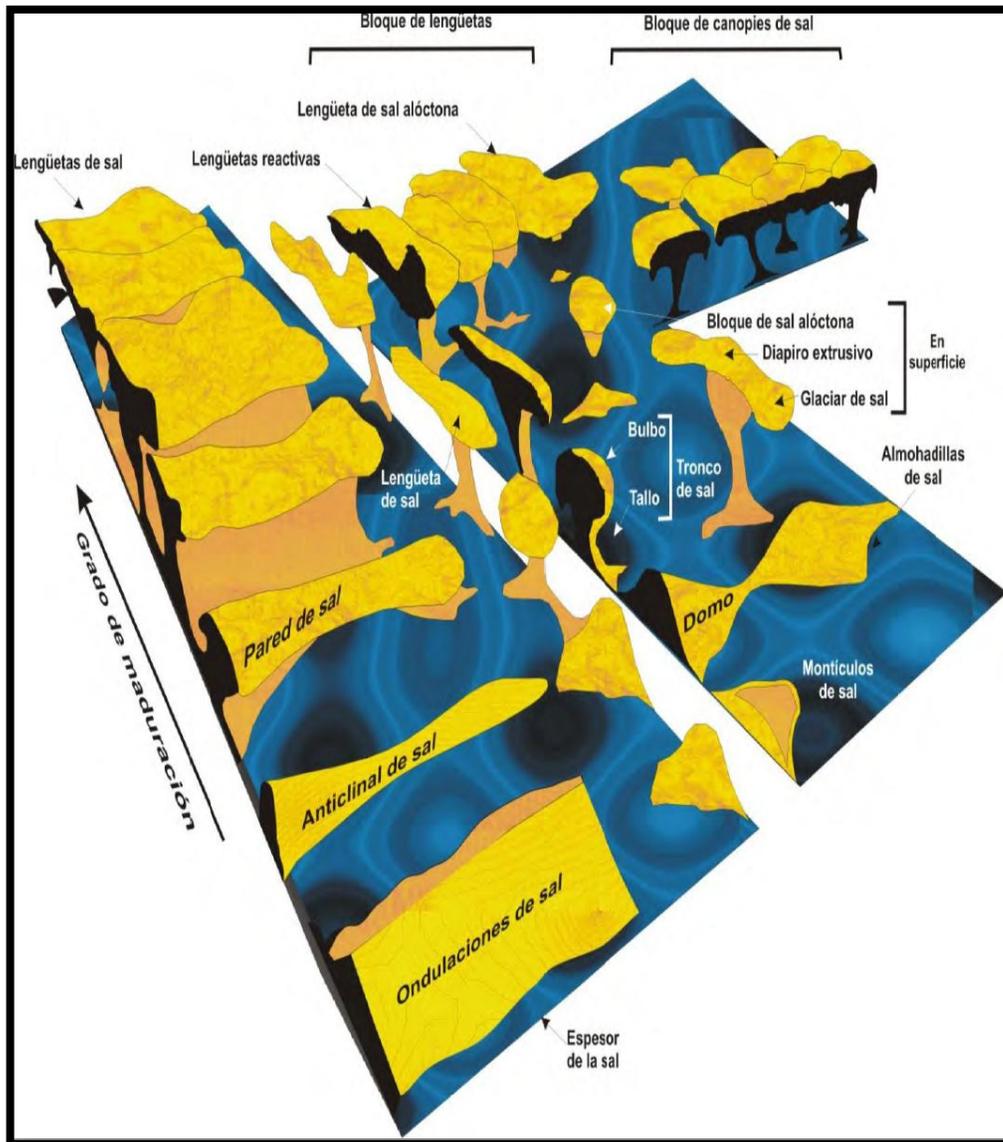


Fig. 2.21 Modelo de evolución estructural de masas salinas (Jackson y Talbot, 1991).

Las estructuras salinas diapíricas, se forman por la intrusión de la masa salina en la cubierta sedimentaria, en ellas se desarrollan diversas estructuras, intrusivas como extrusivas de alta amplitud como son: paredes de sal (salt walls), bloques diapíricos de sal (diapiric salt stock), domos salinos extrusivos (extrusive salt dome) y diapiros desprendidos (detached diapirs).

2.7.2 Estructuras Salinas no diapíricas.

2.7.2.1 Ondulaciones de sal (salt rollers).

Corresponde con una estructura salina que tiene una baja amplitud de onda, es asimétrica, está formada por un flanco de larga pendiente con echado suave concordante que está en contacto estratigráfico con la cubierta y presenta un flanco más corto inclinado, que normalmente exhibe contacto por falla normal producida por la sobrecubierta (Fig. 2.22). Estas estructuras son evidencia clara de extensión regional de la cubierta sedimentaria en dirección perpendicular al rumbo (Bally, 1981).



Fig. 2.22 Ondulaciones de sal (Jackson y Talbot, 1991).

La morfología de estas estructuras son de forma elongada, bajo relieve, arregladas en hileras paralelas a la margen basal; pueden alcanzar dimensiones de hasta 1 km de la base a la cima, longitudes de decenas de kilómetros y ancho de hasta 10 km (Basurto, 1992). Se desarrollan en la parte superior de las márgenes de las cuencas pasivas, en donde los espesores de la sal son delgados, pero mayores de 100 m. Su mecanismo de deformación es un proceso combinado de halotectónica extensional y halokinesis por carga diferencial (Yorston, 1989).

2.7.2.2 Montículos de sal (salt swells).

Estas estructuras se forman en las primeras etapas de movimiento de la sal, dando inicio a pequeñas protuberancias sobre la interfase sal-sedimentos (Fig. 2.23), que crecen a diferentes velocidades; la longitud dependerá del espesor relativo y la viscosidad de las dos capas (Basurto, 1992). Tienen secciones transversales simétricas con una base plana y una cima arqueada de pendientes suaves y amplitud de 0.1 a 0.5 km (Yorston, 1989). Durante la primer etapa de su formación, los espacios entre ellos se rellenan de sedimentos de diferente densidad; forman depresiones circulares en su proceso de evolución, por lo que, se genera una imagen inversa de los montículos. El mecanismo de esta estructura es la halokinesis por flotación.

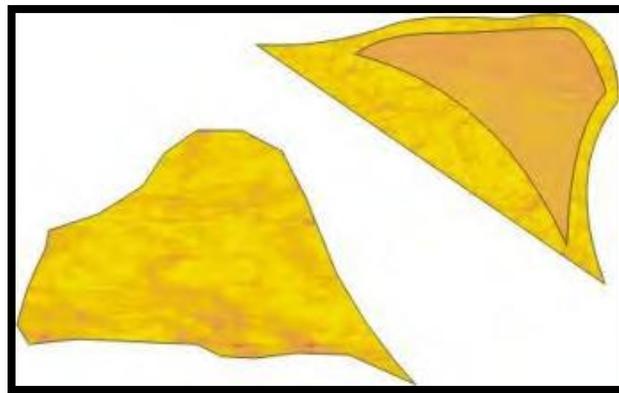


Fig. 2.23 Montículo de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.2.3 Anticlinal de sal (salt anticline).

Son estructuras salinas en forma elongada que corresponden a cuerpos ascendentes de sal que tienen una sobrecarga concordante (Fig. 2.24) (DeGolyer, 1925; Harrison y Bally, 1988).



Fig. 2.24 Anticlinal de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.2.4 Almohadillas de sal (salt pillows) y Domos de sal (salt dome).

Son estructuras de forma subcircular que se originan por un cuerpo ascendente de sal que tiene una sobrecubierta concordante (Trusheim, 1960). Cuando los montículos exceden la altura de 0.5 a 2.5 km (Yorston, 1989), se contraen para angostarse y elevarse, formando así domos o almohadillas (Fig. 2.25); incrementando paulatinamente las pendientes en los flancos. El mecanismo de formación es de halokinesis por carga diferencial. Tienen aproximadamente 10 km de longitud en promedio, vista en planta son circulares a elípticas; las bases son subplanares (Basurto, 1992).

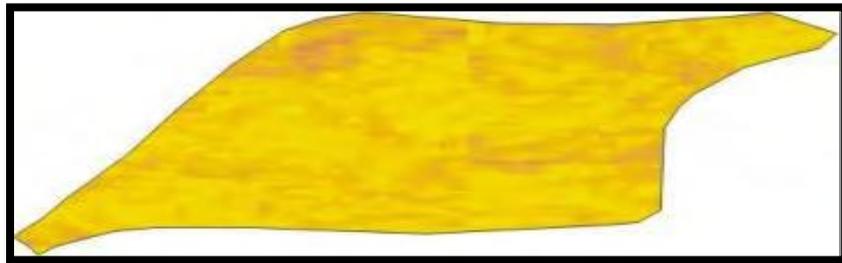


Fig. 2.25 Almohadillas de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.2.5 Domo de sal (salt dome).

Término genérico impreciso para un cuerpo ascendente de sal de forma cóncava y que incluye un núcleo salino y la sobrecarga normalmente deformada que le rodea (Fig. 2.26) (Harris y Veatch, 1899).

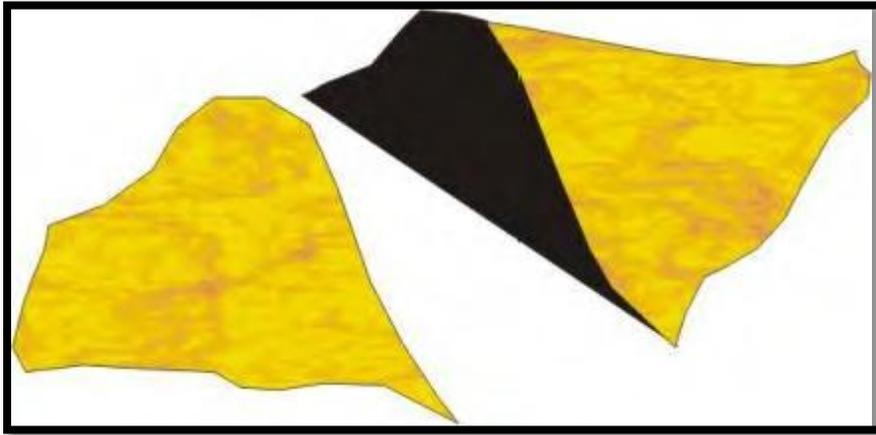


Fig. 2.26 Domo de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.2.5.1 Formación de domos.

Un domo es un cuerpo que se formó por el movimiento vertical de la sal, es de sección circular o bien sensiblemente elíptica, que ha deformado a la secuencia sedimentaria superior sin intrusión. Son muy pocas las estructuras que dentro de los límites de la Cuenca Salina reúnen estas condiciones, por lo que se ha adoptado el nombre general de "estructuras salinas". Para la formación de estos enormes cuerpos de sal, se requieren grandes cuencas de evaporación, las cuales son alimentadas continua o intermitentemente por las aguas de los océanos, de donde posteriormente son precipitadas y depositadas las sales en solución que consisten en cloruros, sulfatos y carbonatos, las que se depositan en orden inverso a su solubilidad y directo a su concentración.

Se ha estimado que por cada metro de sal en roca, se requiere una columna de agua de mar de 63 m, si se consideran los enormes espesores que se llegan a encontrar (del orden de los 3,000 m o más); es fácil calcular que se requeriría una cuenca con profundidades del orden de los 200 km o más; claro está, esto no es posible que haya sucedido en el pasado geológico, y tiene su explicación porque la sal fue depositada en cuencas cercanas al mar en ambientes transicionales de donde se alimentaba en los períodos transgresivos de éste; además para que

forme estructuras salinas, hay que considerar el movimiento plástico de la sal, condición que le permitió ser inyectada posteriormente en los lugares favorables. Una de las principales causas de la formación de estos cuerpos está relacionada con la “Tectónica Salina”; para la cual, se han desarrollado diversas teorías que tratan de explicarla. Muchas de ellas se han descartado, dejando en la actualidad la “Teoría del Flujo Plástico”.

Esta teoría propone que las diferentes capas de sal originalmente horizontales, adquieren diversas formas estructurales (inicialmente cóncavas), al ser empujadas hacia la superficie debido a la presión a que son sometidas por el peso propio de los sedimentos que la cubren, se origina un desequilibrio isostático, originado por la menor densidad de la sal comparada con la de las rocas superpuestas, este movimiento ascendente cesa cuando dicho equilibrio de la presión es establecido o bien, cuando haya emigrado totalmente la sal de la base de la columna. El equilibrio isostático se explica porque la densidad de la sal es más o menos constante no importando si se encuentra cerca de la superficie o a gran profundidad; no sucediendo así, con los sedimentos que la cubren, pues debido a los tipos de roca de la columna estratigráfica, en la superficie se tiene inclusive menor densidad que la sal; pero en profundidad por diagénesis, la mayoría de rocas carbonatadas o terrígenas adquieren densidades superiores a la sal; cuando la densidad de los sedimentos es cubierta es mayor que la de la sal, esta empieza el movimiento ascendente, fluye por los lugares de mayor debilidad, plegando en primer término las rocas que la cubren para formar domos salinos o bien rompiéndolas para originar las estructuras diapíricas, toldos (canopies), diques, (Fig. 2.27).

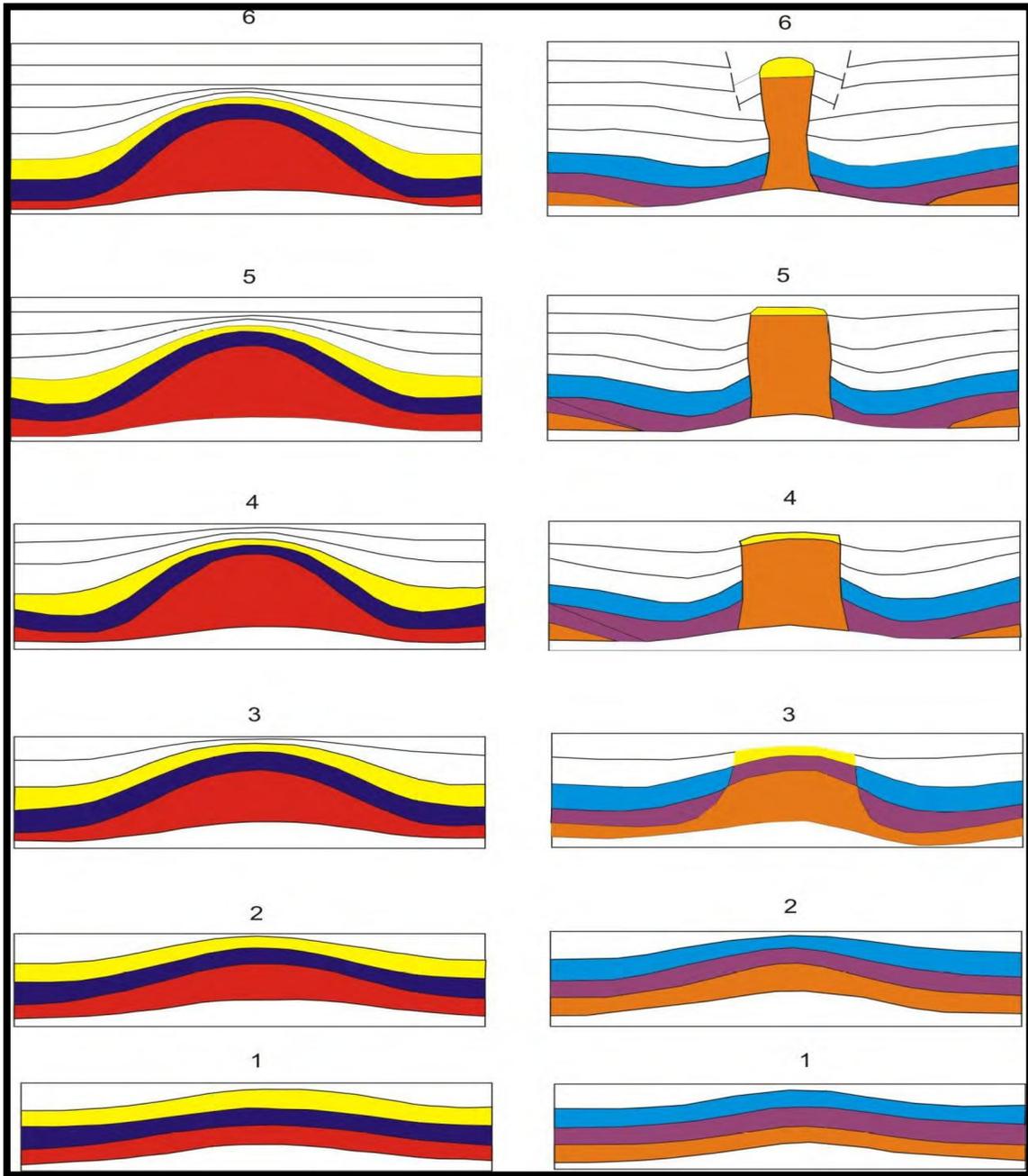


Fig. 2.27 Etapas de crecimiento de un domo y un diapiro de sal, del lado izquierdo es un domo que no tiene tanta fuerza de penetración, pero el de lado derecho es un diapiro que penetra mucho más porque se ve favorecido por fallamiento (Halbouty, 1979).

2.7.2.5.2 Tipos de domos y diapiros.

Los domos y diapiros pueden clasificarse de acuerdo con la profundidad a que se encuentra su cima, en:

- a) Domos o diapiros someros de penetración. Se forman entre la superficie y los primeros 600 metros de profundidad.
- b) Domos o diapiros intermedios. Se forman entre los 600 y los 1,800 metros de profundidad.
- c) Domos o diapiros profundos. Se forman a más de 1,800 metros de profundidad.

También es posible clasificar a los domos de sal de acuerdo con la edad en que se formaron, esta clasificación los considera como:

Jóvenes: caracterizados por anticlinales y domos bajos, en los cuales hay núcleos de sal; en este caso la deformación es pequeña.

Maduros: los núcleos de sal se transforman en cuerpos de paredes verticales sobre los cuales se tiene un casquete rocoso (cap rock).

Viejos: Se han formado asociados a un espeso casquete rocoso que por lo general presenta una saliente; presentan un volumen importante de brecha de disolución a lo largo de las paredes. Los sedimentos adyacentes están muy fracturados y fallados y un borde bien definido de sinclinal rodea al domo.

2.7.3 Estructuras Salinas Diapíricas.

Cuando la sal intrusión en la secuencia sedimentaria, se puede tener alguna de las siguientes estructuras.

2.7.3.1 Pared de sal (salt walls).

Son estructuras en forma elongada con una amplitud mayor que los domos; es intrusivo, por lo que es un cuerpo diapírico salino ascendente; comúnmente forma hileras sinuosas y paralelas (Trusheim, 1960); su longitud es variable, pero

pueden ser de grandes dimensiones (Fig. 2.28). Se desarrolla primordialmente en los depocentros de la cuenca, donde alcanzan desniveles de 5 km y longitudes de hasta 260 km. Es el resultado de una intensa sedimentación sobre las capas de sal y se desarrollan rápidamente por mecanismos de halokinesis por carga diferencial y flotación (Basurto, 1992).

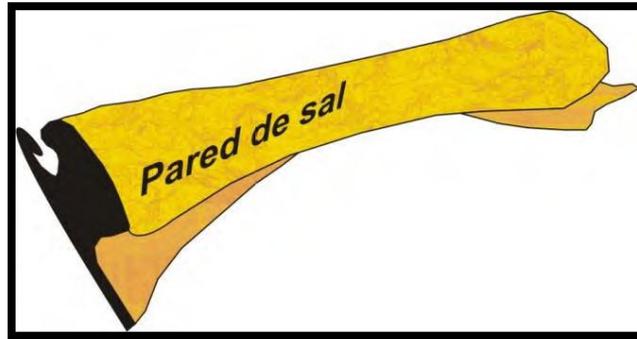


Fig. 2.28 Pared de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.3.2 Tronco de sal (salt stock o salt plug).

Es un diapiro salino que visto en un mapa, tiene forma subcircular (Trusheim, 1960). Está compuesto por tres partes: tallo (stem), que es la parte más delgada, abajo del bulbo del diapiro; raíz (root), que es la base del tallo y el bulbo (bulb), que es la porción superior del diapiro (Fig. 2.29).

La forma del bulbo está controlada por el contraste de viscosidad y madurez estructural. Los bulbos pueden evolucionar hasta formar toldos o canopies (Jackson y Talbot, 1986).

Se desarrolla primordialmente en los depocentros de la cuenca, alcanzan alturas de 5 km y longitudes de hasta 260 km. Es el resultado de una intensa sedimentación sobre las capas de sal; se desarrollan rápidamente por mecanismos de halokinesis por carga diferencial y flotación (Basurto, 1992).

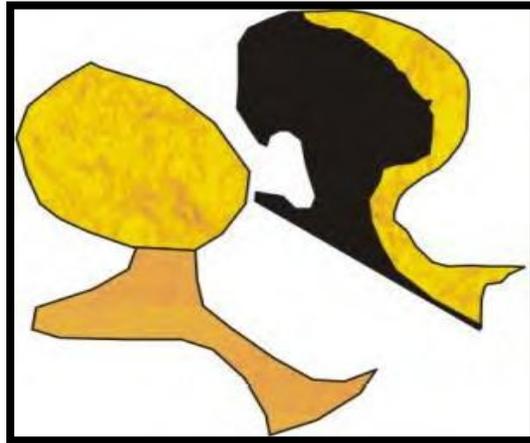


Fig. 2.29 Tronco de sal (Jackson y Talbot, 1991).

2.7.3.3 Diapiro de sal (salt diapir).

El término diapírico viene del griego, “diaperein”, que significa “intrusionar o perforar”. El diapirismo se define como una masa salina que se desplaza ascendentemente e intrusionando o desplazando a los estratos suprayacentes, llevándose a cabo por la diferencia de densidades entre ambos; sin embargo, su tamaño y complejidad geométrica-estructural varían desarrollando una amplia variedad de estilos complejos (Melo, 1998) (Fig. 2.30).

Los diapiros tienen contactos por intrusión con los estratos sedimentarios, que en la roca encajonante; se tienen en general tres tipos principales: 1.- diapirismo activo; 2.- diapirismo pasivo; 3.- diapirismo reactivo (Jackson et. al., 1994).

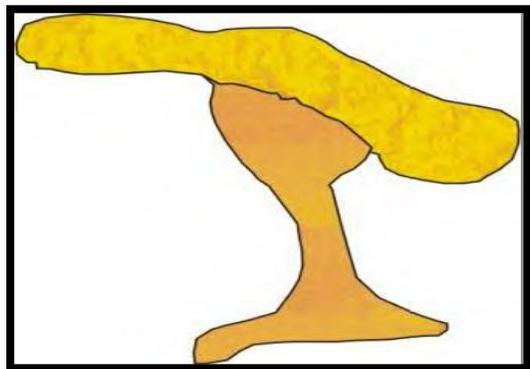


Fig. 2.30 Diapiro de sal (Jackson y Talbot, 1991).

1.- *En el diapirismo activo (active piercement)*, la sal traspasa por levantamiento y empuja hacia un lado el techo sedimentario; esta fuerte intrusión es solamente posible cuando el techo sedimentario es relativamente delgado (el techo sedimentario debe ser menor del 20 % del espesor del diapiro salino). Sin embargo, un diapiro puede traspasar activamente cada nuevo incremento de sedimentos sepultados (León, 2001).

2.- *Un diapirismo pasivo (passive piercement)*, resulta cuando un diapiro salino emerge a la superficie; éste crece más alto y el crecimiento pasivo permanece cerca de la superficie sedimentaria y la base sufre cierta inclinación junto con los sedimentos adyacentes. El proceso comienza cuando los sedimentos se acumulan alrededor del diapiro, ocasionando que sea cubierto solamente por una capa de sedimentos o una capa de roca, la capa que cubre el diapiro se rompe continuamente por la erosión o la apertura debida a la divergencia del flujo de sal suprayaciendo a la cresta del diapiro (León, 2001).

Una vez que el diapiro emerge a la superficie, llega a ser pasivo, éste crece más alto; un crecimiento pasivo permanece cuando los sedimentos se acumulan alrededor del diapiro, ocasionando que el diapiro sea cubierto solamente por una capa de sedimentos o una capa de roca; la capa que cubre el diapiro se rompe continuamente por la erosión o la apertura debida a la divergencia del flujo de sal suprayaciendo en la cresta del diapiro.

La interacción del ascenso de sal y la acumulación de los sedimentos en los flancos del diapiro, controla la forma del diapiro. Un diapiro pasivo limitado hacia arriba, es sepultado eventualmente si la sedimentación es más rápida que la elevación del diapiro; a la inversa, el diapiro se ensancha hacia arriba, si la sedimentación es más lenta que la elevación del diapiro. Si existe un tapón, éste se encuentra lateralmente extendido durante la extensión regional, las rocas adyacentes son deformadas creando fallas normales cercanas al diapiro (Jackson, et. al., 1994).

3.- *Un diapirismo reactivo (mature piercement)*, es el crecimiento del diapirismo por la raíz del diapiro, que va después de la capa fuente contigua; cuando se ha agotado durante la formación de un hundimiento en un sumidero secundario porque el suministro de sal está restringido, el crecimiento es lento y el diapiro puede ponerse enterrado si la sedimentación continúa rápidamente (Nelson, 1989).

2.7.3.4 Toldos o canopies (salt canopy).

Los canopies o toldos son estructuras diapíricas complejas formadas por fusión parcial o total de los bulbos de los diapiros o de sábanas salinas. Estos cuerpos se juntan a lo largo de suturas de sal y pueden o no estar conectados a la sal madre a través de los tallos (Fig. 2.31). Los canopies pueden ser diferenciados en función de sus componentes (Jackson y Talbot, 1987) en:

- a) *Salt-stock canopy*, son aquellas formadas por coalescencia de troncos de sal (Fig. 2.32).
- b) *Salt-wall canopy*, son aquellas formadas por la coalescencia de paredes de sal (Fig. 2.32).
- c) *Salt-tongue canopy*, son aquellas formadas por coalescencia de lengüetas salinas (Fig. 2.32).

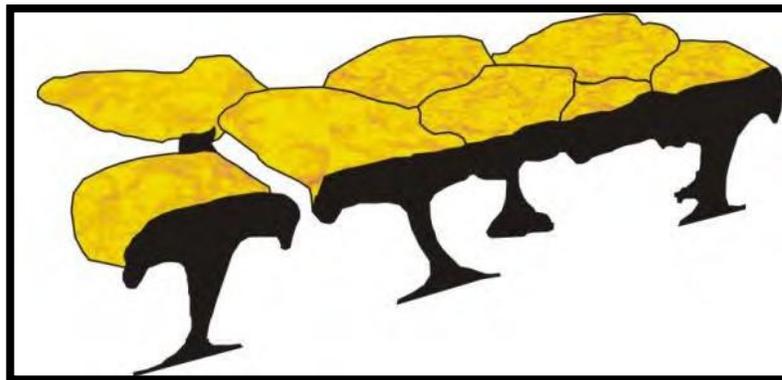


Fig. 2.31 Toldo o canopy (Jackson y Talbot, 1991).

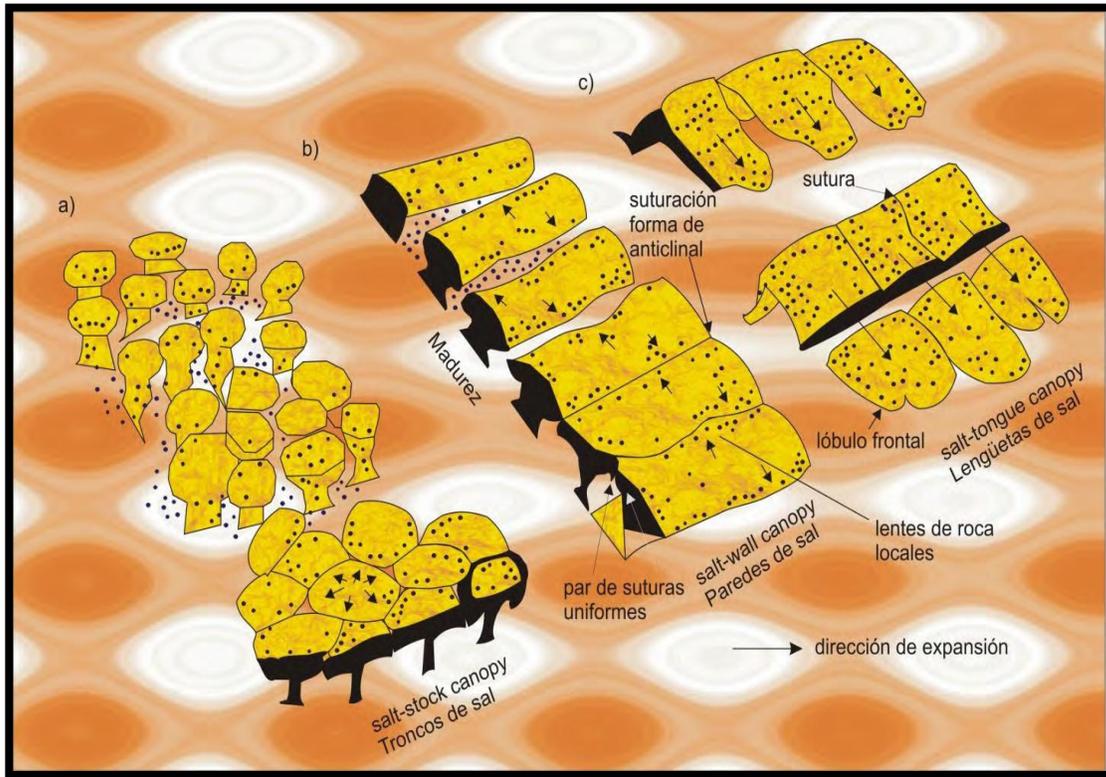


Fig. 2.32 Bloque diagramático que muestra los tres tipos principales de toldos o canopies de sal formados por la coalescencia de a) troncos de sal, b) paredes de sal y c) lengüetas o canopies de sal (Jackson y Talbot, 1991).

Las capas de sal pueden abrirse y fluir lateralmente como si estuvieran deformándose, en estas capas pueden unirse en la vecindad a otra capa de sal; éstas crean colectivamente un toldo o canopie de sal. Los toldos (canopies) son estructuras comunes en los cuerpos salinos del noreste del Golfo de México.

Asociados a los toldos o canopies, se desarrolla dos tipos de sinclinales, los cuales también difieren en su forma, aunque presentan cúspides encima de las estructuras de la sal que terminan contra la forma de la minicuenca encima de las capas segmentadas (Jackson, et. al., 1994).

En la Figura 2.32 se ilustran los principales elementos que componen a las estructuras salinas, donde el grado de coalescencia o fusión se incrementa hacia

el frente de cada secuencia deformada. Las suturas entre las estructuras salinas coalescentes pueden ser identificadas por lentes de rocas locales alojados entre la sal, por sinclinales y por pares de anticlinales apretados localizados en la secuencia sedimentaria superior, hacia los márgenes de las capas salinas que se juntan. Las suturas en los toldos (canopies) que se forman por coalescencia de paredes de sal, ocurren con orientaciones perpendiculares a la dirección principal de expansión, mientras que las suturas en los toldos o canopies de sal formadas por coalescencia de lengüetas de sal son paralelas a la dirección principal de expansión y al límite frontal en forma de lóbulo de la intrusión salina.

Una sutura de sal (salt suture o collision zone) representa la unión entre estructuras salinas individuales que han coalescido lateralmente para formar toldos o canopies de sal (Lee et. al., 1989; Fairchild y Nelson, 1992).

Glaciar de sal (salt glacier o namakier), corresponden a extrusión de sal en forma de sábana que fluye desde un diapiro expuesto y se expande en condiciones subaéreas o subacuosas (De Böckh et. al., 1929; Talbot y Jarvis, 1984).

2.7.3.5 Lengüeta de sal (salt tongue).

Especie de sábana salina altamente asimétrica alimentada por un conducto individual que se expanden en una dirección preferencial a sectores de menor presión (Fig. 2.33). Las sábanas salinas individuales son máximo de 80 km de longitud y 7 km de espesor y por lo general, exhiben forma de cuña (Watkins et. al., 1978; Jackson y Talbot, 1989; D'Onofro, 1988; Wang, 1988).

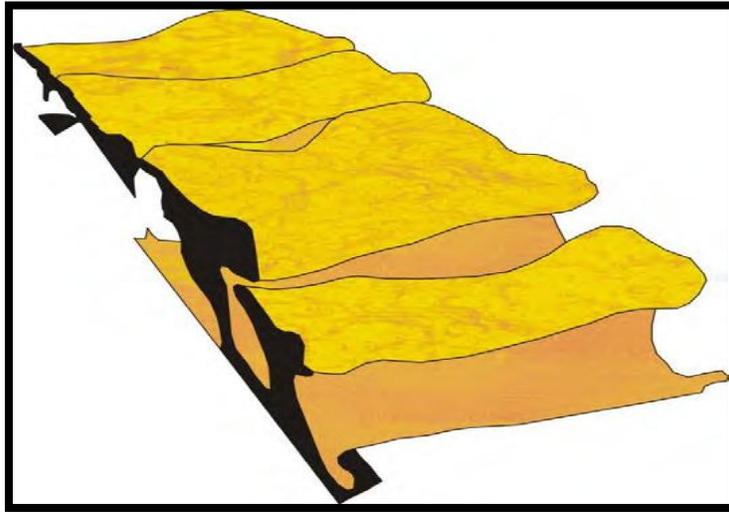


Fig. 2.33 Lengüeta de sal (Jackson y Talbot, 1991).

Las capas y láminas de sal son comúnmente formadas por un rápido crecimiento de la cresta de los diapiros pasivos, el ensanchamiento se lleva a cabo usualmente durante una baja sedimentación al llevarse a cabo una extrusión; la velocidad con que se mueve puede ocurrir de las dos formas siguientes:

- 1) La velocidad a la cual la sal es transportada a la superficie, que es muchas veces más grande que la velocidad de sedimentación durante el proceso de sedimentación.
- 2) La velocidad a la cual el agua de mar disuelve la sal, puede ser aún más rápida. La sal puede ser protegida de la disolución por una combinación de los siguientes factores:
 - (a) La secuencia sedimentaria asociada.
 - (b) La corteza insoluble residual (o capa de roca) de yeso disuelto a partir del agua de sal.
 - (c) Una sobre estratificación (sobreposición) de capas de salmuera saturada, sí la circulación del agua esta localmente restringida.

Si el flujo lateral de sal es de decenas de kilómetros a niveles muy someros y en una dirección preferencial, se formarán las estructuras conocidas como lengüeta de sal (Worral y Nelson, 1989); y si el flujo es bidireccional, entonces se formaran

por coalescencia de flujos los llamados “canopies” (Jackson y Talbot, 1989), o glaciario de sal “namakiers” (Jackson y Talbot, 1986).

2.8 MINICUENCAS.

2.8.1 Concepto de minicuenca.

La primera vez que se publicó acerca del término “minicuenca” fue en 1989 por Worrall y Snelson, sin embargo, ellos reconocieron que el concepto existía desde hacía ya mucho tiempo. Probablemente Lehner en 1969, fue el primero en ilustrar minicuevas sinclinales en delgados cuerpos de sal que forman estructuras en el Golfo de México.

En la Fig. 3.34 se muestra la subsidencia de una minicuenca que está 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, 1995).

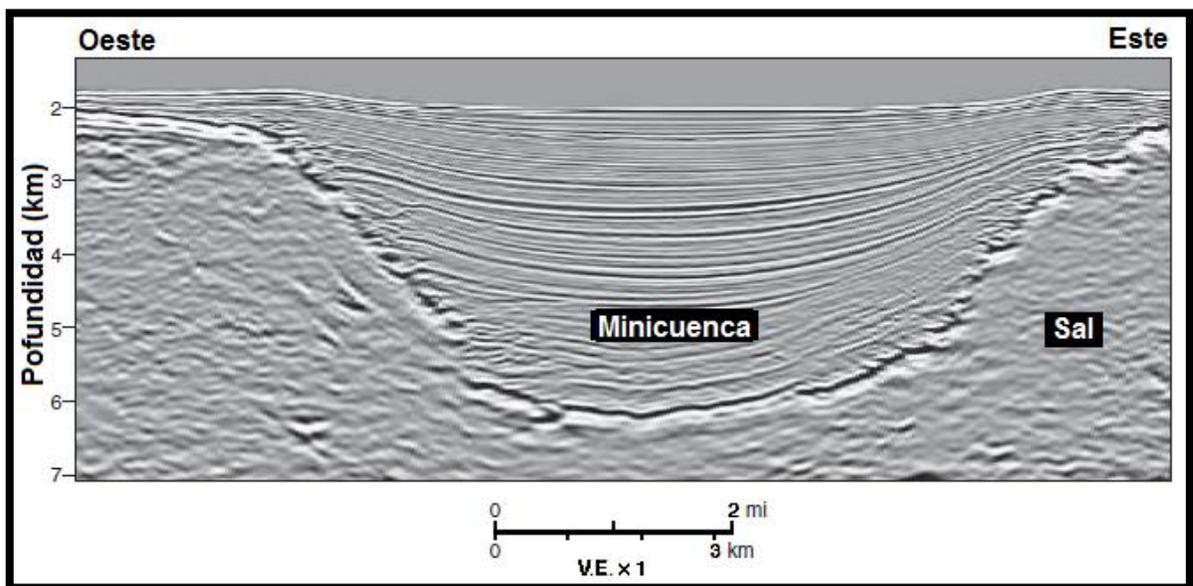


Figura 2.34 Sección sísmica que muestra la subsidencia de una minicuenca que está asociada a un grueso estrato de sal alóctona (Hudec et. al. 1995).

En los últimos 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); estas estructuras presentan un gran reto, debido a que el modelado de las cuencas subsidentes involucran muchas variables, como el flujo de calor, magnetismo, metamorfismo, tectónica, fuerzas axiales, heterogeneidad de la corteza, espesor inicial de la corteza, deformación, densidad de la estructura, estructura termal en el manto, reología del manto, efectos dinámicos del flujo del manto y mucho otros parametros (Allen and Allen, 2005).

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 menor nivel topográfico, propiciando que se generen cadenas de minicuecas a lo largo del corredor de sedimentación. 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.

2.8.2 Subsidencia.

Una minicuenca presentará subsidencia cuando la densidad promedio del relleno es mayor que la densidad de la sal (figura 2.35 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 2.35 B), la minicuenca “flota” en equilibrio estático hasta ser cubierta por la acumulación de nuevos sedimentos (Jackson and Vendeville, 1994).

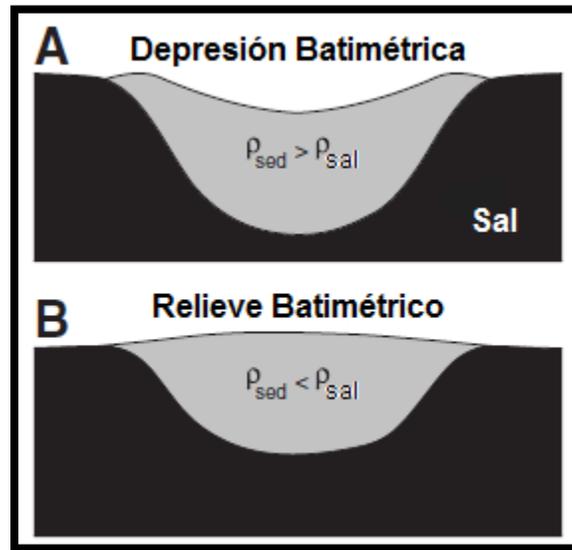


Figura 2.35 Esquema representativo del modelo de subsidencia por acción de diferencia de densidades, donde ρ es la densidad (Hudec et. al. 1995).

Una minicuenca no puede hundirse hasta que el promedio del relleno sea más denso que la sal, ya que la mayoría de las rocas clásticas no se compactan a esas densidades hasta que los sedimentos acumulados se encuentren en el subsuelo a 2, 300 metros de profundidad (Hudec y Jackson, 2009).

2.8.3 Modelos de subsidencia de las minicuenca.

A continuación se describen seis posibles mecanismos que describen la subsidencia y evolución de las minicuenca.

2.8.3.1 Subsidencia por diferencia de densidades.

Este mecanismo es de suma importancia en minicuenca maduras, donde la parte de mayor espesor debe tener la más alta densidad promedio, debido a 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 minicuenca continúe rellenándose y subsidiendo (figura 2.36 A). El depocentro no deberá cambiar

lateralmente hasta que el fondo de la minicuenca toque la base de la sal, si existiera un cambio en dicho depocentro, podría pensarse que otro mecanismo de subsidencia influyó en el desarrollo de la minicuenca (figura 2.36 B)

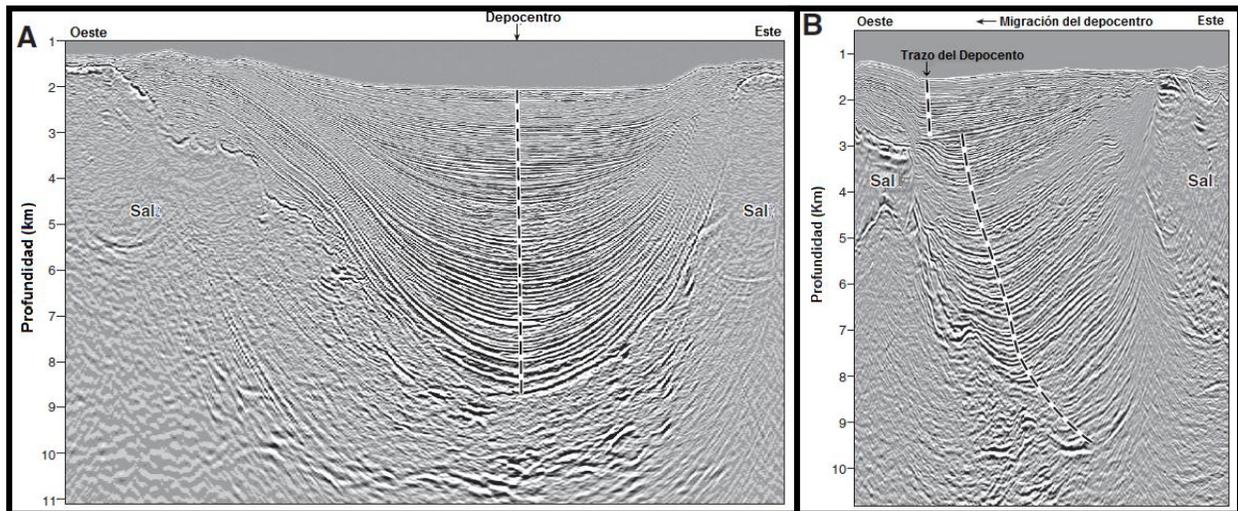


Figura 2.36 Ejemplos de patrones de relleno en una minicuenca donde la traza del depocentro conecta la parte más gruesa de cada paquete sedimentario (Hudec et. al. 1995).

De acuerdo con Hudec (1999), existen tres criterios para reconocer la subsidencia de minicuenas debido a diferencias de densidades en sistemas clásticos: (1) depocentros 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.

2.8.3.2 Acortamiento por diapirismo.

El concepto de la formación de minicuenas debido al mecanismo de acortamiento por diapirismo fue propuesto por Humphris (1978), quien sugirió que las minicuenas sufrían una reducción de área debido al movimiento de la sal, desde una posición con mayor relieve hacia una con menor, lo cual propiciaba el incremento en el tamaño de los diapiros; consecuentemente estos provocaban la separación de las minicuenas. Así mismo, 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 2.37 está basado en el concepto propuesto por Humphris (1978), y Rowan (2002), el cual sugiere que los sedimentos de la minicuenca poseen mayor dureza que la sal, por lo que forman un escudo para el paso de ésta. En la fig. 2.37 A) se observa un acortamiento en 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 2.37 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 intrusionen en mayor proporción que en minicuevas adyacentes, en las cuales no sucede este fenómeno. Si el diapiro crece a la misma velocidad del equilibrio estático, la minicuenca presentará una depresión batimétrica, incluso si fuera menos densa que la sal (figura 2.38 B). La sal debajo de la minicuenca no necesariamente es expulsada durante este proceso, por lo que está relativamente no presentará subsidencia.

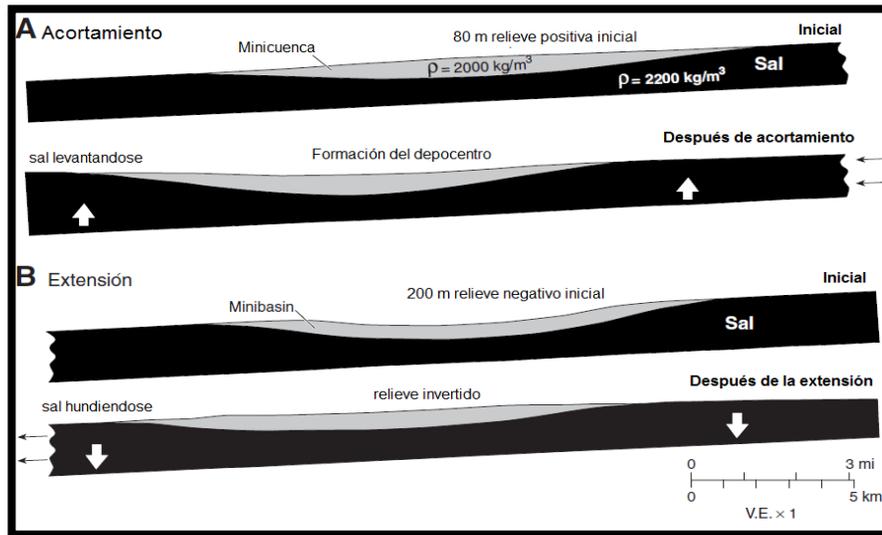


Figura 2.37 Modelos de elemento finito, los cuales muestran los efectos que tienen el acortamiento y extensión sobre las minicuevas cuando los sedimentos son más densos que la sal (Hudec et. al. 1995).

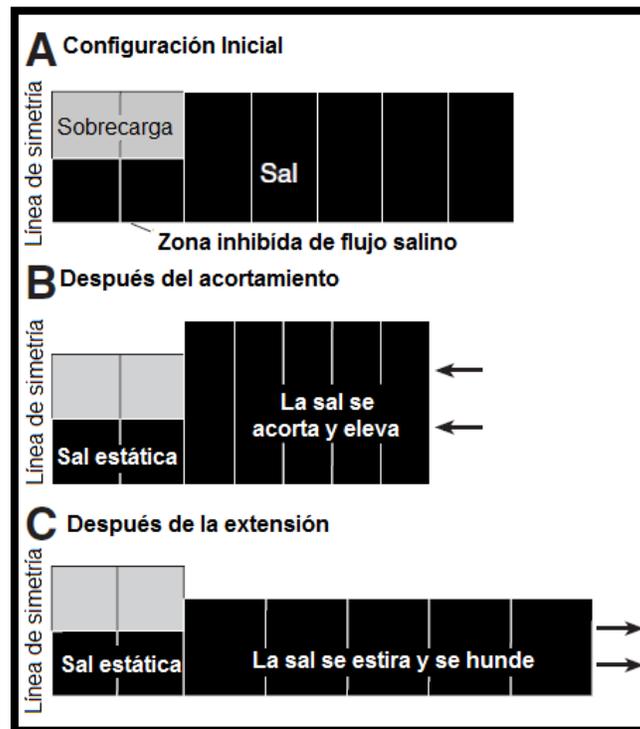


Fig. 2.38 Diagrama esquemático que explica cómo afecta el acortamiento y la extensión a una minicueva (Hudec, 1995).

En la figura 2.39 se muestran secciones esquemáticas transversales que muestran la respuesta batimétrica a diferentes estilos de acortamiento donde la figura 2.39 A) representa una intra-cuenca que divide a la minicuenca en dos subcuencas. En la figura 2.39 B) se muestra como a consecuencia del acortamiento e intrusión de diapiros en los extremos de la minicuenca, se genera un sinclinal simétrico. Un acortamiento desigual y la elevación de diapiros en ambos lados de la minicuenca producen un sinclinal asimétrico (figura 2.39 C). Después de que el acortamiento termina, los flancos se alzan formando bordes prominentes así como el sistema alcanza equilibrio gravitacional (figura 2.39 D). Posteriormente nuevos sedimentos se depositan en los alrededores de estos bordes, resultando en un depocentro más estrecho que su predecesor.

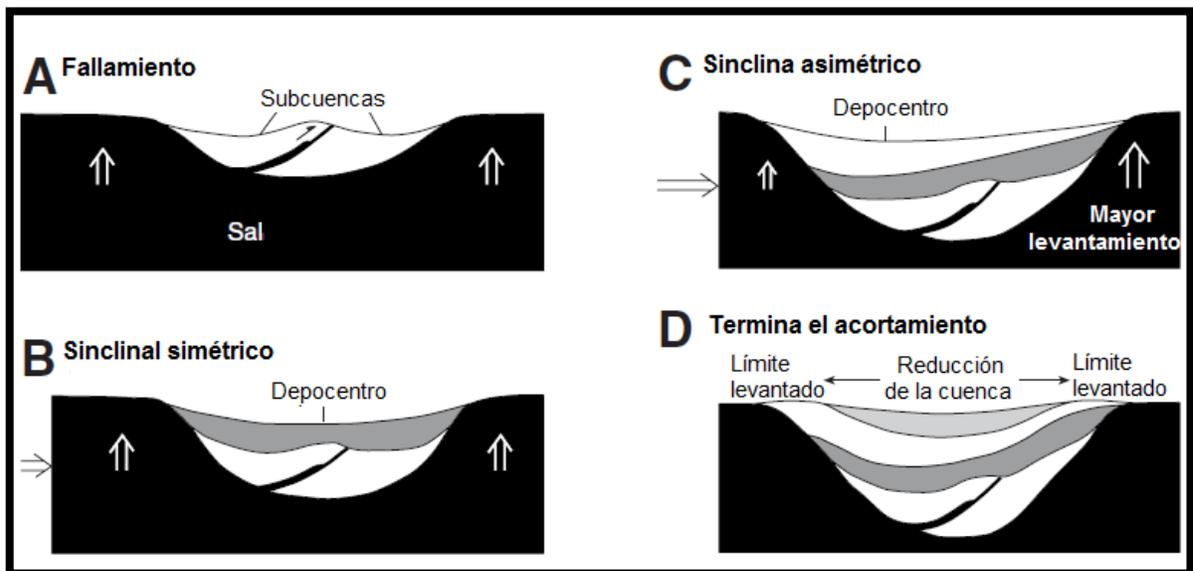


Figura 2.39 Secciones esquemáticas transversales que muestran la respuesta batimétrica a diferentes estilos de acortamiento (Hudec, 1995).

2.8.3.3 Caída extensional diapírica.

Por la interpretación de secciones sísmicas, se ha considerado que el acortamiento de la sal alrededor de las minicuenas puede generar un aumento en el volumen de la masa diapírica, por lo tanto, una minicuenca 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 minicuenca son alargados, obligándolos a subsidir, dejando la minicuenca como un relieve positivo (figura 2.37 B y 2.38 C).

La tendencia para subsidir de los diapiros adyacentes a la minicuenca durante la extensión sugiere que no favorecen la formación de ésta, sin embargo, la extensión puede formar minicuenas 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 2.40). 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 minicuenca 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, encontrando lo siguiente:

- 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 forma acuñaamientos residuales de sal en los flancos de la minicuenca.
- 4) Existe ocurrencia de minicuenas por encima de pendientes en la base de sal alóctona (figura 2.40).

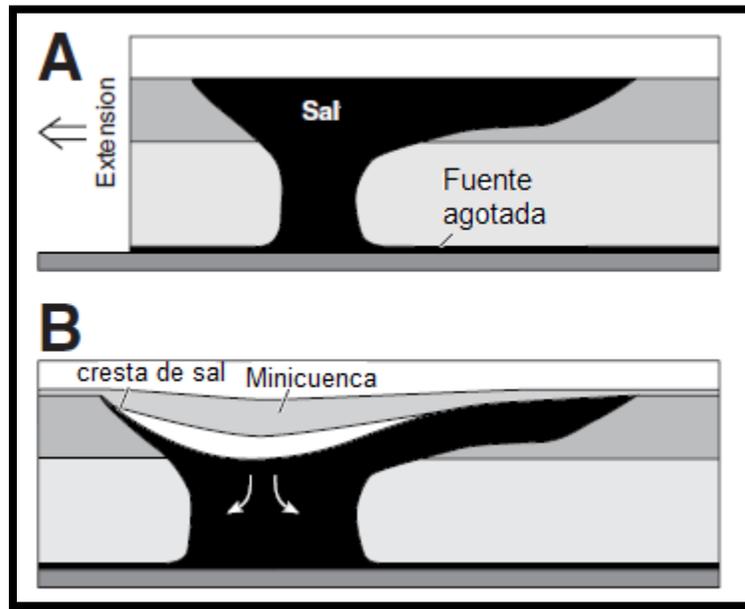


Figura 2.40 Esquema de secciones transversales que muestran la formación de una minicuenca por caída extensional de un diapiro (Hudec, 1995).

2.8.3.4 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 2.41 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 depositación de sedimentos encima de este estrato, sin embargo, una vez que el flujo de sal cesa, el relieve salino rápidamente se abate debido a esparcimiento por diferencia de densidades. Entonces, la sal fluye hasta encontrarse en su más estable forma, es decir, forma un amplio, delgado y estrecho estrato (Talbot, 1998). La masa de sal se mueve debido a la pendiente, lo que permite que exista una depresión y que nuevos sedimentos se coloquen por encima de ésta (figura 2.41 B); el depósito de sedimentos en la minicuenca aumentará la subsidencia sin importar la densidad de éstos (figura 2.41 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.

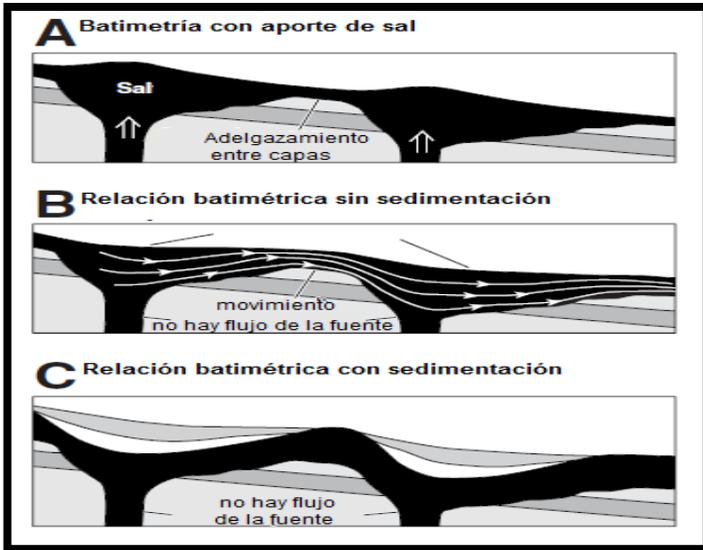


Fig 2.41 Esquema que muestra como el abatimiento de la topografía salina por encima de un estrato salino inicia la formación de una minicuenca (Hudec, 1995).

2.8.3.5 Modificación de la topografía debido a la carga sedimentaria

Los relieves positivos en la superficie del sedimento pueden proveer cierta carga diferencial provocando la subsidencia de las minicuenas (figura 2.42), además de que 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), posteriormente Jackson y Talbot (1986), aplicaron este concepto a la tectónica salina, destacando que la carga sedimentaria puede llevar a la subsidencia de minicuenas, incluso sin que exista una inversión de densidades. Comúnmente se reconocen dos tipos de modificaciones por carga sedimentaria, la primera considera que los sedimentos se depositan en un extremo del cuerpo salino, permitiendo que esta sección sedimentaria se hunda en la sal, formando una minicuenca; este proceso puede combinarse con el abatimiento de la topografía salina. En la figura 2.42 se muestra de manera esquemática secciones transversales que muestran el mecanismo de formación

de minicuevas a causa de la carga sedimentaria. Cuando los sedimentos se depositan encima de un cuerpo salino, estos contienen aire y agua, los cuales son mucho menos densos (figura 2.42 A), posteriormente la carga sedimentaria empieza a subsidir creando espacio para más sedimento (figura 2.42 B); la sal expulsada debido al hundimiento permite que la minicuenca se forme (figura 2.42 C). El proceso continúa hasta que la carga sedimentaria alcanza la base del cuerpo salino (figura 2.42 A).

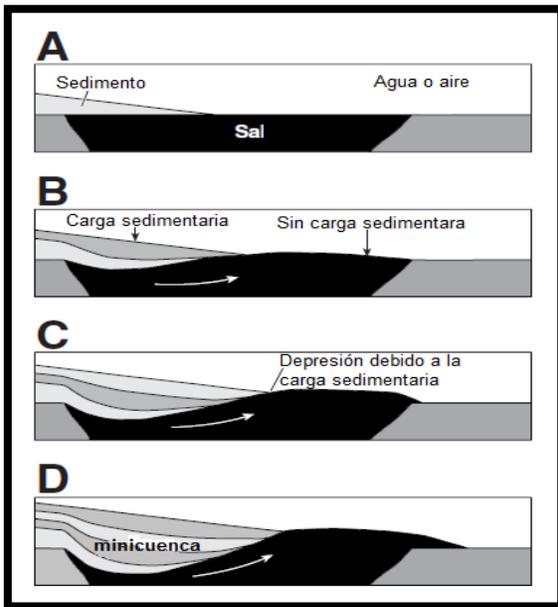


Figura 2.42 Secciones esquemáticas transversales que muestran el mecanismo de formación de minicuevas a causa de la carga sedimentaria (Hudec, 1995).

El segundo tipo, es un sistema de transporte de sedimentos que 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.

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.

2.8.3.6 Deformación salina

Los modelos de fallamiento normal subsalino propuestos por Vendeville (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 así el desarrollo de minicuecas; si la deformación subsalina crea una depresión estructural más rápido de lo que puede fluir dentro de ésta, se forma una depresión batimétrica, por lo que la incipiente minicuenca se amplificará con la carga de sedimentos (figura 2.43). 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 sal autóctona en terrenos fallados desde el basamento.

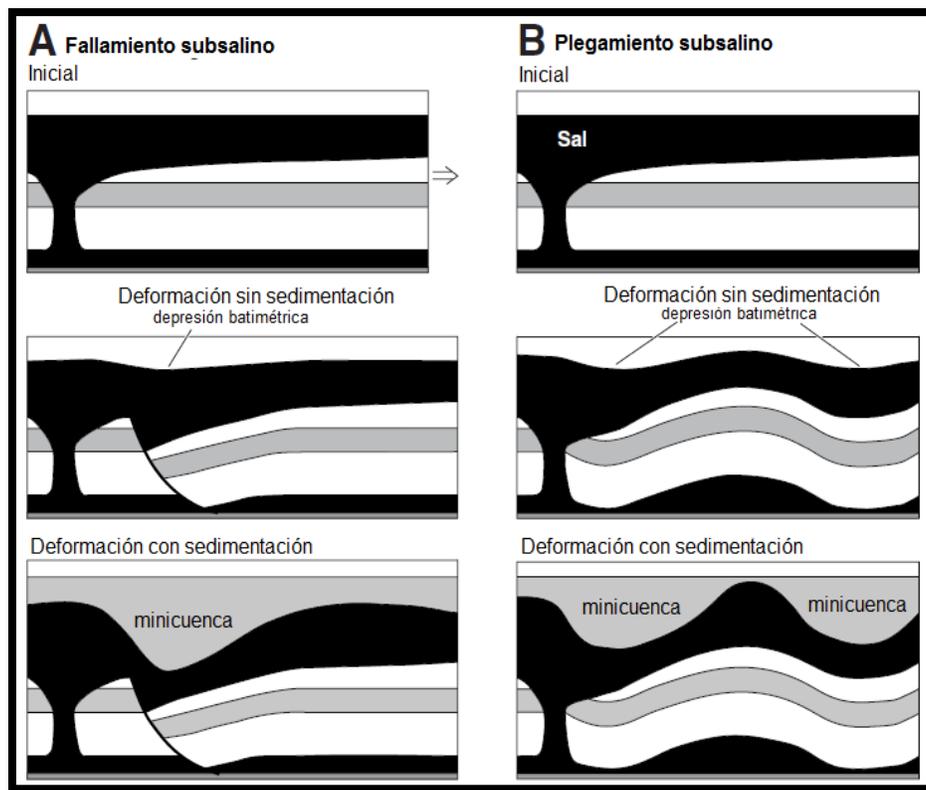


Figura 2.43 Secciones transversales que muestran la formación de minicuecas a causa de deformación subsalina. (A) minicuenca por encima de una falla normal subsalina. (B) minicuenca por encima de sinclinales subsalinos (Hudec et. al. 1995).

La batimetría por encima de la estructura subsalina depende primariamente del índice de deformación subsalina y del espesor del estrato salino (Vendeville, 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 está 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.

Capítulo III

Casos Históricos

de Campos

y Yacimientos

CAPITULO 3 CASOS HISTÓRICOS

En el presente capítulo se abordan casos históricos representativos de yacimientos asociados a secuencias evaporíticas de México y del Mundo; se brinda información sobre la ubicación, características geológicas y petroleras de cada caso.

3.1 Campos Nacionales

A continuación se describen tres campos nacionales, los cuales están en el sureste del país, tomando en cuenta información obtenida del campo Ogarrio, Tarantunich y Yaxché.

3.1.1 Cuenca Salina del Istmo

3.1.1.1 Campo Ogarrio

El Campo Ogarrio está ubicado en el Activo Cinco Presidentes de la Región Sur, localizándose a 60 km al oeste de la ciudad de Cárdenas y a 98 km al oeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (Fig. 3.1) (PEMEX, 1999).

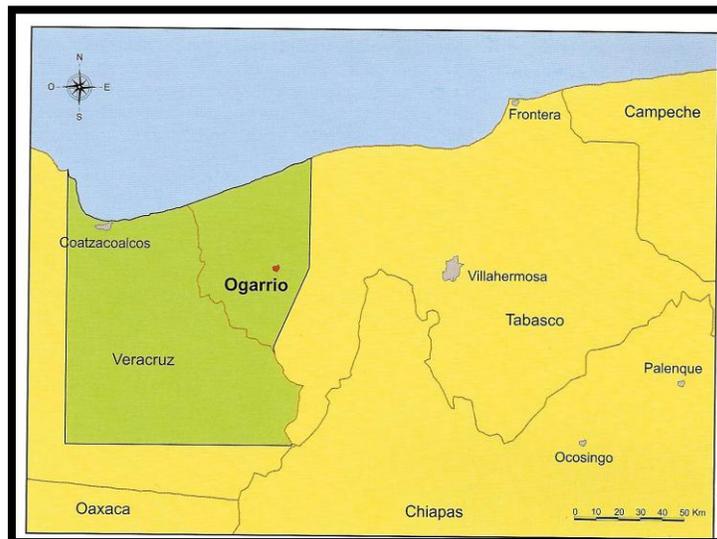


Fig. 3.1 Localización del campo Ogarrio (PEMEX, 1999).

Geológicamente, se encuentra en la Cuenca Salina del Istmo, en areniscas del Cenozoico, dentro de una serie de trampas de tipo estructural y/o estratigráfico. Fue descubierto en 1957 y se compone de 660 yacimientos, con edades del Mioceno Inferior en la Formación Depósito hasta el Mioceno Superior, representado por la Formación Fisilola; los yacimientos son de aceite negro, con una densidad de 38° API y cubre un área de 18 km² (PEMEX, 1999).

3.1.1.1 Historia

En 1905 y 1906 se perforaron los pozos Capoacan-1 y San Cristobal-1, respectivamente, encontrándose producción comercial de hidrocarburos. En 1929 se descubre el Campo El Burro-Tonalá, y en 1931 el Campo El Plan con importantes producciones de aceite. El descubrimiento de estos campos fue realizado utilizando el método gravimétrico de balanza de torsión, posteriormente se llevaron a cabo estudios de sismología de refracción y reflexión, culminando con el descubrimiento de nuevos campos en estructuras Cenozoicas (PEMEX, 1999).

Mediante el apoyo de métodos geofísicos y los resultados de las perforaciones realizadas en el área, se propusieron localizaciones exploratorias en los altos estructurales en las proximidades de los campos Magallanes y Ogarrio (PEMEX, 1999).

El Campo Ogarrio fue descubierto en 1957 con la perforación del pozo exploratorio Ogarrio-1, que resultó productor de aceite negro en la Formación Encanto, del Mioceno Inferior. La producción diaria obtenida fue de 207 barriles de aceite y 0.26 millones de pies cúbicos de gas natural. Con el desarrollo del campo se comenzaron a identificar los diferentes cuerpos de areniscas impregnadas de hidrocarburos, que van del Mioceno Inferior hasta el Mioceno Superior. El campo se divide en 2 bloques, norte, o área vieja, y sur, o área nueva. Los primeros esfuerzos se concentraron en el bloque norte, en donde se alcanzó rápidamente el desarrollo con una perforación masiva de pozos. En este bloque se ha inyectado agua con el fin de incrementar la recuperación final de hidrocarburos. La parte sur

se ha desarrollado a un ritmo mas lento, y es donde se encuentra la mayor parte de las reservas remanentes. En 1960 se alcanzó una producción diaria máxima de 29,665 barriles de aceite y 57 millones de pies cúbicos de gas (PEMEX, 1999).

3.1.1.2 Metodología del descubrimiento

La interpretación de la estructura anticlinal denominada Ogarrio fue realizada con gravimetría y posteriormente con mayor detalle con sismología de refracción y reflexión. Asimismo, la interpretación se apoyó en los datos obtenidos de los pozos perforados desde principios de siglo, en zonas productoras de hidrocarburos (Fig. 3.2) (PEMEX, 1999).

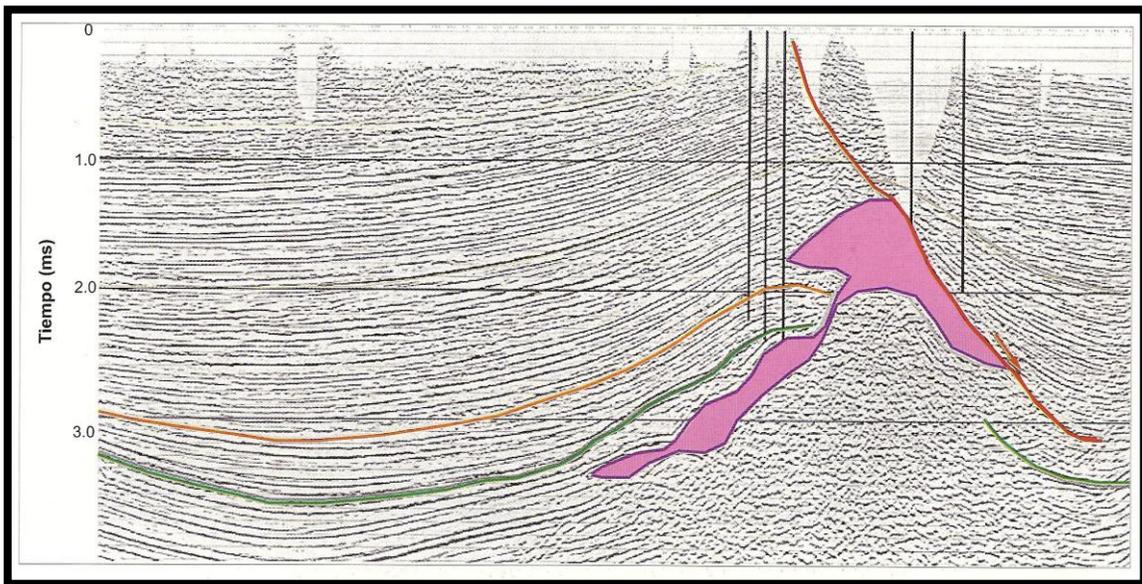


Figura 3.2 Sección sísmica tipo del campo Ogarrio, en donde se observa la intrusión de una secuencia salina (PEMEX, 1999).

3.1.1.3 Geología Estructural Local

El campo Ogarrio se sitúa sobre una estructura cómica salina alargada, tipo canopie, con orientación de noroeste a sureste, afectado por fallas normales con caída en el sureste. El movimiento de la sal originó estructuras salinas, las cuales han sido documentadas por la perforación de varios pozos; estas estructuras son consideradas como uno de los elementos más importantes en los patrones de la

deformación estructural que controlan al campo y la acumulación de hidrocarburos (Fig. 3.3) (PEMEX, 1999).

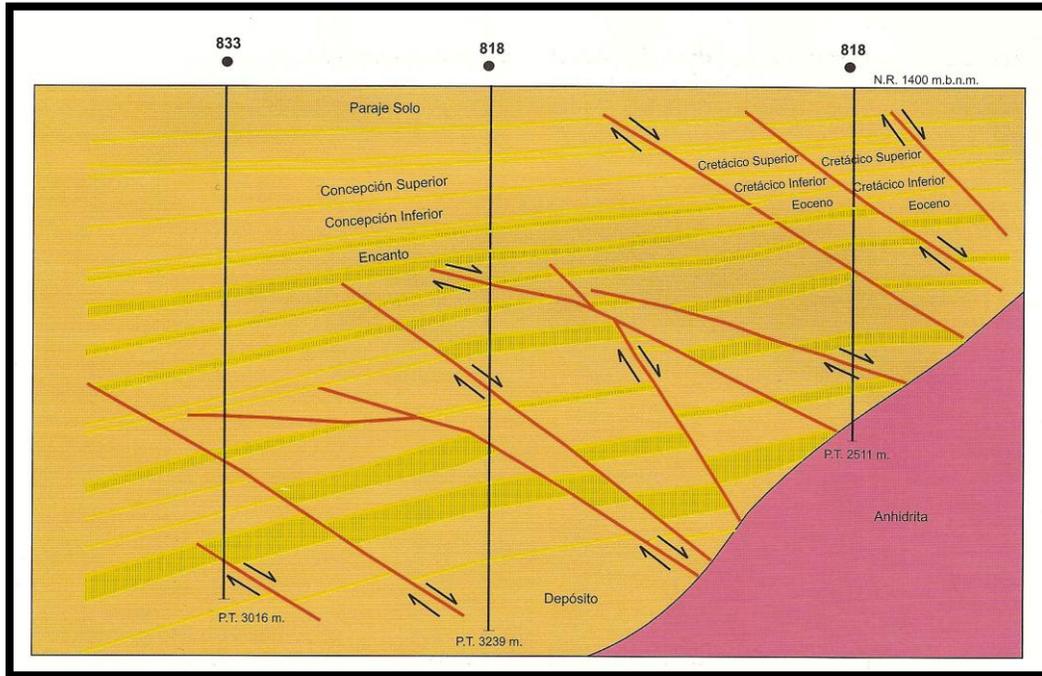
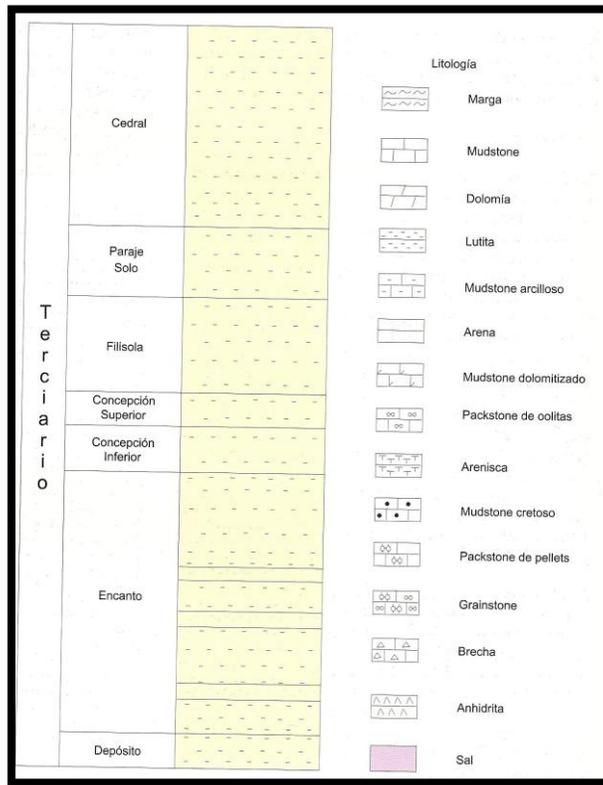


Figura 3.3 Sección transversal representativa del campo Ogarrio en donde se observa una gran cantidad de yacimientos (PEMEX, 1999).

3.1.1.1.4 Estratigrafía Local

En el Campo Ogarrio se ha perforado una columna estratigráfica correspondiente al Cenozoico, la cual esta constituida por areniscas de grano fino a medio, intercaladas con cuerpos de lutitas. La columna se encuentra compuesta por las formaciones Depósito, Encanto, Concepción inferior y Superior, Filisola y Paraje Solo; mientras que el Reciente se encuentra representado por la formación Cedral. En la figura 3.4 se muestra la columna geológica tipo que se ha encontrado en el área (PEMEX, 1999).



3.4 Columna geológica tipo del campo Ogarrio (PEMEX, 1999).

a) Trampas

Las trampas son de tipo mixto, ya que presentan características estructurales y estratigráficas, donde las secuencias terrígenas están afectadas por el fallamiento normal que dividen a los yacimientos, por lo que se tienen varios bloques productores. La geometría de las trampas fue definida mediante la interpretación sísmica y por correlación geológica entre los diferentes pozos perforados en el área (PEMEX, 1999).

b) Rocas generadoras

La principal roca generadora de hidrocarburos existente corresponde con las lutitas bituminosas y las calizas arcillosas del Jurásico Superior (Tithoniano).

c) Rocas Sello

En los diferentes yacimientos de este campo, el sello lo constituyen las lutitas que se encuentran interestratificadas entre los cuerpos de areniscas. Además, se presentan cierres por la presencia de fallas normales y en algunas ocasiones, se tienen sellos por cambios de facies laterales hacia cuerpos arcillosos y acuñamientos contra la sal (PEMEX, 1999).

d) Yacimientos

El campo cuenta con 660 yacimientos que producen o han producido aceite negro de tipo ligero, cuyas rocas almacenadoras van del Mioceno Inferior hasta el Mioceno Superior, con gran variedad de características petrofísicas y geológicas. Se tienen algunos yacimientos con cimas alrededor de 900 metros de profundidad, y otros con cimas a una profundidad de 4, 000 metros bajo el nivel del mar; el espesor promedio de las rocas saturadas alcanzan los 81 metros. Estos yacimientos están en areniscas con porosidad primaria que varía entre 15 y 20 por ciento y permeabilidades de 10 a 80 milidarcies. La saturación de agua promedio es de 24 por ciento, con una salinidad de 230, 000 partes por millón y la densidad de los hidrocarburos es de 38 grados API (PEMEX, 1999).

En el campo se adquirieron registros geofísicos convencionales en agujero abierto, como es el de rayos gamma, de densidad, de resistividad, de neutrón y de calibrador; estos se utilizaron para estimar las propiedades petrofísicas en la vecindad del pozo, para posteriormente determinar la distribución de dichas propiedades a nivel de campo. Así mismo, se adquirieron registros para obtener información de presión y producción del campo y también se realizaron pruebas de pozo (PEMEX, 1999).

e) Producción y Reservas

La producción del campo Ogarrío para el 2011 fue de 10.408 miles de barriles de aceite, y una producción de gas de 6,057 millones de pies cúbicos (PEMEX, 2011).

Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos del Campo para el 2009 fueron de 43,811 millones de barriles de aceite y 59,747 miles de millones de pies cúbicos de gas natural. Dichas reservas se calcularon con métodos volumétricos y análisis del comportamiento de los yacimientos.

3.1.2 Provincia Marina de Coatzacoalcos

3.1.2.1 Campo Taratunich

Está ubicado dentro de aguas territoriales del Golfo de México, a aproximadamente a 143 km al noroeste del puerto de Dos Bocas, Tabasco, en tirantes de agua de 50 a 60 metros, con una extensión aproximada de 35 km² (fig.3.5), (PEMEX, 1999).

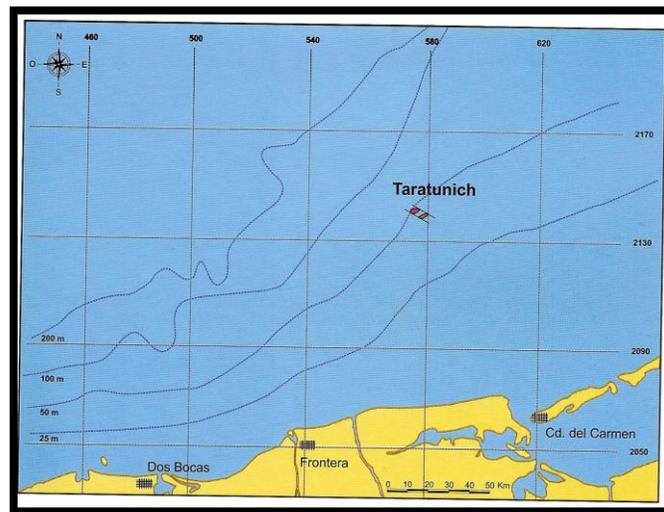


Figura 3.5 Ubicación del campo Taratunich (PEMEX, 1999).

Desde el punto de vista geológico, el campo se encuentra en la Provincia Marina de Coatzacoalcos; está dividido en 3 bloques que convencionalmente se han denominado 101, 201 y 301, y produce en los siguientes horizontes: Jurásico Superior (Kimmeridgiano), la Brecha del Paleoceno y la secuencia carbonatada del Cretácico Superior. Los yacimientos son de aceite ligero, con densidades que varían de 28 a 31 grados API (PEMEX, 1999).

3.1.2.2 Historia

La actividad exploratoria se incrementó en la Región Marina a partir de los resultados obtenidos en la perforación de estructuras geológicas con posibilidades de acumular hidrocarburos, como ocurrió con el pozo Chac-1, perforado en 1975, resultado productor de hidrocarburos en la Brecha Paleoceno y del Cretácico Superior (PEMEX, 1999).

Se efectuaron trabajos sismológicos a detalle para definir rasgos estructurales favorables, así con la interpretación y evaluación de estos; se propuso la localización del pozo Taratunich-1 y posteriormente la localización de Taratunich-201. Entre 1979 y 1980 se perforaron los pozos Taratunich-1A y Taratunich-1B que no resultaron exitosos, debido a que el primero tuvo problemas mecánicos y el segundo encontró sal. Posteriormente se interpretó la información disponible y en 1989 se perforó el pozo Taratunich-201, con el que se confirmó la existencia de hidrocarburos en las dolomías del Jurásico Superior (Kimmeridgiano). La producción promedio diaria que se obtuvo fue de 1500 barriles de aceite y 2.3 millones de pies cúbicos de gas.

En 1991, se perforó el pozo exploratorio Taratunich-301, resultando productor en una secuencia del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), con una producción diaria de 5,800 de barriles de aceite. Se probó también una secuencia del Albiano-Conomaniano obteniéndose 2,140 barriles de aceite diarios y 2.3 millones de pies cúbicos de gas. Para el nivel Brecha Paleoceno y Cretácico Superior, se obtuvieron 2,543 barriles de aceite y 0.8 millones de pies cúbicos de gas diarios (PEMEX, 1999).

Con base en los resultados de los pozos Taratunich-201 y 301, se perforó en 1992 el pozo exploratorio Taratunich-101, en el bloque nororiental del campo, resultando productor en el Jurásico Superior (Kimmeridgiano), con una producción inicial diaria de 6,264 barriles de aceite y 3.3 millones de pies cúbicos de gas (PEMEX, 1999).

3.1.2.3 Geología Estructural Local

El campo Taratunich se encuentra en un anticlinal orientado en dirección noroeste a sureste, el cual está delimitado al noreste y al suroeste por 2 fallas inversas que tienen su plano de falla inclinado en dirección contraria y que corren paralelas al eje principal de la estructura (Fig. 3.6) (PEMEX, 1999).

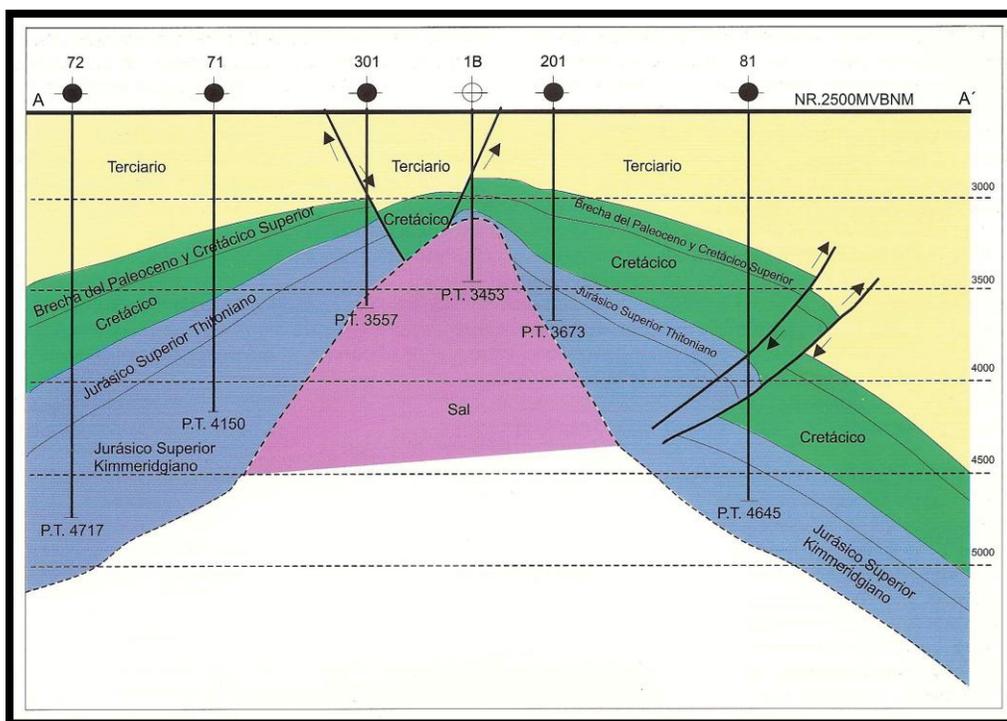


Figura 3.6 Sección estructural representativa del campo Taratunich, donde se muestra la distribución de las formaciones y la intrusión salina, en la dirección del bloque 301 a 201 (PEMEX, 1999).

En el bloque noreste, se encuentra el pozo Taratunich-101 y en la porción central se tiene la intrusión de una masa salina que divide el área en 2 bloques. El segmento localizado al este de la intrusión es precisamente sobre el cual se ubica el pozo Taratunich -201, y el segmento al oeste de la intrusión salina, en donde se localiza el pozo Taratunich-301 (Fig.3.7) (PEMEX, 1999).

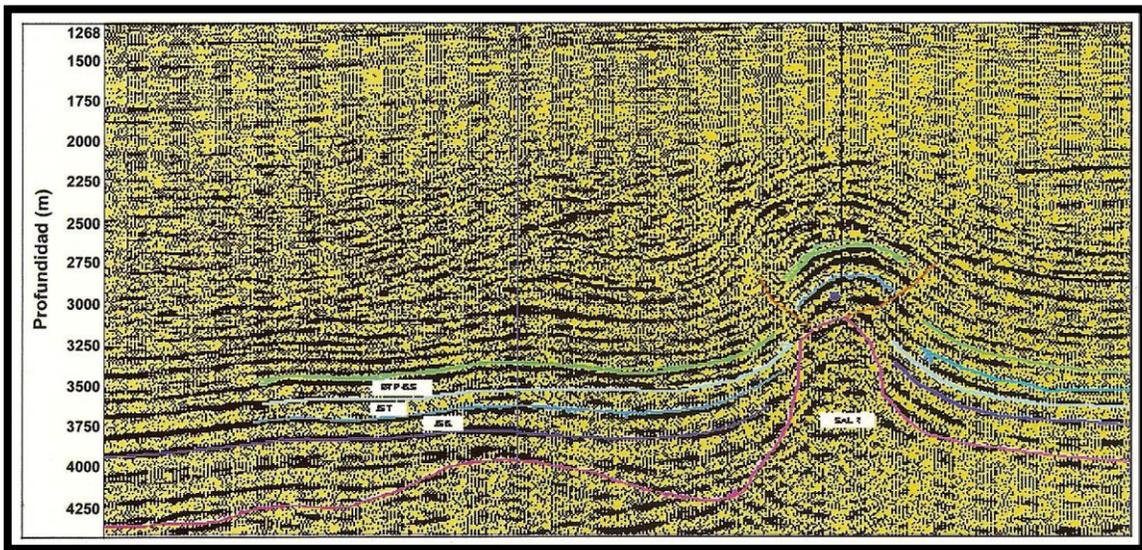


Figura 3.7 Sección sísmica representativa del campo Taratunich, donde se tiene a la intrusión salina que segmenta al campo en varios bloques (PEMEX, 1999).

3.1.2.4 Estratigrafía Local

La estratigrafía local comprende secuencias sedimentarias con edades que van del Jurásico Superior (Kimmeridgiano), hasta el Reciente-Pleistoceno. La secuencia Kimmeridgiano, en su cima está constituido por un wackstone que varía a un packstone de pelletoides y oolitas; también tiene calizas arcillosas y ocasionalmente se presenta dolomitizada, con delgados horizontes de mudstone y wackstone bentonítico, observándose hacia la parte media e inferior dolomías arcillosas microcristalinas y sacaroides (PEMEX, 1999).

El Tithoniano se constituye en su cima por una caliza arcillosa bituminosa, con delgados horizontes de lutita calcárea. Su parte media está compuesta por una lutita bituminosa y suave que en ocasiones gradua a margas. Hacia su base se localiza una caliza arcillosa en partes compacta con laminaciones de lutita calcárea de aspecto bituminoso (PEMEX, 1999).

El Cretácico Inferior y la base del Cretácico Superior, esta formado por un mudstone que varía de wackstone de intraclastos y bioclastos, calizas arcillosas y ocasionalmente bentoníticas, con presencia de nódulos de pedernal y material

arcilloso. El Cretácico Superior y Paleoceno Inferior se compone de brechas de clastos dolomitizados con porosidad vugular y por fracturamiento.

En el Cenozoico, predominan los horizontes de lutitas con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, bien cementadas en material arcillo-calcáreo. Como rasgo importante, en el Eoceno y Paleoceno se presentan delgados horizontes de bentonita. En la figura 3.8 se muestra la columna geológica tipo (PEMEX, 1999).

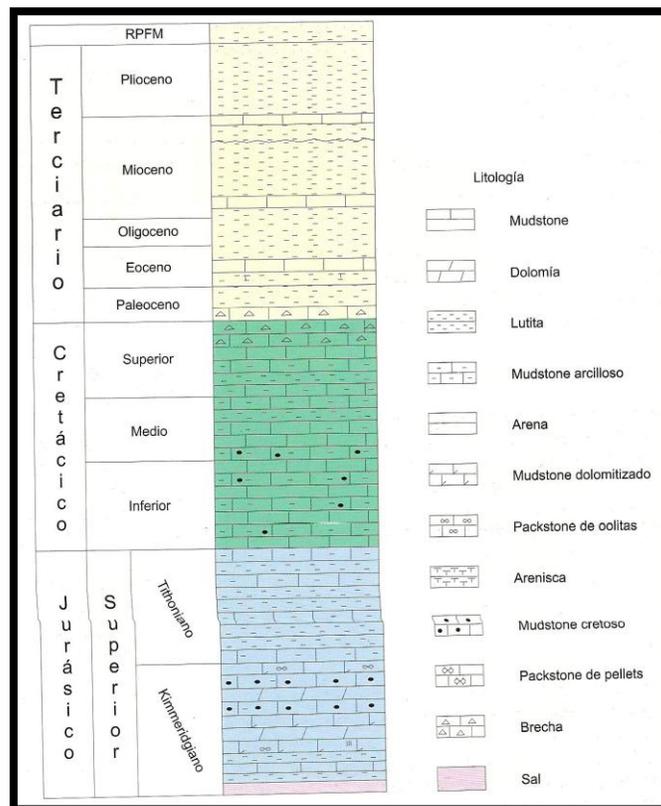


Figura 3.8 Columna geológica tipo del Campo Taratunich (PEMEX, 1999).

a) Trampas

La estructura característica de la secuencia de interés petrolero del Jurásico, es un anticlinal orientado en dirección noroeste a sureste; en su parte central, se encuentra intrusionado por una masa salina que la segmenta en 2 bloques. El bloque que se localiza en la porción noreste tiene un cierre estructural de casi 900

metros y el que se encuentra en la porción sureste, tiene un cierre estructural de 600 metros aproximadamente. La estructura tiene un tercer compartimiento ubicado en el bloque bajo de la gran falla inversa que la divide en su porción norte, en esta parte, se cuenta con un cierre estructural de cerca de 350 metros (PEMEX, 1999).

Otra estructura de interés petrolero esta desarrollada en la Brecha del Paleoceno Interior y del Cretácico Superior, es también un anticlinal orientado en la misma dirección que la del Jurásico Superior (Kimmeridgiano). Este anticlinal esta segmentado por dos grandes fallas inversas que corren paralelas a la tendencia estructural y dos fallas normales que cortan perpendicularmente la parte central de la estructura.

El yacimiento que se ubica en la porción noroeste, tiene un cierre estructural de 650 metros, mientras que en la porción suroeste es de 550 metros; en la porción central su cierre es de 400 metros contrario a lo que ocurre cuando se tienen las fallas inversas. El yacimiento que se localiza en el bloque bajo de la falla inversa, al norte de la estructura, tiene un cierre estructural de 250 metros aproximadamente (PEMEX, 1999).

b) Rocas Generadoras

Las secuencias arcillosas y bituminosas del Tithoniano, son las principales rocas generadoras, las cuales presentan alto contenido orgánico que favorecieron la generación de hidrocarburos; en el área que comprende al campo Taratunich, su espesor varía de 100 a 180 metros. No se descarta la posibilidad de que las rocas del Albiano- Cenomaniano con un alto contenido orgánico y de aspecto bituminoso, sean también importantes en la generación de hidrocarburo (PEMEX, 1999).

c) Rocas Sello

Para los yacimientos del Jurásico Superior, el sello está formado por lutitas y calizas arcillosas y bituminosas, mientras que el sello para el yacimiento, la Brecha, lo forman las rocas cenozoicas del Eoceno-Paleoceno, constituidas por lutitas de alta porosidad con permeabilidad baja o nula, con espesores que varían de 100 a 250 metros (PEMEX, 1999).

d) Yacimiento

Los yacimientos del campo Taratunich están contenidos dentro de las unidades estratigráficas del Cretácico Superior, Paleoceno Inferior y del Jurásico (Kimmeridgiano), (PEMEX, 1999).

El yacimiento del Kimmeridgiano se encuentra en packstone y grainstone oolítico, con intercalaciones de lutitas bentoníticas, mudstone que varía a wackstone, dolomías y areniscas de grano fino. La porosidad es intergranular (primaria) e intercrystalina (secundaria), donde está parcialmente dolomitizada, con un valor promedio aproximado de un 5%. La permeabilidad del yacimiento en los 3 bloques varía de 100 a 500 milidarcies. El espesor neto promedio impregnado de aceite es de 46 metros y su temperatura de 140 grados centígrados; la presión original fue de 550 kg/cm².

La Brecha del Paleoceno y del Cretácico Superior se compone principalmente por fragmentos de wackstone y packstone de bioclastos, intraclastos y pellets parcialmente dolomitizados, cementados con una matriz calcáreo bentonítica. Este yacimiento tiene una porosidad entre 9 y 12%, con saturación de 20%; su permeabilidad varía de 100 a 800 milidarcies. El espesor neto promedio impregnado de hidrocarburos es de 55 metros y tiene una temperatura del yacimiento de 125 grados centígrados; el yacimiento produce aceite de 31 grados API (PEMEX, 1999).

Para la evaluación de los yacimientos se adquirieron registros en agujero descubierto como son el de rayos gamma, de potencial espontáneo, de

resistividad somera y profunda, de densidad, el sónico y el neutrón; así como registros para medir el estado de la cementación y la temperatura.

Los fluidos de la Brecha se encuentran debajo de la presión de saturación, mientras que los de la secuencia del Kimmeridgiano, son aún fluidos bajo saturados.

En el campo Taratunich la variación de la producción ha sido ocasionada principalmente por los efectos de baja presión, baja permeabilidad, depósitos de sólidos orgánicos e incrementos de la relación gas-líquido (PEMEX, 1999).

e) Producción y Reservas

La producción de aceite en el 2011 fue de 10,192 miles de barriles y 6,039 millones de pies cúbicos de gas natural (Pemex, 2011).

Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos al 2009 es de 27,823 millones de barriles de aceite y 40,876 miles de millones de pies cúbicos de gas natural.

3.1.3 Cuenca Litoral de Tabasco

3.1.3.1 Campo Yaxché

El pozo Yaxché-101 descubrió un yacimiento de crudo superligero en areniscas del Cenozoico en el campo Yaxché, que se localiza en Aguas Territoriales del Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco y aproximadamente a 14 kilómetros al noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en un tirante de agua de 21 metros. Se ubica dentro de la Provincia Geológica de Coatzacoalcos, y estructuralmente sobre la porción sur del Pilar de Akal y al sureste de la falla de Comalcalco (fig. 3.9), (PEMEX, 2008).



Figura 3.9 Mapa de localización del pozo Yaxché-101 (PEMEX, 2008)

3.1.3.2 Geología estructural

La estructura que conforma el yacimiento está representada por un anticlinal segmentado de bajo relieve con dirección este a oeste, teniendo hacia el sur la parte más alta. En general, el yacimiento está limitado hacia el sur por una falla normal de dirección este a oeste y caída hacia el sur. En su porción norte el límite está asociado a una intrusión salina (diapiro), al oriente y occidente se encuentra limitado por fallas normales (fig 3.10) (PEMEX, 2008). La tabla 3.1 nos muestra información de la columna geológica esperada al perforar pozos en el campo, ofreciéndonos los intervalos de profundidad a la cual se espera encontrar la sal (PEMEX, 2010).

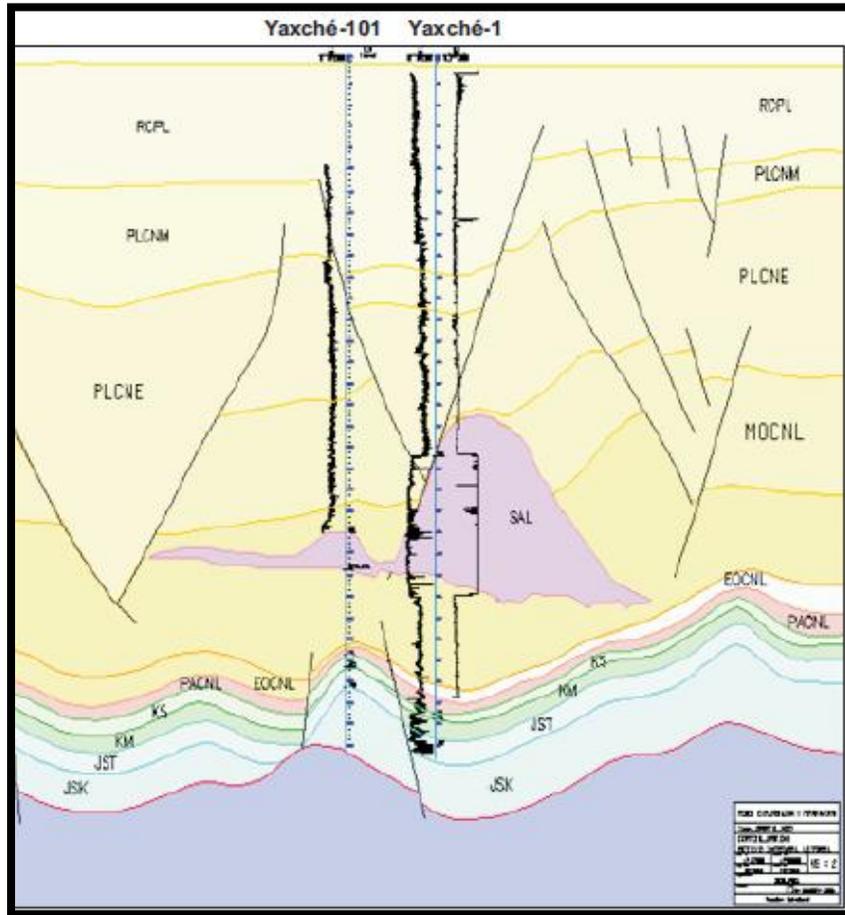


Figura 3.10 Sección estructural mostrando las características estructurales de los pozos en el campo Yaxché (PEMEX, 2008).

COLUMNA GEOLÓGICA PROBABLE						
FORMACIÓN	PROFUNDIDAD VERTICAL (Metros Verticales Bajo el Nivel de la Mesa.)					
POZO A PERFORAR	YAXCHE 33	YAXCHE 23	YAXCHE 2	YAXCHE 25	YAXCHE 5	YAXCHE 31
TIRANTE DE AGUA	20	20	20	20	20	20
MIOCENO SUPERIOR	1872	1950	2140	2354	1150	1160
MIOCENO MEDIO	2772	3500	3490	3447	3485	2659
SAL	3000	3800	3687	3675	3715	2887
OLIGOCENO MEDIO	4505	4120	3915	4975	4715	4875
OLIGOCENO INFERIOR	4615	5075	4615	5075	4825	4985

...
CRÉTACICO MEDIO	5650	6020	5700	6248	5860	5880
CRETACICO INFERIOR	5687	6057	5740	-	-	5917
PROFUNDIDAD TOTAL	6000	6200	5900	6300	5950	6050

Tabla 3.1 Indica la columna esperada en la perforación de pozos en el campo Yaxché, mostrando la profundidad esperada de la sal a perforar (PEMEX 2010).

3.1.3.3 Estratigrafía

El pozo Yaxché-101 cortó una columna estratigráfica que va desde rocas del Reciente-Pleistoceno hasta el Jurásico Superior (Kimmeridgiano). Sus cimas se fijaron mediante estudio bioestratigráfico de muestras de canal, de núcleos y de registros geofísicos. Las rocas productoras en este pozo son de edad Mioceno Superior, y están constituidas por una secuencia de areniscas de cuarzo gris claro de grano medio a fino, con 20 a 30 por ciento de lutita arenosa gris claro y con trazas a 10 por ciento de lutita gris claro (PEMEX, 2008).

Los *plays* Mioceno Inferior y Medio, son los que su sedimentación está mayormente afectada por los movimientos de la sal, pero para el área de Amoca, estos movimientos salinos afectan a los depósitos más recientes como el Plioceno Inferior y quizás la base del Plioceno Medio.

De acuerdo a los estudios realizados en la región, los sedimentos depositados en esta cuenca provienen de las rocas graníticas del Macizo de Chiapas, con una orientación de sedimentación que va principalmente de SSE a NNW (Rodríguez, 2008).

a) Roca sello

Con respecto a la roca sello, se encuentra constituida por una potente secuencia arcillo-arenosa de edad Plioceno con amplia distribución lateral a lo largo del área.

b) Trampa

Es de tipo estratigráfica combinada con su componente estructural, con cierre normal hacia su parte noroeste. Presenta dos cierres contra fallas normales en sus flancos oriental y sur, y una falla más contra sal hacia la porción Norte.

c) Roca generadora

La roca generadora es de edad Tithoniano, formada por lutita bituminosa de color gris oscuro a negro, laminar y calcárea con amplia distribución regional (PEMEX, 2008), y de acuerdo a los estudios de modelado, la expulsión de hidrocarburos inició hace 10 millones de años.

Las principales rutas de migración de los hidrocarburos son las fallas relacionadas a la interface de los cuerpos de sal alóctona, lo que nos indica para el área de estudio, que este tipo de asociaciones se consideran muy importantes en la búsqueda de hidrocarburos.

d) Yacimiento

El yacimiento es de edad Mioceno Superior y está integrada por una secuencia de areniscas de cuarzo gris claro de grano medio a fino, con 20 a 30 por ciento de lutitas arenosas gris claro y en menor proporción de lutita gris claro. El espesor bruto de estas rocas es 75 metros, y de acuerdo con la evaluación petrofísica la porosidad promedio para este yacimiento es 18 por ciento, con una saturación de agua de 17 por ciento y una relación neto/bruto del 59 por ciento.

Las pruebas de producción del yacimiento aportaron gastos que varían de 1,650 a 2,052 barriles por día de aceite ligero de 36 grados API. Las presiones variaron de 133 a 182 Kg/cm² (PEMEX, 2008).

e) Reservas

La producción para el año 2011 fue de 40,362 miles de barriles de petróleo y una producción de gas de 16,581 millones de pies cúbicos. Las reservas remanentes probadas de hidrocarburos del campo para el 2009 fueron de 99,687 millones de

barriles de aceite y 52,614 miles de millones de pies cúbicos de gas natural (PEMEX, 2011).

3.2 Campos Internacionales

A continuación se describen tres campos internacionales, tomando en cuenta información obtenida sobre Arabia Saudita, Brasil y Rusia.

3.2.1 Campo Ghawar

3.2.1.1 Localización

El Campo Ghawar es un campo petrolero gigantesco perteneciente a Arabia Saudita, localizado a 100 km al sudeste de la ciudad de Dhahran en la provincia Este, fue descubierto en 1948. Mide alrededor de 280 km por 30 km, es el campo petrolero más grande del mundo (Fig. 3.11), (Bandar D Al-Anazi, 2007).

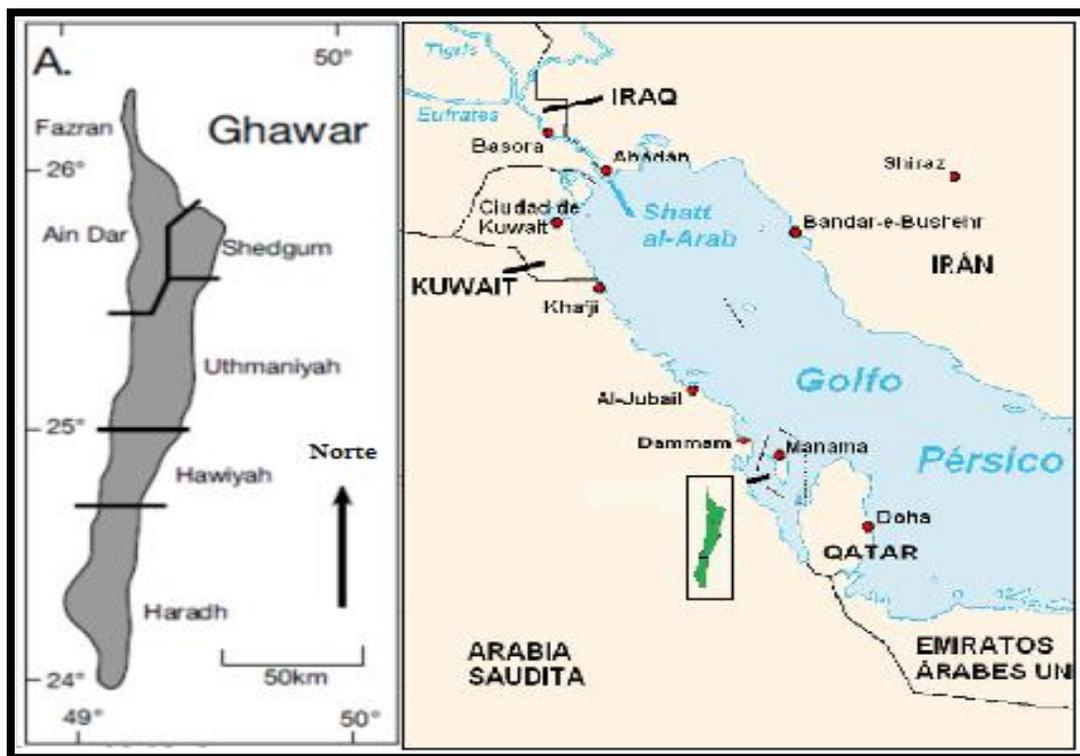


Fig.3.11 Localización del campo Ghawar (Cantrell and Hagerty, 2003)

3.2.1.2 Antecedentes

El campo petrolífero Ghawar es por lejos el mayor yacimiento convencional en el mundo y representa más de la mitad de la producción de petróleo acumulado de Arabia Saudita; aunque es un solo campo, se divide en cinco zonas productoras. La producción comenzó en 1951 y alcanzó un pico de 5.7 millones de barriles por día en 1981. En el momento en que este registro se logró, las zonas del sur de Hawiyah y Haradh aún no había sido completamente desarrollado, posteriormente la producción fue restringida a partir de 1981 por razones de mercado, pero sigue siendo Ghawar el campo petrolero más productivo del mundo. La producción del campo de Samotlor en Rusia fue mayor durante los mediados de los ochenta, pero esto se debió a la producción en Ghawar se contuvo. El desarrollo de la zona sur de Hawiyah y áreas de Haradh en los años 1994 y 1996 permitió que la producción del campo Ghawar superara los 5 millones de barriles por día, una vez más (Bandar D Al-Anazi, 2007).

3.2.1.3 Producción

En 1970 se dio a conocer información de que la cuenca contenía 170,000 millones de barriles, y cerca de 60,000 millones de barriles recobrables (Bandar D Al-Anazi, 2007).

La producción acumulada al año 2010 fue de 65,000 MM de barriles de aceite. Actualmente produce 5,000 Mbd y cerca de 2,000 millones de pies cúbicos de gas natural al día. La compañía encargada de su explotación Saudi Aramco considera que en el campo aún quedan más de 70,000 millones de barriles en reservas probadas y un estimado de 110,000 MMMpc (Saudi Arabia Energy Data, 2008).

3.2.1.4 Geología

La estructura del Ghawar está formada por dos tendencias subparalelas, norte-sur con crestas estructurales y separados por una cabalgadura (Bandar D Al-Anazi, 2007).

Los mayores sistemas petroleros de la península arábiga del Paleozoico y Jurásico forma dos de los más prolíficos sistemas petroleros productores de hidrocarburos en el mundo. Los elementos principales de estos sistemas petroleros del Paleozoico y Jurásico (roca almacén, roca generadora, roca sello) son de gran extensión areal y una calidad excepcional. La combinación de la extensión regional, elementos excepcionales del sistema petrolero y la formación de grandes cierres estructurales sutiles antes de, o simultáneamente con la generación y migración del petróleo, han producido campos de petróleo y gas, con volúmenes de reservas inmensos. Los sistemas petroleros son el Qusaiba-Paleozoico y la Sub-Cuenca árabe Tuwaiq / Hanifa-árabes de edad Jurásico que abarcan el mayor levantamiento de provincias en la cuenca Al-Ghawar y partes de las provincias geológicas limítrofes. Las trampa estructuras de los hidrocarburos en estos sistemas son en su mayoría (1) anticlinales grandes y suaves formados a partir de fallas reactivadas de bloques de basamento, (2) los domos de sal que resultaron de la halokinesis, o (3) trampas estructurales que resultan de una combinación de estos dos procesos (Pollastro, 2003).

Los principales eventos tectónicos que crearon estas estructuras fueron resultado del fallamiento temprano Zagros durante el Triásico inferior y dos episodios tectónicos alpinos que se produjeron durante el Cretácico superior, medio, y finales del Cenozoico (Pollastro, 2003).

Los hidrocarburos del sistema petrolero provienen principalmente de rocas ricas en materia orgánica, llamadas "lutitas calientes" localizadas en la parte basal de la formación Inferior Silúrico Qusaiba de la Formación Qalibah. El aceite y gas son producidos principalmente de las areniscas de la formación Unayzah de edad del Pérmico y la formación Jauf del Devónico, de areniscas basales de transgresión marina, carbonatos cíclicos y bancos dolomíticos del Pérmico tardío de la Formación Khuff (Pollastro, 2003).

a) Roca generadora

La roca generadora que dió origen al aceite de Ghawar se interpreta que es la Formación Montaña Tuwaiq. Es de edad Calloviano y Oxfordiano y alcanza un espesor de más de 90 metros en el área de cuenca entre el Ghawar y los campos de Khurais, la explicación de porque un volumen tan moderado de roca madre pudo producir la mayor acumulación de petróleo ligero en el mundo se explica que la migración fue muy eficiente, así como también el entrampamiento y un excelente sello formado por evaporitas (Bandar D Al-Anazi, 2007).

b) Roca Sello

La anhidrita que se ubica en el Alto estructural árabe-D constituye el sello de 396 metros de columna de petróleo de Ghawar. Se compone de evaporitas sabkha y evaporitas subacuáticas con intercalaciones de carbonatos delgadas que pueden ser mapeados por cientos de kilómetros. El grueso espesor de la anhidrita al sur está en función de las zonas de depósito, mientras que el espesor combinado permanece relativamente constante, estas evaporitas constituyen un sello excepcional que hizo que los hidrocarburos se preservaran en la trampa (Bandar D Al-Anazi, 2007).

c) Yacimiento

El yacimiento árabe-D en Ghawar se compone de dos grandes bancos de arenas en ciclos depositados durante un nivel relativamente alto en el nivel del mar (Mitchell et al, 1988). Se compone de grainstones esqueléticos y packstones con grainstones oolíticos localmente comunes en la parte superior árabe-D. Los procesos diagenéticos que han afectado el yacimiento árabe-D incluyen dolomitización, la lixiviación y la recristalización, cementación, compactación y fracturación (Bandar D Al-Anazi, 2007).

La porosidad intergranular es abundante en el yacimiento árabe-D en el campo de Ghawar, así también la porosidad moldica es común. Los poros intercristalinos son

comunes en las dolomías y la microporosidad es abundante tanto en las rocas calizas y dolomías.

En la parte superior de la secuencia Árabe-D se tienen zonas eventuales que contienen más de 10% de una esponja estromatopórido conocido como cladocoropsis. Cuando esta facies se dolomitiza, la matriz relativamente de grano fino se sustituye por dolomía y la cladocoropsis es lixiviada, causando un fenómeno descrito por los ingenieros de yacimientos con super-permeabilidad. Estas zonas super-permeables, cuando están presentes, ofrecen tan poca resistencia al flujo de fluido, lo que dificulta el modelo para propósitos de ingeniería de yacimientos.

El hecho que el contacto agua-aceite es sustancialmente mayor en el flanco oeste que al este, indica un gradiente hidrodinámico hacia el este, lo que puede explicar el volumen mucho más grande de petróleo en Ghawar que en Khurais (Senalp and Al-Duaiji, 2001).

3.2.2 Campo Tupi (Lula)

El play presalino, fundado en el descubrimiento del campo Tupi en la cuenca de Santos, Brasil, está extendiendo los límites tecnológicos conforme los equipos de E&P procuran definir sus límites geográficos. La estructura del campo Tupi es sólo una de las muchas que se encuentran ubicadas debajo de una capa de sal de gran espesor que constituye en sello regional de gran calidad (Schlumberger, 2010).

3.2.2.1 Localización

El campo Tupi se encuentra ubicado en el Bloque BM-S-11 de la cuenca de Santos a una profundidad de 2,126 m [6975 pies] de agua, a aproximadamente 250 km [155 millas] al sudeste de Río de Janeiro (fig. 3.12), (Schlumberger, 2010).



Figura 3.12 Ubicación del campo Tupi, en la Cuenca de Santos, Brasil. (Schlumberger, 2010)

En ese campo, el pozo 1-RJS-628A descubrió una zona productiva al ser perforado hasta una profundidad total verdadera (TVD) de 4 895 m [16 060 pies] submarinos (Schlumberger, 2010).

3.2.2.2 Producción

Se están extendiendo los límites tecnológicos conforme los equipos de E&P procuran definir sus límites geográficos. Con un volumen recuperable potencial de 795 millones a 1 300 millones de m³ [5,000 a 8,000 millones de bbl] de petróleo equivalente, la estructura del campo Tupi es sólo una de las muchas que se encuentran ubicadas debajo de una capa de sal de gran espesor por lo que corresponde con un play subsalino (Schlumberger, 2010).

3.2.2.3 Geología

Los descubrimientos presalinos de Brasil y una porción sustancial de sus campos postsalinos se encuentran cargados con hidrocarburos generados en rocas generadoras lacustres. Las rocas generadoras presalinas y los yacimientos carbonatados suprayacentes están siendo considerados como objetivos, por

debajo de la gruesa capa de evaporitas. Estos depósitos lacustres ricos en materia orgánica se formaron a través de una serie de eventos asociados con el desmembramiento del oeste de Gondwana; dicha desgregación acaeció en el Cretácico Temprano; con un desplazamiento de 2 a 5 cm/año [0,8 a 2 pulgadas/año], en sentido horario, la separación entre América del Sur y África ocurrió en el Cretácico principalmente, durante un tiempo de casi 40 millones de años; desde el Valanginiano Temprano hasta el Albiano Tardío (fig. 3.13) (Schlumberger, 2010).

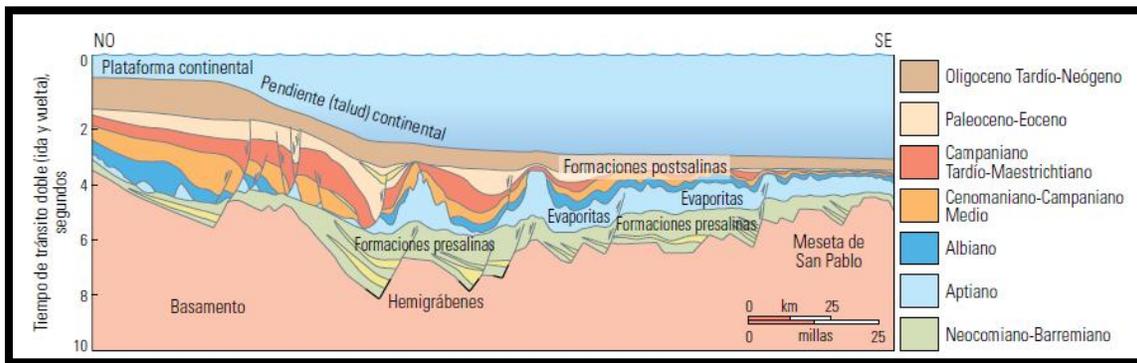


Figura 3.13 Geología de la Cuenca de Santos (Adaptado de Modica y Brush, 2010).

Entre las edades Berriasiano a Aptiano Temprano del Cretácico Temprano se produjeron tres episodios de *rifting* (Schlumberger, 2010). Cada uno de esos episodios formó una serie de cuencas paralelas a los márgenes de las placas, cerca de la línea de costa actual. Desarrolladas inicialmente sobre el nivel del mar, estas cuencas se convirtieron en lagos al rellenarse con agua dulce. Pero además se rellenaron con sedimentos volcánicos y sedimentos continentales; los ingredientes esenciales para las rocas madre, generadoras de hidrocarburos.

Durante el Cretácico Temprano, las aguas marinas se desbordaron esporádicamente más allá de estas barreras y quedaron atrapadas en las cuencas en proceso de subsidencia. Bajo las condiciones climáticas áridas del Aptiano, estas aguas entrampadas se evaporaron y dejaron depósitos salinos de gran espesor en las cuencas de los márgenes de América del Sur y África.

Durante el Cretácico Temprano, las aguas marinas se desbordaron esporádicamente más allá de estas barreras y quedaron atrapadas en las cuencas en proceso de subsidencia (Fig. 3.14), (Schlumberger, 2010).

Periodo	Época	Edad	Años, Ma			
Terciario	Neógeno	Plioceno	Piacenziano	2,6		
			Zancleano	5,3		
		Mioceno	T		Mesiniense	
				Tortonense		
			M	Serravaliense		
			Langhiense	23		
		T	Burdigaliense			
			Aquitaniense			
	Paleógeno	Oligoceno	T		Chatiense	
			T	Rupeliense		
		Eoceno	T	Priaboniense	33,9	
				Bartoniense		
			M	Lutetiense		
			T	Ypresiense		
			Paloceno	T	Tanetiense	55,8
		M		Selandiense		
		T		Daniano		
		Cretácico	Tardío		Maestrichtiano	65,5
					Campaniano	
	Santoniano					
	Coniaciano					
	Turoniano					
	Cenomaniano					
Temprano			Albiano	99,6		
			Aptiano			
			Barremiano			
			Hauteriviense			
			Valanginiense			
			Berriasiense			
					145,5	

Figura 3.14 Columna estratigráfica del campo Tupi (Schlumberger, 2010).

Para el Albiano-Cenomaniano a Tardío, la etapa de *rifting* había concluido y los continentes de África y América del Sur se separaron aún más con la inyección de nueva corteza oceánica en la dorsal medio oceánica (Schlumberger, 2010).

A lo largo del margen de Brasil, y en condiciones de ambiente marino abierto, se desarrollaron plataformas carbonatadas que crecieron a lo largo del margen opuesto, entre Gabón y Angola, durante el Albiano. Con la persistencia de la subsidencia, estas plataformas se inundaron y finalmente se cubrieron con clásticos durante el Cretácico Tardío y el Cenozoico. (Schlumberger, 2010)

a) Roca Generadora

Las condiciones existentes en estos lagos dieron origen a altos niveles de productividad orgánica y se tornaron favorables para la preservación de material orgánico. Los sedimentos lacustres de esta edad forman la roca generadora principal en gran parte de Brasil, entre las edades Berriasiano a Aptiano Temprano del Cretácico Temprano (Schlumberger, 2010).

b) Roca Sello

Durante el Cretácico Temprano, los depósitos evaporíticos cubrieron los sedimentos de la secuencia de *rift* precedente, formando un sello efectivo para los hidrocarburos que finalmente migrarían hacia la roca yacimiento microbialítica (Schlumberger, 2010).

c) Yacimiento

Las evaluaciones de 15 pozos presalinos, en la frontera cubre un área de 800 km [497 millas] de largo por 200 km [124 millas] de ancho que abarca las cuencas de Espíritu Santo, Campos y Santos. Después del campo Tupi, numerosos descubrimientos presalinos fueron anunciados en la cuenca de Santos, incluidos los de Caramba, Carioca, Lara y Guará. En el año 2009, Petrobras comunicó además su plan estratégico para el desarrollo de los campos Tupi, Lara y Guará, en tres fases discretas, comenzando con las pruebas extendidas de pozos, siguiendo luego con la implementación de proyectos piloto, y por último la etapa

de producción en gran escala a través de sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (Schlumberger, 2010).

3.2.3 Campo Markovo

3.2.3.1 Localización

El campo Markovo se encuentra en la Provincia Petrolera de Lena-Tunguska, en Siberia del Este, Rusia (Fig. 3.15) (AAPG, 1980).

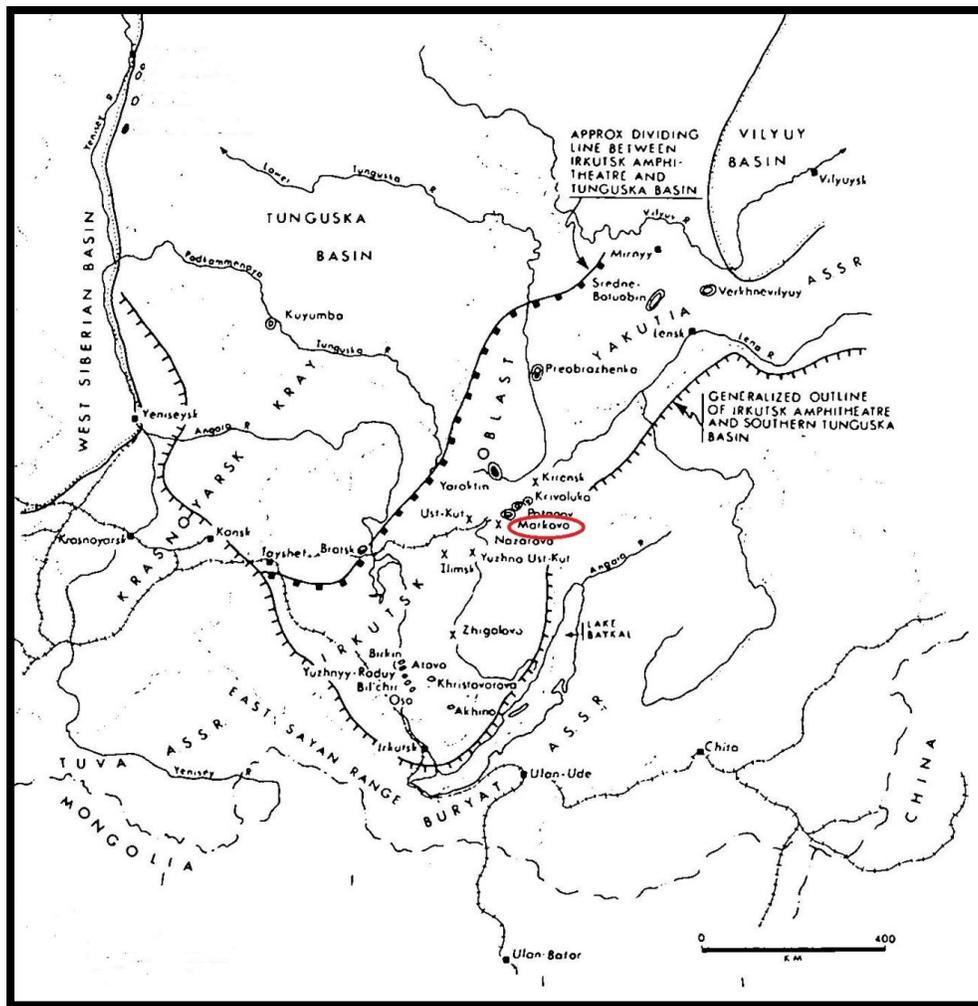


Fig. 3.15 Localización del campo Markovo (Meyerhoff, 1980).

3.2.3.2 Antecedentes

El campo Markovo es de gran importancia geológica, porque las reservas se encuentran en los depósitos más grandes en estratos Proterozoicos de gas, condensado y aceite. Las reservas descubiertas están en reservas clásticas carbonatadas marinas del Proterozoico y carbonatos fracturados con evaporitas del Cámbrico Temprano (AAPG, 1980).

Un problema mayor para la exploración de la región era el hecho de que los descubrimientos en el Proterozoico estaban en trampas estratigráficas, las cuales no se detectaban en la reflexión; casi todas las perforaciones habían sido en las almohadillas someras de sal del Cámbrico Tardío.

3.2.3.3 Producción

El campo Markovo dió reservas probadas y probables de 662 bbf de gas, 16 millones de barriles de condensados, y 10 millones de barriles de aceite. El Markovo 1, terminado el 18 de marzo de 1962, dio 2040 barriles por día de aceite en el horizonte Osa, con aceite que era de 42° API; también produjo condensados en las areniscas Proterozoicas del Markovo y el horizonte Parfenovo tienen muy bajo peso específico (0.707 a 0.786), baja viscosidad (0.78 a 3.1 centistokes), baja peso molecular (100 a 150); el líquido es de color amarillento-verdoso pálido. Tiene mucha brea, sulfuro y contenido de ceniza, también alto contenido alcalino (AAPG, 1980).

3.2.3.4 Geología

Durante el desarrollo de Markovo, hubo problemas porque no se podía interpretar bien a través de la secuencia de carbonatos y evaporitas del Cámbrico Temprano a las trampas del Proterozoico, esto originó una interrupción en las perforaciones, además de que la naturaleza de la estratigrafía de las zonas de Ripean y Verdian no se entendían; pero una vez que se tuvo el modelo de sedimentación y el conocimiento de las porosidades de las areniscas de las secuencias Ripean y

Vendian del Markovo, fue posible formular un diseño adecuado para la perforación (AAPG, 1980).

Los mapas estructurados del contorno de las superficies de Osa y Parfenovo muestra que el horizonte superior u horizonte Osa, exhibe un cerrado anticlinal, y en el inferior, u horizonte Parfenovo, se tiene solo un delicado hundimiento regional. La razón por las diferentes configuraciones estructuradas de las zonas no fueron difíciles de encontrar, ya que los movimientos de sal en las rocas jóvenes cámbricas son los que formaron las trampas y los sellos de los yacimientos (fig. 3.16), (AAPG, 1980).

La estratigrafía del área del campo Markovo es importante, porque los primeros descubrimientos petroleros fueron realizados con éxito en yacimientos afectados por sal. Por lo tanto, la fig. 3.20 se debe referir a la discusión siguiente. La sección completa en Markovo consiste mayormente en rocas del Cámbrico Temprano (AAPG, 1980).

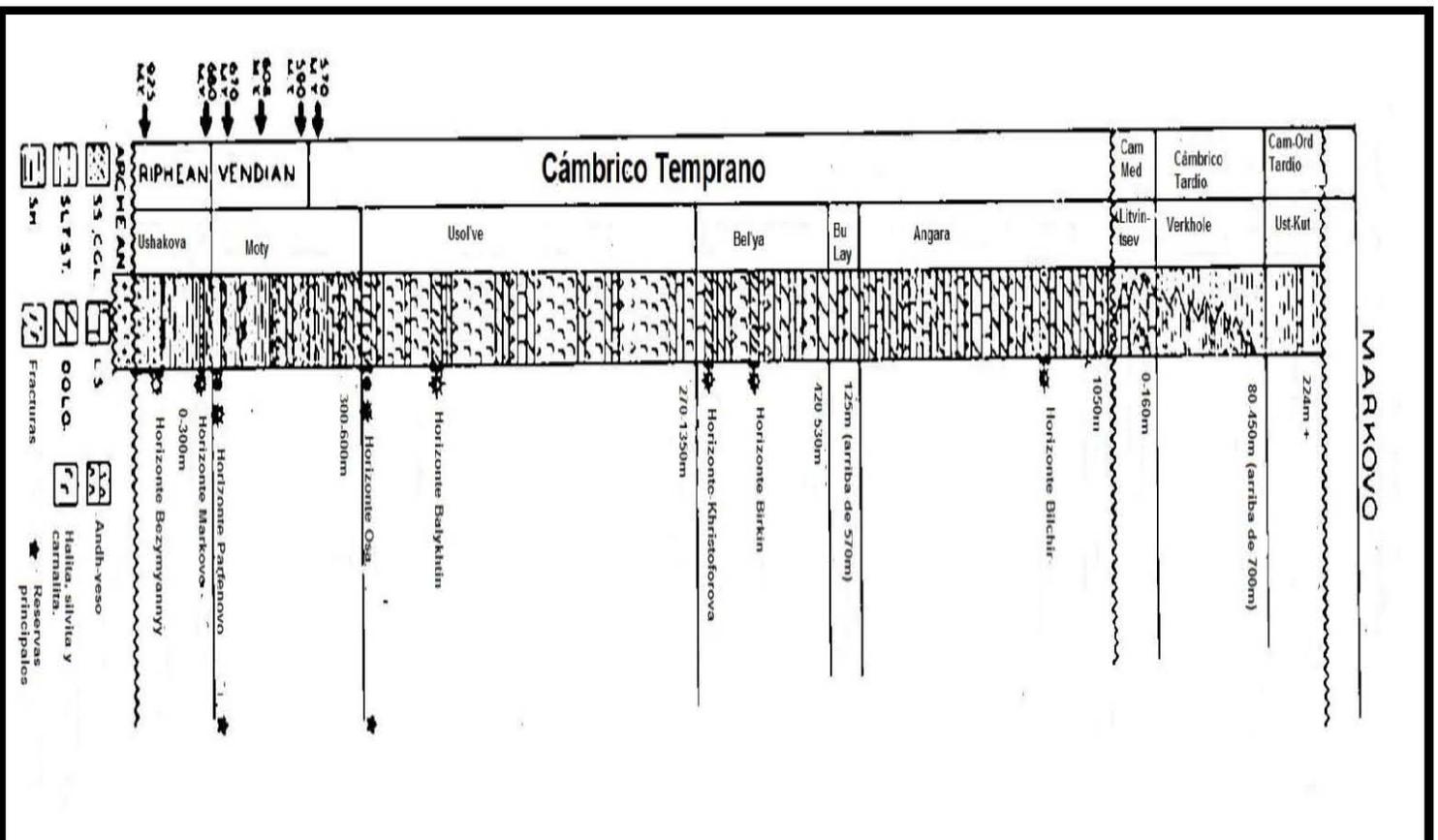


FIG. 3.16 Columna litográfica del campo Markovo (Vassoyevich, 1970).

a) Estructura Local

El flujo de sal fue extremadamente importante en el desarrollo de la trampa, que al moverse formó anticlinales y originó el fracturamiento de la zona superior, las fracturas afectaron a las secuencias de las reservas con dolomitizadas del Cambrio Temprano, que rodea las almohadillas de sal y paredes de sal muy pequeñas. En la fig. 3.17 de la región de Bakirov y Ryabukhin, se muestra la interpretación de las almohadillas de sal tomando lugar en el campo Markovo y produciendo una reserva fracturada en el horizonte Osa (AAPG, 1980).

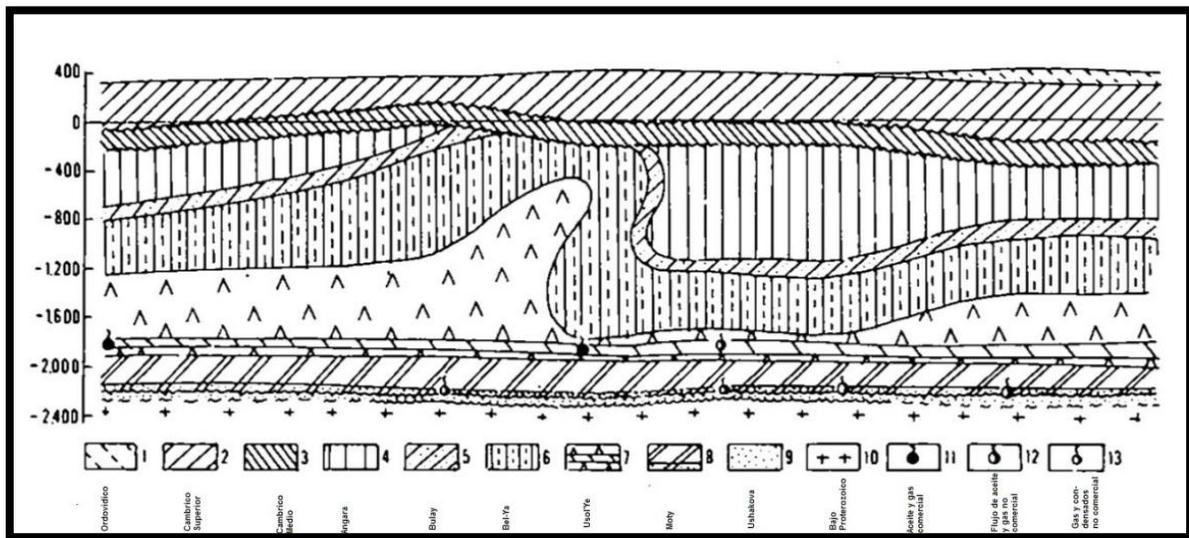


Fig. 3.17 Sección geológica cruzada del campo de gas y condensado Markovo (Meyerhoff, 1980).

b) Trampas

Las trampas del Cambrio Temprano son almohadillas de sal y sindeposicionales; la porosidad es la mayoría dolomía fracturada (AAPG, 1980).

Capítulo IV

Tecnologías y Metodologías para la Explotación

CAPITULO 4 TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN.

En este capítulo se analiza de qué manera los ingenieros de perforación y producción han aprovechado herramientas, métodos de procesamiento sísmico y manejo de los fluidos de perforación para explotar yacimientos asociados a secuencias salinas. También, se analiza cómo se logró este objetivo, satisfaciendo al mismo tiempo demandas económicas y técnicas especiales de las operaciones cuando hay cuerpos salinos relacionados con acumulaciones de hidrocarburos.

4.1 Propiedades de la Sal

Para la perforación de facies salinas se requiere una comprensión de sus principales características, las cuales corresponden de forma resumida a:

- La sal tiene baja resistencia mecánica y puede fluir "deslizarse", ya sea vertical u horizontalmente, ya que se vuelve semi-plástica a 220 ° F y plástica a 400 ° F; una sobrecarga superior a 3 000 (psi) es suficiente para que se mueva como material semi-plástico (Halliburton, 2010).
- La sal tiene una densidad constante, no se compacta con sepultamiento por lo que se pueden volver flotantes.
- La sal crea una barrera impermeable que forma sellos efectivos de líquidos y gases.
- La sal puede disolverse en agua hasta un máximo de 250,000 – 300,000 ppm.
- La densidad correcta para detener las tasas de fluencia de la sal puede variar significativamente de arriba a abajo de la sal, por lo que el par y el seguimiento de arrastre es crítico (Halliburton, 2010).

4.2 Riesgos Potenciales de Perforación de Sal y sus Adyacencias

Las oportunidades de que surjan problemas a la hora de perforar, atravesar y salir de los domos, diapiros o cualquier cuerpo salino son muchas, y provienen

esencialmente de la tendencia al movimiento propia de la sal. La capacidad limitada de la industria para generar imágenes de la sal puede conducir a cálculos erróneos de la profundidad de la base de la estructura salina y a encuentros inesperados con zonas de presión elevada o reducida dentro y debajo de la sal (Fig.4.1), (Schlumberger, 2008).

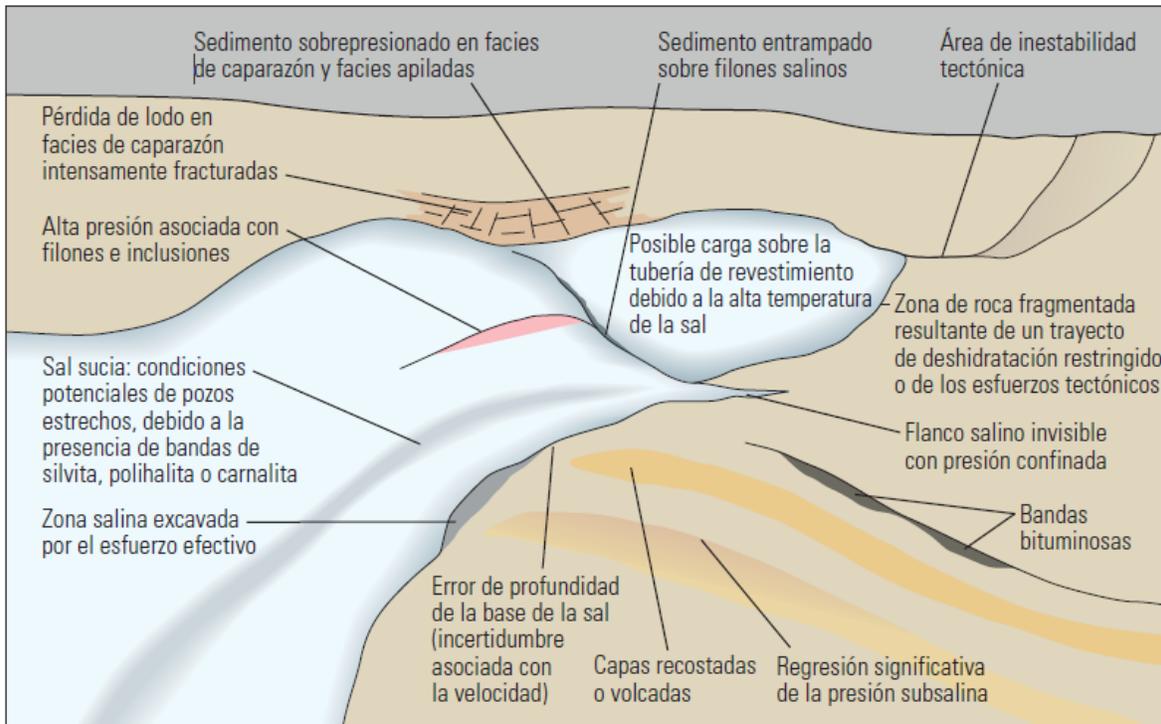


Fig.4.1 Riesgos potenciales de perforación en la sal y sus adyacencias (Schlumberger, 2008).

Las dificultades encontradas durante la perforación de estas secciones son función de las características singulares de la sal. Los mantos salinos conservan una densidad relativamente baja aún después del sepultamiento. Dado que otras formaciones que se encuentran a una profundidad equivalente o mayor, incrementan su densidad con el tiempo a medida que se agregan estratos de sobrecarga, los mantos salinos tienden a ser menos densos que las formaciones que se encuentran cerca o debajo de los mismos (Schlumberger, 2008).

La penetración de la sal con un pozo también plantea un desafío único. Bajo condiciones de esfuerzo constante y sostenido, la sal se deforma significativamente en función del tiempo, de las condiciones de carga y de sus propiedades físicas. Este fenómeno, conocido como escurrimiento, permite que la sal fluya hacia el interior del pozo para reemplazar el volumen removido por la barrena de perforación. Especialmente a temperaturas elevadas, esta invasión puede ocurrir con la rapidez suficiente como para causar el atascamiento de la columna de perforación, obligando finalmente al operador a abandonar el pozo o desviarlo.

Otra consideración para los ingenieros, es que los niveles de impacto y vibración propios del ambiente de perforación de fondo de pozo pueden volverse agudos durante la penetración de secciones salinas. Esto puede atribuirse a la deficiencia de la selección de las herramientas y del diseño del arreglo de fondo (BHA), al diseño inapropiado del fluido de perforación, a la presencia de intervalos salinos delgados o laminados, al proceso de escurrimiento de la sal, y a la existencia de parámetros de perforación menos que óptimos, tales como el peso sobre la barrena (WOB) o la velocidad de rotación (Schlumberger, 2008).

Por otro lado, si bien la sal es menos dura que la mayoría de las formaciones es más difícil de perforar, ya que por sus características singulares como roca ofrecen ciertas ventajas y desventajas para los perforadores. Por ejemplo, las sales poseen comúnmente un gradiente de fractura alto que permite perforar tramos de pozo más largos entre las profundidades de entubación. Su baja permeabilidad, además de constituir un mecanismo confiable de entrapamiento de hidrocarburos, elimina virtualmente los problemas usuales de control de pozo que surgen durante la perforación de formaciones más permeables.

Para extraer el máximo provecho de estas ventajas, minimizando al mismo tiempo los inconvenientes propios de la sal, los ingenieros de perforación han recurrido a una combinación de herramientas existentes en el mercado. Las barrenas

compactas de un compuesto policristalino de diamante (PDC), los ensanchadores concéntricos y los sistemas rotativos direccionales (RSS), originalmente implementados en conjunto con el objetivo de ser utilizados en los pozos de alcance extendido, han sido adaptados para satisfacer las necesidades específicas de las operaciones de perforación y direccionamiento a través de estructuras salinas macizas (Schlumberger, 2008).

Entre los problemas más críticos encontrados a la hora de perforar yacimientos alojados debajo de estructuras salinas, caben destacar la localización y el ángulo de salida del pozo. El logro de estos objetivos de perforación a menudo es problemático porque la base de la estructura salina puede ser difícil de modelar (Schlumberger, 2008).

Dado que la sal puede ser estructuralmente compleja y las ondas sísmicas viajan a través de ella a mayores velocidades que en las capas adyacentes, los levantamientos sísmicos de superficie históricamente han proporcionado sólo imágenes pobres de las estructuras subyacentes o cercanas.

Los perforadores también pueden salir de la estructura salina con más seguridad mediante la visualización de lo que está delante de la barrena.

Para ello utilizan procedimientos de sísmica de pozo, conocidos como perfiles sísmicos verticales (VSP) con desplazamiento sucesivo de la fuente y técnicas de adquisición de datos sísmicos durante la perforación (SWD), (Schlumberger, 2008).

4.3 Perforación

Los ingenieros de perforación han seleccionado puntos someros de comienzo de la desviación con un sistema rotativo motorizado (RSS) de 26 pulgadas, y descubrieron que el sistema reducía el tiempo de perforación en un 63% respecto de los motores accionados por el lodo empleados en las mismas secciones de pozos cercanos (Schlumberger, 2008).

Las herramientas RSS también son preferibles a los motores orientables durante la penetración de estructuras salinas porque rotan 100% del tiempo durante el direccionamiento, lo que se traduce en un mejoramiento de las velocidades de rotación (ROP).

Existen dos tipos de herramientas RSS: el sistema de empuje de la barrena y el sistema de direccionamiento de la barrena. El primero empuja los patines accionados por el flujo de lodo contra la pared del pozo. Esto obliga a que el BHA y la trayectoria del pozo se muevan en la dirección opuesta. El sistema de direccionamiento de la barrena cambia el ángulo de orientación de la barrena y, en consecuencia, la dirección del pozo, mediante la flexión de un eje flexible adosado a la barrena (Schlumberger, 2008).

Las herramientas RSS cambian la dirección durante la perforación en respuesta casi instantánea a los comandos que provienen de la superficie. Los componentes de un sistema RSS (figura 4.2) motorizado (derecha) agregan una sección de potencia (arriba) al sistema RSS básico. A medida que el lodo de perforación pasa entre el rotor y el estator de la sección de potencia, el rotor adosado a la barrena rota. Esto provee al sistema RSS esfuerzo de torsión y velocidad de rotación adicionales en la barrena y de ese modo mejora la ROP (Schlumberger, 2008).

Los perforadores también utilizan esta capacidad de control para combatir una tendencia natural al incremento angular o al desplazamiento; fenómenos en los que la inclinación del pozo crece (se incrementa) o cambia de dirección (se desplaza) a medida que la barrena responde a las fuerzas que le impone la formación que se está perforando. En las secciones salinas, es sabido que las direcciones de incremento angular y desplazamiento cambian incluso dentro de la misma formación.

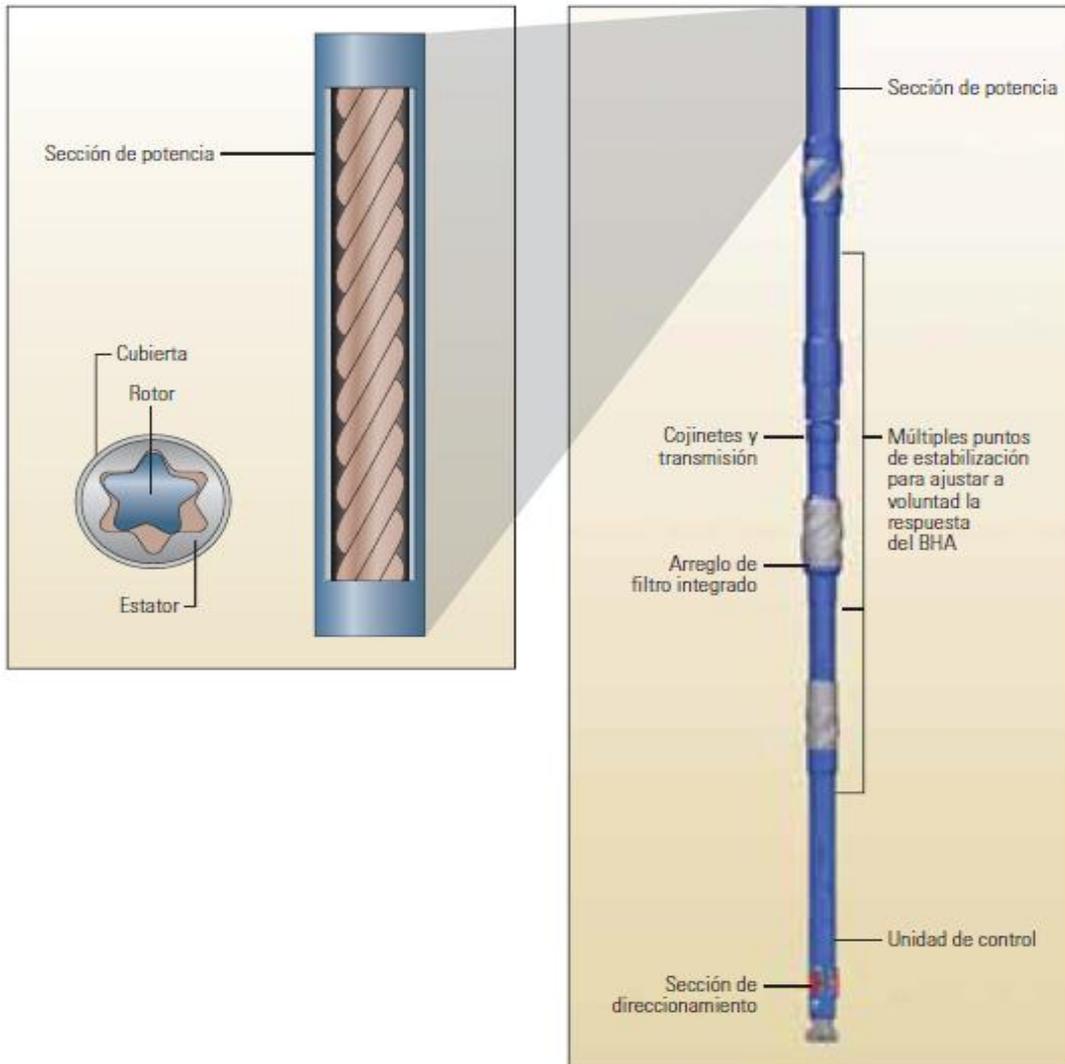


Fig. 4.2 Sistema RSS motorizado (Schlumber, 2008).

Por este motivo, a menudo se recurre a las herramientas RSS para contrarrestar las tendencias de incremento-desplazamiento durante la perforación de secciones verticales. Como las herramientas RSS rotan siempre, pueden proveer mejores velocidades de penetración generales que los motores accionados por el lodo, los cuales deben cambiar al modo menos eficiente de deslizamiento no rotativo para contrarrestar la tendencia de la sal al incremento angular o al desplazamiento (Schlumberger, 2008).

4.4 Obtención de datos Sísmicos durante la Perforación

Los levantamientos de sísmica de pozos reducen el riesgo de perforar los sedimentos subsalinos mediante la obtención de relaciones de velocidades sísmicas más precisas antes de que el pozo salga de la sal. Además los perforadores también pueden salir de la estructura salina con más seguridad mediante la visualización de lo que está delante de la barrena. Para ello utilizan procedimientos de sísmica de pozo, conocidos como perfiles sísmicos verticales (VSP) con desplazamiento sucesivo de la fuente y técnicas de adquisición de datos sísmicos durante la perforación (SWD), (Schlumberger 2008).

Las herramientas especiales de adquisición de mediciones sísmicas durante la perforación (figura 4.3) son colocadas cerca de la barrena, recibiendo las señales generadas por una fuente sísmica en la superficie. Las señales son transmitidas a la superficie para obtener información de la relación tiempo-profundidad en tiempo real.

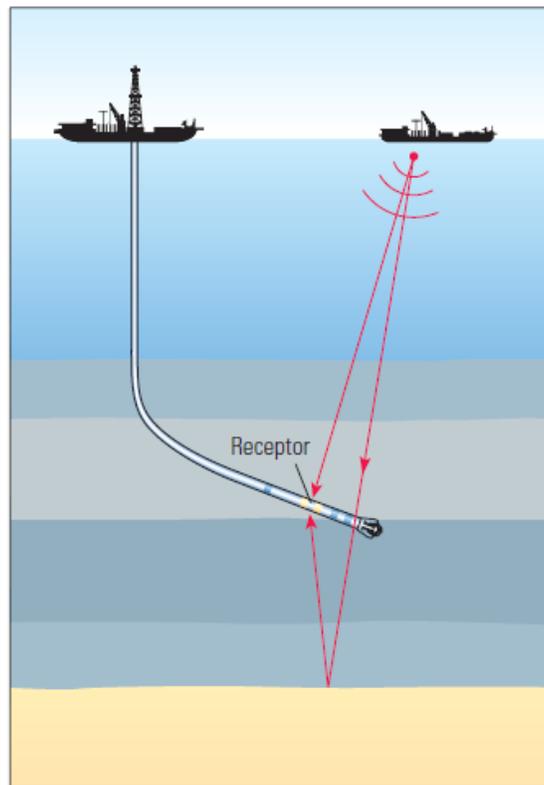


Figura 4.3. Un VSP registrado durante la perforación (Schlumberger 2008).

Los perfiles VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente (*walkaway*) son aquellos en que la fuente se encuentra desplazada con respecto a la incidencia vertical; el arreglo de receptores de pozo permanece fijo, mientras que la fuente se aparta del mismo o “se desplaza” con un rango de desplazamientos. El rango de desplazamientos en un VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente es particularmente útil para el estudio de los efectos de las ondas de corte, de la variación de la amplitud con el desplazamiento y de la anisotropía (Schlumberger 2008).

Considerando que se puede interpretar un gran volumen de rocas del salinas del subsuelo, los perfiles VSP con desplazamiento de la fuente y con desplazamiento sucesivo de la fuente son elementos útiles en el diseño de los levantamientos sísmicos. Estas herramientas están diseñadas para proveer información e imágenes en una o dos dimensiones; la iluminación adecuada de las estructuras 3D requiere operaciones de adquisición y procesamiento 3D.

El VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente es procesado rápidamente para obtener una imagen de alta resolución de la base de la estructura salina; además, puede aportar detalles sobre la presencia de posibles suturas o inclusiones en la sal. Para determinar la variación de la amplitud en la base de la sal, el procesamiento asume que las trayectorias de los rayos a través de la sal son equivalentes para el rayo directo y el rayo que se refleja nuevamente desde la base de la sal. Finalmente, el VSP se procesa para representar los sedimentos subsalinos mediante una imagen de alta resolución. Si el VSP se combina con los datos sísmicos de superficie, es posible lograr imágenes más globales de los detalles estructurales y estratigráficos en áreas de desarrollo clave, las cuales pueden utilizarse para diseñar trayectorias de pozos (Fig. 4.4), (Schlumberger 2008).

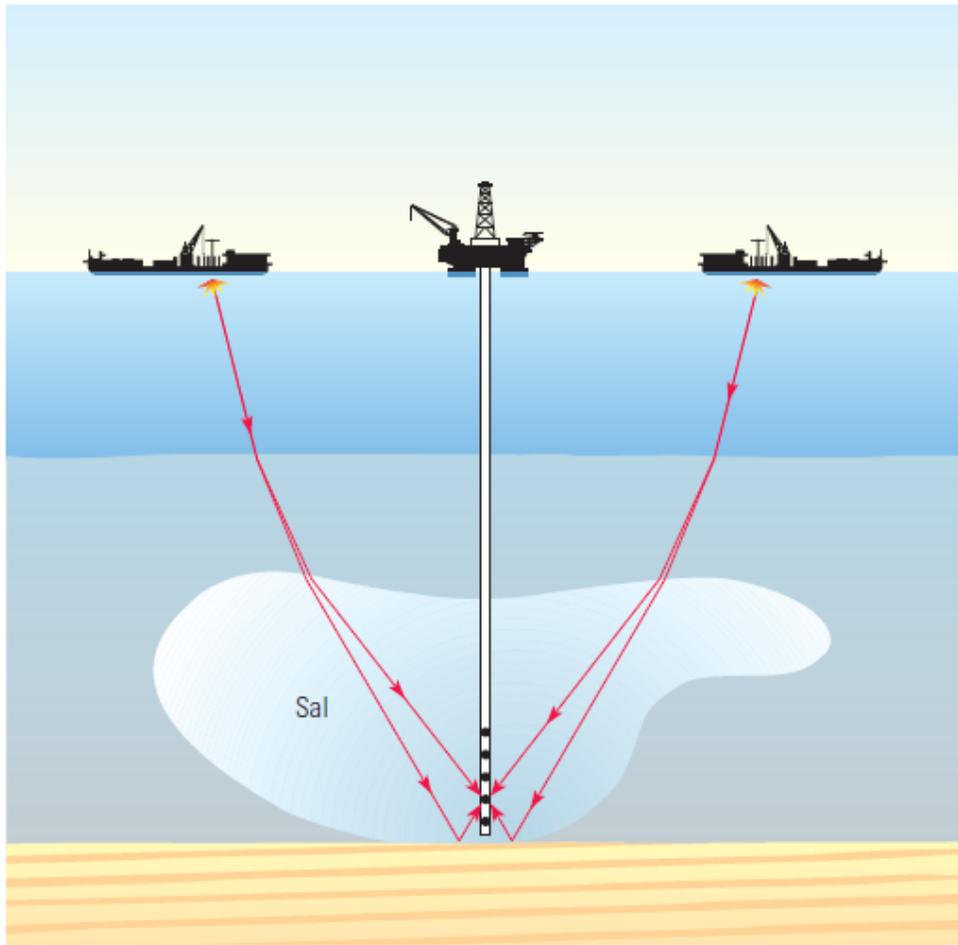


Figura 4.4 Adquisición de un VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente (Schlumberger 2008).

4.5 Penetración a la sal

Los impactos y vibraciones impuestos sobre el arreglo de fondo (BHA) pueden constituir el desafío más difícil de sortear durante la penetración de la sal. La vibración puede producir la rotura por torsión o la falla de la herramienta, conduciendo a costosas maniobras de pesca u otro tipo de operaciones de remediación y viajes adicionales. Las barrenas inestables o excesivamente agresivas, las combinaciones mal adaptadas de barrenas-rectificadores o la presencia de cuerpos de sal delgadas o escurridizas también inducen impactos y vibraciones. Las operaciones de perforación a través de formaciones heterogéneas también pueden introducir impactos y vibraciones (Schlumberger, 2008).

El peligro potencial más significativo es la tendencia de la sal a escurrirse cuando se somete a esfuerzo. Esta característica, esencialmente el flujo pseudoplástico, causado por las presiones de los estratos de sobrecarga, aumentado por las temperaturas del subsuelo y la baja permeabilidad da cuenta de la presencia de diapiros salinos y puede hacer que se cierren pozos recién perforados.

El proceso de reptación de la sal incluye dos o tres etapas. Cuando las presiones de confinamiento son inferiores a 5 MPa [725 lpc], la deformación comienza con una tasa muy alta y luego se reduce hasta alcanzar una tasa constante durante la primera etapa. La segunda etapa está marcada por la deformación de la sal a una tasa constante, y en la tercera etapa, la velocidad de deformación aumenta hasta que se produce la falla. Cuando la presión de confinamiento es superior a 5 MPa, no se evidencia la tercera etapa (Schlumberger, 2008).

Para las formaciones salinas, se asume que el esfuerzo local es igual en todas las direcciones y equivalente al peso de los estratos de sobrecarga. La velocidad con la que el pozo se cierra debido al proceso de reptación, aumenta con la temperatura y la presión diferencial entre el esfuerzo al que está sometido la formación y la presión hidrostática ejercida por el peso del lodo. Además, los cálculos han demostrado que la velocidad de cierre es directamente proporcional al radio del pozo (Schlumberger, 2008).

Otras influencias sobre el comportamiento escurridizo son el espesor de la sal, la mineralogía, el contenido de agua y las impurezas. El cloruro y las sales de sulfato que contienen agua son las más móviles, y la halita exhibe un desplazamiento relativamente lento. Es importante considerar que la anhidrita y otras rocas evaporíticas como algunos carbonatos son en esencia inmóviles.

Las recomendaciones para combatir este problema incluyen el ensanchamiento de la zona de deslizamiento, la composición correcta del fluido de perforación y la

implementación de prácticas de cementación que mejoren la distribución del esfuerzo (Schlumberger, 2008).

4.6 Salida de estructura salina

La perforación desde la base de la sal está plagada de los mismos riesgos que el ingreso a la misma, por la misma razón los regímenes de esfuerzos de las formaciones adyacentes son perturbados por la migración del cuerpo salino. Inmediatamente debajo de la sal pueden yacer zonas de roca fragmentada que introducen incertidumbre en lo que respecta a los procesos de fracturamiento, la presión y las capas volcadas (Schlumberger, 2008).

En general, los ingenieros de perforación procuran salir de la estructura salina en un punto plano o con un ángulo mínimo, en la base de la sal o, si esa opción es impracticable, tratan de reducir el ángulo de salida existente entre la base de la sal y el pozo a menos de 30° . Si bien los perforadores prefieren una sección lo más plana posible para salir de la sal, esa no siempre constituye una opción. Como se demuestra en la Fig. 4.5, la alternativa consiste en incrementar el ángulo dentro de la sal propiamente dicha de manera de crear un ángulo lo más cercano a los 90° que sea posible, entre el pozo y el plano de la base de la sal (Schlumberger, 2008).

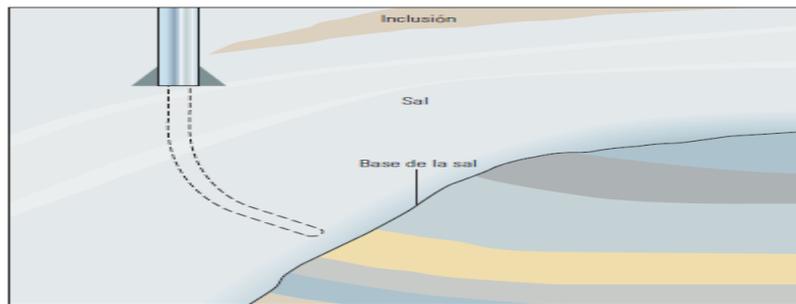


Fig. 4.5 Salida de la estructura salina (Schlumberger, 2008).

Una vez que los cambios producidos en los parámetros de perforación le hacen saber al operador que se ha abierto una brecha en la base de la sal, el perforador

sube la barrena para penetrar nuevamente la sal y efectúa un control de flujo (Schlumberger, 2008)

Durante la circulación de los recortes por encima del BHA, el perforador monitorea los volúmenes de la fosa o tanque de lodo para determinar la existencia de incrementos o pérdidas que indican golpes de presión o pérdidas de fluido en la zona de roca fragmentada. El paso siguiente consiste en espaciar la columna de perforación—insertando tramos (tiros) no estándar de columna de perforación en la sarta—para asegurar que la perforación pueda continuar debajo de la sal hasta una profundidad equivalente al largo de un tramo completo de columna de perforación antes de que deba hacerse una conexión. Luego se reanuda la perforación, en intervalos de 304 a 457 centímetros, con un monitoreo constante de las condiciones de perforación, y la sarta de perforación se sube reiteradamente, penetrando nuevamente la sal, para hacer circular los recortes por encima del BHA y controlar los volúmenes de la fosa de lodo (Schlumberger, 2008).

Una vez que se determina que no existen problemas de alta presión, pérdida de circulación o integridad del pozo, los incrementos controlados de la perforación se aumentan a intervalos que varían de 5 a 9 m [15 a 30 pies] entre los controles de pozo. Esto continúa hasta haber perforado dos tramos o hasta 91 m [300 pies] debajo de la sal (Schlumberger, 2008).

4.7 Problemas al salir de la sal

Entre los problemas más importantes reportados por los operadores en el momento de salir de la estructura salina, en ciertas áreas, se encuentran los bolsones de alquitrán o bitumen móvil, que a menudo están presentes debajo de la sal y a lo largo de fallas o estructuras aglutinadas (Schlumberger, 2008).

El principal problema de perforación asociado con el bitumen, es la dificultad para mantener abierto el pozo. Aunque se utilicen ensanchadores, el pozo a menudo se tapona con alquitrán a la hora de entubarlo.

Los problemas de perforación relacionados con los depósitos de alquitrán son los siguientes:

- Obturaciones detrás del BHA que se traducen en problemas de pérdida de circulación (Schlumberger, 2008).
- Suaveo del pozo
- Daño del BHA inducido por impactos y vibraciones
- Recubrimiento de las herramientas de adquisición de registros
- Atascamiento de las herramientas causado por la obturación del pozo
- Problemas de entubado, tales como el atascamiento de la tubería de revestimiento.
- Tiempo significativo o excesivo para que la tubería de revestimiento penetre hasta la profundidad deseada en las zonas bituminosas
- Viajes excesivos para remover el alquitrán de la tubería de revestimiento y del tubo ascendente
- Problemas de manipulación en la superficie (Schlumberger, 2008).

La sabiduría convencional en cuanto a la forma de abordar la presencia de alquitrán sigue siendo la misma que alguna vez rigió para la sal, es decir, evitarlo.

4.8 Barrenas

Las barrenas de compuestos policristalinos de diamante (PDC) son más adecuadas para perforar en la sal que las barrenas con dientes fresados.

La acción de cizalladura de las barrenas PDC las hace más eficientes a la hora de atravesar la sal y estas barrenas requieren menos peso sobre la barrena (WOB); son muy durables, una cualidad que aprovecha las ventajas de la naturaleza

homogénea de la sal de manera que se pueden perforar secciones salinas extensas en una sola carrera antes de entubar y cementar la tubería de revestimiento en el pozo. Además, las barrenas PDC pueden ser diseñadas con diferentes grados de agresividad (Fig.4.6), (Schlumberger, 2008).

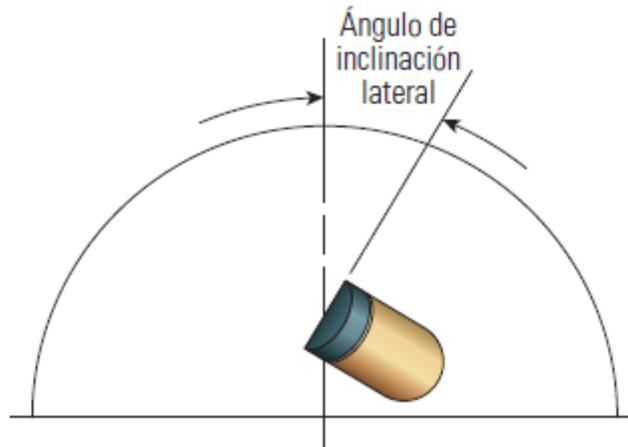


Fig. 4.6 Ángulo de inclinación lateral de la barrena PDC (Schlumberger, 2008).

Las barrenas PDC perforan con eficiencia las secciones salinas duras y esencialmente homogéneas, utilizando una acción de corte de tipo torno, por cizalladura. El ángulo de inclinación posterior y la exposición de la herramienta de corte y el ángulo de inclinación lateral definen el grado de agresividad con que las barrenas PDC contactan la formación (Fig.4.7).

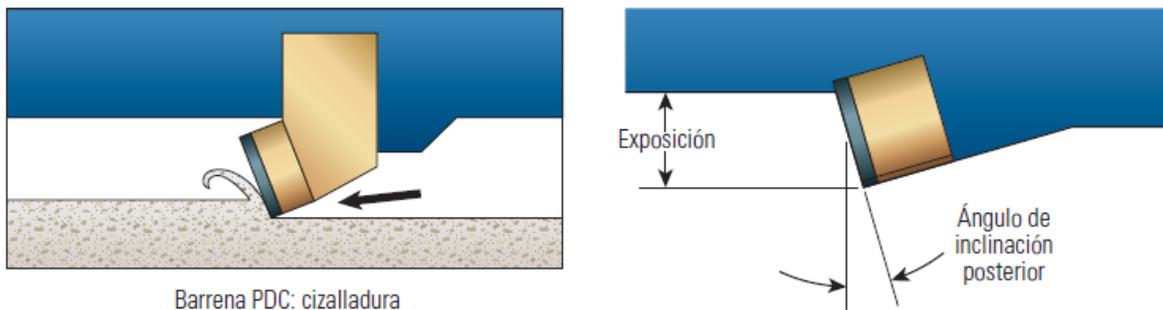


Fig. 4.7 Acción de cizalladura y exposición de la barrena PDC (Schulmberger, 2008).

La selección correcta de las barrenas PDC es crítica, considerando que el tipo de barrena y los parámetros de perforación correspondientes a menudo son las fuentes principales de los impactos, vibraciones y fenómenos de atascamiento/deslizamiento registrados en el fondo del pozo e inciden significativamente en la tendencia direccional de un arreglo de fondo (BHA), a la vez que maximizan las velocidades de rotación (ROP). Es probable que una barrena que resulta poco adecuada para la operación, se desgaste prematuramente, produzca pozos de calidad pobre, cause fallas de las herramientas y reduzca la ROP (Schlumberger, 2008).

A pesar de la documentación extensiva existente en materia de registros de barrenas de todo el mundo, la proliferación de los programas de computación y el mejoramiento de los insertos de las barrenas PDC y de los diseños de las mismas, la selección de las barrenas se basa usualmente en el conocimiento local del campo (Schlumberger, 2008).

Los componentes de medición del desempeño de las barrenas se basaron en la estabilidad general— impactos, vibraciones y fenómenos de atascamiento/deslizamiento registrados en el fondo del pozo—la capacidad de orientación direccional y la velocidad de penetración general prevista.

Cada entrada de datos se caracterizó con el número de cuchillas, el tamaño de la barrena, el tamaño de la herramienta de corte, las características de las barrenas especiales, el perfil del pozo y el rectificador utilizado. Otros de los datos fueron el WOB y la velocidad de rotación aplicada al BHA, la profundidad medida (MD) de la carrera de la barrena, la formación perforada, la trayectoria del pozo y la ROP, en relación con el ambiente depositacional (Fig. 4.8), (Schlumberger, 2008).

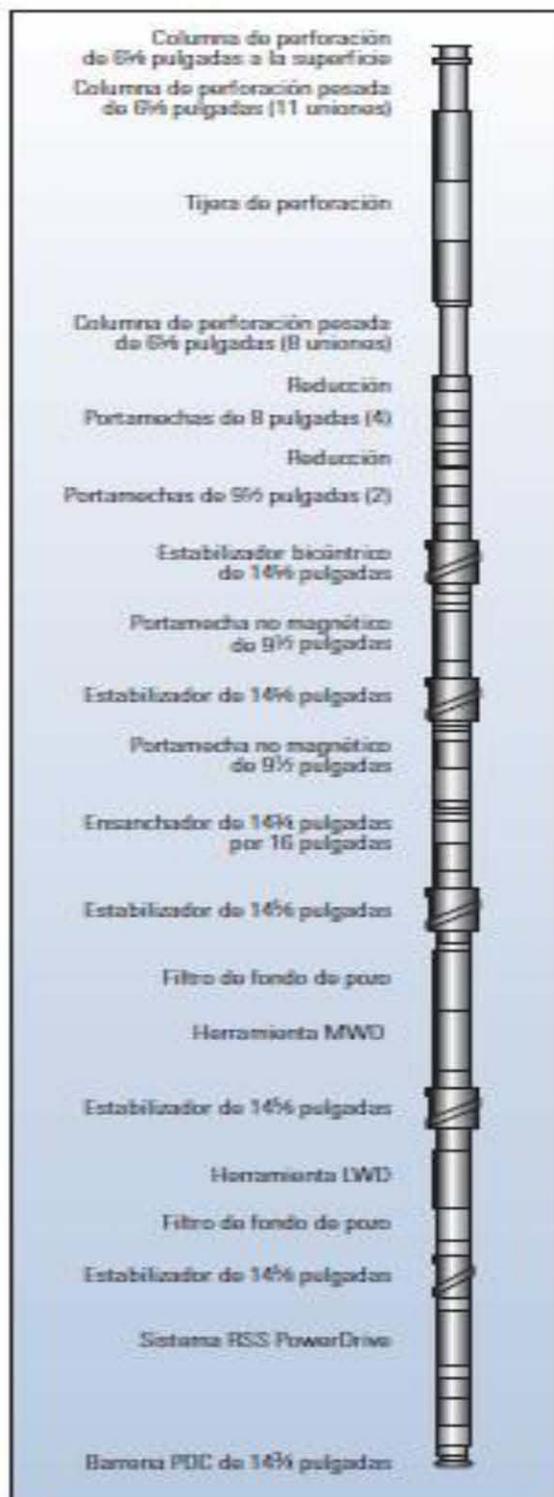


Fig. 4.8 BHA construido especialmente para una operación determinada en el Golfo de México (Schlumberger, 2008).

Todos los parámetros relacionados deben ser analizados para determinar los efectos significativos sobre el desempeño de la barrena con respecto a los impactos y las vibraciones registradas en el fondo del pozo y a la orientación direccional, la cual es definida ya sea como una incapacidad para orientar el pozo en la dirección deseada o como problemas asociados con la ROP.

Algunas de las consideraciones que deben tomarse en cuenta son:

- Las formaciones de sal y arenisca tienen más incidencias de impactos y vibraciones, además de que las litologías compuestas por areniscas producen los mayores problemas de direccionamiento.
- Los pozos verticales exhiben el mayor índice de incidencia de los episodios de impactos y vibraciones (Schlumberger, 2008).
- Los problemas significativos de direccionamiento aparentemente no se relacionaron con el tipo de litología perforada.
- Las ROPs más altas, en las formaciones competentes, se registraron en pozos que no presentaban problemas de impactos y vibraciones y direccionalidad (Schlumberger, 2008).
- Los sistemas rotativos direccionales ayudan a reducir la mayor parte de los problemas asociados con el control direccional.
- La elección adecuada de las características y rasgos de las barrenas PDC, junto con la aplicación correcta de los parámetros de operación, reducen los problemas asociados con los impactos y las vibraciones y, a su vez, proveyeron una ROP más alta, sin importar el área geográfica, la profundidad y la trayectoria.
- El operador debe experimentar para hallar la mejor combinación de diseño de la barrena y componentes del BHA para reducir los impactos y las vibraciones y permitir que el BHA oriente el pozo en la dirección deseada (Schlumberger, 2008).

Los objetivos finales de todo programa de perforación son la obtención de un pozo en calibre, de alta calidad, una evaluación de formaciones precisa, y un proceso de perforación rápido y sin complicaciones. En las formaciones salinas, además de otras características que definen la obtención de pozos de calidad, se agrega una reducción de los puntos de carga sobre la terminación, que de lo contrario resultaría de las características de carga transversal no uniforme de la sal. Para lograr esto de forma económicamente efectiva, los operadores utilizan técnicas concurrentes de perforación y rectificación para ensanchar el pozo a medida que se perfora, en vez de efectuar un viaje independiente para cada proceso (Sculmberger, 2008).

Las herramientas más comunes para esta técnica conocida como ensanchamiento del pozo durante la perforación (EWD), son los rectificadores concéntricos, las barrenas bicéntricas y los rectificadores excéntricos.

El incremento del tamaño del pozo más allá del diámetro de la barrena ofrece numerosas ventajas, incluyendo la capacidad para utilizar una sarta de revestimiento con un diámetro externo similar al diámetro interno de la sarta previa. Si bien este escenario crea naturalmente una tolerancia estrecha entre las dos sartas de revestimiento, el proceso de ensanchamiento del pozo durante la perforación deja un espacio anular más grande entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo. El espacio extra reduce los efectos de suaveo (*swab*) y oleada inicial y los problemas de cementación que pueden producirse cuando existe un área abierta demasiado pequeña entre la tubería de revestimiento que se está colocando y la pared de la sección abierta (SPE, 2001).

4.9 Fluidos de perforación

El objetivo de la personalización del fluido de perforación es la reducción del tiempo no productivo (TNP) asociados con las operaciones de perforación, centrándose en cuestiones como la pérdida de circulación, la limpieza del pozo, tubería atascada, la estabilidad del pozo y el daño de formación. La capacidad de

desarrollar y mantener un fluido de reología estable tiene un impacto sobre todas estas cuestiones. Consideraciones complementarias durante las operaciones de planificación son también parte de la obra, incluyendo la logística, los permisos ambientales, control de la presión, el perfil de temperatura, y la selección exacta y el tamaño de los agentes de sellado para minimizar los efectos inducidos por la fractura (Halliburton 2010).

Entre los problemas asociados con la selección deficiente del fluido de perforación se encuentran la presencia de tramos de ensanchamiento del pozo y paredes debilitadas como resultado del fenómeno de lixiviación. El bajo peso del lodo puede permitir que el proceso de reptación de la sal interfiera con la sarta de perforación, mientras que un fluido de perforación con propiedades reológicas desfavorables probablemente no pueda transportar los recortes a la superficie, haciendo que la sarta de perforación se atasque por encima de la barrena (Fig 4.9), (Schulmberger, 2008).

La perforación de la capa pre-sal involucra desafíos adicionales a considerar desde la perspectiva de los fluidos de perforación, estos se describen a continuación:

Pérdida de circulación: Para este problema, las soluciones son dirigidas al manejo de los esfuerzos que actúan en el pozo. Este enfoque de diseño se logra mediante el diseño y la aplicación de tratamientos de esfuerzos del agujero del pozo que aumentan la tensión tangencial alrededor del pozo y la incorporación de la selección de fluidos adecuados para obtener las propiedades especiales necesarias: baja presión para romper geles, inferior densidad equivalente de circulación y menor efecto reológico con agua fría (Donald Whitfill, 2007).

Se debe tener un plan preventivo (pre-tratamiento del fluido activo de perforación con materiales de sellado para pérdida de circulación) y un plan de acción correctivo que debe ser establecido para manejar la pérdida de circulación. Estos planes deben basarse en la evaluación de una serie de opciones.



Fig. 4.9. Derrumbes. Problemas asociados con la selección deficiente del fluido de perforación (Sculmberger, 2008).

El uso de software de diseño especializado ayuda en la selección de los materiales, la determinación de las proporciones y el aseguramiento de la distribución del tamaño de la partícula adecuada para el sellado y la prevención de pérdidas de circulación.

En los últimos años, productos especiales han sido desarrollado y utilizados para mejorar el rendimiento de los fluidos de perforación como el carbono de grafito resistente (CGR); este material puede aumentar la presión necesaria para la propagación de la fractura. La composición dual de carbono permite a las partículas permanecer muy juntas bajo los esfuerzos de compresión dentro de las fracturas, manteniendo al mismo tiempo la resistencia a expandirse o contraerse sin ser desalojadas o permitir que la fractura se colapse (Halliburton 2010).

Las partículas RGC pueden deformarse bajo presión y retornar a su tamaño y forma originales (fig. 4.10). También pueden sellar cuando la fractura o micro-fractura se abre o se cierra con los cambios de presión.

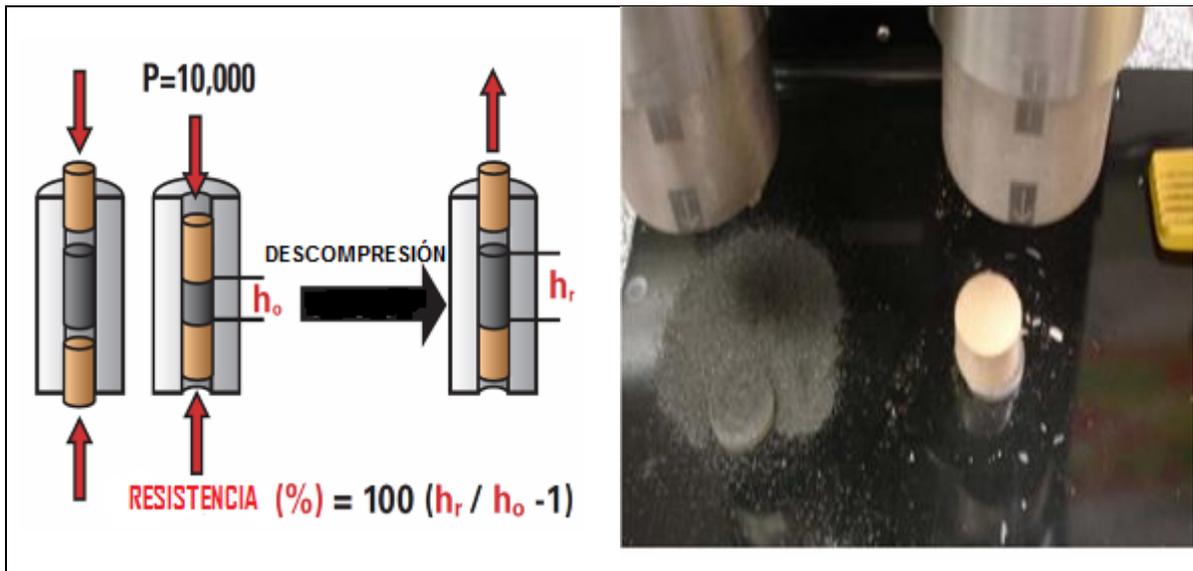


Fig. 4.10 Prueba de la teoría de la resistencia y determinación de la calidad en laboratorio con compactador LSM (Halliburton, 2010).

Densidad Equivalente de Circulación en Gestión: La perforación de las zonas de escombros y las formaciones con un gradiente de fractura baja limita el rango de densidad equivalente de circulación. Por lo tanto, durante la etapa de planificación, es importante para modelar la hidráulica del fondo de pozo, y durante la perforación, el monitoreo de los parámetros a la profundidad de perforación usando datos en tiempo real de perforación cuando sea posible. La ausencia de

arcilla en fluidos de perforación libres de arcilla parece ayudar a reducir la densidad equivalente de circulación y reducir considerablemente la presión inicial requerida para mover el fluido después de un intervalo estático, como una conexión o viaje. Como resultado, las pérdidas del fondo de pozo pueden disminuir de manera significativa (Halliburton 2010).

Efecto de la reología en frío: Administrar el efecto de las bajas temperaturas en la reología del fluido es crucial en pozos Pre-Sal con profundidades mayores de 2,000 m. Los efectos adversos sobre la densidad equivalente de circulación y las presiones de fondo de pozo se pueden reducir por la perforación con de fluidos de emulsión inversa de libre arcilla y alto rendimiento. Estos sistemas no contienen arcillas organófilas o lignito. Como se muestra en la gráfica de la fig. 4.11, la temperatura del punto de cedencia en frío es menor que con los fluidos convencionales, sin embargo, proporciona buenas cualidades de suspensión (Halliburton, 2010).

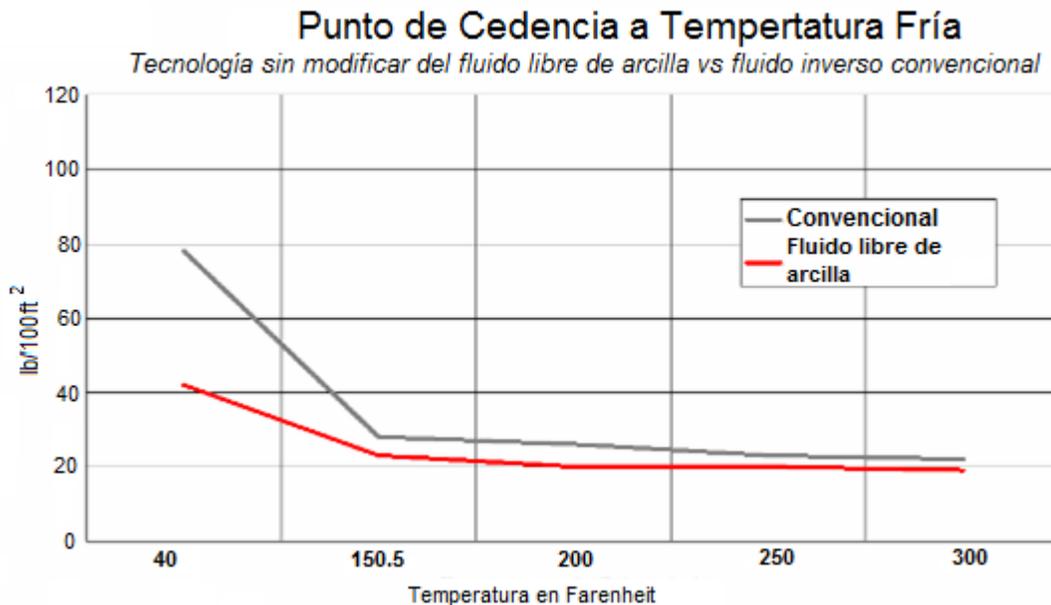


Fig 4.11. Comparación del efecto de la temperatura fría - Charles Mowrey (Halliburton, 2010).

Limpieza del pozo: La limpieza del pozo es siempre una preocupación cuando se perfora un diámetro grande y largas secciones de agujeros, sobre todo durante el segmento pre-sal de perforación es controlado, se realizan barridos, los viajes son cortos y las tasas de flujo optimizado; la carga de cortes no debería superar el 3%. Es importante controlar los recortes para ayudar a asegurar que la presión del agujero abierto de circulación no exceda el gradiente de fractura debido a una carga excesiva de recortes. El tiempo de tránsito de los recortes a través del espacio anular puede ser asistido con una bomba dedicada al impulso ascendente de los recortes (Halliburton 2010).

Tasa de penetración (ROP): Debido a que mantener baja la concentración de sólidos ayuda a aumentar la ROP en capas de sal y carbonato en presal, los fluidos sintéticos libres de arcilla son clave para mantener o aumentar la ROP, ofrecen regímenes de perforación altos y buena estabilidad del pozo; pero exhiben una viscosidad elevada a medida que incrementan la temperatura y la presión, y son de precio elevado.

Atascamiento de tuberías: En la perforación en pre-sal la tubería atascada puede ser una ocurrencia común cuando se perfora la capa de sal. Afortunadamente, estos incidentes pueden ser resueltos mediante la detección de agua de mar y operar el percusor de perforación. La experiencia en un escenario difícil que ha demostrado que tres diferentes volúmenes de barridos con agua de mar crecientes de 60 a 180 bbl, en operación continua con aumento en la densidad del fluido de perforación son necesarios para liberar la sarta de perforación.

Estabilidad del pozo: En la perforación pre-sal la sección del pozo que contiene la anhidrita representa una potencial zona de inestabilidad del agujero; la integridad de los recortes debe ser monitoreada continuamente (Halliburton 2010).

Peligros superficiales: Debido a que el empleo de agua de mar para perforar las primeras etapas en pozos costa fuera es común debido a que genera ahorros significativos en los costos, la presión hidrostática ejercida por el agua de mar en ocasiones no es suficiente para mantener la estabilidad del pozo. El uso de fluidos

de alta densidad puede ayudar a prevenir los flujos superficiales y garantizar la estabilidad del pozo. La solución para este problema tan grande radica en tener un volumen de líquidos de alta densidad de perforación que se mezcla con agua de mar sobre la marcha, esto se logra con un mezclador que tiene que ser monitoreado durante el proceso (Halliburton 2010).

Lubricidad: Las características de lubricidad del fluido son un factor importante durante la selección de líquido en la base de diseño. Los altos valores de torque, la resistencia y las vibraciones generados durante la perforación de la sal y la capa de carbonato requieren excelentes propiedades de lubricación y se puede lograr un alto rendimiento con los fluidos de emulsión inversa.

Alta temperatura: Las altas temperaturas que se esperan en la capa de carbonatos, y las altas temperaturas de fondo de pozo son característicos en cuencas salinas. Los fluidos deben estar diseñados con viscosificadores y aditivos para control de filtrado a base de polímeros y ácidos grasos que se mantienen estables a altas temperaturas, verificados en pruebas de laboratorio.

Corrosión: Las capas presalinas y la sal es un ambiente muy corrosivo, lo cual es otra razón para proponer fluidos de emulsión inversa con alto rendimiento. El sistema debe controlarse para los niveles de alcalinidad para evitar un ambiente muy corrosivo con los gases de sal, agua y ácido (Halliburton 2010).

4.10 Cementación

Una vez perforada una formación salina, se debe bajar y cementar en su lugar la tubería de revestimiento. Como sucede con las operaciones de perforación, el proceso de reptación de la sal constituye una consideración significativa en las operaciones de cementación porque crea una carga no uniforme sobre la tubería de revestimiento que finalmente produce su aplastamiento (Schlumberger, 2008).

Para combatir los efectos de carga no uniforme causados por el proceso de reptación de la sal, se requiere que el cemento retorne al tope de la estructura

salina. En este caso se debe colocar una tubería de revestimiento corta (liner) dentro de una tubería de revestimiento cementada en un esfuerzo para reducir la deformación radial de la tubería. El movimiento de la sal continuará generando carga sobre la tubería de revestimiento, pudiendo producir la falla de los tubulares con el tiempo; una eventualidad que puede retardarse a través de la implementación de prácticas adecuadas de colocación del cemento y de la utilización de tuberías sobredimensionadas y de alta resistencia (Fig. 4.12), (Schlumberger, 2008).

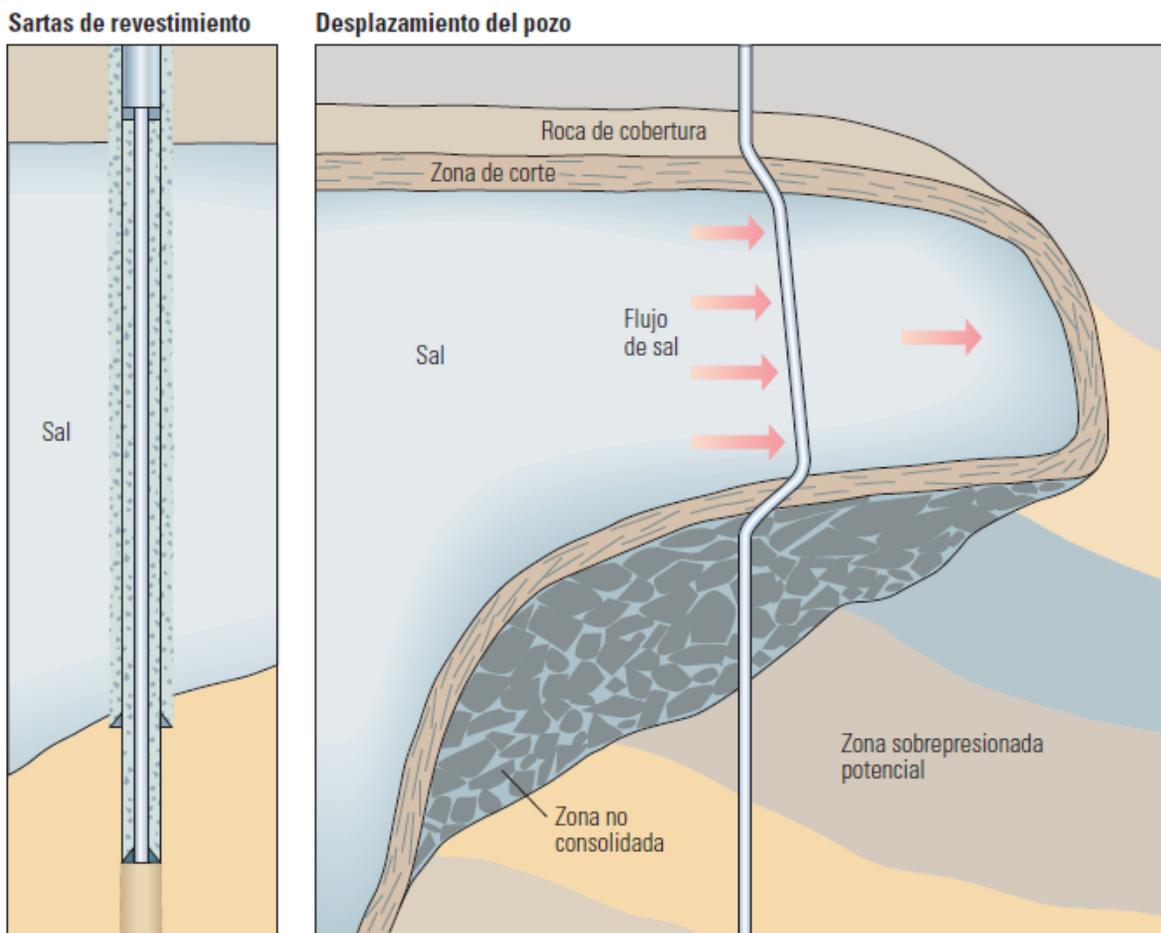


Fig. 4.12 Cementación en la sal móvil (Schlumberger, 2008).

Por consiguiente, además de proveer el aislamiento por zonas y el soporte estructural básico requerido de cualquier cementación, un cemento correctamente

diseñado para ser colocado en una zona salina también debe asegurar que la carga, que es una consecuencia inevitable de la reptación, sea uniforme. Para lograr esto, el cemento debe poseer suficiente resistencia a la flexión y a la tracción como para tolerar las presiones de la tubería de revestimiento y las cargas esperadas a lo largo de toda la vida productiva del pozo (Schlumberger, 2008).

Los especialistas en cementación han utilizado tradicionalmente lechadas saturadas de sal en secciones salinas de grueso espesor, asumiendo que se adherirían mejor con la formación, resistirían el ataque químico, reducirían la tendencia a la migración de gas durante el fragüe y tendrían menos posibilidades de disolver las formaciones salinas (Schlumberger, 2008).

No obstante, en concentraciones superiores al 18% por peso de agua, la sal retarda el tiempo de espesamiento, reduce la resistencia a la compresión y favorece la pérdida de fluido y el desarrollo de agua libre.

En consecuencia, los especialistas se han volcado al empleo de cemento cuyo contenido de sal se basa en la formación salina en cuestión. En un ambiente de reptación de la sal, se ha observado que las lechadas con baja salinidad—10% o un porcentaje menor de cloruro de sodio [NaCl] por peso de agua—desarrollan resistencia temprana y reologías favorables (Schlumberger, 2008).

Durante las operaciones llevadas a cabo en este ambiente, el retorno del cemento debe bombearse- idealmente en condiciones de flujo turbulento—por encima de la sal durante el desplazamiento.

Se deben correr registros de adherencia del cemento con la tubería de revestimiento presionada para ayudar a identificar cualquier adherencia inusual causada por el proceso de reptación.

La temperatura también es un factor clave a la hora de diseñar las lechadas para ser utilizadas en las formaciones salinas. Las temperaturas elevadas incrementan

significativamente la tasa de disolución de la sal y mitigan gran parte del desarrollo demorado de la resistencia a la compresión, asociado con las lechadas ricas en sal. A temperaturas inferiores a 93°C [200°F], los especialistas recomiendan un contenido de NaCl del 10 al 18%; a temperaturas de más de 93°C, se prefiere un contenido de NaCl de 18 a 36% (Schlumberger, 2008).

No obstante, el diseño de la lechada de cemento es sólo un factor en el éxito o la falla de las cementaciones colocadas en las formaciones salinas; la perforación, el diseño de la tubería de revestimiento y la remoción del lodo pueden tener un grado de influencia igual o superior sobre el resultado final de la operación. La sal en sí es otra variable que puede modificar sustancialmente las propiedades de la lechada (Schlumberger, 2008).

4.11 Almacenamiento en cavernas de sal

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 elastoviscopoplásticas, éstas son prácticamente impermeables, además de ser un medio receptor ideal, pues evita emigración de las sustancias almacenadas en cavernas realizadas artificialmente 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.

Para realizar esta acción se requiere determinar (Venegas, 2010):

- Espesor de la sal.
- Cima de la sal.

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

Con la mayor precisión posible debe sustentarse la posición espacial del ambiente geológico, estructural, de excavación e instalaciones mecánicas de las tuberías y válvulas dentro del cuerpo salino.

Se debe analizar la información geológica superficial y de subsuelo y se debe correlacionar con datos geológicos de pozos exploratorios previos y cercanos al área; además se deben elaborar secciones geológicas y sísmicas, con el propósito de determinar la estructura de la secuencia litocronoestratigráfica, incluidos espesores formacionales (Venegas, 2010).

Las investigaciones relacionadas con la mecánica de las rocas constituyen un componente esencial del diseño de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos y residuos peligrosos en cavernas salinas. Los cálculos teóricos ayudan a determinar si una formación salina dada es apta para alojar una caverna. Estos cálculos requieren un conocimiento de la estructura y de la resistencia de la sal, lo que ayuda a verificar la forma y la ubicación de la caverna, la separación entre las cavernas y la estabilidad de las mismas a las presiones de operación (Schlumberger 2003).

En la construcción de un modelo geomecánico de caverna de sal (Fig. 4.13), los registros de pozos y los núcleos ayudan a construir un perfil geológico simplificado (*izquierda*). Esto constituye la base para el modelo teórico de masa rocosa (*centro, a la izquierda*) para la sal y las capas adyacentes. Un modelo bidimensional de cálculo por el método de elementos finitos (*centro, a la derecha*), simétrico respecto del eje vertical de la caverna, divide el modelo teórico en elementos para el cálculo de los esfuerzos. Los cálculos resultantes revelan la distribución de los esfuerzos (*derecha*) en torno a la caverna propuesta (Schlumberger 2003).

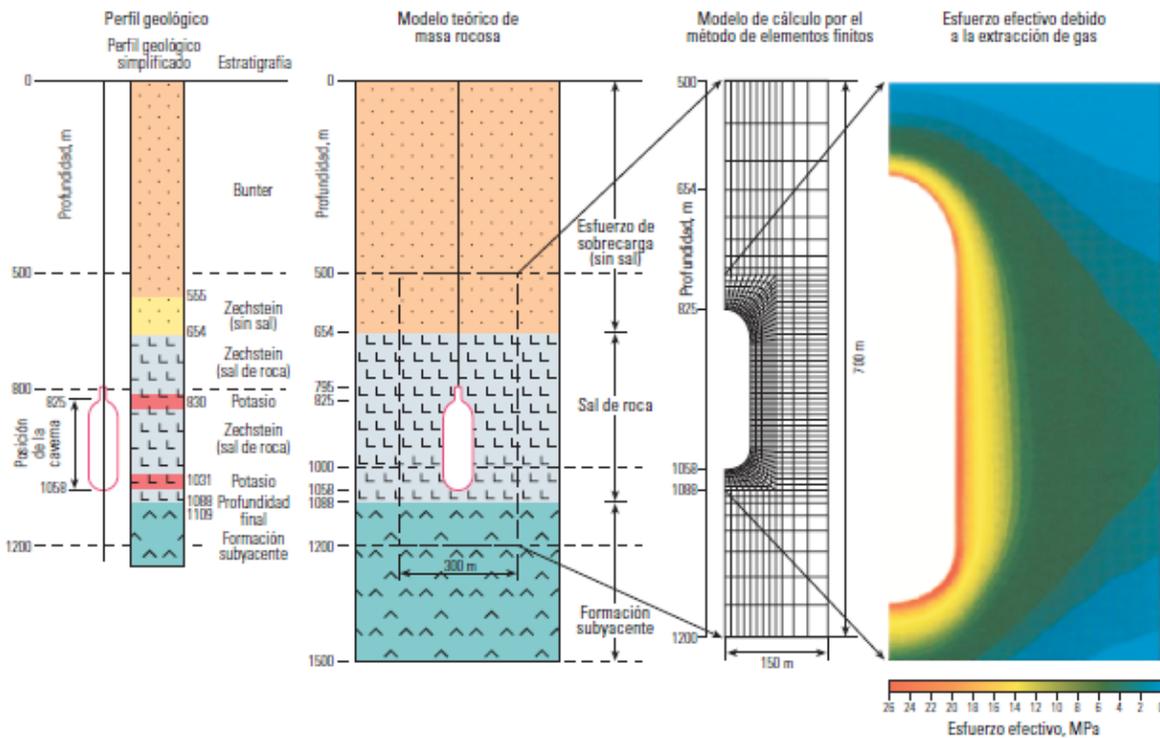


Fig. 4.13. Construcción de un modelo geomecánico de caverna de sal (Schlumberger 2003).

La sal se deforma plásticamente en marcos temporales relativamente breves, lo cual explica sus excelentes cualidades de sello. Si bien esta propiedad ayuda a mantener la impermeabilidad y evita que las cavernas se fracturen bajo fuertes cambios de esfuerzos, también implica que las cavernas se contraerán con el tiempo. Los experimentos realizados en núcleos salinos contribuyen a determinar la resistencia de la formación y las características de la deformación.

A fin de determinar el proceso de disolución óptimo para la creación de cavidades de sal, se examinan los registros de pozos y los núcleos salinos (Fig. 4.14). Con estos núcleos salinos y su respectiva fotomicrografía se preparan estudios de disolución. La composición de los minerales y la textura de la sal pueden afectar el proceso de disolución y deben caracterizarse para optimizar la construcción de las cavernas. La presencia de impurezas insolubles constituye un factor importante para la determinación de la mejor táctica de lixiviación.



Fig. 4.14 Núcleos salinos (*izquierda*) y fotomicrografía (*derecha*) (Schlumberger 2003).

La creación de cavernas implica la perforación de un pozo por el cual entrará agua dulce y saldrá salmuera residual. Este pozo se utiliza también para la inyección y extracción de gas, y normalmente tiene el revestimiento cementado hasta el tope de la caverna. Cuando se perfora a través de la sal, la utilización de lodo saturado de salmuera ayuda a evitar la excesiva disolución de la sal mientras se perfora el pozo hasta el fondo de la caverna (Schlumberger 2003). Las sartas de lixiviación y de producción se cuelgan dentro de la caverna, desde la última tubería de revestimiento cementada.

Antes de iniciar las operaciones de lixiviación, se realiza una prueba hidráulica de integridad del pozo (WIT, por sus siglas en inglés), para verificar la solidez del sistema del pozo; cabeza de pozo, última tubería de revestimiento cementada, zapata de la tubería de revestimiento y tramo del pozo abierto. Durante las operaciones de almacenamiento y recuperación, las presiones diferenciales más altas que experimenta la caverna se producen en la zapata de la última tubería de revestimiento cementada, y es allí donde se produce la presión máxima durante una prueba WIT (Schlumberger, 2003).

Una vez confirmada la integridad del pozo se comienza el proceso de lixiviación (Fig. 4.15), bombeando agua dulce por una sarta de producción del pozo y por la otra retorna salmuera. Se necesitan alrededor de ocho volúmenes de agua para disolver un volumen de sal. Según sea la manera de expulsión del agua dulce

hacia la masa de sal para disolverla, hay dos modalidades de lixiviación (Venegas, 2010):

- Directa. Consiste en inyección del agua por el tubo de menor diámetro y 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.

El techo de la caverna debe protegerse de una disolución fuera de control, mediante el bombeo de un fluido protector, por lo general gas licuado— típicamente nitrógeno— que flota en la superficie de la salmuera. Por debajo de este manto protector, se puede crear una caverna por disolución de forma aproximadamente cilíndrica, de acuerdo con los objetivos y los cálculos geomecánicos y de disolución local (Schlumberger 2003).

Para controlar la forma de la caverna, es posible modificar las profundidades relativas de las columnas de lixiviación. La forma y el tamaño de la caverna resultante pueden confirmarse con calibradores tipo sonar (Fig. 4.16) (Schlumberger, 2003).

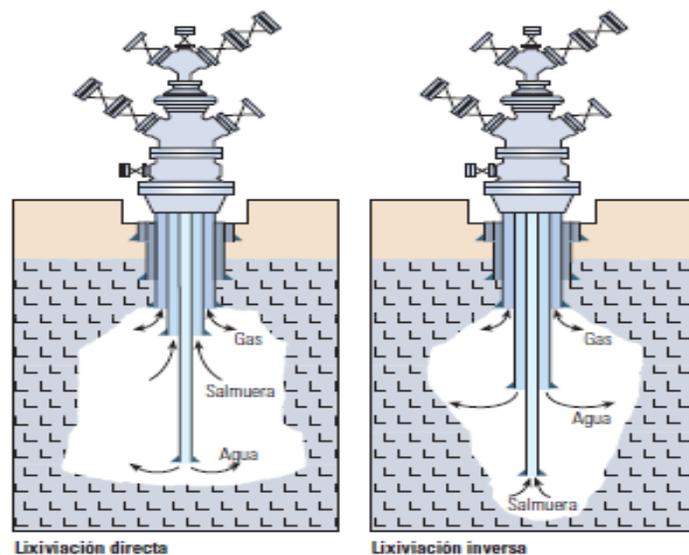


Fig. 4.15 Procesos de lixiviación (Schlumberger 2003).

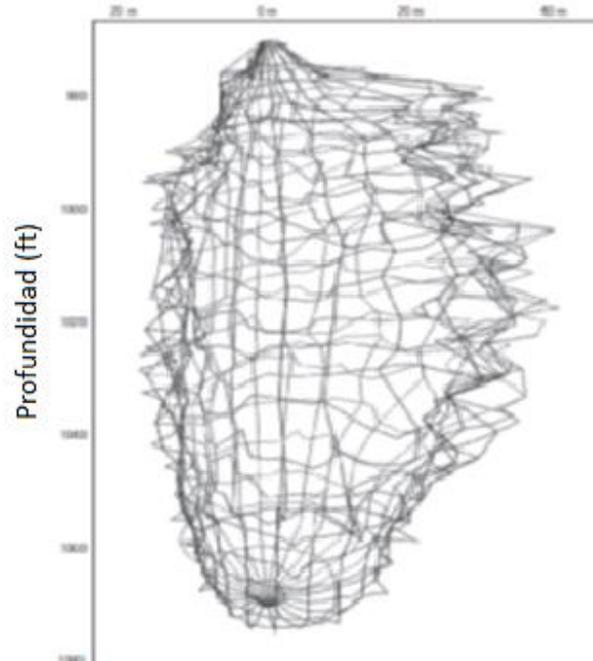


Fig. 4.16 Forma de una caverna delineada por las mediciones de un calibrador tipo sonar (Schlumberger 2003).

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 m^3 de residuo peligroso y la superficie para instalaciones superficiales, que a su vez disminuyen el costo por adquisición de terrenos (Venegas, 2010).

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 (Venegas, 2010):

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.

4.11.1 Almacenamiento en el diapiro de Tuzandepetl en Veracruz.

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).

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).

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 (Rodríguez, 2000)..
- **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 (Rodríguez, 2000).

En la figura 4.17 y 4.18 se representan dos secciones geológicas que indican la posición de la sal y las formaciones intrusionadas, las cuales corresponden al Cenozoico. La parte alta de la columna sedimentaria está constituida 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 (Rodríguez, 2000)..

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.

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 almacenamiento 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 (Rodríguez, 2000).

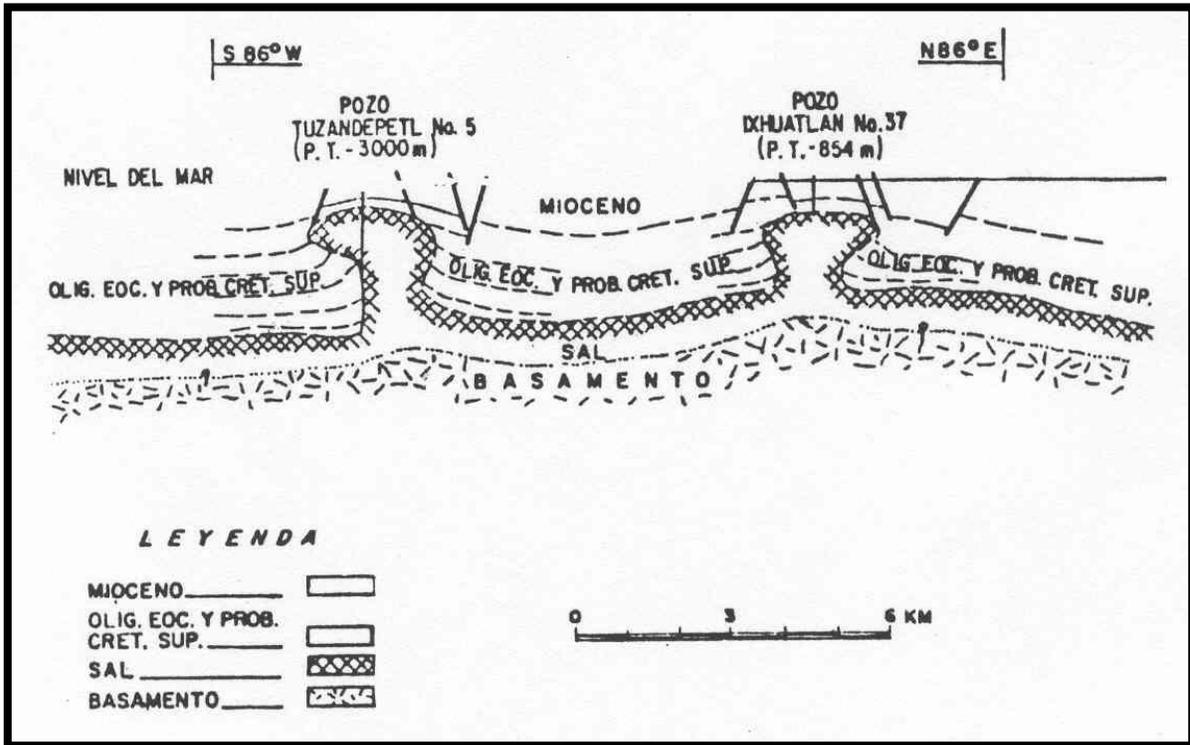


Figura 4.17 Sección de los diapiros de Tuzandepetl e Ixhuatlán, (Rodríguez, 2000).

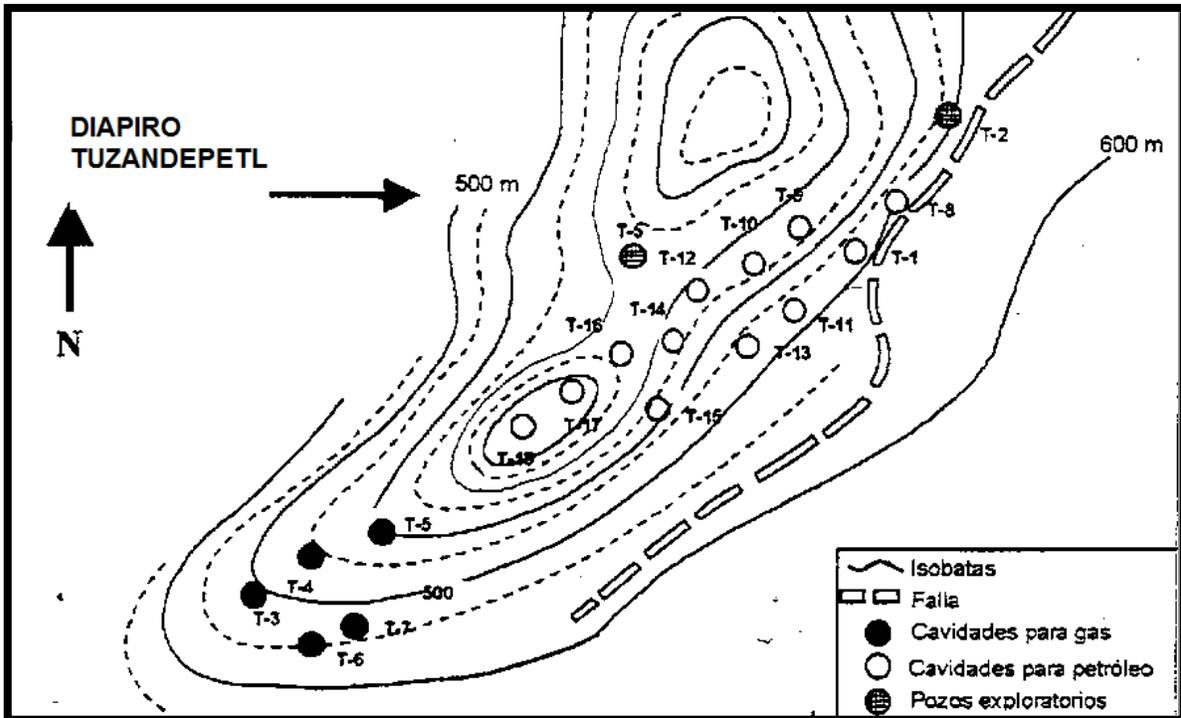


Figura 4.18 Cima de la sal del diapiro Tuzandépetl y ubicación de los pozos perforados que permitieron realizar las cavidades de crudo y gas (Rodríguez, 2000).

Los estudios y trabajos realizados para probar la factibilidad del proyecto fueron:

- Investigación de riesgo geológico en almacenamientos de hidrocarburos en estructuras salinas.
- Riesgo atmosférico y climatológico.
- Riesgo geológico superficial y del subsuelo.
- Resultados y conclusiones del estudio de riesgo.
- Factibilidad geológica.
- Factibilidad ambiental.

De estudios y trabajos realizados se obtuvieron las siguientes características (PEMEX, 1997):

- 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. En la figura 4.19 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 (PEMEX, 1997).

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.



Figura 4.19 Vista panorámica del Centro de Almacenamiento Estratégico Tuzandépetl, Ver. Donde se pueden ver las presas de almacenamiento de salmuera (PEMEX, 1997).

En la tabla 4.1 se muestran las principales etapas del proyecto de elaborar cavidades en el diapiro de Tuzandépetl, Veracruz:

AÑO	EVENTO
1997	Se concientizó al personal para elaborar los procedimientos de la instalación quedando totalmente concluidos en 1999.
1998	Se efectuó trabajo de reingeniería y se determinó que la vida útil 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 certificación de la instalación como industria limpia.
2001	Se trabajó en la optimización de la instalación para reducir costos por mantenimiento, trabajos que se realizan por administración 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 implementación de una red redundante de sinec I2 a profibus.
2003	Se realizó la sustitución del cabezal de 48" ø por 36" ø de la presa "b" a la succión de bombas de salmuera.

Tabla 4.1 Tabla cronológica de eventos relevantes en el proyecto para realizar cavidades en la sal del diapiro de Tuzandepetl, Veracruz (PEMEX, 2004).

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.

CONCLUSIONES

- * Aproximadamente la mitad de los yacimientos de petróleo más grandes del mundo están asociados con secuencias evaporíticas, lo que representa una contribución de gran magnitud en la producción de hidrocarburos y la restitución de reservas.
- * Debido a la baja permeabilidad de la sal, las facies evaporíticas conformadas por capas de sales conforman un mecanismo fiable, para dar origen a sellos que permiten el entrapamiento de hidrocarburos.
- * La principal fuente de formación de las facies evaporíticas es el agua de mar (cuencas marinas aisladas), existiendo también evaporitas continentales formadas en cuerpos de agua salados (cuencas lacustres evaporíticas, lagunas salinas), o en regiones desérticas que se inundan esporádicamente (sabkhas costeros), originándose como consecuencia de la evaporación del agua que forma disoluciones con abundantes sales.
- * Una de las principales barreras para la explotación de las formaciones subsalinas es la capacidad limitada de la industria para generar imágenes precisas de las rocas que están por debajo de la sal sin embargo, dada su importancia económica, la industria que realiza sísmica ha desarrollado nuevas herramientas y procesos de interpretación innovadores.
- * Con relación a la perforación en cuerpos salinos se debe realizar la personalización del fluido de perforación es la reducción del tiempo no productivo asociados con las operaciones de perforación, se debe evitar la pérdida de circulación, la limpieza del pozo, la tubería atascada, la estabilidad del pozo y el daño de formación.
- * La penetración de la sal con un pozo plantea un desafío único, debido al fenómeno de escurrimiento de la sal que puede causar el atascamiento de la columna de perforación, obligando finalmente al operador a abandonar el pozo o desviarlo.

- * Entre los problemas críticos encontrados a la hora de perforar yacimientos alojados debajo de estructuras salinas, caben destacar la localización y el ángulo de salida del pozo.
- * Existen herramientas como los sistemas rotativos motorizados que mejoran la penetración de la sal, proveyendo mejor control en los ángulos de perforación, adicionando fuerza de torsión y velocidad de rotación a la barrena, que ayudan a contrarrestar las tasas de desplazamiento con respecto objetivo al perforar debido a las características de la sal.
- * El excelente diseño de la sarta de perforación a utilizar, el tipo de barrenas, la elección adecuada de fluidos de perforación y la toma de parámetros en tiempo real durante la perforación en la sal son factores claves para tener condiciones óptimas de operación.
- * Los geocientíficos están reconociendo las semejanzas de cada caso en particular en los estudios de las estructuras salinas en campo, para proveer conocimientos sobre mejores prácticas de explotación y desarrollo de este tipo de campos.
- * Se están desarrollando y produciendo nuevas tecnologías que optimicen reduzcan los costos, los tiempos de operación, reduzcan la incertidumbre en las operaciones, garantizando la seguridad operativa, así como, la protección al medio ambiente.
- * El almacenamiento de hidrocarburos en domos y diapiros salinos asegura el confinamiento hasta 10,000 años debido a la hermeticidad presente en este tipo de estructuras, cualidad que ningún sistema alterno ofrece, por lo que son excelentes estructuras útiles para almacenar hidrocarburos o residuos peligrosos.
- * El confinamiento masivo que proporciona el almacenamiento en cavernas de sal, es capaz de solucionar en gran medida la problemática ecológica que la industria petrolera enfrenta.

RECOMENDACIONES

- ❖ Se requiere de mayor documentación reciente de nuevas tecnologías desarrolladas para explotación de yacimientos salinos, y que actualmente no están disponibles en la bibliografía debido a la política de las compañías que patentan y realizan desarrollos tecnológicos.
- ❖ De requerirse mayor detalle en el conocimiento geológico de los ambientes de depósito, diagénesis y estructuras salinas y es conveniente ampliar la información y consultar la bibliografía actualizada, como la que se utilizó en esta tesis.
- ❖ En un futuro se debe seguir desarrollando mejores tecnologías y metodologías para la explotación de yacimientos con secuencias evaporíticas, con el fin de optimizar los procesos de explotación, reducir los riesgos operativos y tener un mejor respaldo de las condiciones de seguridad industrial y protección ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

- Einsale, Gerard (1992). Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment budget; with 269 figures. Alemania: Springer-Verlag.
- Allen, John R.L. (1982). Sedimentary Structures: Their character and physical basis (Volumen 2). Holanda: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Reading, H.G.(1996). Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy (3ra. Edición). Malaysia. Blackwell Publishing.
- Middleton, Gerard V. (2005). Encyclopedia of Sediments and Sedimentary Rocks. Springer.
- Warren, John K. (2006). Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons. Springer. Alemania.
- Tarbuck Edward, Lutgens Frederick (2005). Ciencias de la Tierra Una introducción a la geología física. Pearson Prentice Hall, 8ª edición. España.
- Cornelis Klein, Cornelius S. Hurlbut (1998); Manual de mineralogía cuarta edición, editorial reverté, Volumen 1. España.
- J. Borrego Aguayo (1994), Colectivo Guadalquivir, Ciencias de la naturaleza, universidad de Sevilla, 1994
- Spalletti, Luis A (2009); Cátedra de Sedimentología, Facultad de Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata. Argentina.
- Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (2006). Monografía petrolera de la Zona Marina. Mexico, D.F., México. AAGP.
- Rojas Alcántara, Carolina (2010). Origen, Evolución e Importancia Económica de la Cuenca Salina del Istmo. Tesis Profesional, Ingeniería de Geología, UNAM, México D.F., México.
- Venegas Mora, Roberto Martín (2010). Evaluación Petrolera de la Cuenca del Istmo. Tesis Profesional, Ingeniería Petrolera, UNAM, México D.F., México.

- Alonso, Ricardo N. (2006). Ambientes Evaporíticos Continentales de Argentina. Serie Correlación Geológica, 21:155-170. Argentina. Insugeo.
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México (2005). Posibilidades de Extensión en los campos de área Chiapas-Tabasco. Veracruz, México. CIPM.
- Aguilar R., A., 2002.-“Una Nueva Area Petrolera en la Región Sur: La Cuenca de Sakila” Rev. Horizonte Sur. Año 10. Pemex.
- PEMEX (2010). Provincias Petrolera (Salina del Istmo, Reforma- Akal y Macuspana). (versión 1.0)
- Bordonaba, A.P. (2003). Estudio de las Relaciones Sedimentológicas entre las Facies Carbonatadas y las Facies Evaporíticas del Jurásico Inferior de la Cordillera Ibérica Central. Geogaceta 88-89. PP. 7-35.
- Santamaría Orozco, Demetrio Marcos (2008). La Formación del Petroleo en el Sur del Golfo de México: Predicción de su Calidad. Al Reporte Interno. México.
- Gúzman Vega, Mario Alberto (2010). La Geoquímica Orgánica y el Ciclo de Vida de un Activo Petrolero. Al Reporte Interno. México.
- Guerrero Hernández, Javier Cirilo (2000). Evaporitas en la Región Mixteca Oaxaqueña. Notas. Universidad Tecnológica de la Mixteca. Oaxaca, México.
- AAPG (1980). Memoir 30.
- Dr. Spalleti, Luis A. (2009). Evaporitas. Cátedra de Sedimentología. Universidad de la Plata, Chile.
- Pemex (1999). Reservas de Hidrocarburos y Principales campos petroleros de México (Volumen 1). México. PEP.
- Pemex (2004, 2005, 2008, 2011). Reservas de Hidrocarburos de México. México. PEP.
- Al-Anazi, Bandar D. (2007), What you know about The Ghawar Oil Field, Saudi Arabia, King Saud University, Riyadh, Saudi Arabia.

- Schulmberger (2010). El play presalino de Brasil. Oilfield Review (volumen 22) pp. 28-39
- Schlumberger (2008). La Recompensa que yace bajo la Sal. Oilfield Review (vol. 20) pp. 4-19
- Schlumberger (2008). Respondiendo al Desafío de Explotar Estructuras Subsalinas. Oilfield Review (vol. 20) pp. 36-51
- Schlumberger (2002), Almacenamiento subterráneo de gas natural, Schlumberger Oilfield Review, Otoño 2002 P.P 2 -19.
- Dusseault, Maurice., Maury, Vincent., Sanfilippo, Franceso., Santarelli, Frederic. (2004). Drilling Around Salt: Risks, Stresses and Uncertainties. Simposio de Mecánica de Rocas de Norte America. Houston, Texas, US.
- Pollastro, Richard M (2003). Total Petroleum Systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and Adjoining Provinces of Central Saudi Arabia and Northern Arabian-Persian Gulf. Geological Survey Bulletin 2202-H. USA.
- CNH (2011). Documento Técnico 2 DT-2 La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos, Comisión Nacional de Hidrocarburos, México.
- Maurice B. Dusseault (2004), Drilling Around Salt: Risks, Stresses, And Uncertainties, American Rocks Mechanics Association (ARMA), Houston Texas.
- Hudec, Michael R., Jackson, Martin P.A. (2008). The paradox of minibasin subsidence into salt: Clues to the evolution of crustal basins, Geological Society of America, USA.
- Schlumberger (2008), Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical, Schlumberger Oilfield Review, Invierno 2007/2008 P.P 20 -34.
- Fornasie, Frank r, Gomez, Remberto (2010) PLAN TO CUSTOMIZE DRILLING FLUIDS FOR PRE-SALT DEEPWATER DRILLING OPERATIONS IN BRAZIL, Halliburton, USA

- Beltrão, R.L.C., Sombra, C. L., A.C.V.M Lage, Fagundes, J. R., and Henriques, C.C.D. (2009). Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-Salt Cluster, Santos Basin, Brazil. OTC 19880: Offshore Technology Conference, Houston, TX.

Referencias electrónicas:

- <http://www.slb.com>
- <http://www.petrobras.com/es/>
- <http://www.pemex.com>
- <http://www.cnh.gob.mx>
- <http://www.cipm.org.mx>
- <http://www.mexico.spe.org/>
- <http://www.halliburton.com>
- <http://www.webmineral.com>
- <http://www.ipims.com/>