



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN PLAYS
SUBSALINOS, CON EJEMPLOS REPRESENTATIVOS**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO
PETROLERO**

PRESENTA

JIMÉNEZ TOPETE FERNANDO

DIRECTOR DE TESIS

ING. JAVIER ARELLANO GIL



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F., 2015

*Para Maricela, Elsbeth, Olívía y Elizabeth; y para
Fernando[†], por supuesto.*

ÍNDICE

RESUMEN	1
ABSTRACT	5
INTRODUCCIÓN	9
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....	13
1.1 Objetivos.....	13
1.2 Metas	13
1.3 Cuencas sedimentarias	14
1.3.1 Movimiento de placas	16
1.3.2 Clasificación de cuencas sedimentarias.....	18
1.3.3 Cuencas evaporíticas.....	21
1.4 Aplicación del análisis de cuencas para la evaluación del potencial petrolero.....	24
1.4.1 Un sistema experto para la clasificación y evaluación del potencial petrolero en cuencas sedimentarias.....	25
1.4.2 Sistema petrolero	27
1.4.2.1 Historia y definición.....	28
1.4.2.2 Características.....	28
1.4.2.3 Tipos de trampas	31
1.4.3 Definición de play	32
1.4.3.1 Niveles de investigación	35
1.4.4 Importancia económico-petrolera de las cuencas evaporíticas.....	36
CAPÍTULO 2. EVAPORITAS Y ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS ASOCIADAS	39
2.1 Evaporitas.....	39
2.1.1 Depositación salina.....	42

2.1.2	Condiciones climáticas	43
2.1.3	Sabkhas	45
2.2	Estructuras salinas	46
2.2.1	Mecanismos de formación	47
2.2.2	Clasificación	53
2.3	Estructuras que forman plays subsalinos	55
CAPÍTULO 3. EJEMPLOS REPRESENTATIVOS.....		61
3.1	Ejemplos de México	62
3.1.1	Cuenca Salina del Istmo	62
3.1.1.1	Geología regional	63
3.1.1.2	Estratigrafía	65
3.1.1.3	Tectónica salina.....	67
3.1.1.4	Campo Rabasa.....	68
3.1.1.5	Campo Sen.....	71
3.2	Ejemplos a nivel mundial.....	73
3.2.1	Play presalino de Brasil.....	73
3.2.1.1	Geología regional	76
3.2.1.2	Estratigrafía	77
3.2.1.3	Sistema petrolero.....	78
3.2.2	Cuenca Essaouira, Marruecos	79
3.2.2.1	Geología Regional	80
3.2.2.2	Tectónica salina.....	82
3.2.2.3	Prospectiva petrolera	82
3.2.3	Play subsalino del Golfo de México, Campo Mahogany (EE. UU.).....	84
3.2.3.1	Geología regional	86
3.2.3.2	Historia de exploración	87
3.2.3.3	Prospectiva petrolera	89

3.2.4	Cuenca Amadeus, Australia	91
3.2.4.1	Geología regional	91
3.2.4.2	Estratigrafía	92
3.2.4.3	Sistema petrolero	94
CAPÍTULO 4. PERFORACIÓN		97
4.1	Perforación y estabilidad del pozo	99
4.2	Técnicas y herramientas de visualización	100
4.3	Barrenas y rectificadores	102
4.4	Fluidos de perforación	105
4.5	Control direccional	108
4.6	Cementación.....	109
CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE CAMPOS		113
5.1	Características de los campos.....	114
5.1.1	Campo Rabasa (Cuenca Salina del Istmo, México)	114
5.1.2	Campo Sen (Cuenca Salina del Istmo, México)	115
5.1.3	Campo Tupi (Cuenca Santos, Brasil)	116
5.1.4	Campo Meskala (Cuenca Essaouira, Marruecos)	116
5.1.5	Campo Mahogany (Cuenca del Golfo de México, EUA).....	117
5.1.6	Campo Mereenie (Cuenca Amadeus, Australia)	117
5.2.1	Recuperación primaria	118
5.2.1.1	Flujo natural.....	118
5.2.1.2	Sistemas artificiales de producción (SAP)	120
5.2.2	Descripción de los SAP seleccionados.....	123
5.2.2.1	Bombeo neumático (BN).....	123
5.2.2.2	Bombeo electrocentrífugo (BEC)	127
5.2.3	Métodos de Recuperación no convencional	131
5.2.3.1	Recuperación secundaria (RS)	133

5.2.3.2	Recuperación mejorada (EOR)	134
5.2.3.3	Recuperación avanzada (IOR)	135
5.2.4	Descripción de los métodos IOR-EOR seleccionados	136
5.2.4.1	Inyección de gases miscibles	136
5.2.4.2	Inyección cíclica de CO ₂	139
CONCLUSIONES	141
BIBLIOGRAFÍA	145

RESUMEN

En la década de 1990, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, debajo de miles de metros de agua, yacían muy importantes reservas de hidrocarburos en los denominados yacimientos en aguas profundas. Al intentar alcanzar estos yacimientos, los ingenieros de perforación se enfrentaron a obstáculos tecnológicos nunca antes experimentados, sobre todo cuando esas zonas productivas estaban cubiertas por vastos y espesos mantos de sal, que desafiarían las prácticas tradicionales de perforación y terminación de pozos comúnmente aceptadas.

Los depósitos salinos están ampliamente distribuidos alrededor del mundo y ocurren desde el Precámbrico hasta el Cuaternario en diferentes tipos de cuencas, siendo las más comunes: las Convergentes (cuencas de colisión), las Divergentes (cuencas de rift; pre-rift, syn-rift y post-rift) y las Intracratónicas.

Los depósitos de sal más abundantes se encuentran principalmente en cuencas de rift, las que evolucionan a márgenes pasivos. La mayoría se forman durante el periodo temprano de post-rift, tal como las cuencas costa afuera de Brasil y el oeste de África; algunas otras se formaron durante el rifting como las del Golfo de México y las del norte del Océano Atlántico; y unas cuantas pueden ser anteriores al periodo principal de rifting, por ejemplo, el Mar del Norte, donde la sal del Pérmico es más antigua que el rifting del Triásico y Jurásico.

La deformación salina no sólo define muchas de las trampas de estas provincias, sino que también influye en otros aspectos del sistema petrolero. La historia de deformación de la sal juega un papel importante en la distribución espacial y temporal de los yacimientos y en los procesos de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. La geometría cambiante de la sal provee tanto las rutas de migración como el sello para entrapar los hidrocarburos en migración.

Muchas de las cuencas más prolíficas productoras de gas y/o aceite del mundo se caracterizan por presentar deformación salina. Éstas incluyen la cuenca del Golfo de

México, las cuencas costa afuera de Brasil y el oeste de África, el Mar del Norte, el Golfo de Suez, el Mar Rojo, el Golfo Pérsico, las Montañas Zagros de Irán e Irak y la región norte del Mar Caspio.

Un play subsalino es un tipo de play en el cual los prospectos se encuentran debajo de capas de sal, donde la calidad y cantidad de hidrocarburos en las estructuras es extremadamente variable. Las principales condiciones que afectan la cantidad de hidrocarburos acumulados en los plays subsalinos están relacionadas con: los ambientes depositacionales de los sedimentos, el espesor de la capa de sal, la tasa de crecimiento de la estructura salina, el tiempo de crecimiento de la estructura salina, y la presencia de rocas generadoras y almacenadoras.

Las estructuras salinas clasificadas como diapíricas son de gran importancia para la formación de plays subsalinos, esto se debe a que a partir de su desplazamiento horizontal se pueden originar canopies y lengüetas de sal que a menudo sobreyacen a acumulaciones importantes de hidrocarburos y proveen un sello para la migración de éstos. Las capas de sal de las estructuras diapíricas pueden deformarse y fluir lateralmente; de esta manera, pueden unirse a otras capas de sal aledañas dando origen a otras estructuras. Si el flujo lateral de sal es de decenas de kilómetros a niveles muy someros y en una dirección preferencial, se formarán lengüetas de sal; y si el flujo es bidireccional, entonces se formaran por coalescencia las estructuras conocidas como “canopies”.

Los toldos o canopies son estructuras diapíricas complejas formadas por fusión parcial o total de las paredes de sal o los bulbos de los diapiros. Estos cuerpos se unen mediante suturas de sal y pueden o no estar conectados a la sal madre a través de los vástagos de las estructuras originales. Las lengüetas son “sábanas” salinas altamente asimétricas, alimentadas por un conducto individual que se expanden en una dirección preferencial a sectores de menor presión. Las sábanas salinas por lo general exhiben forma de cuña y, al igual que los canopies, pueden o no estar conectados al cuerpo autóctono.

Los espesores de las estructuras salinas asociadas a plays subsalinos varían de una estructura a otra, e incluso son variables para un mismo cuerpo de sal; se encuentran en rangos que van desde los 200 m hasta más de 3 km.

Entre los desafíos más importantes para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos, se encuentra la perforación de pozos. Esto es debido a que por encima de los yacimientos objetivo se encuentra una gruesa capa de evaporitas. Las dificultades encontradas durante la perforación de las secciones de sal son función de las características singulares de este mineral. Estas dificultades incluyen la estabilidad del pozo, atascamiento de la tubería, la cementación, el diseño de las tuberías de revestimiento y el control direccional, entre otras. Actualmente, estas dificultades se resuelven mediante el uso de barrenas PDC, rectificadores concéntricos y excéntricos, sistemas rotativos direccionales (RSS), fluidos de perforación sintéticos, entre otras herramientas y prácticas.

Las dificultades no terminan con la perforación de los pozos. Cualquier hidrocarburo que requiera tecnologías de producción considerablemente diferentes a las prácticas comunes de explotación, se le considera como no convencional. Evidentemente, el concepto de prácticas comunes varía rápidamente con el tiempo, derivado de la velocidad con la que se presentan los avances tecnológicos en la industria petrolera. Al día de hoy, los hidrocarburos presentes en campos en plays subsalinos son considerados recursos no convencionales; por lo que aún queda mucho por avanzar en el desarrollo de técnicas y tecnologías de explotación eficiente para este tipo de campos petroleros, las cuales incluyen la instalación de sistemas artificiales de producción y la implementación de esquemas de recuperación mejorada.

La producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, por lo que es evidente la necesidad de incorporar recursos no convencionales como es el caso de los hidrocarburos presentes en campos en plays subsalinos. Por poner un ejemplo de la importancia que tienen los yacimientos en plays subsalinos, se puede mencionar el Campo Tupi en Brasil, el cual fue descubierto en 2006 y actualmente representa el descubrimiento más grande de este tipo, con un estimado de reservas de 8 MMMbpce,

lo cual representa un 0.5% de las reservas mundiales. En el caso de México, se tienen dos campos importantes; el Campo Rabasa, con un estimado de reservas de 4.2 MMbpce; y el Campo Sen, cuya producción de hidrocarburos es la mayor en el sistema terrestre a nivel nacional, aporta 54,734 bpd, lo que representa el 2.1% de la producción nacional total. En aguas profundas del Golfo de México, también se tienen buenas oportunidades de explorar y explotar este tipo de yacimientos.

ABSTRACT

In the 1990s, the oil industry discovered that very important hydrocarbon reserves lay beyond continental shelves beneath thousands of meters of water at the named deep-water reservoirs. In pursuit of that prize, drilling engineers confronted technological hurdles unlike any previously experienced, especially when these pay zones were covered by vast and thick sheets of salt that would challenge commonly accepted drilling and completion practices.

Salt deposits are widely distributed around the world and occur from Precambrian through Quaternary in different kind of basins, being the most common: Convergent (collision basin), Divergent (rift basin; prerift, synrift and postrift) and Intracratonic.

Salt basins are primarily found in rift basins, which evolve to passive margins. Most are formed during the early post-rift phase, such as the offshore Brazil and West African basins; some were formed during rifting such as those of the Gulf of Mexico and the northern Atlantic Ocean basins; a few may be older than the main rifting phases, for example the North Sea, where the Permian salt is older than the Triassic and Jurassic rifting.

Not only does salt-related deformation define many of the traps in these and other provinces, but it also serves as the framework for other aspects of the petroleum system. The history of salt deformation plays a large role in the spatial and temporal distribution of reservoirs and in the generation, migration, and entrapment of hydrocarbons. The changing geometry of salt also provides both migration pathways and the seals to trap hydrocarbons.

Many of the most prolific basins producing oil and/or gas in the world are characterized by salt-related deformation. These include the Gulf of Mexico basin, the offshore Brazil basins and West Africa, the North Sea, the Gulf of Suez, Red Sea, the Persian Gulf, the Zagros Mountains of Iran and Iraq, and the north Caspian Sea area.

A subsalt play is a kind of play in which prospects lay beneath sheets of salt, where

quality and quantity of hydrocarbons contained in the structures is extremely variable. The primary factors affecting the quantity of accumulated hydrocarbons in the subsalt plays are related to: depositional environments, thickness of the salt sheets, the grow rate of the salt structure, the uplift time of the salt structure, and the presence of source rocks and reservoir rocks.

Diapiric salt structures have great importance for the formation of the subsalt plays, this is because from its horizontal movement it can originate salt canopies and salt tongues that often overlie important hydrocarbon accumulations and provide a seal to prevent its migration. The salt sheets from diapiric structures may warp and flow laterally; in this manner, it can fuse with another sheets to originate complex structures. If lateral flow is about tens of kilometers at shallow levels and in one preferential direction, it forms salt tongues; if flow is bidirectional, it forms structures known as canopies, by coalescence.

Canopies are complex diapiric structures formed by partial or total fusion of salt walls or diapir bulbs. These structures coalesce each other through salt sutures and may or may not be connected to a mother salt bed by a stem. Tongues are highly asymmetric salt sheets, fed by an individual conduit, that expand in one preferential direction to low-pressure zones. Salt sheets are wedge-shaped and, as canopies, can be connected to an autochthonous salt body or not.

Thickness of salt structures related to subsalt plays varies from one structure to another, even in the same salt body; ranging from 200 m to 3 km.

Among the most important challenges for development of oil fields in subsalt plays, is the well drilling. This is because overlaying the goal reservoirs is a thick sheet of evaporites. Difficulties encountered during the drilling of salt sections are due to singular characteristics of this mineral. These hurdles include well stability, pipe sticking, cementing, casing design, directional control, etc. Currently, these difficulties are solved using PDC drill bits, concentric and eccentric reamers, rotary steerable systems (RSS), synthetic oil based muds, among other tools and practices.

Challenges do not end with well drilling. Any type of hydrocarbons that require production technologies considerably different from common development practices, are

considered an unconventional resource. Evidently, the concept of common development practices changes rapidly over time, due to the speed with which technological advances occur in the oil industry. Nowadays, hydrocarbons in subsalt plays are considered unconventional resources; so much remains to advance in the development of efficient extraction techniques and technologies for this type of oil fields, which include installation of artificial lift systems and implementation of enhanced oil recovery techniques.

Production from conventional resources tends to decline despite the accelerated development of existing reserves, therefore, it's necessary to incorporate unconventional resources, such as subsalt play hydrocarbons. In order to give an example of the importance of subsalt play reservoirs, it can refer to Tupi Field in Brazil, which was discovered in 2006 and currently is the biggest discovery of this type, with estimated reserves of 8 billion barrels of oil equivalent, which represent 0.5% of total world reserves. In the case of Mexico, it has two important fields; Rabasa Field, with estimated reserves of 4.2 million barrels of oil equivalent; and Sen Field, whose hydrocarbon production is the major inland system nationwide, it contributes 54,734 barrels per day, which represents 2.1% of total domestic production. There are also great opportunities to explore and develop this type of reservoirs in the deep-water Gulf of Mexico.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se presenta información acerca de las características y la forma óptima de desarrollar campos petroleros en plays subsalinos, empezando por el origen de las cuencas evaporíticas y la formación de plays petroleros subsalinos; posteriormente, se presentan seis ejemplos de este tipo de campos, dos a nivel nacional, y cuatro más distribuidos alrededor del mundo. Con base en las principales características de estos campos representativos, se presentan las técnicas y tecnologías disponibles para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos.

El concepto de sabkha ha sido utilizado para explicar la ocurrencia de depósitos de evaporitas en un ambiente sedimentario. Los sabkhas son ambientes desérticos supramareales en los márgenes ya sea de costa o de lagos interiores con climas desérticos o áridos. El término proviene del árabe y se usa para referirse a llanuras desérticas cuya superficie está cubierta por capas de sal. Los minerales evaporíticos más comunes en estos ambientes son el yeso, la anhidrita y la halita, aunque el influjo de aguas continentales puede causar la depositación de otros minerales. Las observaciones de la depositación en sabkhas modernos, muestran que tales ambientes pueden formar acumulaciones sustanciales de sedimentos evaporíticos, cubriendo extensas áreas en intervalos relativamente cortos de tiempo geológico. La acumulación de grandes espesores de sedimentos evaporíticos requiere además de una constante subsidencia del fondo de la cuenca o sabkha.

Los depósitos de sal que aún se encuentran en su emplazamiento original son conocidos como sal autóctona; por otra parte, los cuerpos de sal desplazados de su emplazamiento original, debido a la capacidad de este material para fluir, se llaman alóctonos. Las estructuras geológicas que forman las evaporitas han llamado mucho la atención debido principalmente a que frecuentemente están asociadas con una gran variedad de trampas estratigráficas y estructurales de gran importancia para la industria petrolera. El crecimiento de estas estructuras contribuye al desarrollo de depocentros locales y en las áreas aledañas a las mismas pueden existir grandes volúmenes de

rocas almacenadoras, las cuales están asociadas con excelentes trampas tanto estructurales como estratigráficas. Del mismo modo, debido a la capacidad de la sal para fluir horizontalmente a profundidades someras y desarrollar toldos o canopies, pueden encontrarse objetivos petroleros subsalinos muy importantes.

Un play subsalino es un tipo de play en el cual los prospectos se encuentran debajo de capas de sal, donde la calidad y cantidad de hidrocarburos en las estructuras es extremadamente variable. Las principales condiciones que afectan la cantidad de hidrocarburos acumulados en los plays subsalinos están relacionadas a los siguientes factores:

1. Ambientes depositacionales de los sedimentos.
2. Espesor de la capa de sal.
3. Tasa de crecimiento de la estructura salina.
4. Tiempo de crecimiento de la estructura salina.
5. Presencia de rocas generadoras y almacenadoras.

En este trabajo se presentan, a modo de ejemplo, los siguientes campos petroleros en plays subsalinos: Campo Rabasa (Cuenca Salina del Istmo, México), Campo Sen (Cuenca Salina del Istmo, México), Campo Tupi (Cuenca Santos, Brasil), Campo Meskala (Cuenca Essaouira, Marruecos), Campo Mahogany (Cuenca del Golfo de México, EUA) y Campo Mereenie (Cuenca Amadeus, Australia).

Entre los desafíos más importantes para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos, se encuentra la perforación de pozos. Esto es debido a que por encima de los yacimientos objetivo se encuentra una gruesa capa de evaporitas. Las dificultades encontradas durante la perforación de las secciones de sal son función de las características singulares de este material. Estas dificultades incluyen la estabilidad del pozo, los fluidos de perforación, la cementación, el diseño de las tuberías de revestimiento y el control direccional, entre otras.

Diversos estudios de la Agencia Internacional de Energía de Estados Unidos, muestran que la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar en los próximos años a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, por lo que está clara la importancia de la incorporación de recursos no convencionales. Los hidrocarburos contenidos en yacimientos subsalinos son considerados, al día de hoy, como recursos no convencionales. Es por esto que para su explotación se requieren técnicas y tecnologías modernas que disminuyan los riesgos y maximicen las ganancias.

Con base en las características de los campos presentados en este trabajo, se han seleccionado dos sistemas artificiales de producción y algunas técnicas de recuperación no convencional, las cuales se describen en el último capítulo. Los sistemas artificiales seleccionados son el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo; los cuales, por sus características, presentan una serie de ventajas para el desarrollo óptimo de campos petroleros en plays subsalinos. Por otra parte, las técnicas de recuperación no convencional que han dado los mejores resultados son la inyección de gases miscibles, la inyección microbiana y la inyección cíclica de dióxido de carbono.

CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1 Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es presentar información clara, concisa y veraz acerca de las características y la forma óptima de desarrollar campos petroleros en plays subsalinos. Información que permita conocer los procesos de formación de este tipo de plays, empezando por el origen de las cuencas sedimentarias y las características principales de aquellas en las que se pueden presentar estructuras salinas. Siguiendo con la formación de estas estructuras y de los plays petroleros debajo de las mismas; sin dejar a un lado los procesos de perforación de las formaciones salinas y finalizando con la explotación eficiente de campos petroleros y todo lo que implica (sistemas artificiales de producción, métodos de recuperación mejorada, etc.); presentando además, ejemplos representativos de este tipo de campos tanto de México como de otras partes del mundo.

1.2 Metas

Una de las metas más importantes es que el presente trabajo no sólo sea uno más del acervo de tesis de licenciatura de la Facultad de Ingeniería, sino que sobresalga por la calidad de la información contenida y la claridad con que ésta se presenta; y que sirva como apoyo para las futuras generaciones de estudiantes de cualquier ingeniería relacionada con las ciencias de la Tierra y para toda persona que esté interesada en el tema.

Además de que se pretende que este trabajo sea una fuente fiable de información, no se descarta la posibilidad de que en algún momento sirva como base para el desarrollo de nuevos trabajos relacionados con el tema, ya sea que los realicen los mismos estudiantes como tema de tesis, o que los lleven a cabo profesionales de la ingeniería que puedan utilizar de manera práctica esta información.

1.3 Cuencas sedimentarias

Las cuencas sedimentarias son regiones de prolongada subsidencia en la superficie terrestre, por lo que presentan una topografía baja. En un sentido muy amplio, son todas aquellas áreas en las cuales los sedimentos pueden acumularse en espesores considerables y ser preservados por largos periodos de tiempo geológico. En vista de planta, pueden tener diferentes formas; pueden ser circulares, depresiones alargadas o, presentar fronteras bastante irregulares. Su tamaño es muy variable, aunque normalmente tienen al menos unos cien kilómetros de longitud y algunas decenas de ancho.

Los científicos generalmente restringen el término “cuenca sedimentaria” a depresiones a nivel regional (100 o más kilómetros) llenas de sedimentos, que presentan una profunda subsidencia, y que requieren de una significativa deformación de la corteza para formarse. Las cuencas se limitan, además, a depresiones que tienen márgenes definidos, relacionadas en algunos casos con amplias plataformas que acumulan de entre uno y tres kilómetros de sedimentos sobre una amplitud de cientos de kilómetros (Helwig, 1985).

La subsidencia de la corteza que da origen a las cuencas sedimentarias, es debida a los siguientes procesos (Dickinson, 1974, 1976): (1) adelgazamiento de la corteza debido la erosión y a procesos de extensión; (2) contracción de la litósfera durante el enfriamiento; y (3) depresión tanto de la corteza como de la litósfera debida a las cargas tectónicas y de sedimentos.

La litósfera es la capa más superficial de la Tierra y se comporta como un cuerpo sólido y rígido, con un espesor de 50 a 300 kilómetros, comprendiendo la corteza y la parte superior del manto; se mueve sobre la astenósfera, y su parte inferior tiene una composición idéntica a la de ésta (Loza, 2014).

Esta capa está compuesta por placas tectónicas que se encuentran en movimiento unas respecto de otras; este movimiento produce deformación concentrada a lo largo de los límites de las placas, los cuales puede ser de tres tipos (Figura 1.1):

- Límites divergentes.
- Límites convergentes.
- Límites transformes.

Los límites divergentes ocurren en las dorsales; y a partir de estos, se forma nueva litósfera oceánica, extendiendo la superficie de las cuencas presentes en este ambiente. Aquí, el reconocimiento de bandas magnéticas relacionadas con una cronología de inversión magnética (Vine y Matthews, 1963; Cox, 1973) permite estimar la tasa de movimiento divergente de las placas. Las fallas transformes, perpendiculares al rumbo de los límites, producen un alto patrón de segmentación y confieren a las dorsales un aspecto escalonado.

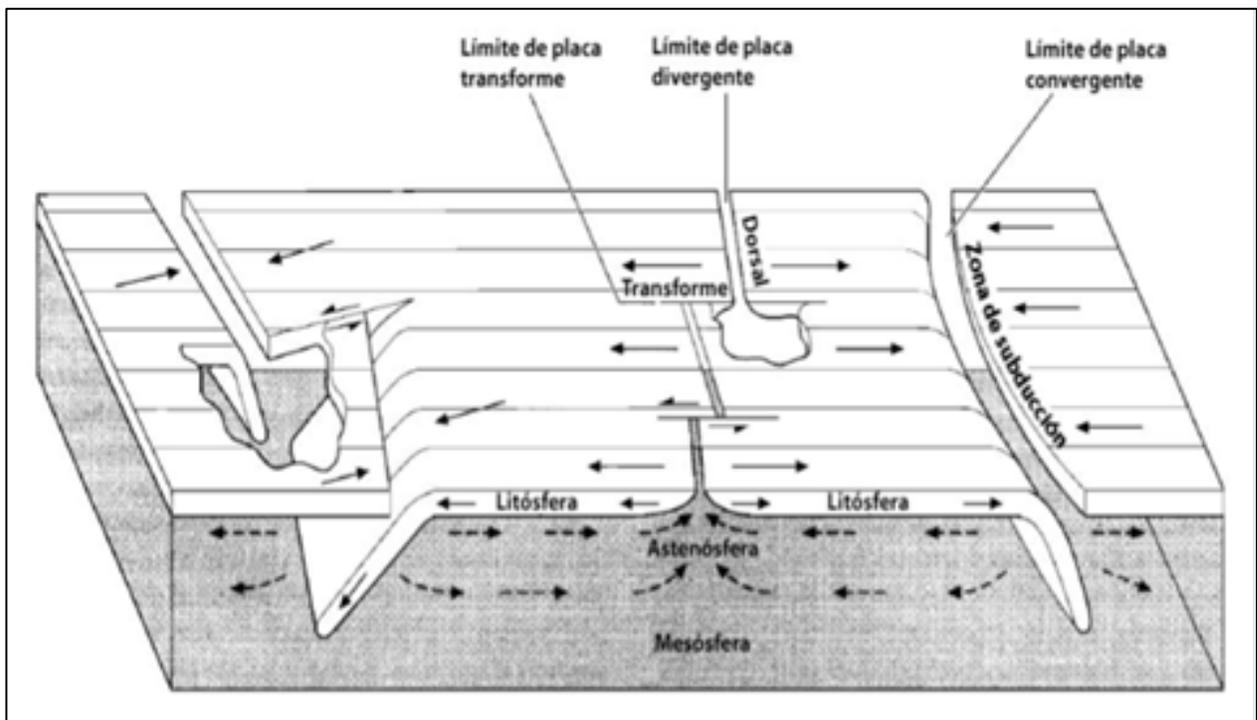


Figura 1.1 Tipos de límites de placas: convergente, divergente y transforme (Tomada de Loza, 2014).

En los límites convergentes, normalmente una placa es subducida debajo de otra. Estos límites pueden ser de diferentes clases, dependiendo del tipo de litósfera involucrada; esto resulta en la formación de una amplia diversidad de tipos de cuencas. Las dos clases principales de límites convergentes son (Allen y Allen, 2005): (1) límites de subducción, donde la litósfera oceánica constituye la placa subducida; y (2) límites colisionales, donde la placa subducida corresponde a la litósfera continental.

Los límites transformes ocurren cuando placas contiguas se desplazan lateralmente una con respecto a la otra en un movimiento horizontal, sin producir ni destruir litósfera. Este proceso puede ser bastante complejo y está asociado a una gran variedad de tipos de cuencas.

Incluso pueden ocurrir límites híbridos (Ingersoll, 1988), en donde se presentan combinaciones de los anteriores.

La tectónica es el factor de mayor importancia para la formación de una cuenca sedimentaria y para la acumulación de sedimentos. Debido a esto, la mayoría de los esquemas recientes de clasificación de cuencas sedimentarias, se basan en los conceptos de la tectónica de placas. No obstante, además de los movimientos tectónicos, el proceso de sedimentación es controlado por otros factores tales como la paleogeografía de las regiones que rodean la cuenca, el ambiente de depósito, etc. (Einsele, 2000).

1.3.1 Movimiento de placas

La teoría de la tectónica de placas tiene como base la conformación de la litósfera por placas geológicas coherentes. La naturaleza y ritmo de los movimientos relativos entre placas, rigen muchos aspectos del ambiente geodinámico de las cuencas (Allen y Allen, 2005).

Estos movimientos de las placas con límites constructivos (divergentes), conservativos (transformes) y destructivos (convergentes), producen una imagen continuamente

cambiante de la división continental, debido a la creación y destrucción de cuencas oceánicas y a la colisión continental (Allen y Allen, 2005).

Este ciclo de movimiento de placas, que implica el origen y fin de cuencas oceánicas, es nombrado ciclo de Wilson (Figura 1.2), en honor a John Tuzo Wilson, quien propuso las primeras ideas de la apertura y cierre del Océano Atlántico (Wilson, 1966). Muchas cuencas sedimentarias corresponden a fases particulares de este ciclo.

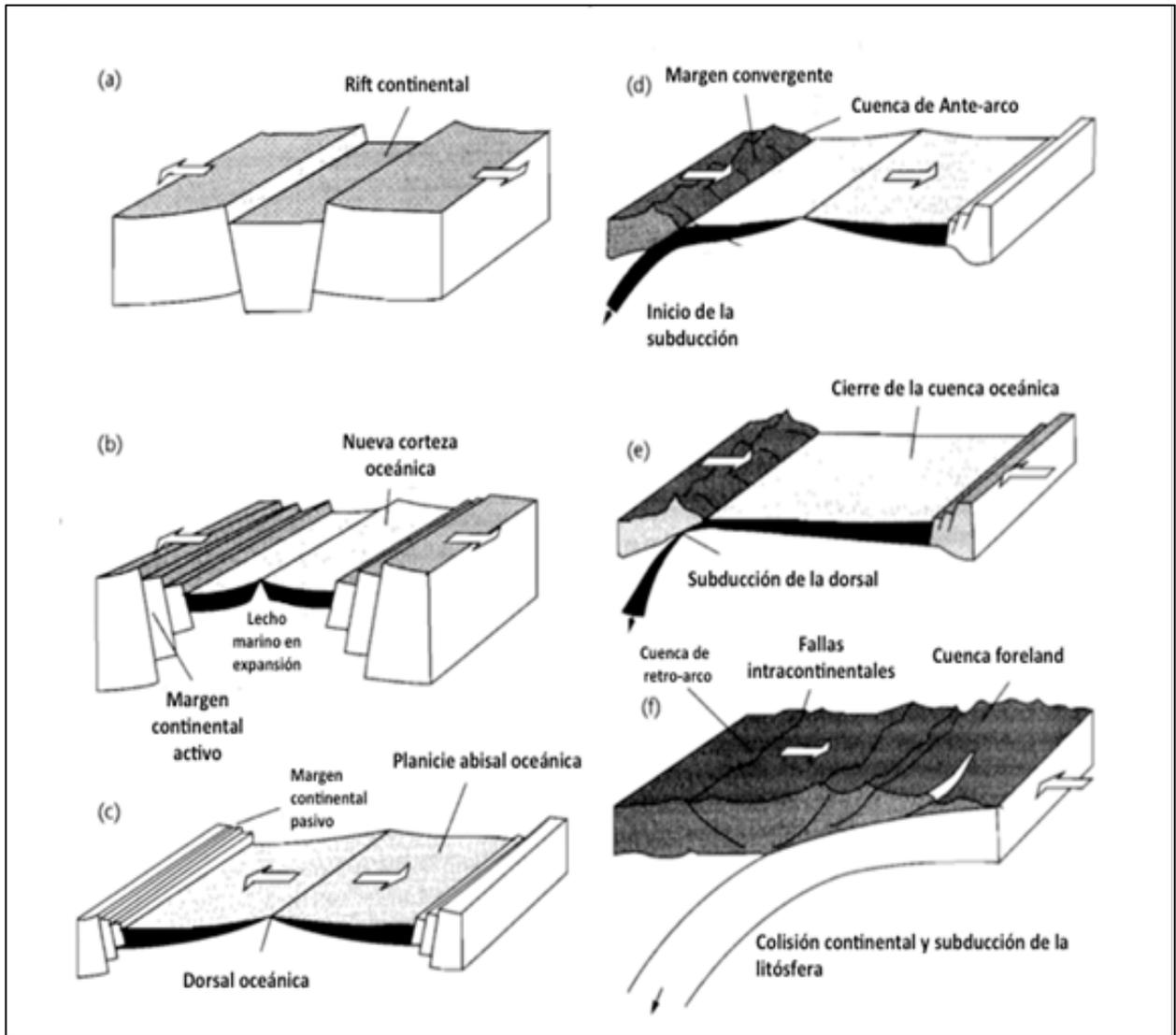


Figura 1.2 Ciclo de Wilson de formación y cierre oceánicos. La extensión continental (a) es seguida por la creación de nueva corteza oceánica (b) y la expansión de la misma (c). La subducción del piso oceánico (d) lleva al cierre de la cuenca. La subducción de la dorsal oceánica (e) tiene lugar antes de la colisión continente-continente (f) (Modificada de Allen y Allen, 2005).

1.3.2 Clasificación de cuencas sedimentarias

El principal propósito de la clasificación de las cuencas sedimentarias es crear un sistema mediante el cual puedan ser comparadas unas con otras y notar similitudes o diferencias (Kingston et al., 1983 a). El origen y la clasificación de las cuencas sedimentarias, están íntimamente relacionados; ambos son importantes para entender la ocurrencia de hidrocarburos en el contexto de la historia de la cuenca en estudio (Helwig, 1985). Al respecto, se han hecho enormes esfuerzos, a lo largo de la historia, por definir y clasificar este tipo de ocurrencias geológicas.

Inicialmente, las cuencas fueron identificadas y definidas simplemente como acumulaciones de sedimentos de mayor espesor que los alrededores. Las clasificaciones posteriores fueron formuladas en gran medida con base en la forma y origen de las rocas contenidas, y elaboradas dentro del marco de la teoría de los geosinclinales (ahora obsoleta); la cual fue propuesta en la segunda mitad del siglo XIX por el geólogo Estadounidense James Hall.

La clasificación se fue haciendo cada vez más compleja, basada en parámetros adicionales relacionados con el origen de las cuencas: la posición de éstas con respecto a los cratones continentales; la posición y sincronización con relación a cinturones orogénicos; la presencia de rocas volcánicas y las fuentes de sedimentos.

Con la llegada de la teoría de la tectónica de placas, la configuración tectónica de las cuencas con respecto a los tres tipos de límites (convergentes, divergentes y transformes) y sus características asociadas, se volvió la base evidente para la clasificación (Dewey y Bird, 1970; Dickinson, 1976; Klemme, 1980) y parece ofrecer un marco objetivo e integral para este fin.

Con base en lo anterior, podemos decir que una clasificación acertada debe enfocarse tanto en los factores geométricos como en los procesos geológicos que dan origen a esa geometría, donde se deben de considerar las propiedades termomecánicas de la

litósfera y cómo la extensión o compresión de ésta puede causar subsidencia en las cuencas de rift y flexurales, respectivamente.

Los esquemas de clasificación son teorías sobre las bases del origen natural de las cuencas más que aburridos catálogos compilados únicamente para evitar el caos (Gould, 1989).

Tales esquemas varían desde aquellos de naturaleza académica, basados únicamente en los conceptos de la tectónica de placas; por ejemplo, la clasificación propuesta por Bally y Snelson (1980); hasta los presentados por los más pragmáticos geólogos petroleros, cuyo objetivo principal es asistir en la predicción de la ocurrencia y magnitud de fuentes de hidrocarburos (por ejemplo, la clasificación presentada por Klemme (1975, 1983).

Los siguientes sistemas publicados de clasificación de cuencas sedimentarias, representan una variedad de esquemas propuestos a través de los años (Miller, 1987): Weeks (1952), Knebel y Rodriguez-Eraso (1956), Brod y Vysotskiy (1965), Uspenskaya y Tabasaranski (1966), Uspenskaya y Tauson (1972), Halbouty et al. (1970 a, b), Perrodon (1971, 1977), Klemme (1971, 1975, 1977, 1980, 1983), North (1971, 1979), McCrossan y Porter (1973), Bally (1975), Huff (1978, 1980), Bally y Snelson (1980), Bois et al. (1982), y Kingston et al. (1983 a, b, 1985).

La mayoría de estas clasificaciones, tienden a enfocarse en la configuración tectónica u otras características geológicas de las cuencas.

Los recientes esquemas de clasificación de cuencas sedimentarias, basados en la tectónica de placas, tienen mucho en común; todos se derivan del trabajo de Dickinson en 1974, el cual se enfoca en la posición de las cuencas en relación al tipo de substrato litosférico, la proximidad de las mismas con algún límite de placa y en el tipo de margen cercano a las cuencas (divergente, convergente o transforme). De este modo, la evolución de las cuencas puede ser explicada por la interacción entre placas y el cambio en su configuración (Allen y Allen, 2005).

Las clasificaciones basadas en la industria petrolera están representadas por el esquema propuesto por Halbouty (1970 a) y posteriormente desarrollados por Fischer (1975) y Klemme (1980). El esquema propuesto por Klemme reconoce ocho principales tipos de cuencas basándose en sus características arquitectónicas tales como linealidad, asimetría, geometría de la sección transversal; las cuales están relacionadas con la configuración tectónica y la evolución de las cuencas.

Las clasificaciones de Huff (1978) y Klemme (1980), tienen como objetivo categorizar las cuencas sedimentarias y de este modo adquirir algunas ideas predictivas respecto a las cuencas fronterizas. Este objetivo fue perseguido por un grupo de la compañía Exxon (Kingston et al., 1983 b), al grado de desarrollar una fórmula para facilitar las comparaciones entre cuencas y proporcionar una idea “instantánea” del potencial petrolero de éstas. Este sistema de clasificación ordena, una vez más, las cuencas principalmente por su configuración tectónica (substrato litosférico, tipo de movimiento de placa y ubicación en la placa), evocando el análisis de Dickinson desarrollado más de una década atrás, y categorizando las cuencas de acuerdo a tres factores críticos: la tectónica que las origina, las secuencias depositacionales que las ocupan, y la tectónica que las modifica.

De una manera objetiva, las cuencas sedimentarias se pueden clasificar de acuerdo a varios criterios, y dependiendo de los factores que se tomen en cuenta, se podrán definir de manera muy general o muy específica. Una clasificación general (Centeno, 2012) se puede observar en la Tabla 1.1.

CLASIFICACIÓN DE CUENCAS		
Forma	Circular	
	Elongada	
	Irregular	
Geomtría de la sedimentación	Simétrica	
	Asimétrica	
Tipo de límites	Deposicional	Controlada por la topografía
		Limitada por fallas inactivas
	Tectónico (limitada por fallas activas)	Limitada por una falla en uno de sus márgenes
		Limitada por dos fallas en sus márgenes
Mecanismo que da lugar a la cuenca	Anarogénica: en cratones y plataformas continentales, las cuales se encuentran dominadas por el clima y los cambios eustáticos	
	Orogénica: son controladas por procesos tectónicos	
Estado de esfuerzos	Contraccional	
	Extensional	
	Transtensiva (pull-apart)	
	Transpresiva	
Tipo de corteza	Oceánica	
	Continental	
	Intermedia	
Límite tectónico al que se asocia y la cercanía a dicho límite	Divergente	
	Intraplaca	
	Convergente	
	Transformante	
Sistemas híbridos		

Tabla 1.1 Clasificación general de las cuencas sedimentarias con base en diferentes criterios (Modificada de Loza, 2014).

1.3.3 Cuencas evaporíticas

Los depósitos evaporíticos están ampliamente distribuidos alrededor del mundo y ocurren en todos los sistemas, desde el Precámbrico hasta el Cuaternario (Halbouty, 1979). Los depósitos evaporíticos del Cuaternario son pequeños homólogos de los grandes depósitos del Fanerozoico. La mayoría de los depósitos actuales ocurren en configuraciones intermontañas y márgenes desérticos supramareales hidrográficamente aislados (endorreicos) que están sujetos a oscilaciones pluviales características del actual clima desértico-frío (ice-house). Estos depósitos son los únicos que se presentan aproximadamente en la misma escala en cuanto a las condiciones hidrológicas continentales cuando se comparan con sus homólogos antiguos. Por otra parte, cuando se comparan con los antiguos depósitos evaporíticos, los depósitos actuales alimentados por aguas marinas tienden a ser pequeños, su

distribución y extensión está limitada por los ciclos eustáticos actuales propios del clima desértico-frío y carecen de depresiones tectónicas adecuadamente aisladas.

Los depósitos de evaporitas comprenden aproximadamente cuarenta tipos de sales minerales diferentes. Sin embargo, la mayoría se presenta en muy pequeñas cantidades. Las sales más comunes son los sulfatos de calcio, incluidos el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) y la anhidrita (CaSO_4). Los depósitos mejor conocidos son los de sal de roca (halita - NaCl), los cuales se encuentran como depósitos de sal de bajo relieve y como estructuras de sal (Halbouty, 1979). Las sales de potasio y magnesio constituyen únicamente un pequeño porcentaje de las evaporitas. No todas las cuencas evaporíticas contienen secuencias completas de estos minerales, desde carbonatos hasta las sales más solubles. Las antiguas plataformas de evaporitas pueden ser subsistemas de cuencas mayores, especialmente en cuencas intracratónicas, o parte de una extensa plataforma marina. Estas últimas tienden a ser grandes depósitos de sulfatos y están asociados con sistemas aislados alimentados por aguas marinas y con llanuras costeras evaporíticas en condiciones climáticas de invernadero (greenhouse). Los grandes depósitos en configuraciones intracratónicas son combinaciones típicas de halita y sulfatos. Las evaporitas potásicas, por otra parte, se formaron en cuencas endorreicas al igual que sus homólogas del Cuaternario, pero con una notable diferencia en cuanto a magnitud, siendo las últimas una representación a pequeña escala de las primeras (Warren, 2009). Las cuencas más importantes para la formación de estructuras salinas son aquellas que tienen un contenido importante de halita.

Las cuencas evaporíticas pueden ser clasificadas por su configuración tectónica en (Warren, 2009):

1. Convergentes (cuencas de colisión).
2. Divergentes (cuencas de rift; pre-rift, syn-rift y post-rift).
3. Intracratónicas.

Los depósitos de sal más abundantes se encuentran principalmente en cuencas de rift a lo largo de márgenes pasivos. La mayoría se han formado durante el periodo temprano de post-rift, tal como las cuencas costa afuera de Brasil y el oeste de África; algunas

otras se formaron durante el rifting como las de México y las del norte del Océano Atlántico; y unas cuantas pueden ser anteriores al periodo principal de rifting, por ejemplo, el Mar del Norte, donde la sal del Pérmico es más antigua que el rifting del Triásico y Jurásico (Smith, 2008).

Las cuencas salinas pueden también formarse en cualquier cuenca intercratónica restringida. Algunos ejemplos incluyen la cuenca del Amazonas en Brasil y cuencas foreland como la cuenca Paradox al oeste de Estados Unidos. Otras cuencas se caracterizan por entradas estrechas que se cierran con el pasar de largos periodos de tiempo geológico, tal es el caso del Mar Rojo, el Mediterráneo y la cuenca del Mar Caspio.

Las cuencas de rift se forman típicamente durante la extensión de la corteza terrestre con basamentos de distintas arquitecturas compuestos de “grabens” y “medios grabens”. La depositación de la sal puede estar restringida a medios grabens individuales o depositada regionalmente dependiendo de la geometría del rift, la tasa de sedimentación y el tiempo de formación de evaporitas (Smith, 2008).

Las cuencas salinas pueden ser clasificadas además, por el tipo de deformación que presentan las capas de sal en (Halbouty, 1979):

1. Las que contienen sal depositada en capas, cuya deformación se debe principalmente al halotectonismo (fuerzas tectónicas compresivas); y
2. Las que contienen estructuras salinas, las cuales son el resultado de la halocinesis (movimiento salino autónomo e isostático).

Las cuencas salinas más importantes del mundo (por ejemplo, algunas regiones del Golfo de México, el mar Mediterráneo, el noroeste de Alemania, el oeste de África) no son simples depósitos salinos posicionados aleatoriamente, sino que reflejan mayores elementos de topografía negativa los cuales están probablemente relacionados a la reactivación del basamento. Los márgenes continentales actuales que incluyen muchas de las cuencas salinas y los cinturones orogénicos que las limitan, están ubicados a lo largo de zonas ancestrales de orogénesis (Halbouty, 1979).

Lo anterior explica por qué las cuencas salinas de costas separadas (por ejemplo, las cuencas de la costa este de Brasil y aquellas al oeste de África) no deben ser consideradas como elementos aislados sino como segmentos de cuencas marinas mucho más grandes (Beasley et al., 2010). Algunos ejemplos de las cuencas salinas más importantes del mundo se mencionan en la Tabla 1.2.

EDAD DE LA SAL	REGIÓN	CUENCA O PROVINCIA	HALOTECTONISMO	HALOCINESIS
Cretácico	Gabon	Gabon		X
	Brasil	Santos	X	
Jurásico	Senegal	Senegal-Mauritania		X
Triásico-Jurásico	México	Veracruz		X
		Tabasco-Campeche		X
	EUA	Costa del Golfo		X
Pérmico	Brasil	Manaos	X	
	Mar del Norte	Zechstein		X
Cámbrico	Iran, Golfo Pérsico	Golfo Pérsico		x

Tabla 1.2 Algunos ejemplos de las cuencas salinas más importantes del mundo, indicando el tipo de cuenca según la disposición de los evaporitas (halotectonismo, capas de sal; halocinesis, estructuras salinas), (Modificada de Halbouty, 1979).

1.4 Aplicación del análisis de cuencas para la evaluación del potencial petrolero

El completo entendimiento de la distribución y evolución de facies y secuencias deposicionales en una cuenca sedimentaria nos permite hacer predicciones realistas acerca de la existencia de rocas generadoras, almacenadoras y sello. El desarrollo estructural asociado a cada cuenca, es el principal responsable de la formación de trampas para la acumulación de hidrocarburos y por ello podemos decir que el análisis de cuencas es la base para la evaluación del potencial petrolero de cualquier área. Este tipo de evaluaciones son las que guían los programas de exploración de la industria petrolera (Allen y Allen, 2005).

Después de haber realizado un análisis detallado, se pueden determinar los eventos tectónicos y deposicionales presentes en la historia geológica de cada cuenca. De estos

eventos depende que ocurra o no la presencia de hidrocarburos. En el caso de las cuencas complejas, la presencia de hidrocarburos está asociada a la combinación de los diferentes ciclos geológicos que les han dado origen.

Una vez clasificadas, es posible identificar el ciclo o ciclos productivos presentes en la historia geológica de cada cuenca. Las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas para cada uno de estos ciclos pueden ser contabilizadas, y a partir de esto, se pueden evaluar los diferentes tipos de ciclos. Los ciclos productivos en la cuencas exploradas, se pueden comparar con ciclos y eventos tectónicos en áreas no exploradas para evaluar su potencial petrolero (Kingston et al., 1983 b).

Una correcta identificación y una acertada interpretación de los procesos tectónicos, térmicos y deposicionales fundamentales para la formación de una cuenca, son el primer paso para la construcción de modelos geológicos que sustenten la evaluación del potencial petrolero.

1.4.1 Un sistema experto para la clasificación y evaluación del potencial petrolero en cuencas sedimentarias

Un ejemplo práctico de la aplicación del análisis de cuencas en la evaluación del potencial petrolero, es el desarrollo de un “sistema experto” cuyo principal objetivo es la evaluación de reservas no descubiertas en cuencas de todo el mundo, basándose en el modelo de clasificación de cuencas propuesto por H. D. Klemme (St. John et al., 1984); el cual se enfoca principalmente en el marco geológico regional y la configuración tectónica relacionada con la presencia de hidrocarburos (Miller, 1987).

Un sistema experto es básicamente un programa de computadora que incorpora el conocimiento de uno o más especialistas en un área de estudio en particular y lo pone a disposición de los usuarios del sistema para que puedan formular conclusiones útiles sobre algún tema. Estos sistemas se caracterizan por un fuerte enfoque en el conocimiento y la forma de adquirirlo. La adquisición de conocimiento y su representación como un modelo, transfieren la habilidad de solución de problemas del

especialista a un programa de computadora mediante una serie de reglas lógicas. Las fuentes principales de conocimiento para los sistemas expertos incluyen personas expertas, libros de texto y bases de datos entre otras (Buchanan et al., 1983).

El sistema experto desarrollado por Miller (1987), está diseñado esencialmente para evaluar la presencia y cantidad de acumulaciones de hidrocarburos dentro de una cuenca sedimentaria específica. Su principal objetivo es la construcción de una secuencia completa de modelos geológicos que puedan ser usados como una evaluación preliminar encaminada a un análisis más detallado para la evaluación del potencial petrolero de la cuenca en estudio.

Los componentes críticos o reglas para los modelos de cuencas usados en este sistema relacionan observaciones geológicas o evidencias de las hipótesis, y están representados por diagramas lógicos conocidos como redes de inferencia. Estas redes ilustran la aplicación de la lógica en la inferencia de la probabilidad de ocurrencia de un tipo particular de cuenca, basándose en la presencia o ausencia de un grupo combinado de atributos geológicos.

En la preparación de estos modelos, la estructura general de las redes de inferencia se construye de la siguiente manera (Miller, 1987):

1. Establecer la naturaleza de la corteza en la cual se encuentra la cuenca (oceánica o continental).
2. Determinar la ubicación tectónica relativa al movimiento de placas involucrado en la formación de la cuenca (divergente, convergente o transforme).
3. Determinar la ubicación geográfica de la cuenca (cratón interior en Norte América, margen del Océano Atlántico, etc.).
4. Describir la evolución estructural de la cuenca identificando las características tectónicas que la formaron o modificaron (movimientos estructurales, tipos de fallas, etc.).

5. Describir la evolución estratigráfica de la cuenca caracterizando los ciclos deposicionales relativos a los periodos tectónicos. Estos ciclos pueden variar de simples, cuencas de un solo ciclo; a complejos, cuencas multiciclos.

Estos modelos documentan información de la primera fase de interpretaciones geológicas basadas en el análisis de cuencas, a través de los pasos críticos de selección de los métodos de evaluación, hasta la evaluación cuantitativa final de las reservas no descubiertas dentro de una cuenca, las cuales se expresan como distribuciones de probabilidad (Miller et al., 1975; Miller, 1979, 1986).

1.4.2 Sistema petrolero

La unidad básica para la evaluación del potencial petrolero es el play; sin embargo, el concepto de “sistema petrolero” es de gran utilidad para la organización de las investigaciones relacionadas con la geología del petróleo. El sistema petrolero abarca desde el estudio de las rocas generadoras maduras (rocas fuente o rocas madre) hasta las trampas geológicas, que pueden ser cargadas por las rocas fuente para dar origen a las acumulaciones de hidrocarburos; incluyendo las rutas de migración de los mismos, las rocas que forman el yacimiento y las rocas sello que impiden el desplazamiento tanto del aceite como del gas. Un proceso de evaluación basado en este concepto, refleja también los procesos geológicos de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos (Allen y Allen, 2005).

A pesar de ser un concepto propuesto desde hace varias décadas, sigue vigente, por lo que se utiliza ampliamente en la actualidad debido a que facilita el modelado de cuencas sedimentarias como un medio para predecir la ubicación y la cantidad de petróleo que se pudo haber generado en una cuenca determinada. Esto puede ser de gran utilidad en provincias poco exploradas (Selley, 1998).

El sistema petrolero relaciona la historia sedimentaria y estructural de una cuenca con sus características petroleras, a saber: riqueza, volumen y madurez de las rocas

generadoras; ubicando a estas últimas como el elemento de mayor importancia para la formación de un play (Allen y Allen, 2005).

1.4.2.1 Historia y definición

El trabajo original que dio vida a este concepto, fue llevado a cabo en la cuenca Williston en Estados Unidos (Dow and Momper, 1972). Conceptos similares fueron desarrollados posteriormente por Demaison (1984), quien utilizó el nombre de cuenca generadora; Meissner et al. (1984), bajo el nombre de máquina de hidrocarburos; y Ulmishek (1986), con su sistema petrolífero independiente (Allen y Allen, 2005).

Para tener una definición más formal del sistema petrolero, se considera la propuesta por Magoon y Dow (1994): “Un “sistema petrolero” es un sistema geológico que engloba el estudio de las rocas generadoras activas y todo el aceite y gas relacionados, e incluye todos elementos y procesos geológicos que son esenciales para que pueda existir una acumulación de hidrocarburos”.

1.4.2.2 Características

El sistema petrolero describe los elementos y procesos interdependientes que forman la unidad funcional que da origen a las acumulaciones de hidrocarburos. Los elementos esenciales son las rocas generadoras, rocas almacenadoras, rocas sello, y rocas de sobrecarga; y los procesos incluyen la formación de las trampas y los procesos de generación, migración y acumulación tanto de petróleo como de gas. La sincronía en tiempo y espacio de estos elementos y procesos geológicos es esencial para que la materia orgánica contenida en la roca generadora pueda ser convertida en acumulaciones, grandes o pequeñas, de hidrocarburos y preservada durante algún periodo de tiempo geológico. Un sistema petrolero existe en donde sea que ocurran estos elementos y procesos esenciales (Magoon y Dow, 1994).

El sistema petrolero puede ser definido en términos de su extensión estratigráfica, geológica y temporal; dentro de la extensión temporal podemos encontrar el momento crítico, que es factor de igual importancia para definir al sistema.

El momento crítico es el punto en el tiempo que mejor muestra los procesos de generación, migración y acumulación de la mayoría de los hidrocarburos en el sistema. Usualmente, esta cadena de procesos ocurre en periodos cortos de tiempo geológico (Magoon y Dow, 1994). El registro histórico de sepultamiento (burial history chart) muestra el momento en que se alcanza el momento crítico, así como también el punto en el cual la materia orgánica de la roca generadora entra en la ventana de generación.

La extensión geográfica del sistema petrolero al momento crítico está definida por una línea que circunscribe la acumulación de rocas generadoras activas e incluye las manifestaciones, filtraciones y acumulaciones de hidrocarburos descubiertas que se originaron de esas rocas madre.

La extensión estratigráfica del sistema incluye los siguientes elementos dentro de la extensión geográfica: roca generadora, roca almacenadora, roca sello y roca de sobrecarga. Las funciones de los primeros tres elementos ya fueron definidas anteriormente; la función del tercer elemento es proporcionar la carga necesaria para que la roca generadora alcance la temperatura adecuada para su madurez, además de esto, tiene un impacto considerable sobre la geometría de las rutas de migración y la trampa.

Las extensiones geográfica, estratigráfica y temporal complementadas con una carta de eventos del sistema, que muestra la relación temporal de los elementos y procesos esenciales, el tiempo de preservación y el momento crítico; definen de manera específica a cada sistema petrolero (Magoon y Dow, 1994).

En un sistema petrolero se pueden identificar tres niveles de certidumbre, estos niveles indican la certeza que se tiene de que una roca generadora haya producido los hidrocarburos presentes en alguna acumulación específica. Los niveles de certidumbre son: (1) conocido, si los hidrocarburos pueden ser fielmente relacionados con la roca fuente mediante correlaciones geoquímicas aceite-fuente o gas-fuente; (2) hipotético, si

la evidencia geoquímica indica una acumulación de roca fuente pero no se ha desarrollado una correlación firme para asociarla con los hidrocarburos presentes; y (3) especulativo, si se basa únicamente en evidencia geológica o geofísica para relacionar estos elementos (Allen y Allen, 2005). Al final del nombre del sistema petrolero, el nivel de certidumbre se indica con los símbolos (!) para conocido; (.) para hipotético; y (?) para especulativo.

El nombre del sistema incluye la roca fuente; seguida por el nombre de la roca almacenadora de mayor tamaño, es decir, la que contiene el mayor porcentaje de hidrocarburos provenientes de la roca generadora; y el símbolo que expresa el nivel de certidumbre.

Demaison y Huizinga (1994) desarrollaron una clasificación de los sistemas petroleros con el propósito de facilitar la predicción de las cantidades y la ubicación de hidrocarburos dentro de las cuencas sedimentarias. Esta clasificación se basa en el origen de cada sistema y fue desarrollada de acuerdo con tres parámetros clave que se pueden deducir a partir del análisis de cuencas y de datos geoquímicos (Allen y Allen, 2005): factor de carga, estilo de migración (vertical o lateral) y tipo de entrapamiento.

El factor de carga de hidrocarburos refleja la riqueza (en cuanto a materia orgánica) y el volumen de las rocas fuente dentro de la cuenca y es por lo tanto una guía para el cálculo del potencial de carga de gas y/o aceite del sistema. El índice de potencial de carga (SPI, por sus siglas en inglés) combina la riqueza de la roca generadora con su espesor en un solo parámetro que se relaciona de manera positiva con descubrimientos de hidrocarburos. De acuerdo con este parámetro, los sistemas pueden ser categorizados en supercargados, normalmente cargados y bajocargados.

El estilo de migración es un reflejo de la estructura y estratigrafía de la cuenca. Puede ser predominantemente vertical o lateral. Cuando es vertical, la migración es asistida por fallas y fracturas que penetran los sellos regionales o por rutas de migración interconectadas verticalmente a lo largo de grandes distancias. Este tipo es común en cuencas de rift y cinturones plegados altamente fracturados. En sistemas supercargados con migración vertical, pueden ocurrir numerosas manifestaciones

superficiales. El caso de la migración lateral predomina en cuencas con sellos regionales extensos con configuraciones tectónicas estables, como en el caso de algunas cuencas foreland.

El tipo de entrapamiento muestra el grado en que los hidrocarburos se dispersan durante su migración de la roca generadora a la trampa. Durante este proceso de migración, si no intervienen mecanismos de entrapamiento, los hidrocarburos llegarán a la superficie terrestre y se perderán o serán degradados. La resistencia a la dispersión de los hidrocarburos se conoce como impedancia y está en función de la complejidad estructural y estratigráfica de las cuencas. Un entrapamiento de baja impedancia indica una tendencia al flujo eficiente de los hidrocarburos a lo largo de rutas de migración mayores con poca resistencia o dispersión. Por otro lado, en un entrapamiento de alta impedancia, se presenta la dispersión de los hidrocarburos, debida a la complejidad estratigráfica y deformación estructural, en numerosas rutas y sitios de entrapamiento.

1.4.2.3 Tipos de trampas

Una trampa representa la ubicación subsuperficial en donde se encuentra un obstáculo para la migración de los hidrocarburos hacia la superficie, el cual provoca una concentración local de los mismos. Se puede definir de manera más formal como “cualquier arreglo geométrico de rocas, independientemente de su origen, que permite una acumulación significativa de aceite o gas, o ambos, debajo de la superficie” (Biddle, 1994). Las exploraciones dentro de la industria petrolera están enfocadas principalmente en el reconocimiento de estos sitios de acumulación de petróleo (Allen y Allen, 2005), que pueden ser de origen estructural, estratigráfico, hidrodinámico y mixto; cuyas características generales se explican a continuación:

- Trampas estructurales. Son aquellas causadas por procesos tectónicos, diapíricos, gravitacionales y de compactación. En este tipo de trampas se encuentra la mayoría de las reservas de hidrocarburos descubiertas a nivel mundial. El desarrollo de la mayoría

de las trampas estructurales se puede entender en términos de los mecanismos de formación de las cuencas y el registro histórico de sepultamiento de los sedimentos.

- Trampas estratigráficas. Están relacionadas con las características principales de las secuencias sedimentarias y con los subsecuentes efectos diagenéticos y no requieren deformación estructural como fallas o pliegues. Grandes volúmenes de hidrocarburos no descubiertos pueden encontrarse en este tipo de trampas, y su descubrimiento requiere de una vasta experiencia geológica.
- Trampas hidrodinámicas. Son aquellas formadas por el movimiento de fluidos intersticiales a través de las cuencas. Aunque tienden a ser poco comunes, los efectos hidrodinámicos tienen gran impacto en algunas cuencas foreland.
- Trampas mixtas. Es cuando se presentan combinaciones de los diferentes tipos de trampas antes descritas (Bjorlykke, 2010).

A pesar de que el estudio de las trampas geológicas es de vital importancia para cualquier programa de evaluación, no debemos olvidar que no basta la presencia de una trampa para la existencia de un sistema petrolero. La sincronía entre el desarrollo de las trampas y los demás elementos del sistema también debe ser considerada. De tal manera que, el entendimiento de la historia de desarrollo de las trampas, junto con las historias térmicas y de sepultamiento de las cuencas, es esencial para la evaluación del potencial petrolero.

1.4.3 Definición de play

Un play puede ser inicialmente definido como un modelo de los factores geológicos que se deben combinar para producir acumulaciones de hidrocarburos en un nivel estratigráfico específico dentro de una cuenca sedimentaria (Allen y Allen, 2005). Estos factores son:

1. Yacimiento (roca almacenadora), capaz de almacenar hidrocarburos y cederlos, una vez que se perfora uno o varios pozos a través de él; deben producir

volúmenes considerables para que pueda ser considerado comercialmente explotable.

2. Sistema de carga. Incluye la roca fuente térmicamente madura con capacidad de expulsar los fluidos petroleros hacia las rutas de migración constituidas por capas porosas y permeables que transportan los hidrocarburos hacia las zonas de acumulación.
3. Sello regional. Impide la migración de los fluidos, conteniéndolos a un nivel estratigráfico determinado dentro del yacimiento.
4. Trampas geológicas. Concentran el petróleo en lugares específicos, lo que permite la explotación comercial.
5. Sincronía, en tiempo y espacio de los cuatro factores anteriores de manera que, por ejemplo, las trampas se encuentran disponibles en el momento de la carga de hidrocarburos.

De este modo, un play puede además ser definido como una familia de prospectos petroleros sin perforar y acumulaciones de hidrocarburos descubiertas que se interpreta que tienen en común un mismo tipo de roca almacenadora, un sello regional y un sistema de carga.

La zona geográfica sobre la que se interpreta que se extiende el play es llamada "fairway". La extensión del fairway se determina inicialmente por los límites de depositación o erosión de las rocas que forman el yacimiento, pero también puede ser limitada por la ausencia de cualquiera de los factores antes mencionados.

Un play puede considerarse probado si se conocen acumulaciones de petróleo como resultado de la operación de los factores geológicos que definen el play. Se debe saber con certeza que estos requisitos geológicos están presentes en la zona de investigación, y puede decirse entonces que el play está "funcionando". Por otro lado, los plays no probados son en los que se tiene una cierta duda en cuanto a si realmente se combinaron los factores geológicos para producir una acumulación de hidrocarburos. Uno de los objetivos de la evaluación de plays es estimar su probabilidad de funcionamiento; esto se conoce como "oportunidad de play" (Allen y Allen, 2005).

Otro concepto que se debe considerar es el de prospecto, el cual describe la existencia de una trampa geológica que puede ser evaluada para comprobar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos. Un play está conformado por uno o varios prospectos relacionados entre sí con respecto a su origen. Estos conceptos quedarán más claros si se entiende que ambos forman parte de diferentes niveles de investigación dentro de la exploración petrolera.

“Un play subsalino es un tipo de play en el cual los prospectos se encuentran debajo de capas de sal” (León, 2014). Estos pueden presentarse de dos maneras; los plays que se encuentran debajo de cuerpos de sal alóctonos, se les denomina propiamente plays subsalinos y aquellos que se encuentran debajo de las capas autóctonas se les conoce como plays presalinos. Los plays subsalinos se encuentran en formaciones más jóvenes que la sal que los suprayace, esta configuración es generada por la deformación y desplazamiento de la sal. De modo contrario, los plays presalinos se encuentran en formaciones de mayor edad que la capa superior de sal. La Figura 1.3 ilustra claramente estos conceptos.

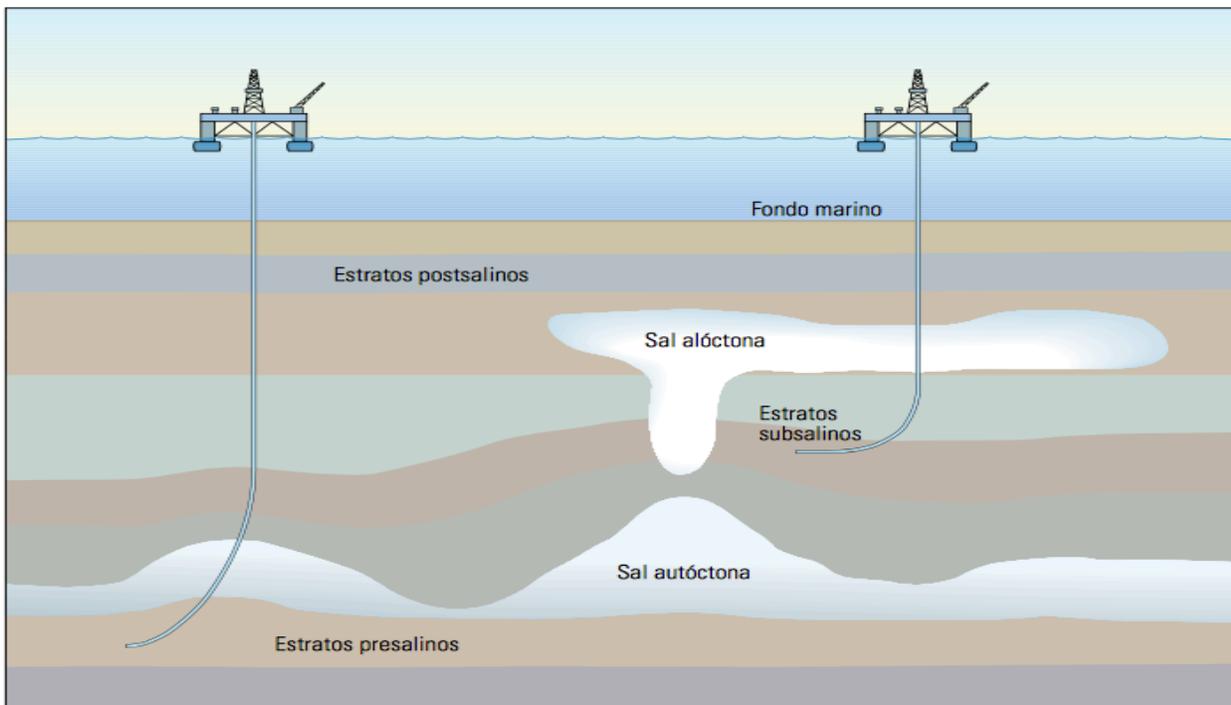


Figura 1.3 Estratos subsalinos y presalinos. Las estructuras de sal alóctona se forman a partir de las capas de sal autóctona de gran espesor. Ambos tipos de sal pueden formar trampas para los hidrocarburos en migración (Tomada de Beasley et al., 2010).

1.4.3.1 Niveles de investigación

Dentro de la industria petrolera, más específicamente en el área de exploración, la investigación se divide en cuatro diferentes niveles que son necesarios para un mejor entendimiento de la formación y ocurrencia de los hidrocarburos (Magoon y Dow, 1994). Estos niveles son: cuencas sedimentarias, sistemas petroleros, plays y prospectos; y son vistos como niveles separados de investigación debido a que cada uno se enfoca en ciertas características para alcanzar objetivos particulares. Por ejemplo, el estudio de cuencas sedimentarias describe la secuencia estratigráfica y la estructura de las rocas sedimentarias. Mientras que los estudios de sistemas petroleros describen la relación entre las rocas generadoras y los hidrocarburos resultantes de éstas.

Por otro lado, las investigaciones sobre plays describen una serie de trampas que prevalecen hoy en día para definir si contienen hidrocarburos en cantidades recuperables económicamente; y los prospectos se enfocan en una trampa en particular para definir si puede ser explotada de forma rentable con la tecnología disponible.

Los aspectos históricos también son importantes para diferenciar cada nivel de investigación. Las investigaciones de cuencas sedimentarias y sistemas petroleros están relacionadas con el tiempo en el que ocurren los procesos geológicos, es decir, cuando los sedimentos se depositan y cuando los hidrocarburos migran hacia las trampas. Por el contrario, un factor importante en la investigación de un play o prospecto es su existencia actual.

Con base en esta breve descripción de los diferentes niveles, podemos observar que las consideraciones económicas son de suma importancia en el estudio de plays y prospectos. Si no se encuentran acumulaciones de hidrocarburos económicamente recuperables, es decir, si las condiciones económicas son adversas, los plays y prospectos simplemente no existen.

En contraste con lo anterior, en las investigaciones de cuencas y sistemas petroleros las consideraciones económicas no tienen importancia porque estos fenómenos existen debido únicamente a procesos naturales. Por ejemplo, una cuenca sedimentaria existe

en una región de subsidencia en la cual se han depositado sedimentos, sin importar si se puede o no obtener un beneficio económico de ésta.

Para dejar más clara la diferencia entre estos conceptos, se puede decir que un sistema petrolero existe si se encuentran hidrocarburos, sin importar que sean cantidades mínimas; no así un play petrolero que requiere de la presencia de cantidades económicamente recuperables.

Además de las diferencias ya mencionadas, es importante agregar que conforme las investigaciones avanzan de nivel, el costo por unidad de área en estudio incrementa. Esto resulta obvio si consideramos que, por ejemplo, la investigación sobre cuencas sedimentarias requiere de relativamente poca información y pocos o ningún pozo exploratorio; en cambio, para la evaluación de un prospecto, se requiere de grandes cantidades de información además de la perforación de una cantidad considerable de pozos exploratorios que constituye un alto porcentaje del costo total de la investigación (Magoon y Dow, 1994).

1.4.4 Importancia económico-petrolera de las cuencas evaporíticas

Muchas de las cuencas más prolíficas productoras de gas y/o aceite del mundo se caracterizan por presentar deformación salina. Éstas incluyen la cuenca del Golfo de México, las cuencas costa afuera de Brasil y el oeste de África, el Mar del Norte, el Golfo de Suez, el Mar Rojo, el Golfo Pérsico, las Montañas Zagros de Irán e Irak y la región norte del Mar Caspio. La deformación salina no sólo define muchas de las trampas de estas provincias, sino que también influye en otros aspectos del sistema petrolero (Smith, 2008).

La historia de deformación de la sal juega un papel importante en la distribución espacial y temporal de los yacimientos y en los procesos de generación, migración y entrapamiento de los hidrocarburos. La geometría cambiante de la sal provee tanto las rutas de migración como el sello para entrapar los hidrocarburos en migración (Smith, 2008).

Un ejemplo de los efectos de la sal son los plays en las cuencas Santos y Campos en Brasil. La roca generadora es la misma para ambas cuencas y yace debajo de la capa de sal. Cierta cantidad de aceite de la Cuenca Campos se filtró a través de fracturas dentro y a los costados de las estructuras salinas y formó yacimientos post-salinos. En el caso de la Cuenca Santos, la sal actuó como barrera, manteniendo el aceite dentro de yacimientos pre-salinos. Las propiedades térmicas y elásticas de la sal también son factor importante para preservar los hidrocarburos líquidos en los profundos yacimientos pre-salinos.

Mientras que las capas de sal tienen poco efecto sobre la depositación de los sedimentos pre-salinos, la naturaleza elástica de este mineral puede preservar la porosidad actuando como una “matriz”, impidiendo que la presión de sobrecarga sea transmitida a las capas subyacentes (Smith, 2008).

Por otra parte, la deformación salina puede afectar fuertemente la depositación de los sedimentos post-salinos. Del mismo modo que la sedimentación puede controlar el flujo de sal en muchas formas, la deformación de las capas de sal influye en la geometría y distribución de los sedimentos. Los crecientes cuerpos de sal junto con el adelgazamiento de la capa autóctona en algunas zonas de la cuenca, forman batimetrías que controlan las rutas de transporte de los sedimentos y la ubicación de depocentros (Smith, 2008).

A través de la historia, se han hecho descubrimientos importantes de yacimientos petroleros asociados con este tipo de cuencas. En 1901, por ejemplo, se perforó en Texas el pozo “Lucas Gusher” en el campo Spindletop asociado a una estructura salina con el mismo nombre. Este campo se convirtió en el primer productor en la costa estadounidense del Golfo de México. En el primer año de desarrollo se produjeron 3.5 mmb, llevando a Estados Unidos al primer lugar en la lista de países productores (Halbouty, 1979).

Aunque el campo anterior no se encuentra por debajo de la sal, su relación con este tipo de estructuras, impulsó la exploración petrolera en cuencas salinas en el Golfo de México. En 1997, las reservas subsalinas potenciales, considerando aprroximadamente

25 campos significativos, ubicados principalmente en la Plataforma Continental de la porción norte del Golfo, habían sido estimadas en 1,200 mmb y 435,000 millones de metros cubicos de gas (Dribus et al., 2008). Para 2009, el estimado de reservas de plays subsalinos en esta región se estimó entre 7 y 18 mmmbpce (Moore, 2009).

Más recientemente, en el año 2000, fue descubierto el campo subsalino Kashagan en la porción norte del Mar Caspio. Sus reservas recuperables se estiman en 13,000 mmb, siendo el mayor campo descubierto en las últimas cuatro décadas. De 2000 a 2009 se han descubierto más de 25 campos subsalinos en las principales cuencas de la costa de Brasil, con un estimado de reservas recuperables de entre 15 y 50 mmmbpce (Moore, 2009). Como estos, se pueden citar muchos ejemplos. La Figura 1.4, muestra un mapa con diversas áreas con objetivos exploratorios subsalinos.



Figura 1.4 Se muestran diversas áreas con objetivos subsalinos potenciales (blanco). El crecimiento inicial de actividad en aguas profundas ha tenido lugar en el llamado triángulo de oro del Golfo de México, Brasil y África occidental (Tomada de Aburto et al., 2008).

CAPÍTULO 2. EVAPORITAS Y ESTRUCTURAS GEOLÓGICAS ASOCIADAS

2.1 Evaporitas

Las evaporitas son rocas que se forman de minerales que se han cristalizado mediante la evaporación del agua salada. Esto puede ocurrir de muchas maneras (Bjorlykke, 2010):

1. Evaporación del agua de mar en cuencas marinas parcial o totalmente divididas (cuencas cerradas).
2. En lagos que no tienen salida o está fuertemente restringida y presentan altas tasas de evaporación.
3. Mediante la evaporación de lluvias estacionales las cuales se acumulan en depresiones topográficas sin salida (lagos secos, playas).
4. En zonas árticas, la sublimación del hielo y el congelamiento del agua dan lugar a la sobresaturación del agua de mar, lo cual propicia que los minerales evaporíticos tales como el yeso, puedan precipitarse.
5. Mediante la solución y precipitación de sales de depósitos evaporíticos preexistentes.

La evaporación es el principal factor que influye en la formación de evaporitas, por lo tanto, su ocurrencia es un fiel indicador de las altas temperaturas, teniendo lugar, la mayoría de estos depósitos, en zonas cercanas al ecuador (Bjorlykke, 2010). Las evaporitas comprenden un vasto número de sales minerales que son demasiado solubles para precipitarse en ambientes marinos o continentales normales. Las más importantes son:

- Cloruros
- Sulfatos

- Carbonatos alcalinos
- Carbonatos de calcio y magnesio
- Boratos
- Nitratos
- Depósitos de Sílice
- Depósitos de hierro

Estas sales se presentan originalmente en capas estratificadas en secuencias de rocas sedimentarias. Son en sí evaporitas de origen marino o lagunar, formadas en un medio de aridez extrema, donde la evaporación es mayor que la aportación de agua a la cuenca, incrementando así la concentración salina y a dando lugar a la precipitación de las sales disueltas en el agua. Por ejemplo, la cristalización de la halita (NaCl) requiere que la concentración del agua de mar por evaporación haya aumentado 11 veces, lo que da idea del ambiente desértico que se requiere para su precipitación. Por lo general el mar (o cuerpo de agua) que tiene estas condiciones debe ser también de poca profundidad, para que el área de evaporación sea grande en comparación con el tirante de agua (Benavides, 1983).

Warren (2006) define a las evaporitas como rocas de sal, la cual fue precipitada originalmente a partir de salmuera saturada superficial o subsuperficial por procesos hidrológicos controlados por la evaporación solar; el autor antes citado presenta una lista bastante amplia de los minerales evaporíticos más comunes (Tabla 2.1).

La mineralogía y el orden de precipitación en una salmuera concentrada, están controlados por la composición iónica del agua madre. Todas las evaporitas son sales iónicas cuyos iones principales son Na, Ca, Mg, K, Cl, SO₄ y CO₃ en diferentes proporciones; además de otros componentes iónicos menos comunes tales como B, Ba, Sr, Br, Li e I (Hardie y Eugster, 1970). Los depósitos de estas sales pueden ser clasificados de acuerdo con el origen de la salmuera madre, el cual a su vez puede ser determinado por la estructura iónica de la misma; pueden ser marinos, no marinos o una mezcla de los dos tipos de salmuera, pueden presentar además entradas de diferentes tipos: agua de lluvia circulada profundamente, aguas de cuenca e hidrotermales.

Mineral	Formula	Mineral	Formula
Anhydrite	CaSO ₄	Leonhardtite	MgSO ₄ ·4H ₂ O
Antarcticite	CaCl ₂ ·6H ₂ O	Leonite	MgSO ₄ ·K ₂ SO ₄ ·4H ₂ O
Aphthitalite (glaserite)	K ₂ SO ₄ ·(Na,K)SO ₄	Loewite	2MgSO ₄ ·2Na ₂ SO ₄ ·5H ₂ O
Aragonite **	CaCO ₃	Mg-calcite **	(Mg _x Ca _{1-x})CO ₃
Bassanite	CaSO ₄ ·1/2H ₂ O	Magnesite**	MgCO ₃
Bischofite	MgCl ₂ ·6H ₂ O	Meyerhoffite	Ca ₂ B ₆ O ₁₁ ·7H ₂ O
Bloedite (astrakanite)	Na ₂ SO ₄ ·MgSO ₄ ·4H ₂ O	Mirabilite	Na ₂ SO ₄ ·10H ₂ O
Borax (tincal)	Na ₂ B ₄ O ₇ ·10H ₂ O	Nahcolite	NaHCO ₃
Boracite	Mg ₃ B ₃ O ₁₁ ·Cl	Natron	Na ₂ CO ₃ ·10H ₂ O
Burkeite	Na ₂ CO ₃ ·2Na ₂ SO ₄	Nitratite (soda nitre)	NaNO ₃
Calcite**	CaCO ₃	Nitre (salt petre)	KNO ₃
Camallite	MgCl ₂ ·KCl·6H ₂ O	Pentahydrate	MgSO ₄ ·5H ₂ O
Colemanite	Ca ₂ B ₆ O ₁₁ ·5H ₂ O	Pirssonite	CaCO ₃ ·Na ₂ CO ₃ ·2H ₂ O
Darapskite	NaSO ₄ ·NaNO ₃ ·H ₂ O	Polyhalite	2CaSO ₄ ·MgSO ₄ ·K ₂ SO ₄ ·H ₂ O
Dolomite**	Ca _(1-x) Mg _(1-x) (CO ₃) ₂	Proberite	NaCaB ₃ O ₆ ·5H ₂ O
Epsomite	MgSO ₄ ·7H ₂ O	Priceite (pandernite)	CaB ₄ O ₁₀ ·7H ₂ O
Ferronatrite	3NaSO ₄ ·Fe ₂ (SO ₄) ₃ ·6H ₂ O	Rinneite	FeCl ₂ ·NaCl·3KCl
Gaylussite	CaCO ₃ ·Na ₂ CO ₃ ·5H ₂ O	Sanderite	MgSO ₄ ·2H ₂ O
Glauberite	CaSO ₄ ·Na ₂ SO ₄	Schoenite (picromenite)	MgSO ₄ ·K ₂ SO ₄ ·6H ₂ O
Gypsum	CaSO ₄ ·2H ₂ O	Shortite	2CaCO ₃ ·Na ₂ CO ₃
Halite	NaCl	Sylvite	KCl
Hanksite	9Na ₂ SO ₄ ·2Na ₂ CO ₃ ·KCl	Syngenite	CaSO ₄ ·K ₂ SO ₄ ·H ₂ O
Hexahydrate	MgSO ₄ ·6H ₂ O	Tachyhydrate	CaCl ₂ ·2MgCl ₂ ·12H ₂ O
Howlite	H ₂ Ca ₂ SiB ₃ O ₁₄	Themadite	Na ₂ SO ₄
Ikaite**	CaCO ₃ ·6H ₂ O	Thermonatrite	NaCO ₃ ·H ₂ O
Inyoite	Ca ₂ B ₆ O ₁₁ ·13H ₂ O	Tincalconite	Na ₂ B ₄ O ₇ ·5H ₂ O
Kainite	4MgSO ₄ ·4KCl·11H ₂ O	Trona	NaHCO ₃ ·Na ₂ CO ₃
Kernite	Na ₂ B ₄ O ₇ ·4H ₂ O	Tychite	2MgCO ₃ ·2NaCO ₃ ·Na ₂ SO ₄
Kieserite	MgSO ₄ ·H ₂ O	Ulexite	NaCaB ₃ O ₆ ·5H ₂ O
Langbeinite	2MgSO ₄ ·K ₂ SO ₄	Van'thoffite	MgSO ₄ ·3Na ₂ SO ₄

Tabla 2.1 Nombre y fórmula de los minerales evaporíticos más importantes (Tomada de Warren, 2006).

Mineralógicamente, las evaporitas más antiguas son combinaciones de 1) carbonatos alcalinotérreos, 2) yeso o anhidrita y 3) halita; pueden tener o no presencia de cloruros o sulfatos tales como la silvita, la carnalita, polihalita y epsomita. Estos grupos

mineralógicos constituyen más del 95% del volumen mundial de las evaporitas del Fanerozoico y Neoproterozoico, siendo la anhidrita (normalmente con un precursor de yeso) y la halita los dos minerales evaporíticos dominantes. Gran parte de los sedimentos evaporíticos restantes a nivel mundial, son combinaciones variadas de carbonatos, sulfatos y boratos de sodio (Warren, 2009).

2.1.1 Depositación salina

Los procesos que controlan la precipitación de las sales fueron establecidos por Usiglio (1849) mediante sus experimentos sobre la evaporación del agua de mar. Usiglio notó que el incremento de la concentración del agua de mar por arriba del equilibrio causa que los solutos se sedimenten y que las sales que se precipitan caen dentro de rangos estrechos y bien definidos de salinidad y densidad. También demostró que cuando el agua de mar se reduce a cerca de una quinta parte de su volumen, el sulfato de calcio (anhidrita) se precipita; una reducción adicional resulta en la precipitación de halita; y posteriormente la de del potasio y el magnesio.

De acuerdo a Pettijohn (1957), si se precipitara una columna de agua de mar de 300 m, los depósitos resultantes serían de 4.57 m de espesor y se compondrían de 0.12 m de sulfato de calcio, 3.54 m de halita, y 0.91 m de residuos (potasio y magnesio). Sin embargo, la presencia de gruesos depósitos de evaporitas ha llevado a los geólogos, desde hace mucho tiempo, a desarrollar teorías para explicar su origen. En 1888, Ochsenius desarrolló su clásica “teoría de barras” (Ochsenius, 1888), hipótesis para explicar estos depósitos de sal. La cual establece que la precipitación de grandes volúmenes de sal en la naturaleza requiere un ambiente donde, a través de largos periodos de tiempo geológico, la evaporación exceda la cantidad de lluvia (pluviosidad) y los escurrimientos superficiales, y donde exista una restricción a la circulación del agua. La “barra” de Ochsenius proveyó la barrera para restringir la circulación y evitar la mezcla de las salmueras saturadas con el agua de mar (con menos concentración salina).

Algunos ambientes paleogeográficos, tales como el Jurásico del Golfo de México, o el

Pérmico del suroeste de los Estados Unidos, fueron propicios para la acumulación de sal de varios miles de metros de espesor y decenas de miles de kilómetros cuadrados de extensión. Para poder alcanzar el espesor de sal indicado fue necesario que el fondo marino sobre el cual tuvo lugar la precipitación de sal se fuese hundiendo gradual y paulatinamente a medida que la sal se depositaba (Benavides, 1983).

Por otra parte, la cristalización de las salmueras es más compleja de lo que se cree. Es afectada por un buen número de variables incluyendo la concentración de la salmuera, la temperatura y la solubilidad de las sales disueltas. A su vez, estos factores son controlados, al menos en parte, por la arquitectura de la cuenca (profundidad del agua, batimetría de la cuenca y características geomorfológicas de los cuerpos de continente adyacentes). Aunque el orden de la precipitación en general concuerda con los experimentos de Usiglio (1849), existen muchas excepciones. Debido a estas excepciones, los geólogos han estudiado las secuencias evaporíticas en cuencas de todo el mundo y han presentado diferentes teorías para explicar el modo de depositación.

Las sales que se depositan lo hacen en el orden inverso a su grado de solubilidad. De este modo, primero se precipitan los carbonatos (calizas); después los sulfatos (yeso y anhidrita) y por último los cloruros, primero los de sodio y después los de potasio y de magnesio. El depósito de las sales cesa cuando cambian las condiciones del medio marino, por ejemplo, por hundimiento acelerado del fondo del mar y por modificaciones climáticas drásticas, con lo que, entonces, sobre la sal comenzarán a depositarse otros tipos de sedimentos, tales como arenas, arcillas, limos, otras calizas, etc. Estos nuevos depósitos marinos pueden alcanzar a su vez espesores considerables, de cientos o miles de metros.

2.1.2 Condiciones climáticas

Conforme el agua se evapora y los solutos se concentran, la tasa de evaporación se hace más lenta debido al incremento en la densidad y la tensión superficial de la salmuera. Sin embargo, es este mismo incremento en la densidad el que propicia que

una mayor proporción de rayos infrarrojos provenientes de la luz solar se refracten dentro del agua causando un incremento en la temperatura que puede alcanzar el rango de 35-55 °C (Schreiber y Tabakh, 2000). Adicionalmente, en el agua salina habitan bacterias halófilas (Colwell et al., 1979; Sammy, 1985) que le dan un color rosa o rojo; esto causa que su temperatura aumente de 3 a 6 °C por arriba de agua similar sin presencia de estas bacterias. Las altas temperaturas permiten que continúe la evaporación incluso en regiones de moderada humedad. Este proceso se acelera en zonas de baja presión atmosférica (grandes altitudes) o en áreas de fuertes vientos.

En regiones donde la humedad relativa está por arriba del 65%, incluso se puede formar halita aunque difícilmente se preserva (Kinsman, 1976). Cuando la humedad desciende por debajo del 65%, la halita se forma y puede preservarse. Para continuar la evaporación más allá de la halita, para formar y preservar precipitados de sales potásicas y de magnesio, se requiere una baja humedad relativa a lo largo del año (debajo de 35%).

Estas aguas salinas y sus sales resultantes son fuertemente higroscópicas y el cambio de humedad durante el día normalmente es suficiente para disolver la mayoría de sales de potasio y magnesio que se formen (siendo la carnalita, $MgCl_2 \cdot KCl \cdot 6H_2O$ y la silvita, KCl las más comunes). Por otra parte, la polihalita ($2CaSO_4 \cdot MgSO_4 \cdot K_2SO_4 \cdot 2H_2O$; Pierre, 1983), la cual es un mineral singenético, es más estable y no requiere condiciones tan estrictas de humedad para su formación y preservación.

Las condiciones lo suficientemente áridas para precipitar sales de potasio y magnesio son raras, ocurren ya sea a grandes altitudes y/o dentro de sombras orográficas en regiones áridas de muy altas temperaturas. Algunos estudios (Braitsch, 1964) sugieren que, para que se precipite la carnalita, la temperatura del agua debe ser considerablemente elevada, en el rango de 41-47 °C. Las máximas temperatura observadas en varios estudios modernos de ambientes de depósito caen incluso por arriba de este rango, como en las zonas supralitorales del Golfo Pérsico (Kinsman, 1969) y los lagos solares a lo largo del Golfo de Elat.

Los estudios geoquímicos han ayudado en gran medida en la definición del origen e

historia de las evaporitas. Estos estudios facilitan el entendimiento de la evolución química de las aguas a partir de las cuales se originan.

Como ya se mencionó, los minerales evaporíticos se pueden formar donde la tasa de evaporación del agua es mayor que el flujo de agua entrante, dejando un residuo de alta concentración mineral. Existen tres factores de control críticos en la formación y acumulación de minerales evaporíticos: contenido iónico inicial de la salmuera, temperatura y humedad relativa. Un lago de agua fresca o un cuerpo de agua marina pueden volverse intensamente salinos como resultado de la evaporación y la concentración de sales; sin embargo, el tiempo requerido para acumular un cierto volumen de evaporitas a partir de agua dulce es mucho mayor. Momenzadeh (1990) ha sugerido que las aguas provenientes de rifts hidrotermales pueden generar más cuerpos de agua propensos a la evaporación (modelo vulcanogénico) en comparación con las pequeñas entradas marinas; la mayoría de precipitados evaporíticos se originan en fuentes hidrotermales activas, como en los lagos de la zona este del Rift africano. Las mayores secuencias evaporíticas parecen estar formadas en ambientes acuosos, aunque depósitos masivos de este tipo existen en condiciones no marinas.

2.1.3 Sabkhas

En los últimos cuarenta años, los modelos de depósitos del Cuaternario han sido aplicados a la interpretación de las cuencas evaporíticas marinas antiguas sin reconocer la limitante temporal de esta comparación. La formación de los antiguos mega-depósitos requirió condiciones tales como las que se presentaron en el Jurásico del Golfo de México o el Pérmico del suroeste de Estados Unidos; es decir, grandes mares interiores, clima invernadero (greenhouse) y/o la proximidad entre continentes o extensas masas de Tierra. La depositación de evaporitas se ve favorecida por la proximidad entre continentes en los márgenes de las placas tectónicas debido a que, en condiciones áridas adecuadas, gran parte del cinturón colisionado o del incipiente rift puede quedar por debajo del nivel del mar, formando cuencas hidrográficamente aisladas ocasionalmente alimentadas por el mar mediante filtraciones o sobreflujos

marinos durante los periodos de marea alta (Warren, 2009). No obstante, las observaciones de la depositación en sabkhas modernos, muestra que tales ambientes pueden formar acumulaciones sustanciales de sedimentos evaporíticos, cubriendo extensas áreas en intervalos relativamente cortos de tiempo geológico (Schreiber y Tabakh, 2000).

En los últimos años, el concepto de sabkha ha sido utilizado para explicar la ocurrencia de antiguas evaporitas. Los sabkhas son ambientes desérticos supramareales en los márgenes ya sea de costa o de lagos interiores, generalmente en riberas regresivas, aunque también pueden presentarse sobre secuencias progradantes (Nutting, 1984). El término proviene del árabe y se usa para referirse a llanuras desérticas cuya superficie está cubierta por capas de sal. Kinsman (1969) los define como extensas llanuras de superficie salina que únicamente son inundadas ocasionalmente. El agua de los sabkhas de costa proviene principalmente del mar, mientras que en el caso de los sabkhas interiores, es de origen continental. Los minerales evaporíticos más comunes en estos ambientes son el yeso, la anhidrita y la halita, aunque el influjo de aguas continentales puede causar la depositación de otros minerales (Schreiber y Tabakh, 2000).

La acumulación de grandes espesores de sedimentos evaporíticos requiere además de una constante subsidencia del fondo de la cuenca o sabkha.

2.2 Estructuras salinas

Las estructuras geológicas que forman las evaporitas han llamado mucho la atención debido principalmente a que frecuentemente están asociadas con una gran variedad de trampas estratigráficas y estructurales de gran importancia para la industria petrolera.

La sal es un tipo de roca que se encuentra presente en muchas cuencas alrededor del mundo, por lo general formando estructuras diapíricas. El principal componente de dichas estructuras es la halita (NaCl). Aunque los depósitos de sal pueden contener grandes cantidades de otros minerales evaporíticos como yeso y anhidrita, la mayoría

de los estudios de las propiedades mecánicas y dinámicas de las evaporitas han demostrado que la halita es el mineral dominante (Gabrielsen et al., 2008).

Los depósitos de sal que aún se encuentran en su emplazamiento original son conocidos como sal autóctona. En adición, el mejoramiento de las técnicas de adquisición y proceso de la información sísmica en las últimas décadas, ha permitido identificar capas salinas fuera de su emplazamiento original. La sal tiene un comportamiento viscoso de fluido Newtoniano, es por esto que puede fluir a través de los estratos suprayacentes y formar grandes canopies de sal rodeados de sedimentos mucho más viejos en comparación con los que se encuentran en el mismo nivel estratigráfico que el nuevo cuerpo salino. Estos cuerpos de sal desplazados que no se encuentran en su emplazamiento original de depósito se llaman alóctonos (León, 2014).

Las estructuras salinas normalmente se ubican en las partes más profundas de las cuencas, las cuales a su vez están relacionadas con trampas petroleras. El crecimiento de estas estructuras contribuye al desarrollo de depocentros locales y las áreas aledañas a las mismas pueden acumular grandes volúmenes de rocas almacenadoras las cuales están asociadas con excelentes trampas tanto estructurales como estratigráficas. Del mismo modo, debido a la capacidad de la sal para fluir horizontalmente a profundidades someras y desarrollar toldos o canopies, pueden encontrarse objetivos petroleros subsalinos muy importantes (Gabrielsen et al., 2008).

2.2.1 Mecanismos de formación

La sal es mecánicamente una roca muy débil, así que, cuando se le aplica un esfuerzo puede fluir si se le da un conducto apropiado. Es también incapaz de soportar esfuerzos de corte, por lo tanto la sal no empuja los sedimentos, sino que fluye a través de los puntos más débiles entre ellos. Cuando la sal fluye, usualmente lo hace hacia la superficie, formando los ya mencionados canopies que son sábanas de sal que se ven con frecuencia en cuencas cenozoicas más jóvenes tales como el Golfo de México y las cuencas de África Occidental.

Los principales esfuerzos por los cuales se deforma la sal son los ejercidos por los estratos superiores (presión litostática). En condiciones estáticas existe un equilibrio entre estos estratos y las capas de sal, el movimiento de la sal comienza cuando se rompe este equilibrio que es debido principalmente a la densidad de los sedimentos. Este estado de “no equilibrio” se explica porque la densidad de la sal ($2.1\text{-}2.2\text{ g/cm}^3$) varía muy poco, o nada, con la profundidad de sepultamiento en contraste con la densidad de los demás sedimentos que cambia drásticamente debido a la presión a la cual están sometidos, misma que incrementa con la profundidad (Figura 2.1). En la superficie estos sedimentos tienen densidades menores a las de la sal, entre 1.7 y 2.0 g/cm^3 ; pero cuando alcanzan la profundidad adecuada para que dé inicio la diagénesis, se convierten en rocas mucho más densas (2.4 a 2.8 g/cm^3). Es entonces cuando la sal comienza a fluir con dirección ascendente por los lugares de menor presión y mayor debilidad; plegando las rocas que la cubren para formar domos, o bien, fracturándolas para originar estructuras dómico-diapíricas (Ortiz, 2004).

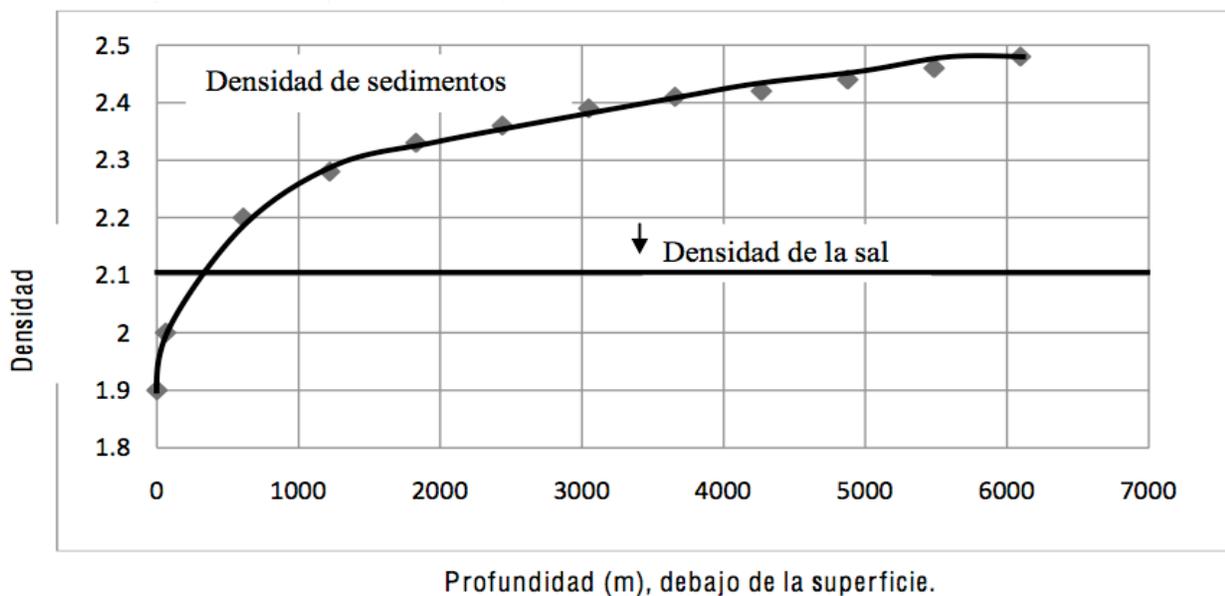


Figura 2.1 Esta gráfica muestra la variación de la densidad con respecto a la profundidad. Se aprecia como la densidad de los sedimentos varía fuertemente mientras que la de la sal permanece prácticamente constante (Tomada de Rojas, 2010).

En 1991, Jackson y Talbot establecieron que el movimiento de la sal se debe a dos factores principales: la halotectónica y la halocinesis. La halotectónica hace referencia a

cualquier deformación tectónica cuando el sustrato involucre sal u otras evaporitas, y puede ser compresional o extensional. Por otra parte, la halocinesis es un flujo autónomo de la sal causado por efectos de la gravedad e incluye los siguientes mecanismos:

- Flotación (bouyancy). Es el movimiento ascendente de la sal debido a la diferencia de densidades entre ésta y los sedimentos suprayacentes.
- Carga diferencial. Está asociada a la formación de gradientes laterales de presión causados por la variación de espesor tanto de la sal como de la sobrecubierta. Estas variaciones pueden estar asociadas a aspectos sedimentológicos o estructurales.
- Expansión por gravedad. Está asociada al colapso vertical y expansión lateral de la sal y la sobrecubierta por el efecto de su propio peso, en presencia de una superficie inclinada que permite que la fuerza de gravedad se transforme en un esfuerzo de cizalla pendiente abajo del talud, provocando la expansión.
- Convección térmica. Está asociada al ascenso en estado subsólido de la sal caliente y el hundimiento de aquella que se encuentra a menor temperatura, esto se debe al gradiente térmico entre la cima y la base de la sal por efectos de su alta conductividad térmica.

Además, existen cuatro factores principales que afectan el movimiento de la sal e influyen en el tipo de estructura que finalmente se formará (Rojas, 2010):

- Resistencia o viscosidad de la sal.
- Composición y espesor de la capa original.
- Resistencia a la fractura de las rocas suprayacentes.
- Contenido de agua en las capas de sal y en las rocas adyacentes.

La teoría moderna del origen de las estructuras salinas postula que la sal ha fluido entre las estructuras sedimentarias mediante una deformación plástica en respuesta a la diferencia de densidad entre la sal y los sedimentos circundantes.

El movimiento ascendente de la sal, a partir del cuerpo autóctono, no comienza hasta que se haya depositado una cantidad suficiente de sedimentos para causar una sobrecarga apreciable sobre la capa original de sal (Figura 2.2), la cual además debe tener cuando menos un espesor aproximado de 100 m. El espesor y peso de los sedimentos sobre el cuerpo autóctono de sal constituye el factor más importante en el movimiento ascendente de la sal debido a que la fuerza de flotación que causa este movimiento es resultado de la diferencia de densidades entre la sal y los demás sedimentos.

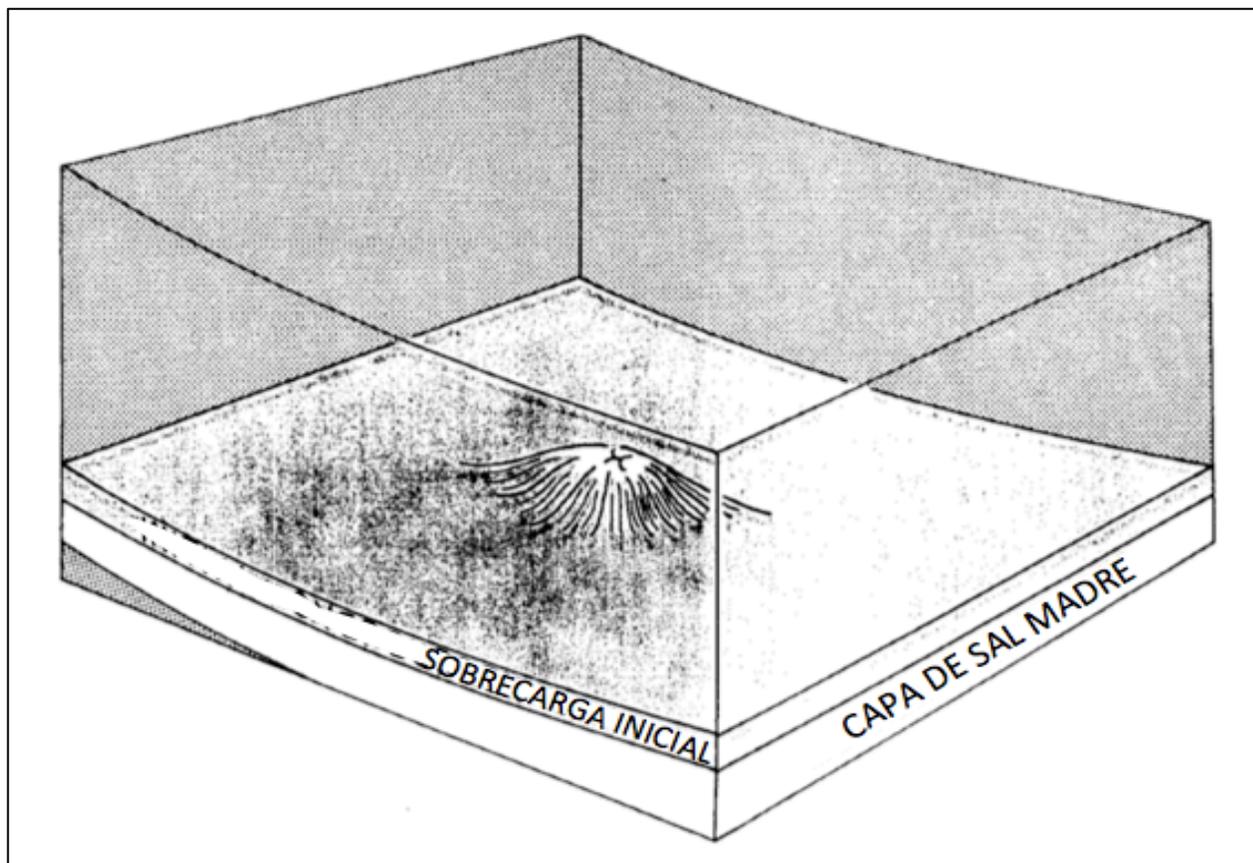


Figura 2.2 El movimiento ascendente de la sal comienza hasta que se haya depositado una cantidad suficiente de sedimentos sobre la capa madre, la cual además debe tener cuando menos un espesor aproximado de 100 m (Modificada de Halbouty, 1979).

Una vez que empieza el movimiento ascendente de la sal, el cuerpo intrusivo continúa moviéndose por etapas a través del tiempo geológico. Dependiendo del espesor y el peso resultante de los sedimentos sobre y alrededor de la intrusión, el movimiento podría volverse gradualmente más lento conforme se aproxime a la superficie. Generalmente, cuando esto sucede, un periodo de inactividad prevalece y predominan los procesos de erosión sobre el área superior del domo, mientras que en los flancos de la intrusión continúa la deposición de sedimentos. Conforme se acumulan más sedimentos alrededor de los flancos del cuerpo de sal, el peso y la densidad de éstos incrementa. Debido a esto incrementa también la diferencia de presión entre los sedimentos adyacentes y la sal, activando nuevamente las fuerzas de flotación y causando el movimiento ascendente del cuerpo salino.

Ciclo tras ciclo, este procedimiento ocurre hasta que el cuerpo de sal gradualmente se abre camino a través de los sedimentos suprayacentes hasta su posición final (relativa a la época actual). Se interpreta que existe una amplia variación en el rango de velocidad en el movimiento de diferentes cuerpos salinos, algunos avanzaron lentamente debido a la escases de sal en el cuerpo autóctono en el área circundante del vástago o debido al encuentro de una o más formaciones resistentes a la intrusión, las cuales retardaron el continuo movimiento del domo. La gran variación en el rango de crecimiento de estos cuerpos resulta en la complicadas estructuras sedimentarias que caracterizan los flancos de las estructuras salinas. Cada cuerpo de sal aparentemente tiene su propia tasa de penetración y los periodos de inactividad de uno no corresponden con los de otros cercanos. Cada periodo de inactividad generalmente resulta en la erosión de los sedimentos depositados en los flancos y la formación de inconformidades locales alrededor del cuerpo intrusivo. Estas condiciones favorecen la formación de trampas geológicas; pero al mismo tiempo, complican la interpretación de las condiciones estructurales alrededor de las estructuras salinas.

Después de que el concepto del flujo de sal tuviera una aceptación extendida en la década de 1920, muchos geólogos realizaron diferentes modelos experimentales para simular la forma de las estructuras salinas y la deformación de los sedimentos circundantes. Uno de los principales objetivos de este tipo de modelado fue determinar

la profundidad de sepultamiento necesaria para iniciar el flujo de la sal. Parker y McDowell (1951, 1955) reconocieron, con su modelo, que no se requiere una gran profundidad de sepultamiento para que dé comienzo el flujo de sal y que se puede alcanzar una presión diferencial suficiente si un área de sal es cubierta por aproximadamente 300 m de sedimentos más que las áreas adyacentes.

De acuerdo con Trusheim (1960), la tensión, la temperatura y la presión afectan la viscosidad de las rocas, o en el caso de la sal, su plasticidad. Estos factores físicos varían, por supuesto, con el incremento de la sobrecarga. Reiterando, un incremento en la profundidad estará acompañado por un incremento en la tensión, temperatura y presión de la masa de sal.

Gussow (1968) enfatizó el efecto de la temperatura sobre el origen y crecimiento de los domos de sal. Bajo 7,600 m de sobrecarga aproximadamente, la sal se comporta como un plástico perfecto y es totalmente móvil; si además presenta una temperatura por arriba de 200 °C, fluirá sin ruptura. Esto obviamente no implica que los cuerpos salinos, no empezaran a formarse hasta que se acumularon 7,600 m de sedimentos de sobrecarga o hasta que la roca alcanzó los 200 °C. Si estos valores son necesarios para que la sal presente un comportamiento completamente plástico, los cuerpos intrusivos indudablemente comenzaron a crecer en condiciones muy por debajo de las ideales de flujo viscoso.

Aunque el diapirismo inducido isostáticamente fue la idea predominante por muchos años sobre la formación de estructuras salinas, trabajos posteriores sugieren que una combinación de factores isostáticos, tectónicos y térmicos pueden iniciar el flujo de sal.

Las diferentes formas mediante las cuales se ha iniciado el desarrollo de estructuras salinas en los modelos de laboratorio y las diferentes características estructurales y sedimentarias asociadas a la ocurrencia natural de éstas, sugieren que no todas las estructuras iniciaron de la misma manera y que uno o más procesos geológicos pudieron haber iniciado su formación. Los estudios de Sannemann (1965) y Trusheim (1960) indican que ciertos patrones regionales se han desarrollado como un tipo de reacción en cadena una vez que comienza el primer movimiento de sal. Las estructuras

reciben el nombre de primarias o secundarias según el orden de formación. Si el proceso continúa, se pueden desarrollar de la misma forma levantamientos de tercer y cuarto orden (Parker y McDowell, 1951, 1955).

Los patrones regionales reflejan una red de fallas en el basamento pre-salino que, de acuerdo con Gussow (1968) son necesarias para que se inicie el flujo plástico. Según Trusheim (1960), la existencia de tales fallas ha sido probada por la información obtenida de pozos perforados cerca de los límites de algunas cuencas. Además de estas fallas, Trusheim (1960) postuló que las estructuras salinas comienzan con una etapa de almohadillas, y mediante un continuo suministro de sal proveniente de la capa madre, los flancos de la estructura crecen cada vez más hasta que la sal pliega o, en su caso, atraviesa los sedimentos suprayacentes y comienza la etapa de diapiro.

2.2.2 Clasificación

Las estructuras salinas se presentan en una amplia variedad de formas, tamaños y tipos en relación con los sedimentos adyacentes. Como resultado de esto, las condiciones estructurales y estratigráficas de las áreas circundantes son afectadas en diferente proporción por el desarrollo de estas estructuras. No obstante, algunos grupos de estructuras, a menudo tienen ciertas características en común, las cuales proporcionan las bases para un sistema de clasificación práctico.

Estas estructuras han sido clasificadas de acuerdo con esquemas estructurales y descriptivos. Barton (1925), por ejemplo, presentó uno de los primeros sistemas descriptivos para distinguir los domos salinos; y posteriormente, el exhaustivo trabajo de Murray (1961) mejoró notablemente los métodos de clasificación.

Según Halbouty (1979), una clasificación descriptiva comprende las siguientes divisiones:

1. Profundidad de entierro de la masa de sal.
2. Forma de la estructura salina.
3. Relación genética (referente al origen) de las estructuras.

Por otra parte, la estructura geológica de la sal claramente refleja el ambiente tectónico local, ya sea extensional, compresivo o “strike-slip”. Esto implica que los cuerpos de sal aparecen en una infinidad de formas. Durante muchos años la categoría popular de clasificación de tales estructuras ha sido su relación con los estratos adyacentes; es decir, si un cuerpo salino en realidad atravesó la sobrecarga se clasifica como una estructura penetrante; por el contrario, si simplemente deformó los sedimentos suprayacentes entra en la categoría de estructura no penetrante (Halbouty, 1979).

El primer intento de clasificación sistemática para estas estructuras fue presentado por Trusheim en 1960. Él propuso que las estructuras salinas crecían a partir de dorsales alargadas y de bajo relieve, desarrollando filas de almohadillas, diapiros y eventualmente paredes y toldos de sal. Estos últimos se generan debido a los complejos patrones de flujo dentro de la propia estructura salina, incluyendo el desplazamiento horizontal (Grabrielsen et al., 2008).

Con relación a la geometría de las estructuras salinas, uno de los modelos más recientes, que han 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 (Rojas, 2010).

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; de acuerdo a su orden de evolución tenemos: ondulaciones de sal (salt rollers), montículos de sal (salt swells), anticlinales salinos (salt anticline) y almohadillas de sal (salt pillows).

Las estructuras salinas diapíricas, se forman por la intrusión de la masa salina en la cubierta sedimentaria, entre ellas se encuentran las estructuras, intrusivas y 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).

La clasificación estructural y la descriptiva no son independientes una de otra, sino que ambas deben tomarse en cuenta para una correcta interpretación de estas estructuras y un acertado pronóstico de su potencial petrolero (Halbouty, 1979).

2.3 Estructuras que forman plays subsalinos

Con base en el modelo de Jackson y Talbot (1991), las estructuras clasificadas como diapíricas son de gran importancia para la formación de plays subsalinos, esto se debe a que a partir del desplazamiento horizontal de estas estructuras se pueden originar canopies y lengüetas de sal que a menudo sobreyacen acumulaciones importantes de hidrocarburos en estratos mucho más jóvenes que la misma sal (Figura 2.3) y proveen un sello para la migración de éstos. Las estructuras más importantes de este tipo se describen a continuación.

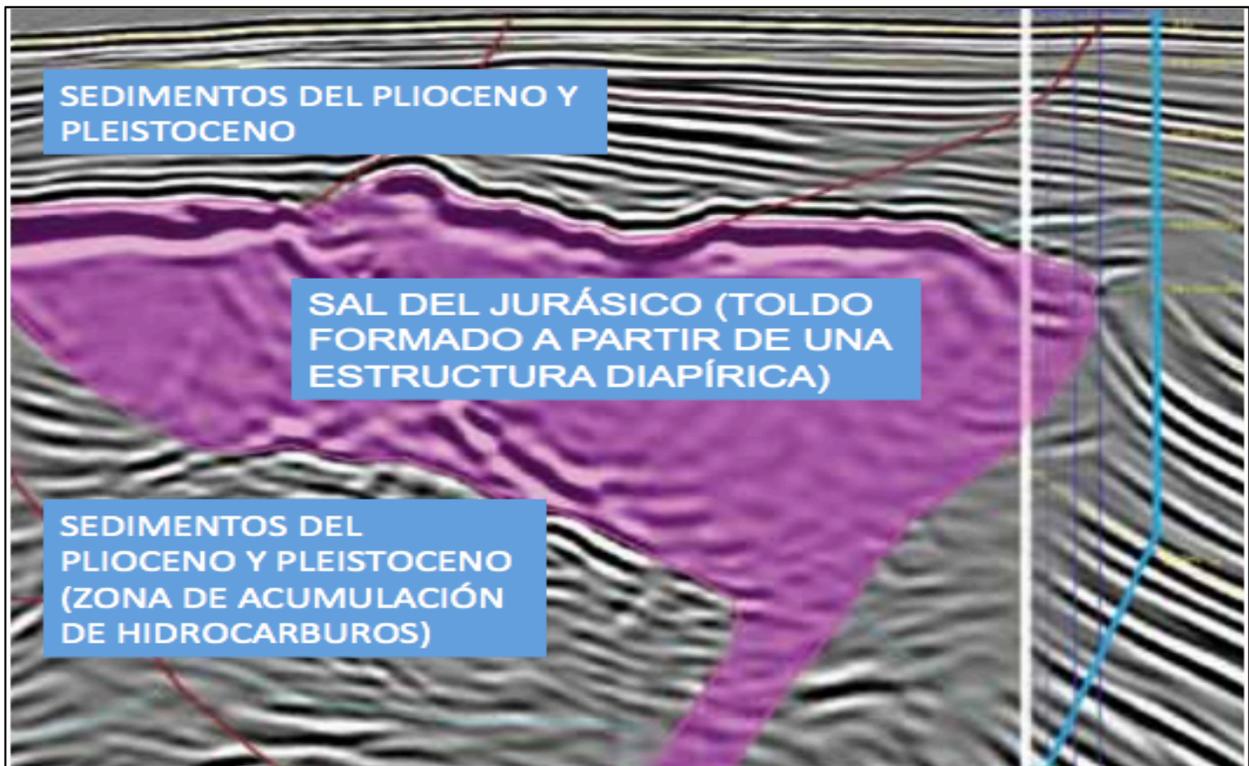


Figura 2.3 Toldo o canopy cubriendo una zona de acumulación de hidrocarburos en sedimentos mucho más jóvenes que la sal (Modificada de Vallejo et al., 2013).

Paredes de sal (salt walls). Son estructuras en forma alargada con una amplitud mayor que los domos; son cuerpos intrusivos ascendentes, que comúnmente forman hileras paralelas (Trusheim, 1960). Se desarrollan primordialmente en los depocentros de las cuenca, alcanzan desniveles de 5 km y longitudes de hasta 260 km. Son el resultado de una intensa sedimentación sobre las capas de sal y se desarrollan rápidamente por mecanismos de halocinesis por carga diferencial y flotación (Basurto, 1992). A partir de su desplazamiento horizontal y coalescencia con otras estructuras, pueden formar lengüetas y canopies (Figura 2.4).

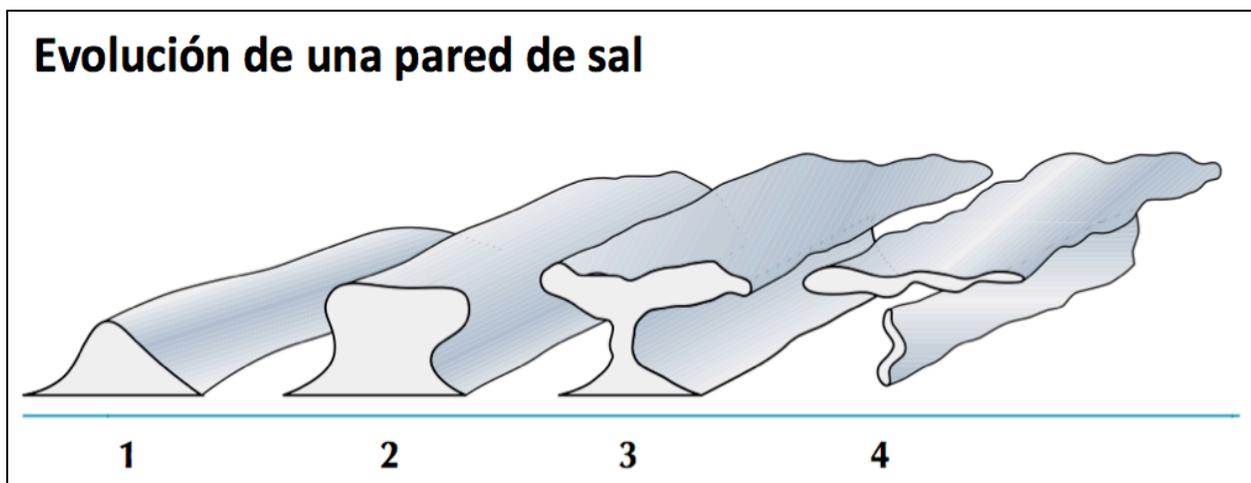


Figura 2.4 Evolución de las paredes de sal hasta formar toldos o canopies, los cuales pueden estar cubriendo zonas de acumulación de hidrocarburos (Modificada de Farmer et al., 1996).

Tronco de sal (salt stock o salt plug). Son estructuras diapíricas en forma de enchufe; en vista de planta tienen forma subcircular (Trusheim, 1960). Están compuestas por tres partes: vástago, que es la parte más delgada, abajo del bulbo del diapiro; raíz, que es la base del vástago; y bulbo, que es la porción superior del diapiro. Pueden estar unidos por el vástago al cuerpo autóctono o separados de éste. Los bulbos pueden evolucionar hasta formar toldos o canopies (Rojas, 2010). Se desarrollan principalmente en los depocentros de las cuencas, alcanzan alturas de 5 km y longitudes de hasta 260 km (Figura 2.5).

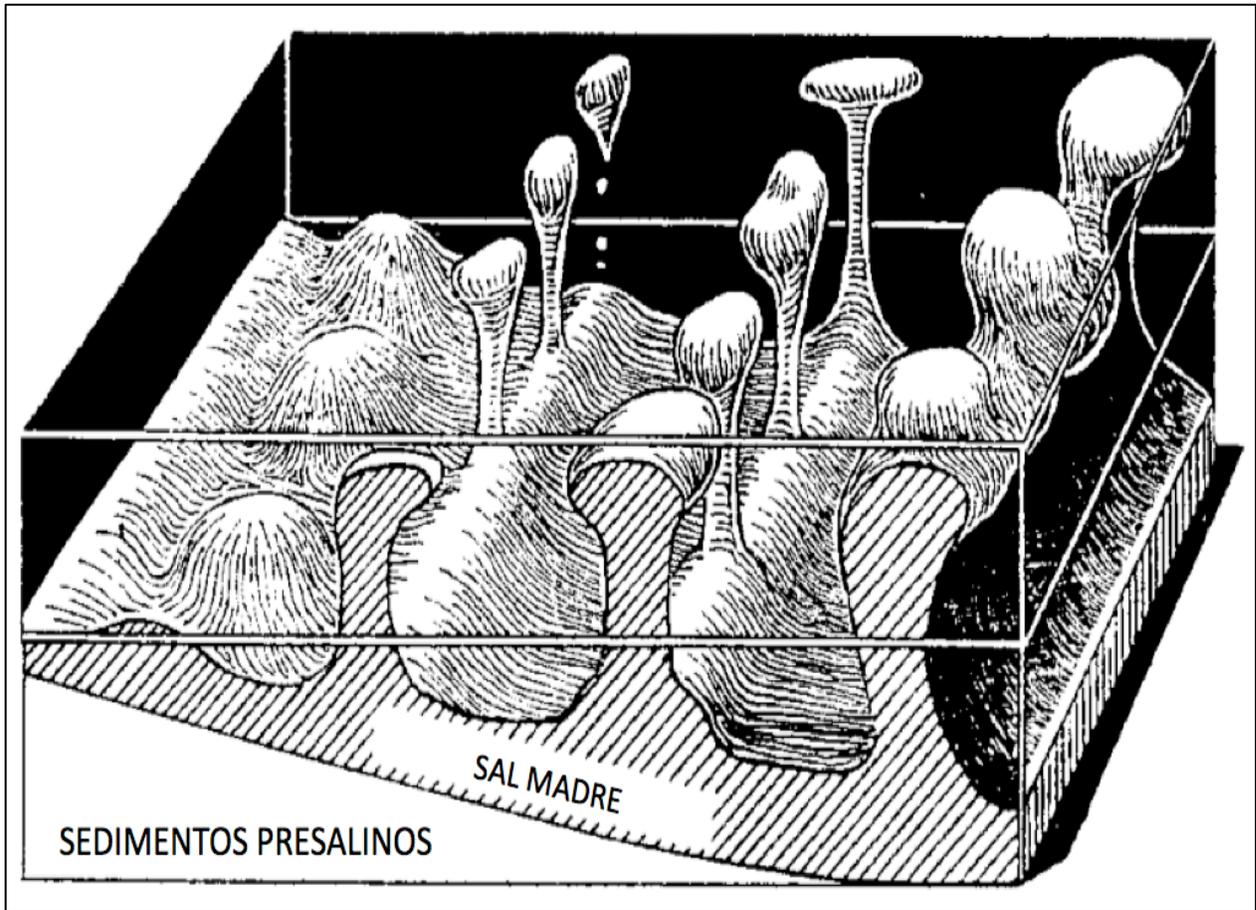


Figura 2.5 Troncos de sal. Pueden o no estar unidos a la sal madre por medio del vástago. Su desplazamiento horizontal puede dar origen a toldos y lengüetas (Modificada de Halbouty, 1979).

Diapiro (salt diapir). Es una masa salina que se desplaza ascendentemente intrusionando o desplazando a los estratos suprayacentes, su formación es debida a la diferencia de densidades entre estos y la sal. Su tamaño y complejidad geométrica-estructural varían desarrollando una amplia variedad de estilos complejos. Al encontrar una fuerte resistencia en los estratos suprayacentes, se dificulta su desplazamiento vertical y comienza un desplazamiento horizontal que puede dar origen a lengüetas de sal y/o canopies (Figura 2.6).

Evolución de un diapiro salino

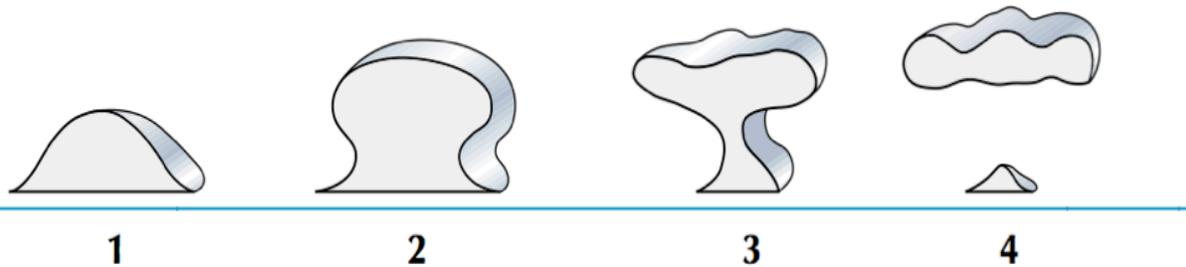


Figura 2.6 Evolución de los diapiros de sal hasta formar toldos o lengüetas. Al igual que las paredes de sal, pueden o no estar unidos al cuerpo autóctono. (Modificada de Farmer et al., 1996).

Las capas de sal de las estructuras diapíricas pueden deformarse y fluir lateralmente. De esta manera, pueden unirse a otras capas de sal aledañas dando origen a otras estructuras. 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; y si el flujo es bidireccional, entonces se formaran por coalescencia los llamados “canopies” (Figura 2.7) (Worrall y Snelson, 1989).

- Toldos o canopies. Son estructuras diapíricas complejas formadas por fusión parcial o total de los bulbos de los diapiros o de las paredes de sal. 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 vástagos de las estructuras originales. Los canopies pueden ser diferenciados en función de sus componentes (Jackson y Talbot, 1991) en: (1) Salt-stock canopy, son aquellas formadas por coalescencia de troncos de sal; (2) Salt-wall canopy, son aquellas formadas por la coalescencia de paredes de sal; y (3) Salt-tongue canopy, son aquellas formadas por coalescencia de lengüetas salinas.
- Lengüetas. Son “sábanas” salinas altamente asimétricas alimentadas por un conducto individual que se expanden en una dirección preferencial a sectores de

menor presión. Las sábanas salinas individuales son máximo de 80 km de longitud y 7 km de espesor y por lo general, exhiben forma de cuña. Al igual que los canopies, estas estructuras pueden o no estar conectados al cuerpo autóctono.

La unión entre estructuras salinas individuales que han coalescido lateralmente para formar toldos o canopies de sal recibe el nombre de sutura (Rojas, 2010). Las suturas en los canopies que se forman por coalescencia de paredes de sal son con orientaciones perpendiculares a la dirección principal de expansión, mientras que las suturas en aquellos formados 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.

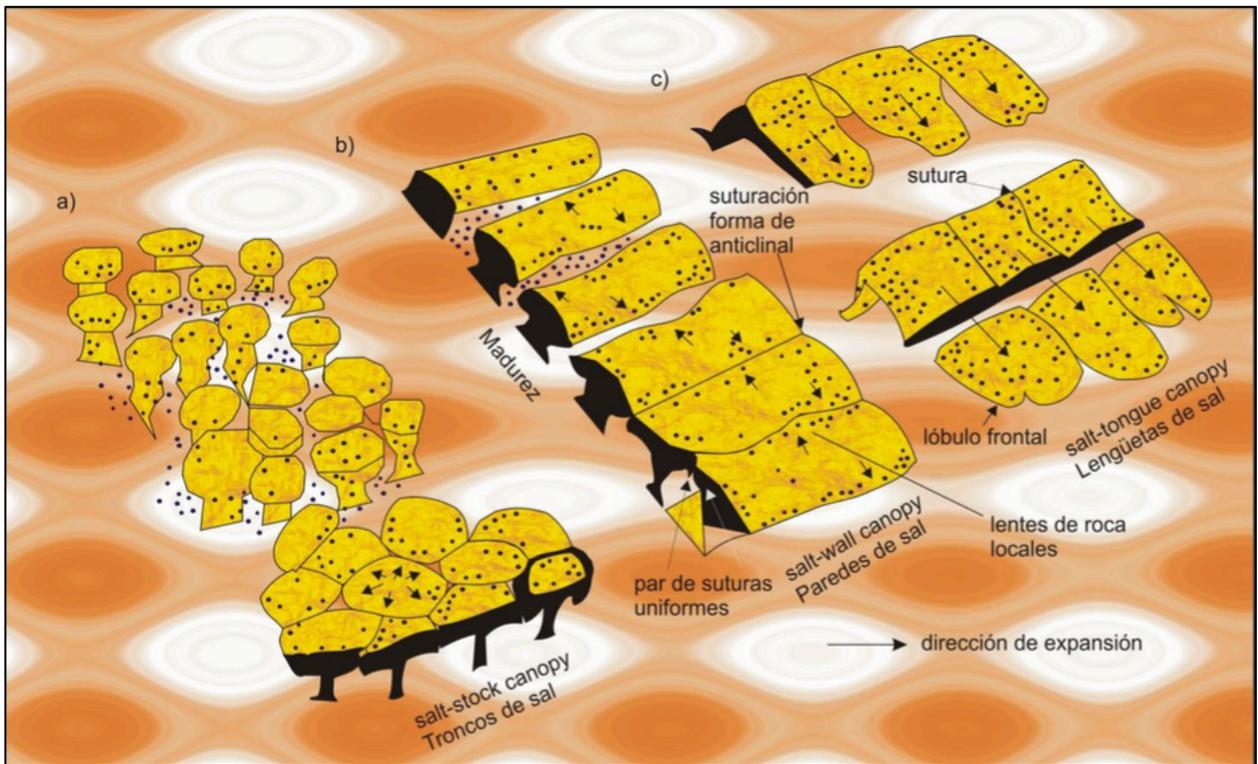


Figura 2.7 Se muestran los tipos principales de toldos o canopies de sal formados por la coalescencia de a) troncos de sal, b) paredes de sal y c) lengüetas de sal (Tomada de Rojas, 2010).

CAPÍTULO 3. EJEMPLOS REPRESENTATIVOS

“Un play subsalino es un tipo de play en el cual los prospectos se encuentran debajo de capas de sal” (León, 2014), donde la calidad y cantidad de hidrocarburos en las estructuras es extremadamente variable. Por ejemplo en la región norte del Golfo de México, la producción acumulada de aproximadamente 300 yacimientos varía desde miles de barriles hasta más de 400 MMbls de aceite (Halbouty, 1979).

Las principales condiciones que afectan la cantidad de hidrocarburos acumulados en los plays subsalinos están relacionadas a los siguientes factores:

6. Ambientes depositacionales de los sedimentos.
7. Espesor de la capa de sal.
8. Tasa de crecimiento de la estructura salina.
9. Tiempo de crecimiento de la estructura salina.
10. Presencia de rocas generadoras y almacenadoras.

Existen otros factores que afectan las cantidades de aceite y/o gas acumuladas en los plays subsalinos, sin embargo, estos factores están en función de uno o más de los cuatro primeros; los factores adicionales son:

1. El área afectada por el levantamiento salino y área de entrapamiento de los hidrocarburos.
2. Carácter estructural del área dentro de la cual crece la estructura.
3. Forma y geometría de la estructura salina.
4. Patrón y complejidad de las fallas alrededor y debajo de la estructura.
5. Presencia y magnitud de inconformidades geológicas en las diferentes secuencias estratigráficas en la vecindad de la estructura.
6. Inclinación de los sedimentos en los flancos de la estructura diapírica.

La falta de cualquiera de los factores principales no significa que los estratos que se encuentran bajo una estructura salina resulten no productivos. Sin embargo, la favorable interrelación entre estos ha demostrado ser responsable de grandes

acumulaciones de hidrocarburos en diferentes condiciones por debajo de los cuerpos de sal (Halbouty, 1979).

3.1 Ejemplos de México

3.1.1 Cuenca Salina del Istmo

La historia sedimentaria de la Cuenca Salina del Istmo ha sido determinada a través del estudio de la columna geológica perforada, cuya base inicia en el Jurásico Medio (Pre-Calloviano y Calloviano), donde se depositó un espesor considerable de sal, que después fue cubierto por otras secuencias de evaporitas y una secuencia clástica del Calloviano Tardío. La cuenca continuó su evolución depositándose, posteriormente, carbonatos de plataforma con terrígenos en un periodo transgresivo, cuyas evidencias son los depósitos de lutitas bituminosas y calizas arcillosas; posteriormente en el Cretácico ocurrió un periodo de estabilidad tectónica, tiempo en el que se depositaron carbonatos de plataforma. Al final del Cretácico y en la base del Paleoceno, se depositaron grandes espesores de brechas de carbonatos que posteriormente fueron deformados junto con la demás secuencias sedimentarias de la región, al final del Cretácico e inicios del Cenozoico. Durante el Cenozoico, eventos tectónicos originaron distensión durante el Paleoceno y el Eoceno, mientras que en el Oligoceno y Mioceno Medio, ocurrió una etapa de deformación por cizalla que produjo fallas laterales transpresivas y transtensivas, que en su mayoría ocasionaron la reactivación de fallas preexistentes. Estos eventos provocaron la formación de estructuras compresivas para la primera fase de deformación y fosas o grabens en la segunda, en donde se depositaron cantidades importantes de sedimentos principalmente de origen clástico, en los que se encuentran importantes yacimientos de hidrocarburos (Rojas, 2010). Las últimas etapas de deformación favorecieron el movimiento de la sal por lo que se formaron estructuras salinas que sobreyacen importantes acumulaciones de hidrocarburos, dando origen a los plays subsalinos de la Cuenca.

En la porción terrestre de esta cuenca existen grandes posibilidades para encontrar yacimientos petroleros subsalinos dado que existe evidencia de la presencia de

lengüetas o canopies de sal, esta evidencia fue dada por los pozos Tonalá-902, Gurumal-2, Rabasa-1 y el pozo Sal Somera-1. Todos estos pozos lograron atravesar lengüetas o canopies de sal y cortaron sedimentos subsalinos del Mioceno en los tres primeros, y del Eoceno en el pozo Sal Somera-1; esto dio la posibilidad de encontrar rocas del Mesozoico a mayor profundidad. Por lo anterior se abre la posibilidad de encontrar acumulaciones subsalinas de hidrocarburos en campos como Cinco Presidentes, La Venta, Tonalá, entre otros (Baños y Sánchez, 2009).

También en el área Chiapas-Tabasco la sal se ha atravesado en muchos pozos y se han encontrado algunos pozos productores de aceite en rocas del Mesozoico que subyacen a la sal como es el caso de algunos yacimientos de los campos Tecominoacán, Caparroso y Sen.

La nueva conceptualización del modelo geológico de la cuenca, en el cual se piensa que la sal se comporta a manera de cuerpos delgados y horizontales, asociados a un cinturón plegado y elevado de edad Mesozoico por debajo de las sábanas salinas, abre perspectivas económicas para evaluar el potencial petrolero Cenozoico y Mesozoico subsalino de la región (Baños y Sánchez, 2009).

3.1.1.1 Geología regional

La Cuenca Salina del Istmo forma parte de las Cuencas Cenozoicas del Sureste de México. Tiene una extensión de alrededor de 15,300 km², con una gruesa secuencia de sedimentos siliciclásticos intrusionados por sal que producen aceites ligeros principalmente a partir de plays que sobreyacen, terminan o subyacen contra la sal alóctona de origen Jurásico (PEMEX, 2009); sin embargo, en este trabajo sólo se abordará lo referente a los yacimientos que se encuentran por debajo de los cuerpos de sal. La Cuenca Salina está limitada al noreste por la Provincia Marina de Coahuila; al sur por la Provincia de la Sierra de Chiapas; al oriente por la subcuenca de Comalcalco y; al occidente por la Provincia de San Andrés Tuxtla (Figura 3.1).

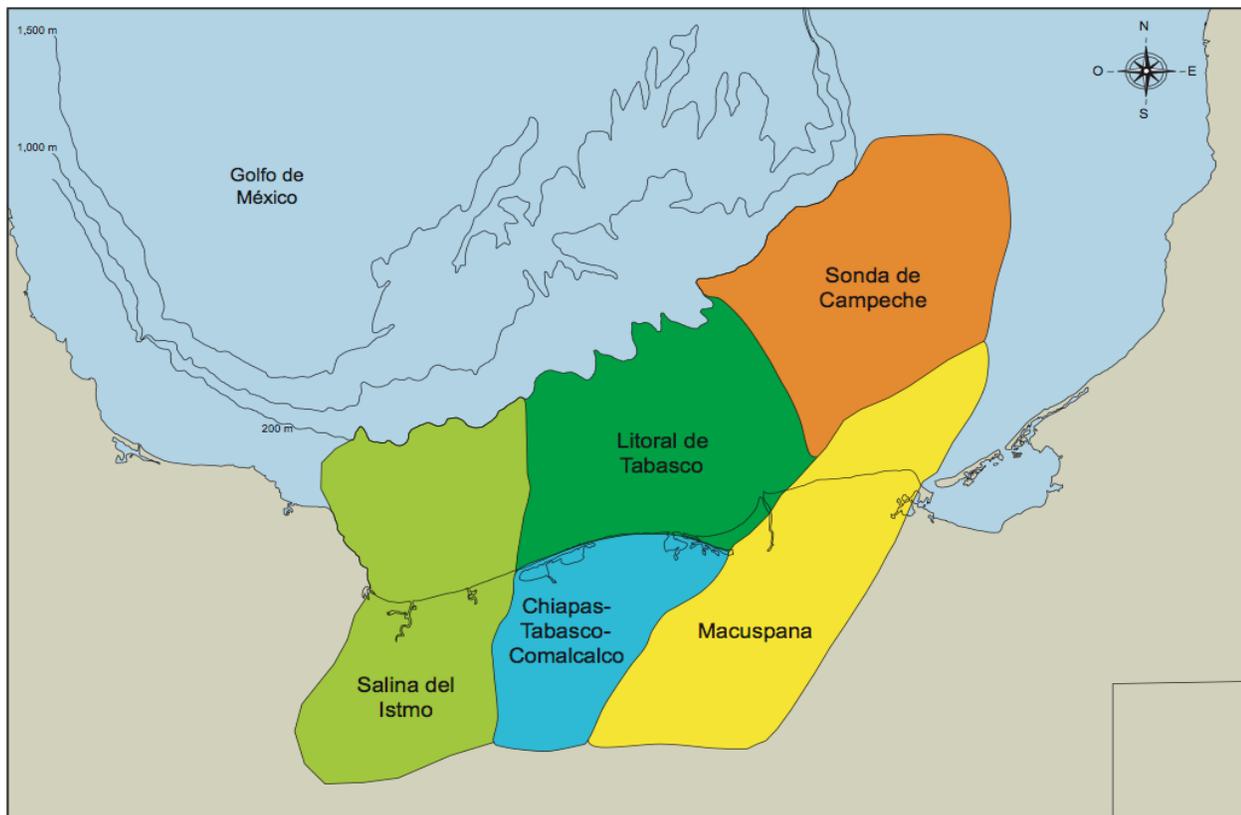


Figura 3.1 Ubicación de las Cuencas del Sureste. Se aprecia la extensión de la Cuenca Salina del Istmo, la cual abarca los estados de Veracruz, Tabasco y Chiapas (Tomada de PEMEX, 2010).

La cuenca está formada principalmente por rocas y sedimentos arcillosos y arenosos del Cenozoico y Cuaternario, intrusionados en muchos casos por masas salinas que provocaron la formación de estructuras salinas complejas, con la consecuente deformación de las secuencias terrígenas del Cenozoico. Hacia las estribaciones de la Sierra de Chiapas se tienen aflorando rocas del Cretácico y Paleógeno formando estructuras originadas por el tectonismo ocurrido en el Mioceno (Rojas, 2010).

La historia tectónica a gran escala del sureste de México para el Mesozoico y Cenozoico puede ser dividida en las siguientes fases (Rojas, 2010):

- Expansión (rifting) durante el Triásico-Jurásico Medio.
- Un periodo tectónicamente pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.
- Compresión desde finales del Cretácico y principios de Cenozoico, que originó pliegues y fallas inversas.

- Tectónica salina del Mioceno al reciente que originó diversas estructuras salinas.
- Desarrollo de fallamiento lateral del Mioceno al reciente.

Esta cuenca se caracteriza por gruesos espesores de sal alóctona en forma de “canopies”, de diapiros evolucionados y despegados, emplazados dentro de las secuencias con edades que varían del Jurásico al Mioceno Tardío/Plioceno Temprano. Esta cuenca corresponde a la extensión hacia el mar del corredor salino conocido en el continente como Sal Somera. Por otra parte, hacia la porción suroriental y norte del proyecto Coatzacoalcos a nivel del Neógeno, se reconoce un estilo estructural caracterizado por un sistema de fallas normales regionales que están ligadas con la evolución tectónica de la sal alóctona y el desarrollo de subcuencas dentro de la Cuenca Salina del Istmo.

Este sistema tectónico sedimentario, es la continuación hacia el mar, del mismo sistema que formó la Cuenca de Comalcalco durante el Mioceno Tardío Plioceno Temprano y que alcanzó el área marina durante el Plioceno Medio, avanzando en tiempo y espacio hacia aguas más profundas en el Plioceno Tardío/Pleistoceno con la formación de cuencas por el desalojo de sal; una de ellas definida como la Cuenca de Pescadores. Estas cuencas evolucionaron sobre una “canopy” en forma de lengua de sal, que tuvo un movimiento lateral a niveles más someros, que se formó como respuesta a la carga litostática.

3.1.1.2 Estratigrafía

La columna estratigráfica de la Cuenca Salina del Istmo se muestra en la Figura 3.2. Se ha establecido que la columna estratigráfica cubre discordantemente un basamento similar al conocido en el Cinturón Plegado de Chiapas y Plataforma de Yucatán y que inicia con un basamento de granitoides y esquistos del Paleozoico que forman parte de una corteza continental adelgazada que fue deformada mediante horst, grabens y medios grabens producidos durante la apertura del Golfo de México (Jacobo et al., 2003).

Era	Periodo	Etapas	Formación - Litología	Relación con estructuras salinas					
Cenozoico	Pleistoceno		Aluvión, arena de playa, depósitos fluviales	Formaciones posteriores o simultáneas a la formación de estructuras salinas (domos, diapiros, toldos (canopies), diques, etc.)					
	Plioceno		Serie Acalapa - conglomerado, arenisca, arena y arcillas						
	Mioceno	Superior			Cedral - arcillas, arena y gravas				
			Agueguexquite		<table border="0"> <tr> <td rowspan="3" style="font-size: 3em; vertical-align: middle;">}</td> <td>Sedimentos de ambiente marino</td> </tr> <tr> <td>Arenisca marina</td> </tr> <tr> <td>Lutita marina</td> </tr> </table>	}	Sedimentos de ambiente marino	Arenisca marina	Lutita marina
			}		Sedimentos de ambiente marino				
		Arenisca marina							
		Lutita marina							
		Medio			Paraje Solo - arenisca de agua dulce y salobre, lutitas y gravas				
			Filisola - arenisca de origen marino						
	Inferior		Concepción Superior - lutitas y arenisca						
		Concepción Inferior - lutitas y areniscas							
		Encanto - lutitas y areniscas							
Oligoceno		Depósito - lutitas, areniscas y tobas							
		Conglomerado Nanchital (local)							
		La Laja - lutitas y margas con arenas y tobas							
Eoceno		Lutita Nanchital Conglomerado Uzpanapa							
Mesozoico	Cretácico	Superior	Méndez - margas	Formaciones anteriores a la formación de estructuras salinas					
		Inferior	Caliza Sierra Madre - calizas (ausente en la parte central de la cuenca, aflora en el frente de la Sierra)						
			Discordancia local						
	Jurásico	Portlandiano Kimmeridiano	Caliza Chinameca - caliza bituminosa en capas delgadas						
		Oxfordiano Divesiano	Formación Salina - conglomerado, arenisca, arena y sal						
Triásico		Lechos rojos							

Figura 3.2 Columna estratigráfica de la Cuenca Salina del Istmo (Tomada de Rojas, 2010).

Esta cuenca tiene un relleno sedimentario compuesto por una secuencia terrígena en la que alternan lutitas y areniscas; con facies sedimentarias de ambientes profundos en el Paleógeno y ambientes cada vez más someros hacia la parte tardía del Neógeno. Esta

secuencia está comprendida entre el Paleoceno y el Reciente, aunque en varios sitios se tiene la presencia de sal que intrusión a estas rocas; la sal es de edad Jurásico Medio.

En la parte frontal norte de la Sierra de Chiapas, afloran rocas calizas y calizas arcillosas mesozoicas pertenecientes al Cretácico Temprano y Tardío, correlacionables con las del subsuelo de la Cuenca Salina (Rojas, 2010).

Las unidades del Cretácico Temprano corresponden a antiguos sedimentos de mar abierto y se trata de calizas arcillosas y dolomías arcillosas.

El Albiano-Cenomaniano está representado por rocas de borde de plataforma como calizas y calizas dolomíticas. Para el Cretácico Tardío se tienen rocas formadas en mar abierto que corresponden con lutitas y calizas arcillosas.

Las rocas pertenecientes al Paleógeno se encuentran aflorando en franjas paralelas en el borde de la Sierra de Chiapas, en contacto con rocas mesozoicas; están constituidas por conglomerados, areniscas y lutitas. Hacia el extremo occidental de la cuenca, casi en los límites con la provincia de San Andrés Tuxtla, los pozos para exploración petrolera han atravesado aproximadamente 5,000 m de sedimentos Cenozoicos (pozo Ateponta-1); de éstos aproximadamente 3,500 m pertenecen al Paleógeno y están constituidos principalmente por rocas arcillosas (Rojas, 2010).

3.1.1.3 Tectónica salina

Las principales estructuras existentes en la Cuenca Salina del Istmo, fueron originadas por el movimiento de la sal que en varios sitios originó intrusiones salinas de diversas formas, tamaños y geometrías; estas han formado estructuras de tipo cóncavo, diapiros, diques y toldos o canopies; así como estructuras anticlinales alargadas con pequeñas prominencias que sobresalen de la estructura principal, alineadas con rumbo NE-SW; estas estructuras son afectadas en sus flancos por intensos fallamientos normales; en ocasiones radiales de acuerdo a la geometría del intrusivo salino.

La geología estructural corresponde a varios anticlinales, diapiros, domos, toldos (canopies), diques, entre otros, desde pequeñas hasta grandes dimensiones que se presentan con una orientación preferencial de noroeste-sureste y noreste-suroeste. El movimiento de sal originó una serie de fallas normales de diferentes desplazamientos que afectan los diferentes niveles estratigráficos del Cenozoico (Rojas, 2010).

Se considera que la evacuación de la sal ocurrió principalmente durante el Pleistoceno-Reciente, debido a que se observan los plegamientos y cuñas sintectónicas derivadas de la contracción ocurrida en el Plioceno (PEMEX, 2009).

3.1.1.4 Campo Rabasa

Uno de los campos subsalinos más importantes de esta cuenca es el campo Rabasa. Se ubica en el municipio de Agua Dulce, Veracruz; a 3,950 m al sureste del pozo Rabasa-1 y 25.4 km al sureste de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz (Figura 3.3). El campo pertenece al Activo Integral Cinco Presidentes (PEMEX, 2009).



Figura 3.3 Mapa de ubicación del Campo Rabasa (Tomada de PEMEX, 2009).

La estructura es un anticlinal afallado, truncada por cuerpos de sal hacia el noreste y suroeste, con echado general hacia el Occidente. Los yacimientos en el Mioceno Medio se encuentran afectados por una tectónica compresiva, que originó una zona de plegamiento hacia el sureste y están afectados por dos fallas que limitan la estructura en esta dirección.

La principal estructura salina asociada se interpreta como una lengüeta de sal alóctona que sobreyace la acumulación de hidrocarburos; cuyo origen proviene del cuerpo autóctono del Jurásico. Se encuentra orientada de noroeste a sureste; la longitud del eje es de unos 7 km aproximadamente por 3.5 km de ancho, teniendo un cierre del orden de 250 metros. Su espesor es variable, pero se interpretan unos 1000 m en la parte máxima y unos 200 m en la mínima (Figura 3.4).

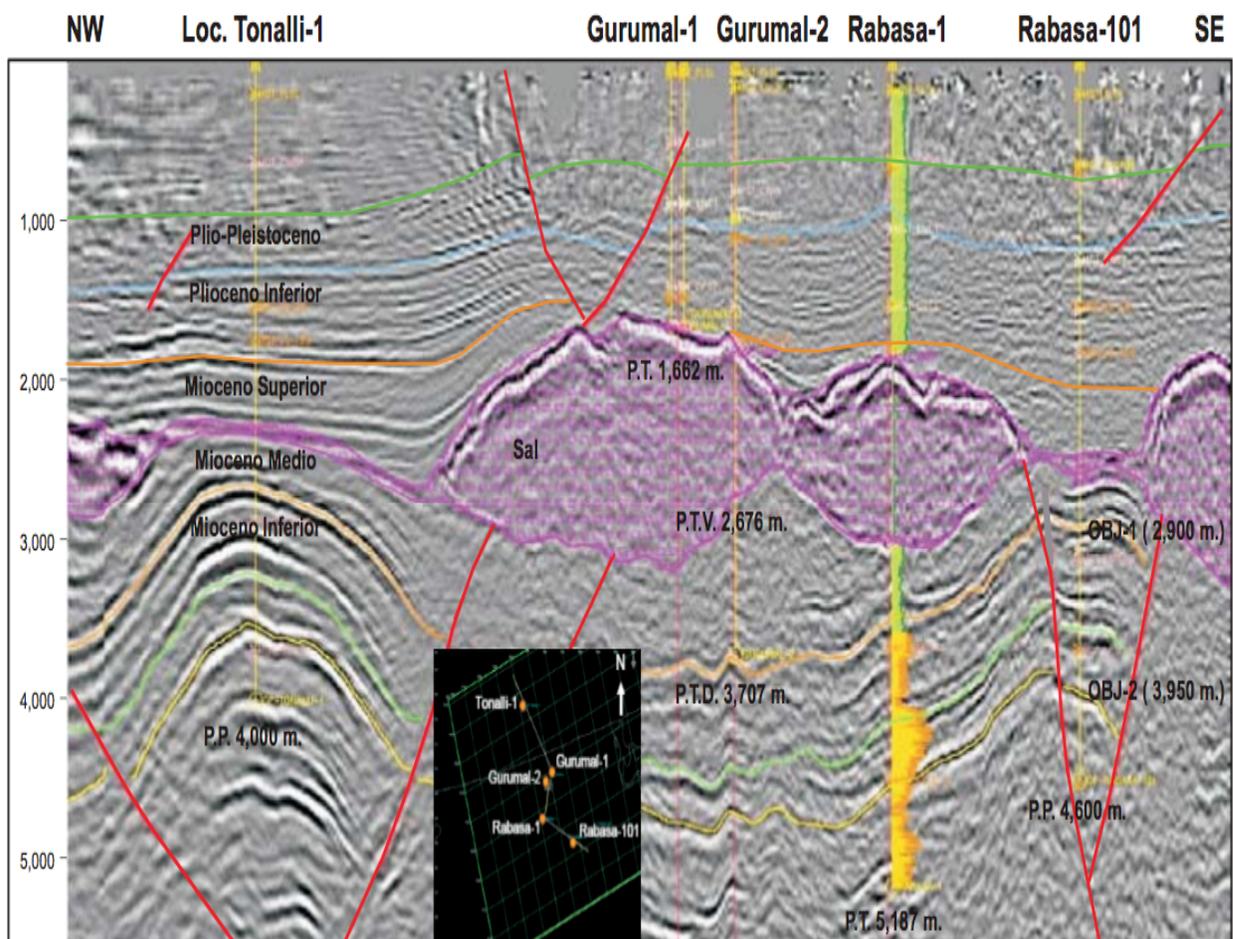


Figura 3.4 Línea sísmica que ilustra el comportamiento estructural del yacimiento (Tomada de PEMEX, 2009).

La roca generadora corresponde a sedimentos arcillo-calcáreos del Jurásico Superior Titoniano. La calidad de la materia orgánica presente en el Titoniano corresponde al Tipo II, presenta un estado de madurez avanzado, determinado mediante estudios geoquímicos de biomarcadores (PEMEX, 2009).

La roca almacenadora está constituida por areniscas de cuarzo, fragmentos de roca, feldespatos y micas, el tamaño de grano varía de medio a grueso y en ocasiones es conglomerática; el cementante es arcillo calcáreo, la clasificación es pobre a moderada y está poco consolidada. Corresponde a un sistema de depósito de turbiditas en el que han tenido gran influencia las intrusiones salinas. La calidad y características de la roca almacenadora dependen de la geomorfología y distribución de los canales y abanicos submarinos (Rojas, 2010).

La roca sello para esta zona son las lutitas del Mioceno Inferior que se encuentran intercaladas en esta secuencia. Asimismo, se considera la presencia de un sello superior constituido por sal y anhidritas, por lo que constituyen un excelente play subsalino (Rojas, 2010).

La trampa corresponde a una estructura anticlinal con orientación suroeste-norte y cierre en sus dos extremos. A nivel de los dos yacimientos, la estructura tiene cierre en sus flancos norte y sur, mientras que hacia el oriente y occidente presenta cierre contra la sal.

Los yacimientos están en areniscas de cuarzo, fragmentos de roca, feldespatos y micas. Las características petrofísicas muestran que las resistividades generalmente son bajas, en un rango de 2 a 4 ohms-metro, con algunas variaciones de 20 ohms-metro. La porosidad varía desde 19 a 28% y la saturación de agua de 19 a 50%. El pozo terminado a nivel Mioceno Inferior, tuvo una producción inicial promedio diaria de 1,867 barriles de aceite de 27 grados API y 1.2 millones de pies cúbicos por día de gas (PEMEX, 2009).

El volumen original de aceite es de 123 MMbbl, en tanto las reservas originales 1P, 2P y 3P estimadas son de 4.2, 18.3 y 32.6 MMbpc, respectivamente (PEMEX, 2009).

3.1.1.5 Campo Sen

El Campo Sen es administrado por el Activo Integral Samaria Luna y es el de mayor producción de hidrocarburos en el sistema terrestre a nivel nacional, aportando 54,734 bpd de aceite volátil de 40° API y 160.8 MMpcd de gas, representa el 2.1% de la producción nacional (Espinosa et al., 2013). Se localiza a 50 km al NE de la ciudad de Villahermosa, Tabasco y está integrado principalmente por los bloques Norte y Sur (Figura 3.5).

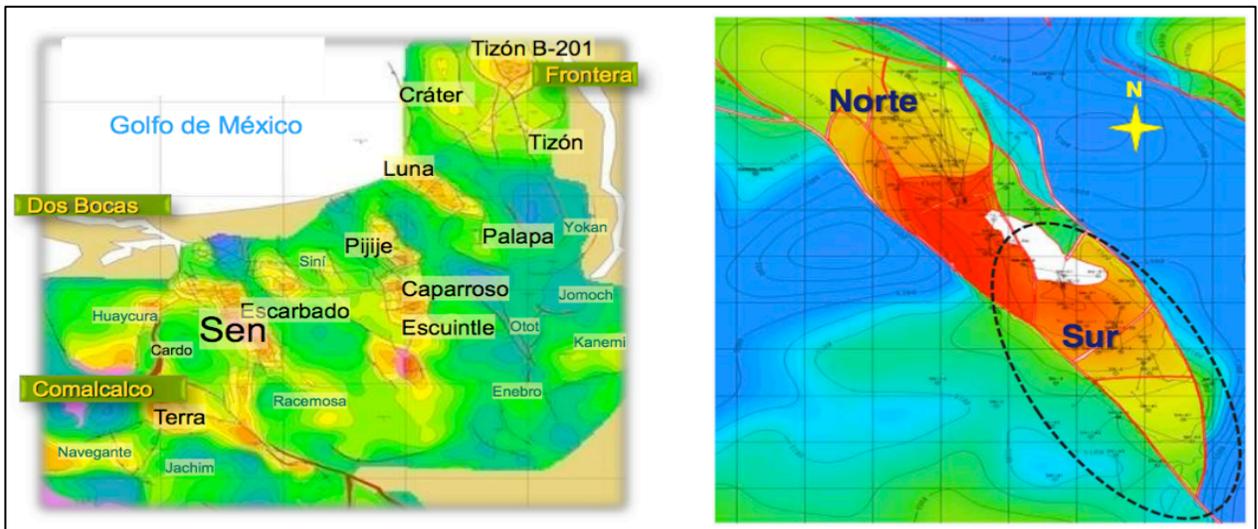


Figura 3.5 Ubicación del Campo Sen a 50 km al NE de Villahermosa (izquierda), integrado principalmente por los bloques Norte y Sur (derecha), (Modificada de Fernández et al., 2012).

Este campo se encuentra definido estructuralmente por un anticlinal alargado con orientación NW-SE, con un área de aproximadamente 27 km², limitado por fallas inversas por ambos lados. La litología característica son rocas carbonatadas de cuenca profunda de muy baja porosidad, de manera que la producción se da gracias al fracturamiento natural de estas rocas (Fernández et al., 2012).

Con base a la información geoquímica disponible en el área, se interpreta que la roca generadora son calizas arcillosas con un gran contenido de materia orgánica de edad Jurásico Superior Titoniano. Los yacimientos son naturalmente fracturados y se encuentran en una secuencia de calizas del Cretácico de un espesor promedio de 256

m y una profundidad de sepultamiento promedio de 5,500 m. Estas rocas presentan una porosidad de 3-5% y una permeabilidad de 50-350 md. La roca sello la constituyen las margas del Cretácico Superior y las lutitas estratificadas del Paleógeno (Fernández et al., 2012; PEMEX, 2010).

A nivel Cenozoico se encuentra presente una capa de sal alóctona, de posible edad Jurásico, que cubre los yacimientos del Cretácico. El espesor de este cuerpo de sal es muy variable y en algunas zonas no se tiene evidencia de su existencia, como lo han reportado algunos pozos (Figura 3.6), lo cual impide hacer una correlación horizontal entre los cuerpos de sal. No obstante, se interpreta que existe una clara correlación entre los cuerpos de sal atravesados por los pozos y el paso de fallas, es decir, se puede afirmar que la sal se desplazó a través de las fallas en busca de zonas de menor presión y por lo tanto, la sal de cada uno de los pozos serían lengüetas independientes que no tienen ninguna correlación horizontal; pero que, al combinarse con los demás elementos mencionados, constituyen un excelente play subsalino (Baños y Sánchez, 2009).

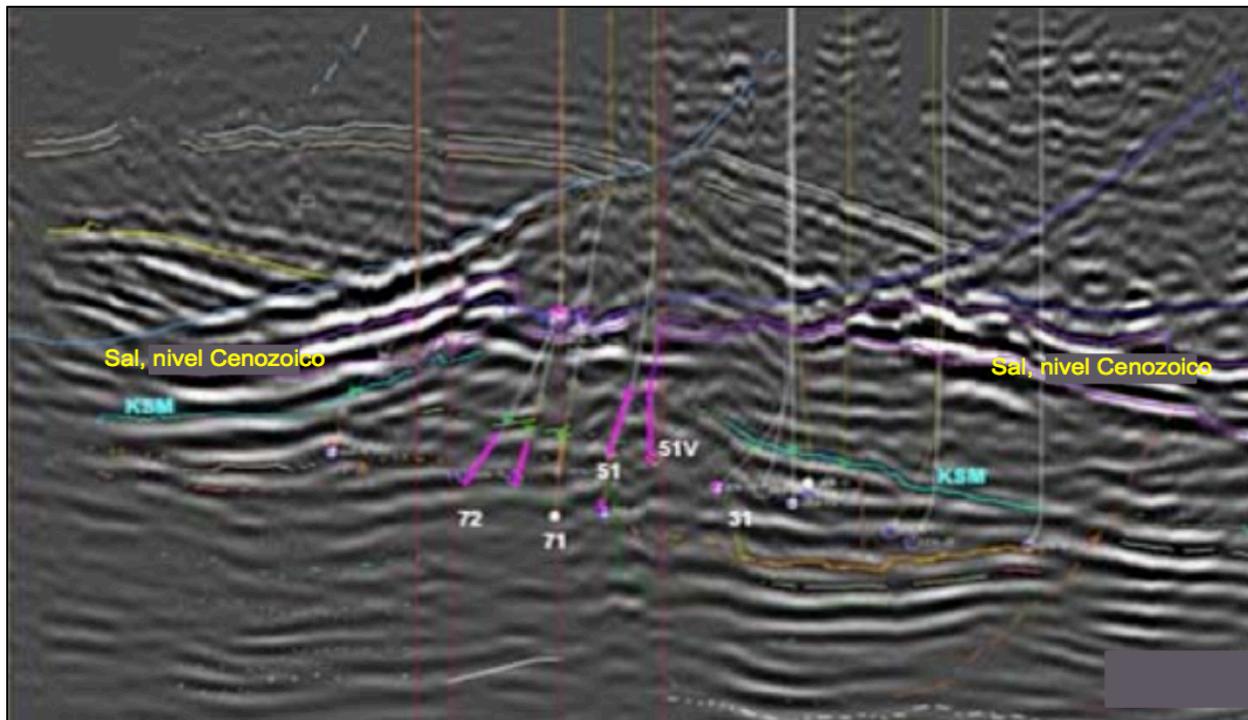


Figura 3.6 Línea sísmica que ilustra las secciones de sal intrusiva en rocas del Cenozoico, cuya secuencia fue perforada por algunos pozos del Campo Sen. Se interpreta que los cuerpos de sal son lengüetas independientes sin ninguna correlación horizontal (Modificada de Baños y Sánchez, 2009).

3.2 Ejemplos a nivel mundial

3.2.1 Play presalino de Brasil

El play presalino costa afuera de Brasil se extiende desde la Cuenca Santos, al sur, hasta la Cuenca Campos al norte, alcanzando posiblemente la Cuenca Espírito Santo (Figura 3.7), en un área de aproximadamente 800 km de SW a NE, por cerca de 200 km de NW a SE, en profundidades que generalmente exceden los 2000 m de tirante de agua. Siendo la Cuenca Santos la que presenta los mayores descubrimientos presalinos más recientes (GCA, 2010).



Figura 3.7 El play presalino de Brasil se extiende desde la Cuenca Santos hasta la Cuenca Espírito Santo, siendo la primera la de mayor interés petrolero (Tomada de Beasley et al., 2010).

Este play comprende yacimientos de calizas del Aptiano de la Formación Barra Velha (microbiolitos o estromatolitos, depositados bajo condiciones transicionales marinas hipersalinas, asociados a una cuenca de tipo “sag”), con algunas secciones subyacentes de yacimientos adicionales de calizas de la Formación Itapema (coquinas depositadas bajo condiciones lacustres en la parte superior de la sección de syn-rift). Bajo estos yacimientos, yace un intervalo de rocas generadoras de la Formación Picarras del Barremiano integrado por lutitas ricas en material orgánico depositadas en lagos anóxicos durante la fase de rift medio, equivalentes a la Formación Lagoa Feia; ésta es la roca generadora de los campos más importantes de la Cuenca Campos. Las trampas son principalmente de tipo estructural (plegamientos, hundimientos y fallas) selladas por una espesa capa de sal de la Formación Ariri del Aptiano (GCA, 2010).

La base de la sal se encuentra aproximadamente a 3 km de profundidad a partir del lecho marino, su espesor varía entre 2 y 3 km y presenta una serie de diapiros a lo largo de la sección este-oeste con una longitud de más de 600 km en esta dirección. La roca generadora es la misma tanto para la Cuenca Campos como para la Cuenca Santos, y yace bajo esta capa de sal autóctona. En el caso de la Cuenca Campos, cierta cantidad de hidrocarburos migraron a través de fallas y fracturas a lo largo de la sal y se acumularon en yacimientos postsalinos. En la Cuenca Santos, la sal actuó como una barrera, manteniendo el aceite en yacimientos presalinos. Las propiedades térmicas y elásticas de la sal también ayudaron a preservar hidrocarburos líquidos en estos yacimientos, constituyendo un excelente play presalino (Smith, 2008).

La característica tectónica más sobresaliente del play presalino, es la Elevación Exterior de la Cuenca Santos (OHSB, por sus siglas en inglés), la cual representa la zona más importante del play en cuanto a descubrimientos. Es una elevación alargada, con una orientación NE-SW, con un área de drene de aproximadamente 12,000 km² a nivel de la sal del Aptiano. Es la mayor elevación dentro de la extensión del play y fue formada entre el Barremiano y el Aptiano durante la apertura del Atlántico Sur (Gomes et al., 2009).

Esta característica geológica permitió el desarrollo de una extensa plataforma marina carbonatada durante la fase de “sag” del Aptiano temprano posterior a la fase de rift y a

la depositación de lutitas lacustres y coquinas; y precediendo a las evaporitas del Aptiano Tardío. La sección evaporítica es altamente variable e incluye halita casi pura intercalada con anhidrita y sales de potasio y magnesio. Esta plataforma carbonatada fue desarrollada en una cuenca tipo sag, caracterizada por la presencia de calizas microbianas las cuales se han cortado también en varios pozos de la Cuenca Campos. Se presentan dos alineaciones tectónicas evidentes dentro de la OHSB (Figura 3.8), con una tendencia NE-SW y una tendencia ortogonal NW-SE. La tendencia NE refleja la extensión de la corteza terrestre y el desarrollo del rift, mientras que la tendencia NW refleja un alto patrón de fallamiento (Gomes et al., 2009).

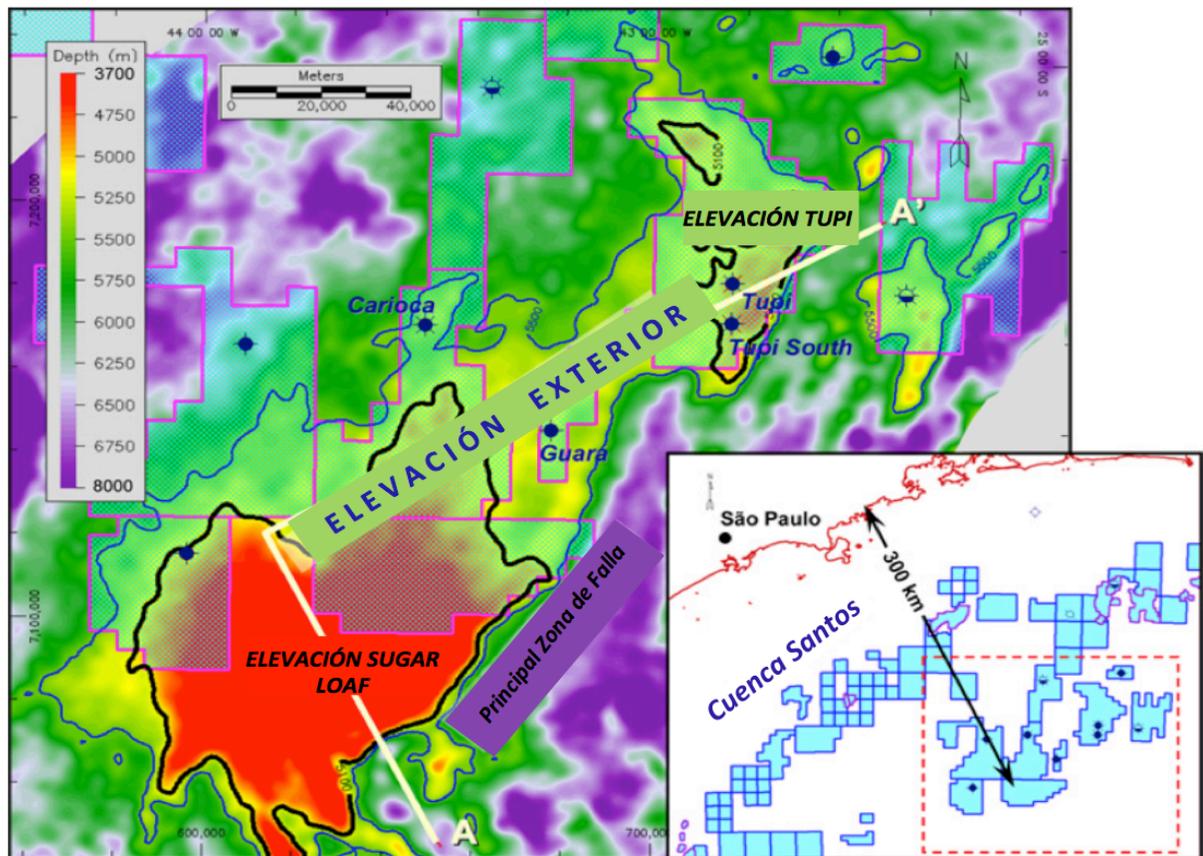


Figura 3.8 La Elevación Exterior de la Cuenca Santos (OHSB) es la característica tectónica más importante de esta cuenca y esta directamente relacionada con la ocurrencia del play presalino (el corte transversal de la sección AA' se muestra en la Figura 3.9), (Modificada de Gomes et al., 2009).

3.2.1.1 Geología regional

La Cuenca Santos costa afuera en Brasil, es una típica cuenca de margen pasivo, generada durante el proceso de ruptura del supercontinente Gondwana en el Jurásico Tardío/Cretáceo Temprano, que culminó con la apertura del Océano Atlántico Sur y la separación de los continentes Americano y Africano (Galvis, 2012).

El basamento de la Cuenca de Santos contiene el registro del vulcanismo generado como producto de las varias fases de rifting que han conducido a la apertura del Océano Atlántico; el basamento es cristalino y aflora en la región de Sao Paulo y está caracterizado por granitos y gneises de edad Cámbrica que cubren el basamento Precámbrico. Una importante característica del basamento de la Cuenca es la charnela Cretácica o también llamada línea de charnela de Santos, que se formó como consecuencia de la subsidencia termal de la fase postrift y el fallamiento normal asociado (Mohriak et al., 2002), ésta línea de charnela limita el flanco de Oeste de la Cuenca de Santos y está definida por el margen del rift levantado.

Los sedimentos de una fase rift inicial incluyen lutitas ricas en materia orgánica depositados en un ambiente fluvio-lacustre de edad Barremiano y Aptiano, que gradúan a rocas clásticas gruesas y calcáreas lo largo de los bordes del rift. El intervalo de lutitas antes mencionado se cree que constituye la principal roca generadora de hidrocarburos de la Cuenca (Mello et al., 1994).

Las sucesivas inundaciones marinas tras la apertura del Atlántico, resultaron en la deposición de la espesa secuencia evaporítica durante el Aptiano. Luego, con la continua subsidencia termal actuando, resultó el establecimiento de una secuencia de margen pasivo y una plataforma carbonatada durante el Albiano (uno de los primeros objetivos exploratorios de esta cuenca).

El inicio del Cretácico Tardío se caracterizó por el colapso de la plataforma carbonatada, esto como consecuencia de la movilización y retirada de la sal a zonas más distales de la Cuenca. Con la inundación marina generalizada y la continua deformación

relacionada con el movimiento de la sal, se estableció un ambiente de plataforma continental de alta pendiente en la Cuenca.

La alta tasa de sedimentación del Cretácico Tardío se caracterizó por depósitos de flujos por gravedad, asociados a canales y abanicos de talud, durante el cual dominaron los depósitos deltaicos hacia zonas más proximales de la cuenca (Galvis, 2012).

3.2.1.2 Estratigrafía

La información sobre las principales unidades estratigráficas de la Cuenca, se presenta a continuación.

Formación Barra Velha. Tiene un espesor de 300-350 m. En la sección proximal consiste principalmente de calizas, estromatolitos y microbiolitos; la sección distal esta formada por lutitas. Intercaladas con microbiolitos, también están presentes calizas formadas por clastos algales y bioclastos. Estas facies representan un ambiente transicional, continental y marino somero. La edad de esta formación es del Barremiano superior-Aptiano (Moreira et al., 2007).

Formación Itapema. Tiene un gran espesor de más de quinientos metros y consiste principalmente de calizas y lutitas negras. Las calizas están compuestas por fragmentos de conchas de bivalvos. En las secciones más distales, la formación consiste de lutitas ricas en materia orgánica, formadas en un ambiente lacustre. Las lutitas ricas en materia orgánica representan la principal roca generadora (Moreira et al., 2007).

Formación Picarras. Con un espesor de aproximadamente 990 m, consiste principalmente de rocas clásticas y carbonatadas. Es de edad Hauteriviano-Aptiano.

Formación Ariri. Está representada por la espesa secuencia de evaporitas que cubre discordantemente los sedimentos clásticos de la Formación Guaratiba, siendo cubierta al tope concordantemente por las formaciones Florianópolis y Guarujá. Ésta compuesta por espesos paquetes de halita y anhidrita blanca, calcilutitas, lodolitas y margas depositadas durante el Aptiano en un ambiente marino restringido, asociado con la

formación de planicies tipo Sabkha. Esta formación se extiende hacia la parte norte de la Cuenca Pelotas y tiene equivalentes en otras cuencas marginales de Brasil como son: Miembro Retiro (Cuenca de Campos), Itaúnas (Cuencas de Espírito Santo), Igrapiúna (Cuenca de Camamu-Almada) y Iburá (Cuenca de Sergipe), (Galvis, 2012).

3.2.1.3 Sistema petrolero

De acuerdo con análisis previos de evaluación del potencial petrolero en la Cuenca Santos, se ha reportado el reconocimiento de dos sistemas petrolíferos, estos son: Guaratiba – Guarujá(!) e Itajaí-Acu – Ilhabela(!), cuyas rocas generadoras presentan características de depositación en ambientes lacustres y marinos, respectivamente, siendo la Formación Guaratiba considerada la principal fuente generadora de hidrocarburos; sin embargo, la secuencia generadora mejor estudiada es la Formación Itajaí-Acu, debido a que es atravesada por casi todos los pozos exploratorios en la cuenca (Chang et al., 2008).

Uno de los campos más importantes de este play dentro de la Cuenca Santos, es el Campo Tupi, el cual fue descubierto en 2006 por el pozo exploratoria 1-BRSA-369A-RJS, el cual encontró el intervalo productor presalino del Cretácico. Se localiza en profundidades de aproximadamente 2,100 m de tirante de agua, alrededor de 300 km al sur de Río de Janeiro (GCA, 2010).

El campo Tupi contiene una acumulación bastante grande de hidrocarburos en una estructura con orientación NE-SW, con un área de drene de 785 km² y se localiza en el margen este de la Elevación Exterior de la Cuenca Santos (OHSB), (Figura 3.9). La sección de este campo incluye carbonatos microbiales y estromatolíticos de la secuencia de “Sag” y calizas coquinas de la secuencia de syn-rift por debajo de la anterior (GCA, 2010).

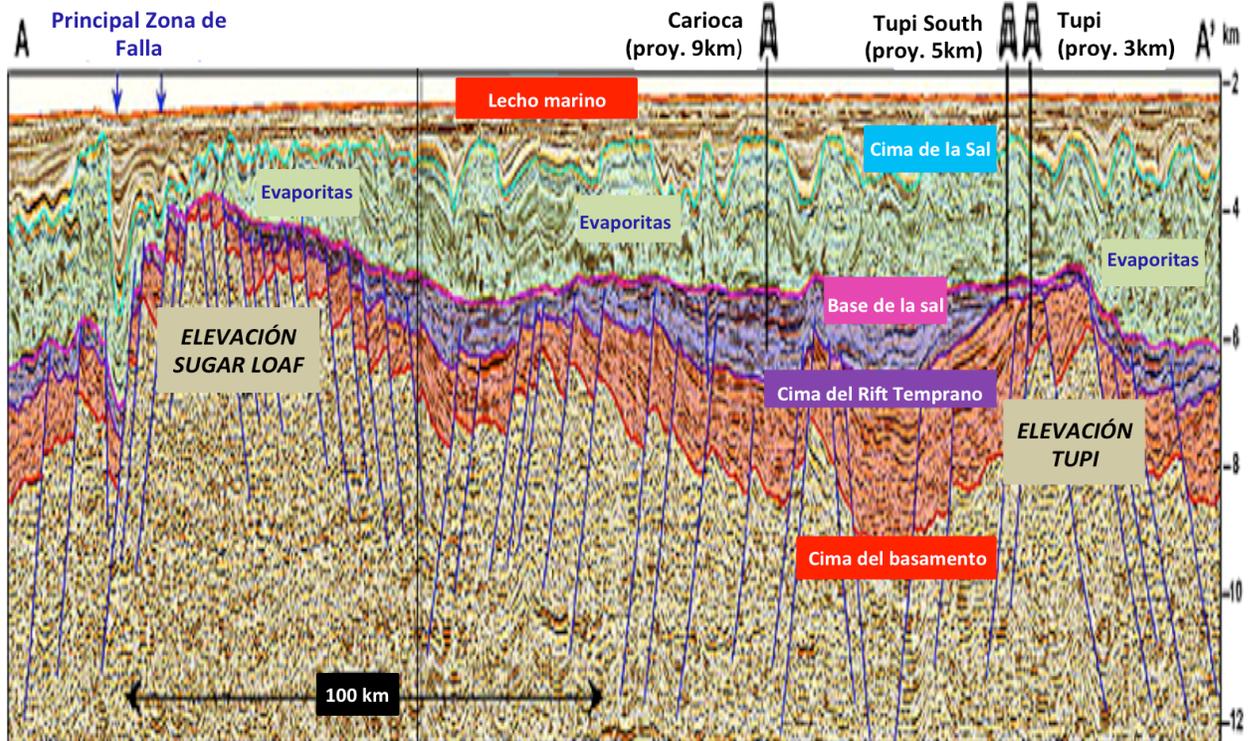


Figura 3.9 Sección transversal de la Elevación Exterior de la Cuenca Santos (OHSB) en la que se puede observar el campo presalino Tupi en el margen este de la estructura (la vista de planta de la OHSB se muestra en la Figura 3.8), (Modificada de Gomes et al., 2009).

El volumen original de aceite para esta extensión está en un rango de 80 MMbl a 320 MMbl para un bajo y un alto estimado respectivamente, con un mejor estimado de 180 MMbl (GCA, 2010).

3.2.2 Cuenca Essaouira, Marruecos

La Cuenca Essaouira (Figura 3.10) forma parte de la cuenca salina principal de Marruecos de la Provincia Central del Atlántico. Se ha interpretado que la sal se depositó durante el rifting que originó la cuenca de esta provincia hace aproximadamente 200 Ma. La sal ha sido particularmente móvil en esta cuenca con intrusiones de grandes canopies alóctonos, los cuales tienen de 1 a 2 km de espesor. Se estima que el principal periodo de formación de estas estructuras salinas ocurrió en el Cretácico Superior entre los 85 a 95 Ma (Davison et al., 2010).

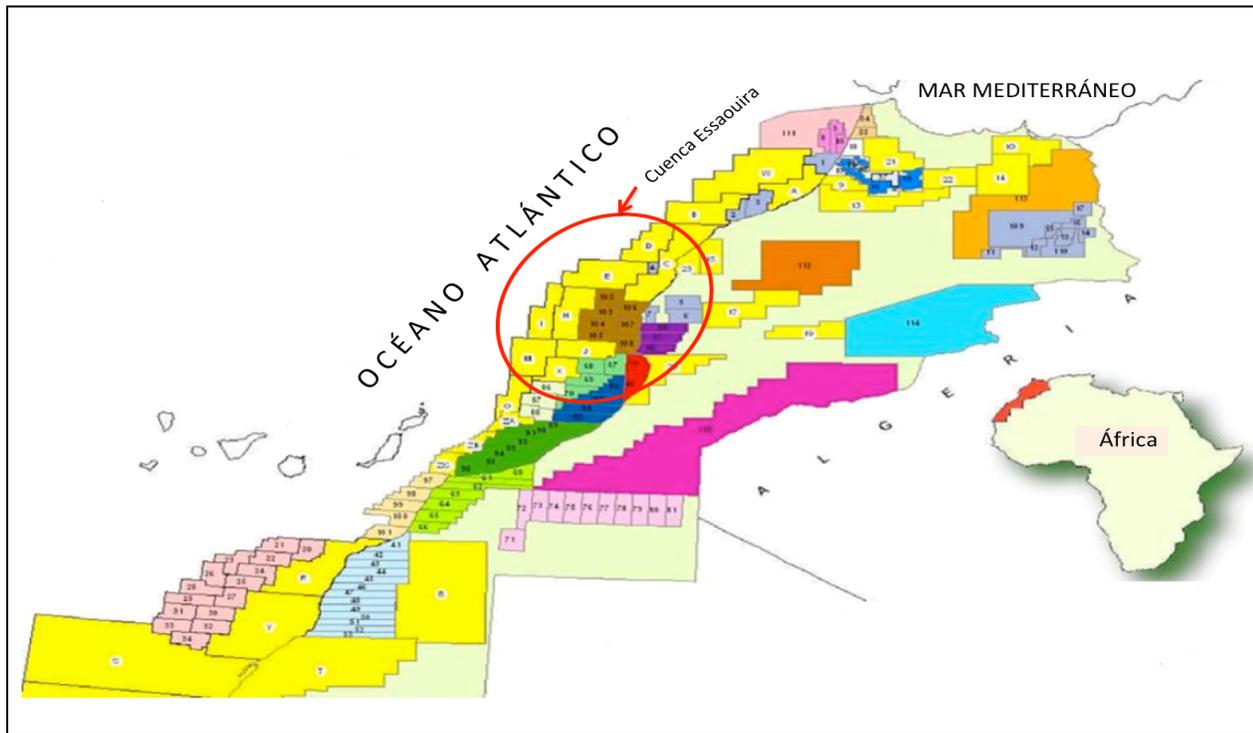


Figura 3.10 Ubicación de la Cuenca Essaouira. Forma parte del margen continental pasivo del Atlántico al oeste de Marruecos (Modificada de Longreach Oil and Gas, 2012).

3.2.2.1 Geología Regional

La Cuenca Essaouira forma parte del margen continental pasivo del Atlántico a lo largo de la línea de costa actual del oeste de Marruecos. Está caracterizada por sucesiones sedimentarias del Paleozoico las cuales fueron deformadas durante el Carbonífero (evento orogénico Hercynian). Posterior a este evento tectónico, la evolución de la cuenca fue controlada por la subsidencia del Mesozoico asociada con el rifting Triásico y la apertura del Océano Atlántico. Durante el Triásico-Jurásico temprano, la cuenca se caracterizó por movimientos extensionales, con bloques de falla asociados con la depositación de grandes espesores de areniscas, formaciones salíferas y gruesos flujos de dolerita. La sedimentación durante el Jurásico y Cretácico fue controlada principalmente por movimientos eustáticos y consistió en una plataforma carbonatada,

interrumpida por varios intervalos siliciclásticos. Posterior a este evento, fueron depositados grandes espesores de carbonatos y anhidritas del Jurásico y Cretácico. La sección del Mesozoico fue posteriormente deformada durante el evento orogénico Alpino, por lo que ocurrieron plegamientos y una halocinesis acentuada favoreciendo la generación de varios sistemas petroleros y plays subsalinos en la Cuenca Essaouira (PEL, 2010). La Figura 3.11 resume la estratigrafía de la cuenca.

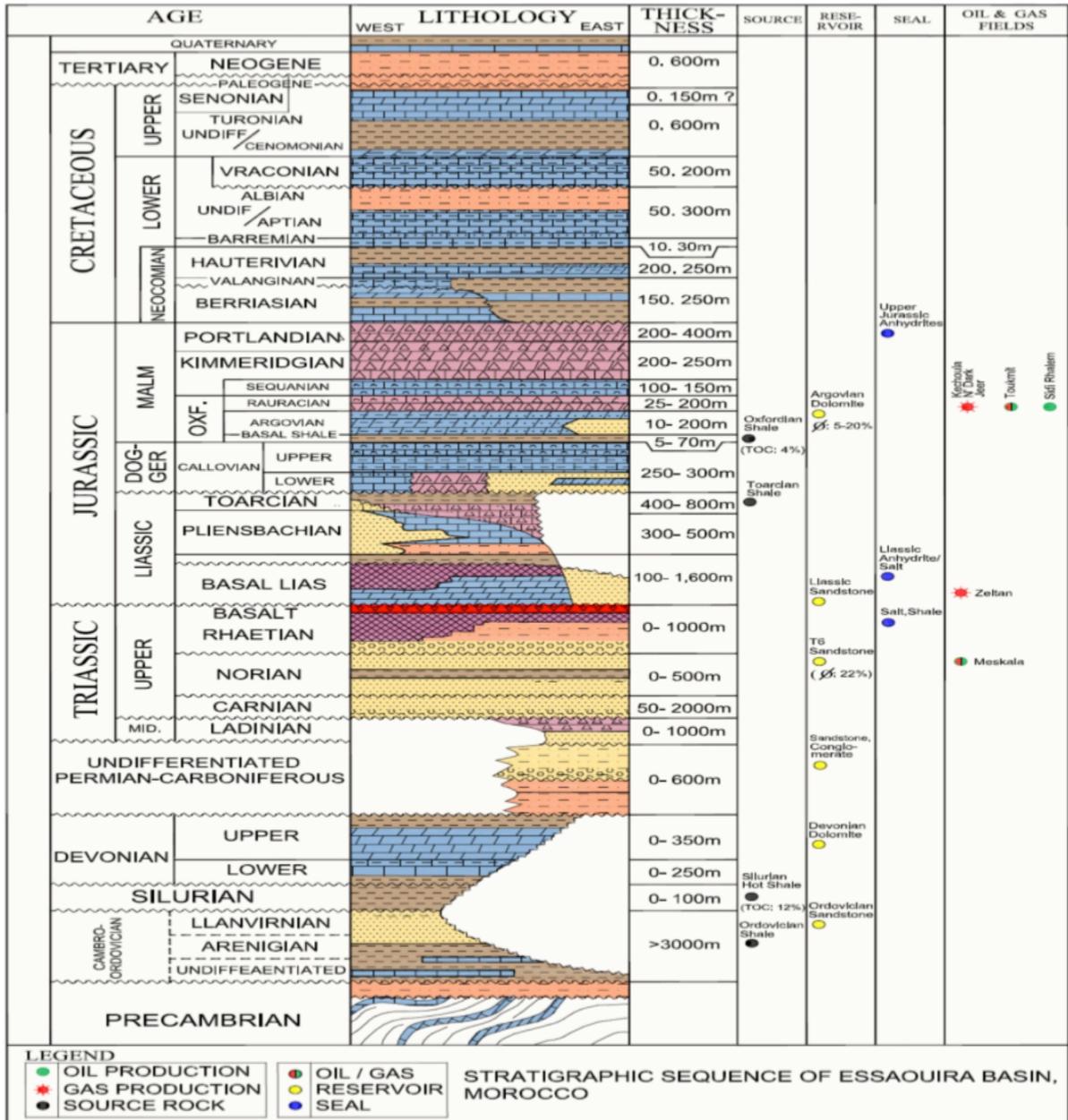


Figura 3.11 Columna estratigráfica de la Cuenca Essaouira (Tomada de PEL, 2010).

3.2.2.2 Tectónica salina

La sal del Triásico y Jurásico alcanzó su máximo espesor en esta área y se formaron grandes diapiros y canopies de sal alóctona tanto en aguas profundas como en el continente. Los canopies están presentes a lo largo de grandes secciones costa afuera de la cuenca, alcanzando más de 50 km de extensión y más de 2 km de espesor. La principal fase de extrusión de los canopies alóctonos se estima que inició en el Santoniano, cuando la cuenca estuvo sometida a una fase de compresión la cual inició el movimiento ascendente de la sal hacia la superficie y su desplazamiento horizontal, cubriendo los sedimentos del Triásico y Jurásico, haciendo el papel de sello sobre las rocas almacenadoras de estas edades y constituyendo de este modo un excelente play subsalino.

Los canopies han sido plegados y se estima que sobre ellos existe una cubierta de sedimentos de aproximadamente 1.5 km de espesor. Después de la sal se depositaron carbonatos durante el Jurásico y hasta el Cretácico; posteriormente, en la cuenca se acumularon sedimentos clásticos debido al levantamiento del margen noroeste de África (Davison et al., 2010).

3.2.2.3 Prospectiva petrolera

Se han identificado muchas trampas, principalmente estructurales debajo de los canopies de sal (Figura 3.12) y se interpreta que se encuentran todos los elementos de un sistema petrolero subsalino activo con rocas generadoras del Jurásico, rocas almacenadoras del Cretácico Temprano; la sal del Triásico juega el papel de sello, mientras los procesos de migración y entrapamiento ocurrieron durante el Mioceno. En este contexto, se han establecido dos sistemas petroleros activos principales en la Cuenca Essaouira, estos corresponden con los sistemas petroleros Jurásico-Jurásico y Silúrico-Triásico (PEL, 2010).

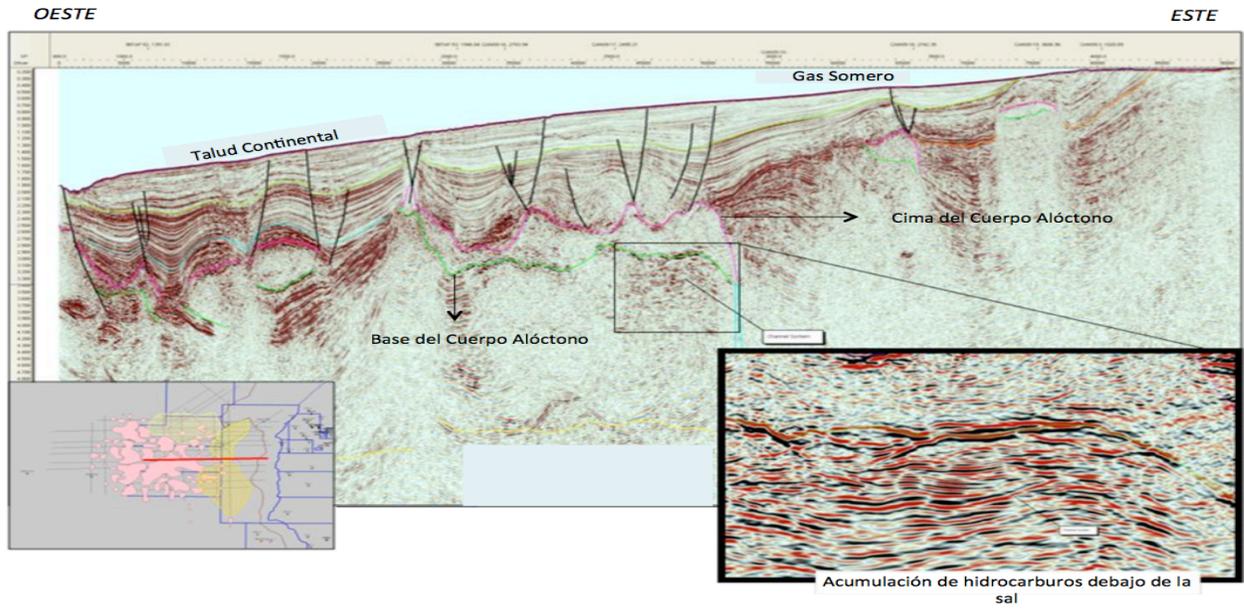


Figura 3.12 Sección sísmica regional de la Cuenca Essaouira en donde se puede apreciar la presencia de hidrocarburos debajo de una estructura de sal Alóctona. El mapa de la izquierda muestra la ubicación del estudio; las manchas rosas representan estructuras salinas someras (Modificada de Davison et al., 2010).

Rocas generadoras.

Un gran número de potenciales rocas generadoras han sido identificadas en la Cuenca Essaouira, entre las que destacan las lutitas de clase mundial del Silúrico (con un porcentaje de Contenido Orgánico Total (COT) arriba de 12%) reconocidas por cargar algunos campos gigantes del norte de África. Las lutitas del Ordovícico, Devónico y Carbonífero son también conocidas por tener un importante potencial como rocas generadoras. En adición, las lutitas del Oxfordiano en secuencias Jurásicas (COT arriba de 4%) se consideran secuencias efectivas que constituyen excelentes fuentes de hidrocarburos (PEL, 2010).

Rocas almacenadoras.

Las rocas almacenadoras son las areniscas del Ordovícico y del Permo-Carbonífero, también las calizas y dolomías del Devónico; adicionalmente se tienen las areniscas dolomíticas y los carbonatos del Calloviano-Oxfordiano en la Cuenca Essaouira; sin

embargo, las areniscas del Triásico son el objetivo almacenador mas importante en el área.

Rocas sello.

Los yacimientos del Triásico y Jurásico inferior están sellados por gruesas capas de sal de la misma edad o por anhidritas del Jurásico superior. Las arenas dolomíticas y los carbonatos del Jurásico Medio-Superior están selladas por lutitas y anhidritas del Jurásico superior (PEL, 2010).

Trampas.

Los mecanismos de entrapamiento son estructural, estratigráfico y mixto (PEL, 2010); predominando los siguientes:

- Paleorelieves.
- Bloques de fallas sellados por sal.
- Canopies de sal.
- Trampas anticlinales.
- Trampas estratigráficas (lentes de arenas, cambios laterales de facies, variaciones de porosidad, etc.).

Los principales campos de aceite y gas en la Cuenca Essaouira son (PEL, 2010):

- Campos de gas: Kechoula, Jeer, Zeltan y N'Darek
- Campos de gas y condensado: Toukimt y Meskala
- Campos de aceite: Sidi Rhalem

3.2.3 Play subsalino del Golfo de México, Campo Mahogany (EE. UU.)

La estratigrafía de las aguas profundas del Golfo de México se puede dividir en tres grandes grupos: Neógeno, Paleógeno y Mesozoico. De estas tres divisiones, la mayoría de descubrimientos han sido en el Neógeno (Lach, 2010).

El Paleógeno incluye el Oligoceno, Eoceno y Paleoceno y consiste principalmente de areniscas y lutitas. Los intervalos de yacimientos incluyen la Formación Frio (Oligoceno) en el área Alaminos Canyon, la Wilcox Superior (Eoceno) en la misma zona y la Wilcox inferior a lo largo de Alaminos Canyon, Keathley Canyon y los bloques Walker Ridge. El desarrollo de estos yacimientos se encuentra en un estado mucho menos maduros que los del Neógeno.

La sección del Mesozoico incluye secuencias del Cretácico y el Jurásico. Estas rocas constituyen los principales intervalos de rocas generadoras (Jurásico y Cretácico), así como la sal (Jurásico) que controla el estilo estructural del Golfo de México (Lach, 2010).

El descubrimiento Mahogany fue el primer campo subsalino de aceite desarrollado comercialmente en el Golfo de México. El Campo está localizado aproximadamente a 130 km de la costa de Louisiana, cerca del límite plataforma/talud; consta de una estructura anticlinal afallada cubierta por una capa alóctona de sal que converge hacia el este con otras capas similares para formar un gran canopy (Huber, 1989). Actualmente existen más penetraciones subsalinas en esta área que en cualquier otra capa de sal en el Golfo de México.

Los datos sísmicos muestran que existen varias generaciones de estructuras salinas dispuestas a diferentes niveles estratigráficos dentro de la columna sedimentaria del campo Mahogany y sus alrededores. Después de la depositación de areniscas del Neógeno, se desencadenó el flujo de la sal del Jurásico hacia la superficie, dando origen a estructuras alóctonas que posteriormente se deformaron lateralmente entre 13 y 20 km cuesta abajo del talud continental, cubriendo las areniscas de menor edad que la sal, constituyendo de este modo un excelente play subsalino. La ubicación actual de los depósitos de areniscas está estrechamente relacionada a los movimientos de la sal y se extiende por debajo de los canopies formados por ésta (Harrison et al., 2010).

La principal estructura salina asociada se interpreta como un canopy de sal alóctona que sobreyace los yacimientos de areniscas. Tiene una orientación norte-sur, con una longitud aproximada de 20 km por una amplitud de 15 km y un espesor promedio de 1160 m en el área del campo Mahogany (Harrison et al., 2010; Camp, 1998).

3.2.3.1 Geología regional

El play subsalino del Golfo de México, según se definió por las operaciones de perforación realizadas durante 1998, se extiende más de 480 km de longitud, desde la plataforma continental exterior a la parte superior del talud, en profundidades que van desde 55 hasta 1340 m (Figura 3.13). El play actual, sin embargo, representa sólo una fracción de la zona potencial de plays que está definida por los cuerpos tabulares de sal que se extienden hasta 240 km al sur del margen actual de la plataforma, hacia el Escarpe Sigsbee en profundidades de agua superiores a 2,100 m. Los objetivos principales incluyen los yacimientos de areniscas de aguas profundas del Mioceno al Pleistoceno en una variedad de trampas estructurales y estratigráficas debajo de mantos salinos alóctonos de probable edad Jurásica.

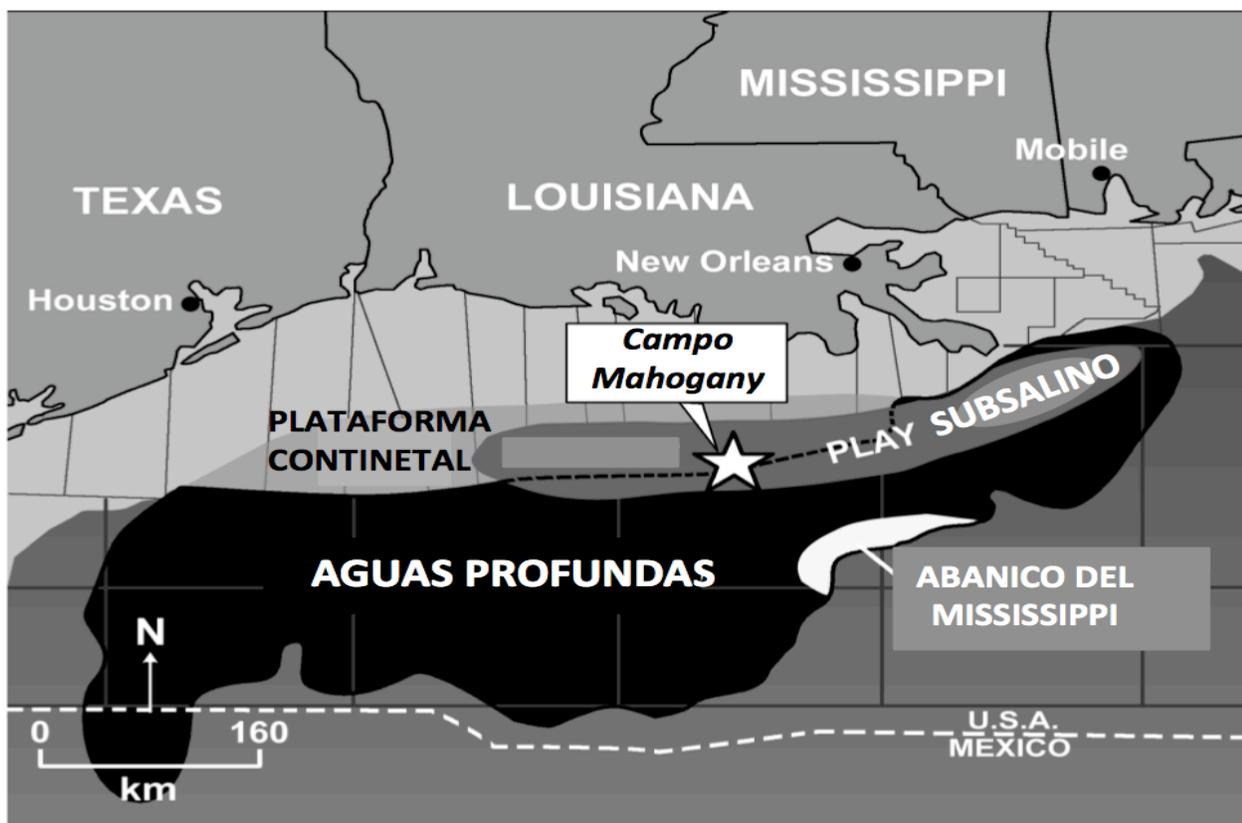


Figura 3.13 Ubicación del Campo Mahogany y el área del play subsalino costa afuera del Golfo de México. La zona potencial de plays se extiende hasta 240 km al sur del margen actual de la plataforma hacia el Escarpe Sigsbee (Modificada de Camp, 1998).

El Campo Mahogany se encuentra bajo un tirante de agua de 115 m sobre la plataforma continental exterior. Dentro de este campo existen muchos yacimientos en areniscas, en aguas profundas que yacen enteramente por debajo de una extensa lengüeta de sal lateral que tiene aproximadamente 1,160 m de espesor. La producción actual se desarrolla a partir de tres yacimientos principales, informalmente llamados en orden descendente, Arenas O, P y Q. Las Arenas P son actualmente el principal objetivo de perforación a desarrollar. Las areniscas profundas R, S y T que se han penetrado hasta la fecha han resultado productoras de agua y permanecen como importantes objetivos exploratorios (Camp, 1998).

3.2.3.2 Historia de exploración

El Campo Mahogany fue descubierto en 1993 y es el primer campo productor del play subsalino del Golfo de México (Figuras 3.14 y 3.15). En septiembre de 1998, se perforaron y completaron seis pozos. La producción comenzó en diciembre de 1996 después de la instalación de una plataforma fija convencional de 20 módulos en agosto de 1996. La producción diaria alcanzó 19.9 Mbl y 33 MMpcg con la terminación del quinto pozo en febrero de 1998. Posterior a esto, se comenzaron a perforar pozos de explotación adicionales y un séptimo pozo de desarrollo, también se realizaron reparaciones a los pozos existentes (Harrison et al., 2010).

El éxito en el Campo de Mahogany demostró la viabilidad de un nuevo play que fue en gran parte el resultado de la aplicación de tecnologías nuevas y emergentes a un play fronterizo, en una provincia madura en cuanto a perforación (Camp y McGuire, 1997). El descubrimiento de Mahogany demostró el potencial para grandes tasas de flujo en el play subsalino y ayudó a dar la vuelta a las tendencias decadentes de exploración en el Golfo de México. Sólo siete pozos fueron perforados en el play subsalino durante el período de diez años antes del descubrimiento del Campo Mahogany. Desde su descubrimiento, han sido perforados nuevos pozos exploratorios en el play, a la fecha existen más de 140 pozos subsalinos, si bien algunos no son comerciales, muchos se destacaron en su momento por establecer récords de producción; se han descubierto

más de 75 campos y las reservas recuperables del play subsalino se estiman en más de 18 MMMbpce (Moore, 2009).



Figura 3.14 Campo Mahogany. Fue descubierto por el pozo Phillips Núm. 1, ubicado a 130 km de la costa de Louisiana. Consta de un anticlinal afallado cubierto por un canopy de sal alóctona (Modificada de Harrison et al., 2010).

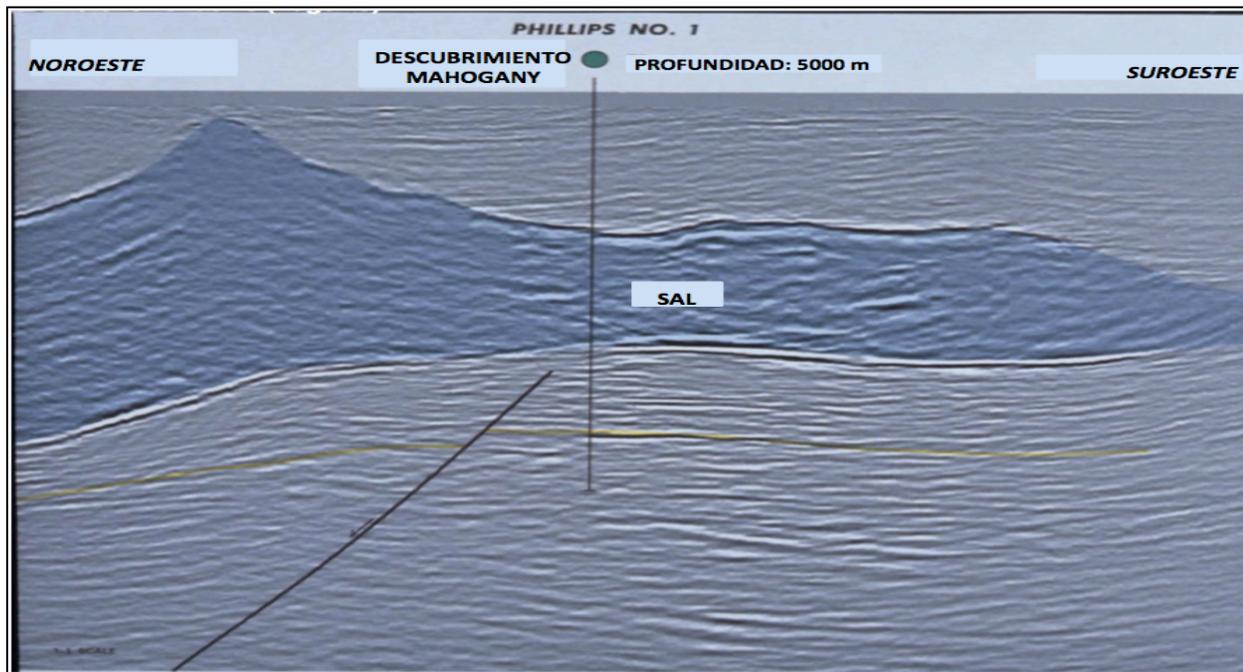


Figura 3.15 La base y la cima del canopy de sal se pueden apreciar en esta sección sísmica. La base se inclina hacia el noroeste (en dirección de la sal autóctona). También se puede apreciar claramente la falla que corta el anticlinal (Modificada de Harrison et al., 2010).

Los principales tres campos subsalinos que actualmente se producen son: Mahogany, Agate y Enchilada. Adicionalmente, existen otros campos productores: Gemini, Atlantis, Tanzanite y Hickory.

3.2.3.3 Prospectiva petrolera

Los yacimientos subsalinos de este campo (Figura 3.13) poseen una gran capacidad de almacenamiento. Constan de arenas petrolíferas altamente represionadas, con permeabilidades superiores a 2.5 darcies y porosidad promedio del 33%; presentan tasas de flujo excepcionalmente elevadas (Harrison et al., 2010). A continuación se describe brevemente el yacimiento de mayor importancia en las Arenas P.

Miembro Superior de las Arenas P.

El espesor bruto de las Arenas P en el Campo Mahogany varía de 30 a 107 m y se divide informalmente en los miembros superior e inferior. La presencia de hidrocarburos ocurre principalmente en el miembro superior que se compone principalmente de capas delgadas, de grano fino, de areniscas, laminadas de manera ondulada y paralela, intercaladas con láminas de roca arcillosa y limosa. Una capa gruesa de areniscas de grano fino a medio, con clastos redondeados de lutitas, se presenta en la base del miembro superior en la mayoría de los pozos, formando un contacto basal fino con las lutitas subyacentes. Esta unidad se conoce como la arenisca dique basal y define la base de la unidad superior de las Arenas P (Camp, 1998).

Facies de barra-desbordamiento.

Las unidades de capas delgadas onduladas y laminadas de las Arenas P superiores, se interpretan como barras y depósitos de desbordamiento que flanquean un canal submarino. Aunque las capas individuales de arena de los depósitos de barras son muy finas, presentan una calidad de yacimiento muy buena. El promedio de porosidad de las

arenas de barra es de 25% (rango 18 a 30%) y el promedio de la permeabilidad es 136 md (rango 1,3 a 560 md). Las barras se dividen en facies proximales y distales con las características de yacimiento distintas. Los depósitos de barras proximales son más gruesos, tienen un contenido más alto de areniscas, y por lo general contienen menos lutitas que los depósitos distales, y por lo tanto presentan una mayor calidad del yacimiento. Por ejemplo, las facies proximales de barras en el pozo A-1 cuenta con un contenido de arena de 0.69 y permeabilidad media de 160 md, en comparación con 0.47 de contenido de arena y permeabilidad media de 81 md de las facies distales en el pozo A-5.

Facies Basales de barra.

Las capas homogénea de las arenas de barras basales se deben probablemente a la rápida sedimentación. Esta unidad de arenisca basal alcanza un espesor máximo de aproximadamente 10 m y se interpreta como una extensión submarina fracturada depositada por flujos de turbidez de alta densidad.

Aunque las areniscas de barras basales comprenden sólo una pequeña parte del volumen total del yacimiento en las Arenas P, representa las arenas de mejor calidad, con un contenido de arena de 1.0, y las mediciones promedio de porosidad y la permeabilidad de 33% y 4,952 md, respectivamente (Camp, 1998).

Miembro Inferior de las Arenas P.

Las Arenas P inferiores están compuestas por tres o cuatro cuerpos discretos de arena, de 6 a 21 metros de espesor, separados por capas de lutitas. Los cuerpos de areniscas son típicas capas delgadas de turbiditas, compuestas de arenas no consolidadas de grano muy fino a fino con intercalaciones de lutitas limosas. Las estructuras sedimentarias incluyen laminaciones paralelas, laminaciones cruzadas onduladas y estratificación escalada ondulada. Un análisis de registros indica claramente, la

presencia local de intervalos más gruesos de 3 a 5 m de espesor, sobre todo hacia la base del miembro inferior de las Arenas P.

Las Arenas P inferiores se acuñan hacia el suroeste y parecen formar cuerpos tabulares o laminares que se extienden dentro de la cuenca por más de 3 km hacia el noreste. Las Arenas P inferiores se interpretan como depósitos lobulares (Chapin et al., 1994).

3.2.4 Cuenca Amadeus, Australia

3.2.4.1 Geología regional

La cuenca Amadeus tiene aproximadamente 800 km de longitud (E-W) por 300 km de amplitud (N-S), y preserva cerca de 14 km de sedimentos del Neoproterozoico al Paleozoico tardío. Los márgenes actuales son resultado de dos ciclos orogénicos principales. El margen norte se atribuye en gran medida al proceso orogénico de Alice Springs (ASO, por sus siglas en inglés) ocurrido entre 400-300 Ma, mientras que el margen sur se atribuye al proceso orogénico Petermann (PO) ocurrido entre 570-530 Ma. Las secciones de mayor espesor del Paleozoico y Neoproterozoico se preservan al norte y sur de la cuenca respectivamente, como resultado de estos eventos estructurales. El margen del sureste de la cuenca está definido por la Dorsal Newland Ranges, mientras que el margen del suroeste lo define la Provincia Musgrave (Figura 3.16), (Lindsay y Korsch, 1991).

La porción sureste de la cuenca Amadeus, comprende un basamento con un alto patrón de fallamiento, y con un adelgazamiento en los sedimentos hacia el sur y el este. El evento Giles del Mesoproterozoico (1080-1040 Ma), ocurrido en la Provincia Musgrave, inició un fallamiento en dirección noroeste, acompañado por actividad bimodal intrusiva y extrusiva. Esto fue seguido por una continua extensión en dirección noreste asociada con un evento de rifting del Neoproterozoico aproximadamente 800-840 Ma. Los grabens y medios graben relacionados a estos eventos, probablemente contienen secciones considerables de sedimentos de la formación pre-Areyonga y pueden ser áreas importantes para la generación de hidrocarburos (Edgoose et al., 2002).

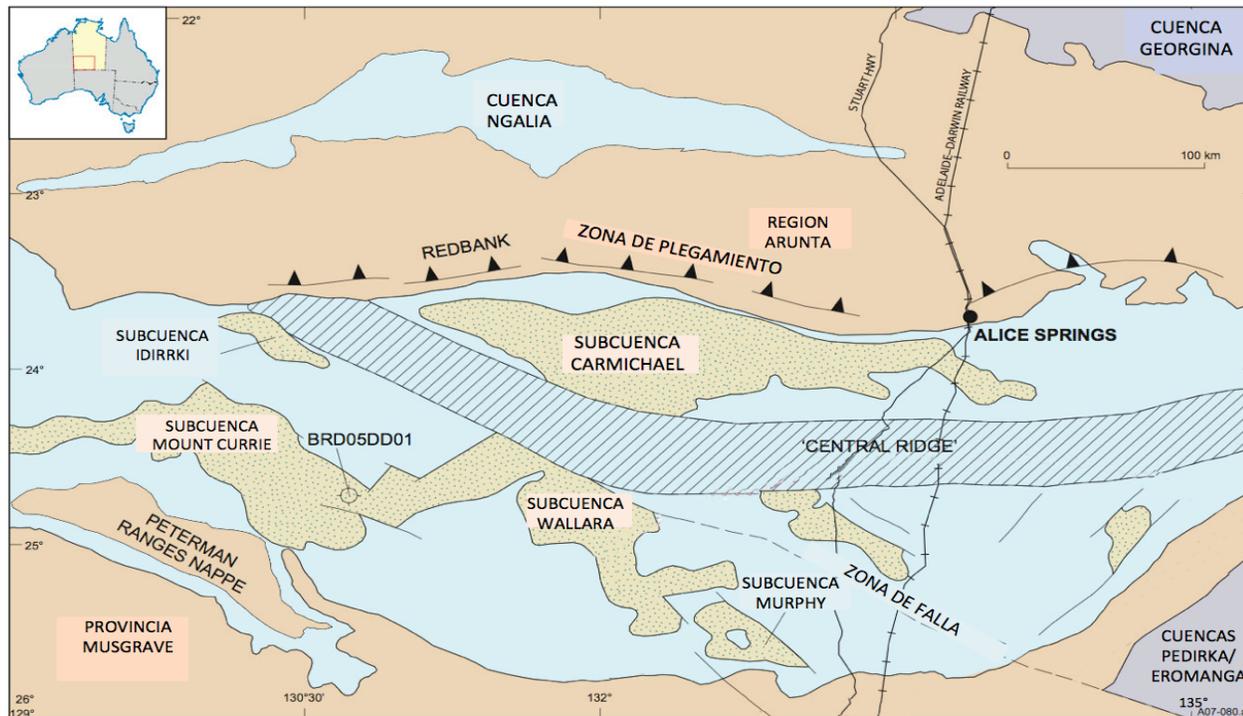


Figura 3.16 Ubicación de la Cuenca Amadeus. En el mapa se muestran los principales elementos estructurales de la cuenca (Tomada de Young y Ambrose, 2010).

3.2.4.2 Estratigrafía

Las unidades estratigráficas más importantes de la cuenca Amadeus se muestran en la Figura 3.17, al igual que su espesor. La estratigrafía refleja un basamento del Proterozoico superior con sedimentos continentales, de plataforma, lacustres y marinos, incluyendo carbonatos y evaporitas, cubiertos por sedimentos marinos del Cámbrico y Ordovícico, a su vez cubiertos por sedimentos continentales del Devónico y Carbonífero. En general, la sucesión sedimentaria se adelgaza hacia el oeste sobre un aparente arco del basamento, y se une con la secuencia de la Cuenca Canning. La extensión este de la cuenca es truncada y cubierta por sedimentos Mesozoicos de la Cuenca Eromanga (Ozimic et al., 1986).

La sección del Neoproterozoico es diferenciada por la presencia de gruesas capas de sal en la subdivisión Gillen Member de la Formación Bitter Springs. Estas capas forman un sello sobre las rocas clásticas de la Formación Heavitree Quartzite (Southgate, 1991).

SYSTEM	SERIES	FORMATION	MAX THICKNESS m	
CARBON-IFEROUS	LOWER	PERTNJARA GROUP	3658	
	UPPER			
DEVONIAN	MIDDLE	MEREENIE SANDSTONE	975	
	LOWER			
	UPPER			
SILURIAN	UPPER			
ORDOVICIAN	UPPER	CARMICHAEL SST	91	
	MIDDLE	STOKES SLTST	610	
		* STAIRWAY SST	549	
	LOWER	HORN VALLEY SLTST	427	
		* PACOOTA SST	914	
CAMBRIAN	UPPER	GOYDER FM	488	
		PETERMANN SST	SHANNON FM 701	
	MIDDLE	DECEPTION FM	JAY CREEK LS	GILES CREEK DOL 396
		ILLARA SST	HUGH RIVER SH	CHANDLER LST
		TEMPE FM	CHANDLER LST 140	TODD RIVER DOL 152
	LOWER	CHANDLER LST	ARUMBERA SANDSTONE 853	
		ENINTA SST		
	PRE-CAMBRIAN	PROTEROZOIC EON	JULIE FM	610-1829
			PERTATATAKA FM	
			AREYONGA FM	396
BITTER SPRINGS FM 'JOHNNY CK. BEDS'			914	
HEAVITREE QUARTZITE			457	
ARUNTA COMPLEX				

Figura 3.17 Columna estratigráfica de la Cuenca Amadeus (Tomada de Ozimic et al., 1986).

3.2.4.3 Sistema petrolero

El sistema petrolero Gillen Member-Heavitree Quartzite (GM-HQ) del Neoproterozoico se extiende sobre toda la Cuenca Amadeus. Sin embargo, debido a que las profundidades de sepultamiento exceden los 5000 m en la parte norte de la cuenca; la extensión del play se restringe generalmente al área sur de la Cordillera Central (Figuras 3.18 y 3.19).

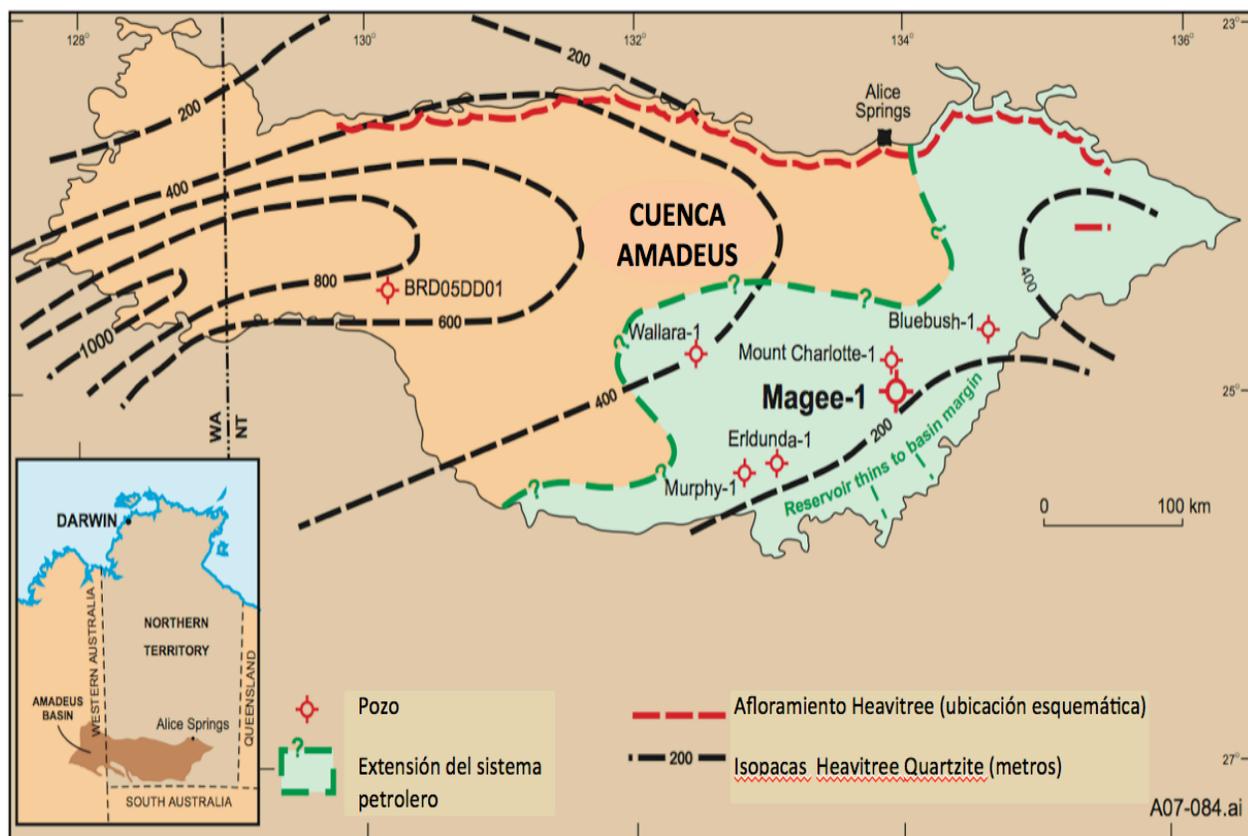


Figura 3.18 Mapa que muestra la extensión del sistema petrolero Gillen Member-Heavitree Quartzite. El play se limita a la porción sur de la cuenca debido a las grandes profundidades de sepultamiento de la porción norte (Tomada de Young y Ambrose, 2010).

La unidad estratigráfica HQ (800-760 Ma) es una unidad masiva depositada sobre rocas metamórficas del Complejo Arunta. Es composicionalmente uniforme y consta de areniscas de cuarzo intercaladas con intervalos laminados de lutitas y conglomerados. De acuerdo con Lindsay (1999), la unidad alcanza un máximo espesor de

aproximadamente 1000 m en la parte oeste de la cuenca adelgazándose a 400 m o menos en el área de estudio.

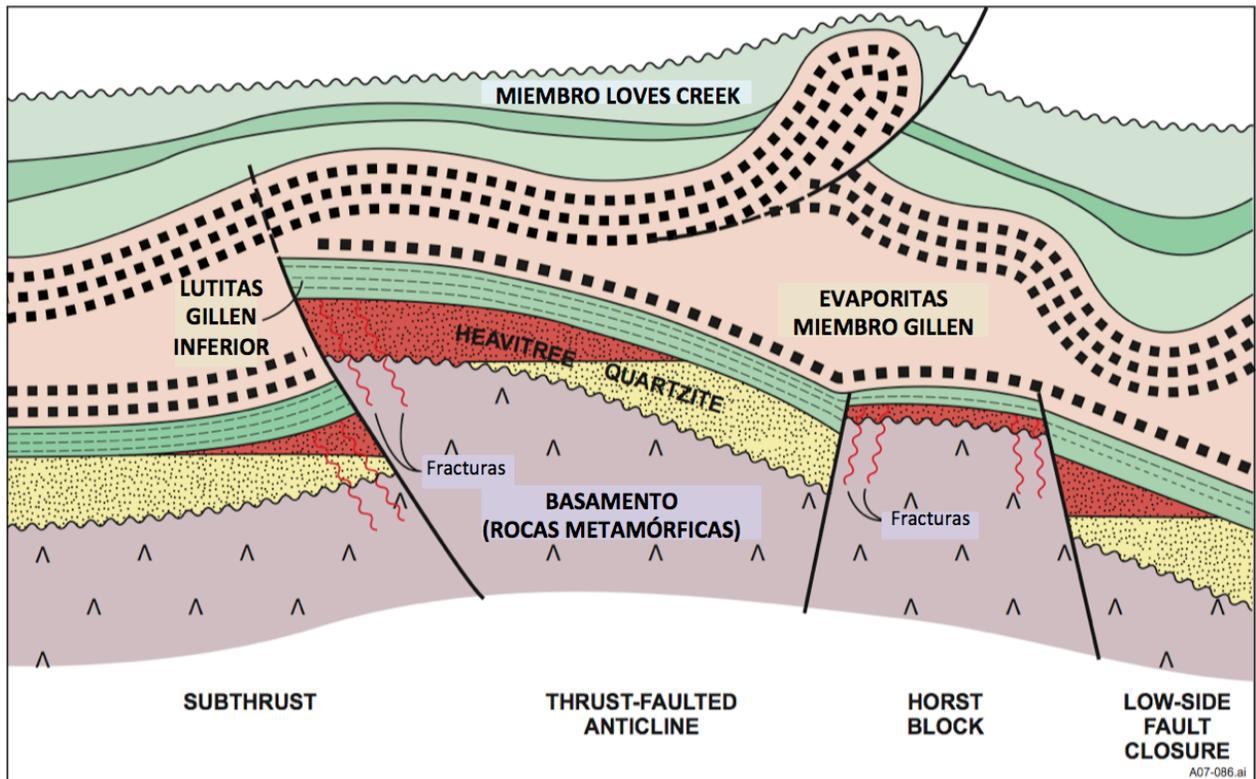


Figura 3.19 Sección transversal esquemática para ilustrar los tipos de trampas potenciales en el play Heavitree Quartzite (Tomada de Young y Ambrose, 2010).

La principal roca generadora se encuentra en la parte inferior de la Formación Bitter Springs; un intervalo de dolomías y limolitas, colocado directamente sobre la unidad estratigráfica HQ. El porcentaje de Contenido Orgánico Total (COT) es de entre 0.5% y 0.8%.

La sucesión evaporítica GM cubre inmediatamente el intervalo generador y proporciona un sello efectivo para los hidrocarburos atrapados en la Formación HQ; es decir, los yacimientos están cubiertos por el cuerpo de sal autóctona, constituyendo de este modo un play presalino. Con un periodo de retención estimado de 700 Ma, la preservación es el elemento crítico del play en el sistema petrolero GM-HQ (Young y Ambrose, 2010). El miembro Gillen ha sido penetrado, al menos parcialmente, por todos los pozos

perforados a la fecha en el sureste de la Cuenca Amadeus; por tal motivo, se interpreta que esta presente sobre la mayor parte de la extensión del play, aunque el espesor varía significativamente desde grandes anticlinales y diapiros hasta áreas muy delgadas de evacuación de la sal. Debido a la sísmica limitada, el espesor de la sucesión evaporítica no puede ser determinado adecuadamente en toda la extensión, pero con base en la información actual, se interpreta que éste incrementa de un mínimo de 500-700 m en el este, a un máximo de 2,900 m en el oeste (Lindsay, 1987). Se tienen ejemplos de cuencas proterozoicas con campos gigantes de gas y aceite, como la Cuenca Sichuan (China) y la Cuenca Sur de Omán, que presentan sellos de sucesiones evaporíticas de gran espesor similares a la mencionada.

La carga inicial y el entrapamiento de hidrocarburos (momento crítico) probablemente ocurrió aproximadamente hace 700 Ma, después de la depositación y carga de al menos 2-3 km de sedimentos del Neoproterozoico. La formación de trampas está asociada tanto al evento de rifting del Neoproterozoico como al Halotectonismo ocurrido en la última etapa de depositación de la Formación Bitter Springs (Young y Ambrose, 2010).

CAPÍTULO 4. PERFORACIÓN

En la década de 1990, la industria petrolera descubrió que más allá de las plataformas continentales, debajo de miles de metros de agua, yacían inmensas reservas de hidrocarburos. Al intentar alcanzar estos yacimientos, los ingenieros de perforación se enfrentaron a obstáculos tecnológicos nunca antes experimentados. Con el tiempo, el esfuerzo se volvió aún más desalentador al descubrir que estas zonas productivas estaban cubiertas por vastos y espesos mantos de sal que desafiarían las prácticas de perforación y terminación de pozos comúnmente aceptadas (Aburto et al., 2008).

Conforme continúa el desarrollo de la industria petrolera, se ha incrementado la necesidad de perforar gruesas secciones de sal para alcanzar depósitos importantes de aceite y gas y satisfacer la demanda mundial de estos energéticos. Los muchos tipos de trampas asociados a las estructuras salinas, incrementan su potencial para acumular hidrocarburos (Barker et al., 1994). Entre los desafíos más importantes para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos, se encuentra la perforación de pozos. Esto es debido a que por encima de los yacimientos objetivo se encuentra una gruesa capa de evaporitas. La composición variable del intervalo evaporítico puede ser especialmente difícil de perforar. Esta sección, compuesta principalmente por halita y anhidrita, contiene además capas de carnalita y de taquihidrita. Cada capa se caracteriza por la existencia de una velocidad de escurrimiento diferente, que puede variar hasta en dos órdenes de magnitud entre los diversos tipos de sal. El escurrimiento puede producir restricciones en el pozo, atascamiento de la sarta de perforación y falla de la tubería de revestimiento.

Si además de esto, consideramos que muchos de los yacimientos de este tipo se encuentran costa afuera en aguas profundas, debemos tomar en cuenta también las altas tarifas diarias que imponen los equipos de perforación en estos ambientes.

Las dificultades encontradas durante la perforación de las secciones de sal son función de las características singulares de este material (Figura 4.1). Estas dificultades

incluyen la estabilidad del pozo, los fluidos de perforación, la cementación, el diseño de las tuberías de revestimiento y el control direccional (Barker et al., 1994).

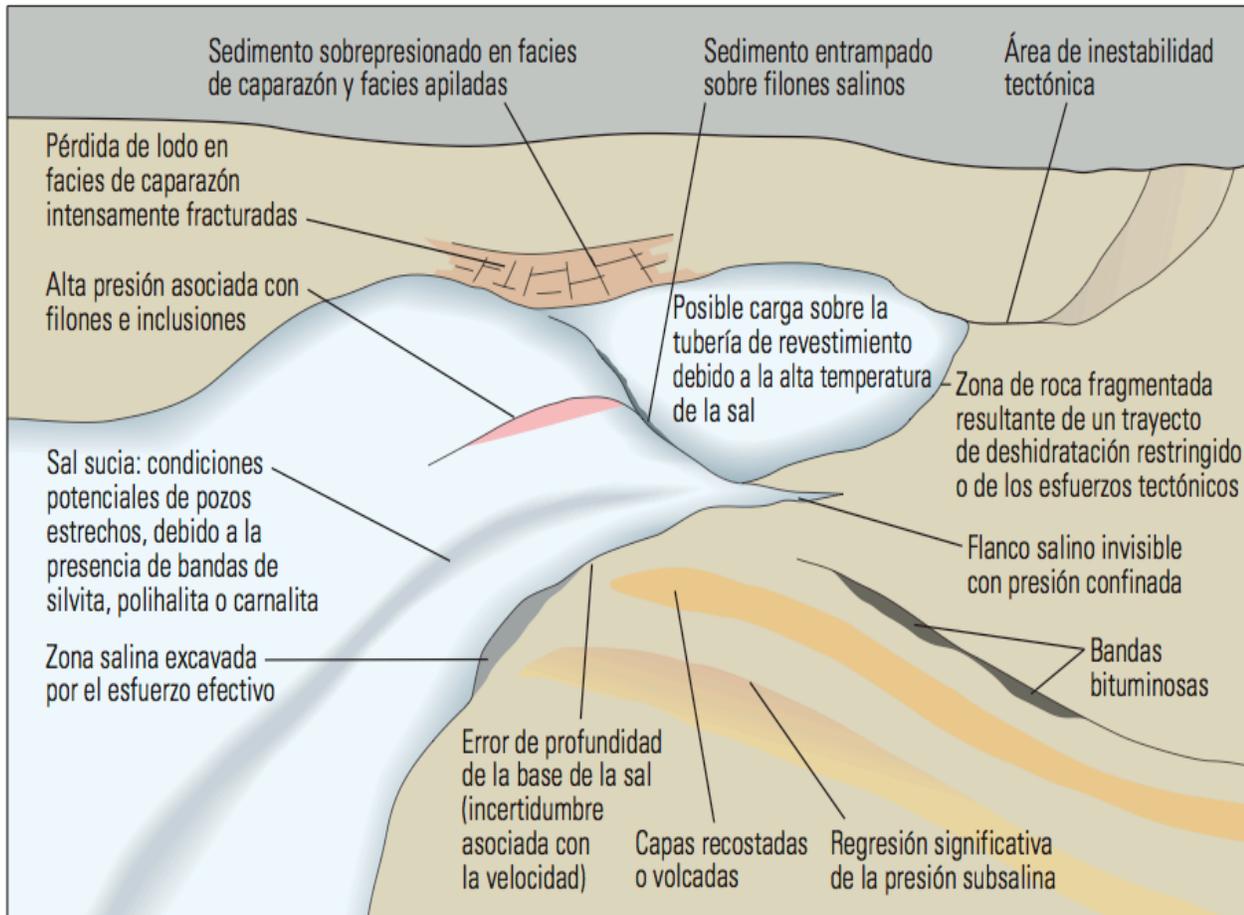


Figura 4.1 Riesgos potenciales de perforación en la sal y sus adyacencias. La probabilidad de que surjan problemas al momento de perforar, atravesar y salir de las estructuras salinas es muy alta, debido esencialmente a la tendencia al movimiento propia de la sal (Tomada de Aburto et al., 2008).

Los recursos más importantes para abordar los problemas de perforación en la sal son los conocimientos técnicos especializados, sustentados por un proceso rápido de toma de decisiones que se basa en información oportuna y confiable. Con este fin, se utilizan tecnologías como el monitoreo de la perforación en tiempo real y centros de soporte de perforación que emplean conectividad de alta velocidad para reunir datos; sin prescindir de especialistas para la resolución rápida de los posibles riesgos de perforación (Aburto et al., 2008).

4.1 Perforación y estabilidad del pozo

La penetración de la sal plantea un desafío importante en cada caso, ya que 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 (creep), permite que la sal fluya hacia el interior del pozo para reemplazar el volumen removido por la barrena cuando la presión hidrostática generada por el lodo de perforación es menor que el esfuerzo de la sal. El ritmo al cual la sal se desplaza, depende de la temperatura, la diferencial de esfuerzos, la presión de confinamiento, el tamaño de grano y la presencia de inclusiones de agua libre o burbujas de gas; siendo los factores de mayor importancia la temperatura y la diferencial de esfuerzos (LeCompte, 1965). El ritmo de cierre del pozo incrementará con el aumento de la temperatura y de la presión diferencial entre el esfuerzo de la sal y la presión hidrostática del lodo. A profundidades someras, tanto la temperatura como la diferencial de presión son bajas, por lo tanto, el ritmo de escurrimiento también lo será. A mayores profundidades, las altas temperaturas y grandes diferenciales de presión resultarán en un ritmo de escurrimiento mucho mayor. En muchos casos, incluso un ritmo bajo de escurrimiento puede causar una reducción significativa en el radio del pozo, lo cual a su vez puede llevar a una pegadura de la sarta de perforación o al colapso de la tubería de revestimiento. Estos problemas pueden resultar en la desviación o el abandono del pozo (Poiate et al., 2006).

Otros factores que se incluyen dentro de los inconvenientes durante la perforación de secciones salinas son los niveles de impacto y vibración propios del ambiente de perforación de fondo de pozo, los cuales se acentúan durante estas operaciones. Esto puede atribuirse a la deficiencia en la selección de las herramientas y el 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 no óptimos, tales como el peso sobre la barrena (WOB) o la velocidad de rotación (Israel et al., 2008).

Por otro lado, si bien la sal presenta más dificultades para la perforación que la mayoría de las formaciones, sus características singulares como roca ofrecen ciertas ventajas para estas operaciones. Por ejemplo, las sales poseen comúnmente un gradiente de fractura alto que permite perforar intervalos más largos entre las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Su baja permeabilidad, además de constituir un mecanismo confiable de entrapamiento de hidrocarburos, elimina los problemas usuales de control de pozo que surgen durante la perforación de formaciones más permeables, tal como la pérdida de circulación (Leavitt, 2007).

Para minimizar los inconvenientes propios de la sal, los ingenieros de perforación han recurrido a una combinación de herramientas existentes. Las barrenas compactas de un compuesto policristalino de diamante (PDC), los ensanchadores concéntricos y los sistemas rotativos direccionales (RSS), originariamente 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 (Aburto et al., 2008).

4.2 Técnicas y herramientas de visualización

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. Normalmente, los ingenieros de perforación prefieren salir de la sal donde el contacto existente entre la base de la sal y los sedimentos subyacentes posee un echado (buzamiento) bajo, porque la zona de roca fragmentada tiende a ser más estable allí que en los flancos de inclinación pronunciada (Aburto et al., 2008).

No obstante, el logro de estos objetivos de perforación a menudo es problemático porque la base de la estructura salina puede ser difícil de modelar. 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 proporcionan, por lo general, sólo imágenes pobres de las estructuras subyacentes o cercanas. Esto también produce un margen de error considerable a la

hora de estimar la presión de poro y otras propiedades de la formación subsalina, con resultados potencialmente catastróficos que incluyen la pérdida del pozo.

Para salir de la estructura salina con más seguridad se requiere de una clara visualización de lo que está delante de la barrena. Para ello se 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). Los VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente se realizan desplazando la fuente sísmica cada vez más lejos del cabezal del pozo en la superficie. Los receptores se engrapan dentro del pozo, justo por encima de la zona de la que se obtendrán las imágenes (en este caso cerca de la base de la sal) para proveer datos SWD que se utilizan para detectar lo que está por delante de la barrena y, de ese modo, obtener mejores imágenes de la base de la estructura salina y su formación subyacente (Aburto et al., 2008).

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. 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 luego utilizarse para diseñar trayectorias de pozos (Aburto et al., 2008).

La conocida tecnología de adquisición de registros con cable ha sido adaptada a las herramientas de registro durante la perforación (LWD) para la provisión de la relación tiempo-profundidad y la velocidad en tiempo real durante la perforación. Este sistema SWD comprende una herramienta LWD con los sensores sísmicos posicionados cerca de la barrena de perforación, una fuente sísmica en la superficie y un sistema de medición durante la perforación (MWD), para la alta transmisión de datos en tiempo real (Underhill et al., 2001). Los datos de la relación tiempo-profundidad se utilizan para posicionar el pozo en el mapa sísmico, que puede ser visualizado en la localización del pozo o en forma remota. Las formas de onda registradas en tiempo real permiten el

procesamiento inmediato del VSP, generando una verdadera capacidad de observación de lo que se encuentra adelante durante la perforación (Figura 4.2).

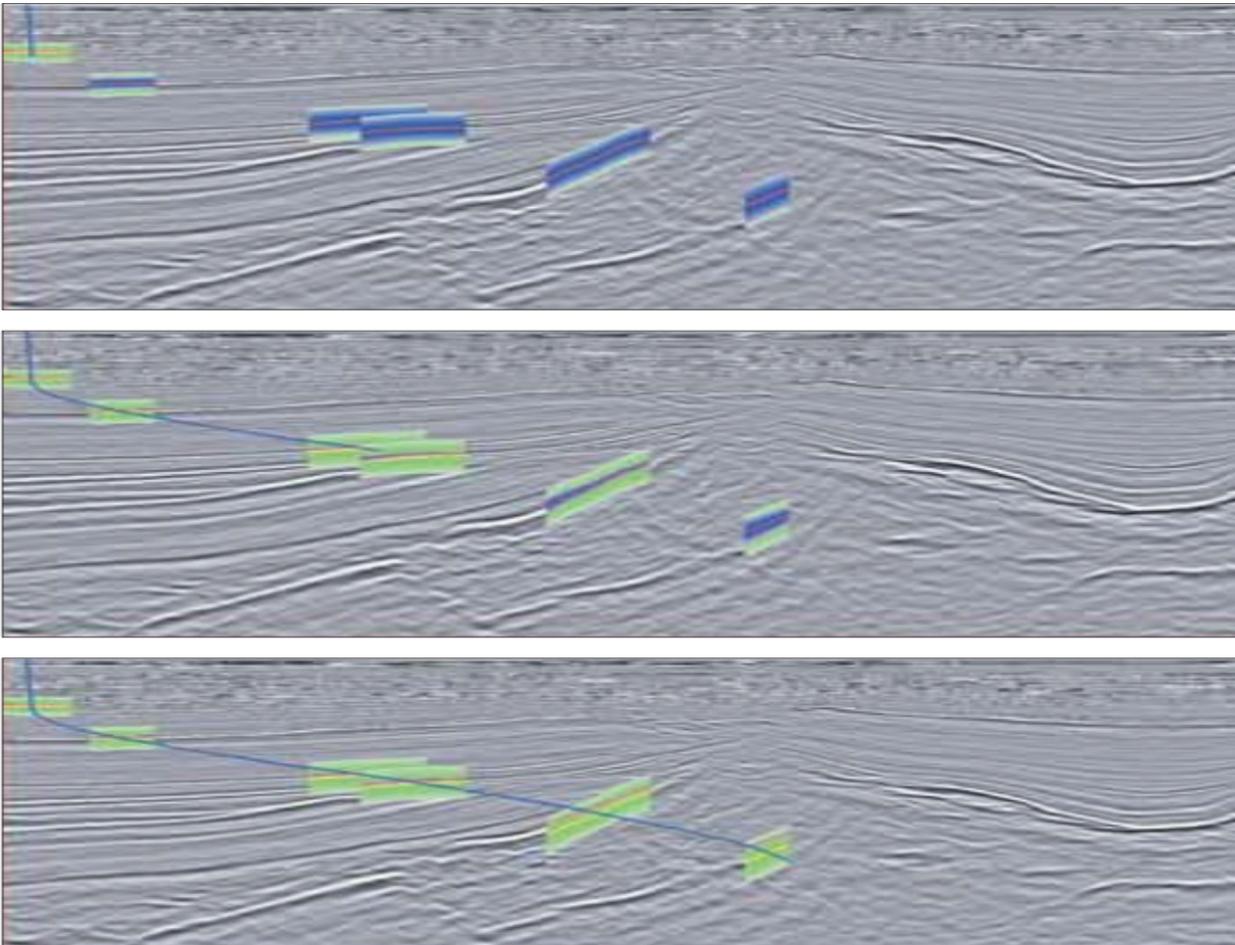


Figura 4.2 El mapa sísmico en tiempo real permite presentar información compleja como una trayectoria de pozo. Los datos en tiempo real se utilizan para actualizar los pronósticos de presión de poro y predecir los riesgos de perforación (Tomada de Aburto et al., 2008).

4.3 Barrenas y rectificadores

Debido a que la sal es un material relativamente blando, las operaciones de perforación de este material son mejores bajo la acción de cizalla, tal como ocurre con las barrenas PDC. Este tipo de barrenas son más adecuadas para perforar en la sal que las barrenas con dientes fresados. La acción de cizalla de las barrenas PDC las hace más eficientes a la hora de atravesar la sal ya que requieren un menor peso de arrastre (WOB); además 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 cementar la tubería de revestimiento en el pozo. Además, las barrenas PDC pueden ser diseñadas con diferentes grados de agresividad (Figura 4.3), (Aburto et al., 2008).

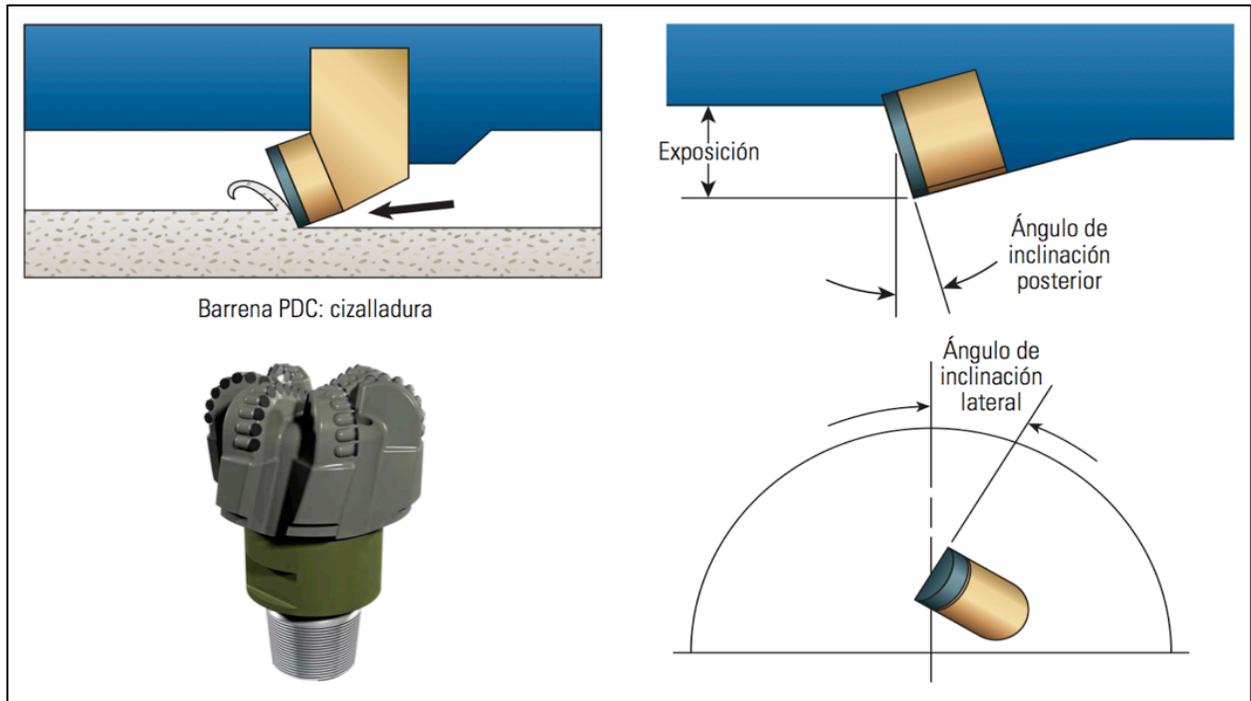


Figura 4.3 Las barrenas PDC son las más eficientes al perforar secciones salinas, debido a su acción de corte por cizalladura. El ángulo de inclinación posterior, la exposición de la herramienta de corte y el ángulo de inclinación lateral definen el grado de agresividad con que estas barrenas contactan la formación (Modificada de Aburto et al., 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 del BHA a la vez que maximizan el ritmo de penetración (ROP), (Moore et al., 2007). 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.

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. Las herramientas más comunes para esta técnica (conocida como ensanchamiento del pozo durante la perforación (EWD)) son los rectificadores concéntricos, los barrenas bicéntricas y los rectificadores excéntricos (Figura 4.4).



Figura 4.4 La figura muestra, de izquierda a derecha, un rectificador concéntrico, un rectificador excéntrico y una barrena bicéntrica. Estas herramientas permiten la implementación de la técnica EWD (Modificada de Schlumberger, 2013).

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 sarta 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 surgencia (surge) y los problemas de cementación que pueden producirse cuando existe un área demasiado pequeña entre la tubería de revestimiento que se está colocando y la pared de la sección abierta (Aburto et al., 2008).

4.4 Fluidos de perforación

Así como las operaciones de perforación de estructuras salinas requieren arreglos de fondo específicos, la penetración y la salida de tales estructuras impone exigencias especiales sobre la selección de los fluidos. Debido a los fenómenos de lixiviación y escurrimiento de la sal, y la presencia de suturas y otras inclusiones dentro de las estructuras salinas, además de las incógnitas asociadas con la zona de roca fragmentada, los fluidos de perforación deben ser diseñados para balancear los objetivos, a veces contrapuestos, que se plantean en términos del ritmo de penetración (ROP), calidad, estabilidad y accesibilidad del pozo (Aburto et al., 2008).

Tradicionalmente, dentro de las opciones de fluidos que se tienen para la perforación de secciones salinas, se incluyen dos tipos: lodos base agua y lodos base aceite. A su vez, los lodos base agua se clasifican en lodos saturados y subsaturados, con relación a su concentración de sal (Barker et al., 1994); estos fluidos presentan ventajas y desventajas. Por ejemplo, la ROP se incrementa significativamente cuando se perforan formaciones salinas utilizando salmueras subsaturadas o agua de mar. Sin embargo, su utilización también se traduce en un ensanchamiento significativo del pozo a través del fenómeno de lixiviación de la sal. Adicionalmente, el tamaño del pozo se vuelve irregular con la profundidad, esto se debe a que las tasas de escurrimiento y disolución pueden variar significativamente de la cima a la base de la sección salina (Barker et al., 1994). Por otro lado, el empleo de agua de mar genera ahorros significativos en costos, a la vez que se elimina la necesidad de contar con el preciado espacio del equipo de perforación para almacenar las salmueras espesadas durante la penetración del tope de la estructura salina sin tubo ascendente (riser).

La disolución de la sal durante la perforación puede ser controlada mediante el uso de

lodos base agua saturados o lodos base aceite (Barker et al., 1994). Con un lodo saturado, el agrandamiento del pozo puede ser todavía un problema debido al efecto de la temperatura sobre la solubilidad de la sal. Mientras en superficie se bombea un lodo frío saturado, la temperatura de fondo de pozo calienta el lodo y lo vuelve subsaturado. Conforme el lodo es circulado hacia la superficie, va disolviendo la sal, dando como resultado el ensanchamiento del pozo. Una vez en superficie, las bajas temperaturas provocan que el exceso de sal se precipite, y el proceso se repite mientras continúa la circulación del lodo. Para evitar este problema, se han desarrollado muchos inhibidores para sobresaturar los lodos incluso a bajas temperaturas. También se han utilizado sistemas de calentamiento del lodo en superficie para mantenerlo saturado en todo momento durante la circulación (Muecke y Kiji, 1993).

El uso de un lodo base aceite elimina el potencial de agrandamiento del pozo por disolución; sin embargo, aun con un pozo de buen calibre no se pueden evitar los problemas como el incremento en el tiempo de perforación o las pegaduras de tubería que ocurren con frecuencia. Para solucionar el problema de las pegaduras se ha implementado el uso de baches de agua dulce durante la perforación con lodos base aceite, pero se requiere una cuidadosa planeación para este tipo de operaciones (Barker et al., 1994).

Una vez pasada la entrada inicial, y durante el avance a través de la sal propiamente dicha, los riesgos de perforación pueden incluir la presencia de suturas e inclusiones de presión de poro más alta o más baja que la de la sal adyacente, lo cual hace que esas secciones sean más proclives a los golpes de presión o a los problemas de pérdida de circulación. Además, la sal se escurrirá en el pozo si la presión hidrostática del lodo es menor que el esfuerzo desarrollado en la sal. Las primeras experiencias de la industria petrolera relacionadas con la perforación de estas formaciones utilizando lodos convencionales, incluyeron velocidades de penetración lentas, integridad pobre del pozo, pérdida de circulación, atascamiento de la barrena y problemas de obturación (Aburto et al., 2008).

Para menguar estas dificultades, se ha recurrido a la utilización de lodos sintéticos base aceite (SOBM). La principal desventaja que presentan estos lodos es su alto costo en

comparación con los fluidos a base de agua, por esta razón se ha evitado su uso para las operaciones de perforación en áreas potenciales a presentar problemas de pérdida de circulación. Además, si bien se ha demostrado que ofrecen regímenes de perforación altos y buena estabilidad del pozo, los lodos SOBMs exhiben una viscosidad elevada a medida que incrementan la temperatura y la presión. Esto puede traducirse en densidades de circulación equivalentes más altas que pueden ocasionar pérdidas de circulación, lo cual resulta particularmente inquietante en el ambiente de aguas profundas donde los márgenes de presión de poro/presión de fractura pueden ser excesivamente estrechos. No obstante, los beneficios económicos que constituye el ahorro de días (Figura 4.5) en el ámbito de aguas profundas (tanto como una función del mejoramiento de la ROP como una consecuencia de la estabilidad del pozo que puede reducir significativamente las operaciones de revestimiento y cementación), han convertido a los lodos SOBMs en los fluidos por excelencia para las operaciones de perforación de estructuras salinas (Meize et al., 2000).

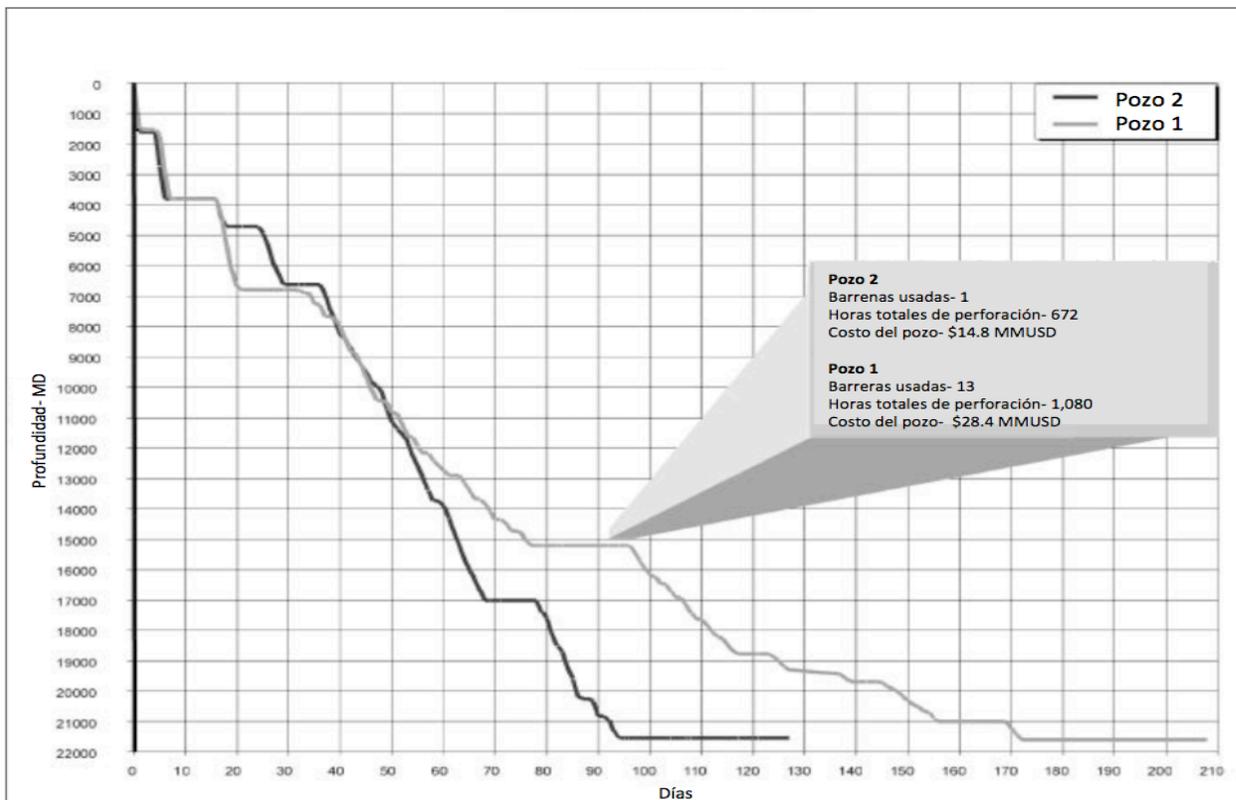


Figura 4.5 El gráfico muestra el progreso de la perforación de dos pozos en el Golfo de México. El Pozo 1 fue perforado utilizando una salmuera saturada mientras que el Pozo 2 mostró una gran ventaja, en cuanto a tiempo y costo, al ser perforado con un lodo SOBMs (Modificada de Meize et al., 2000).

Estos lodos están siendo cada vez más aceptados en la industria de la perforación ahora que los fabricantes han desarrollado lodos SOBM de reología plana para superar la tendencia de estos fluidos a generar niveles de viscosidad elevados a temperaturas altas y presiones elevadas. Los nuevos sistemas están diseñados para mantener los parámetros reológicos constantes a medida que varían la temperatura y la presión. La reología plana permite una viscosidad más alta sin elevar la densidad equivalente de circulación (ECD) y mantiene la capacidad de transporte de los recortes y las propiedades de suspensión de la barita (van Ort et al., 2004).

4.5 Control direccional

Tener un buen control direccional durante la perforación de grandes secciones de sal puede ser difícil debido a que el radio del pozo puedes estar ya sea agrandado o reducido. Con el empleo de lodos subsaturados, es común el agrandamiento del pozo cerca de la cima de la sal. A menudo, esto hace que se dificulte la construcción y mantenimiento del ángulo del pozo. Este factor puede ser especialmente evidente cuando se entra a la estructura salina con un lodo subsaturado y con un ligero ángulo de pozo. El agrandamiento creado por disolución en la cima de la sal provocará que el pozo caiga en la vertical rápidamente, creando importantes patas de perro y salientes de sal que pueden ser muy problemáticas (Barker et al., 1994).

Por otro lado, el escurrimiento de la sal durante la perforación, a menudo provocan un atascamiento de los estabilizadores cuando se perfora con BHA's convencionales. Para evitar este problema se han utilizado escariadores laterales colocados por arriba de la barrena, así como barrenas excéntricas o bicéntricas. El uso de este tipo de barrenas y estos arreglos resulta en pozos de diámetro adecuado y disminuye el riesgo de atascamiento de la sarta de perforación (Barker et al., 1994).

En muchos casos, es necesario el uso de motores hidráulicos de desplazamiento

positivo orientados para perforar pozos direccionales con éxito dentro de estructuras salinas (Barker et al., 1994). La capacidad de las herramientas RSS motorizadas para suministrar esfuerzo de torsión a la barrena reduce el potencial de atascamiento/deslizamiento asociado tradicionalmente con las barrenas PDC grandes. Además ayudan a mantener la vertical al inicio de la perforación cuando el ensanchamiento de pozo puede ser un verdadero problema. Este rasgo hace que la opción de los sistemas RSS se adecúe particularmente bien a las operaciones llevadas a cabo en el tramo del pozo sin tubo ascendente, en el que la tubería guía es inyectada a presión. Una vez que el pozo llega a la profundidad de asentamiento de la tubería guía, se puede desenganchar la herramienta RSS de la tubería de revestimiento y continuar la perforación a la vez que se lleva el retorno al fondo marino (Aburto et al., 2008).

4.6 Cementación

Una cementación efectiva de la tubería de revestimiento (TR) es uno de los aspectos más importantes de la perforación de secciones salinas. La cementación es un factor muy importante en el aislamiento zonal y en la prevención de cargas no uniformes sobre la TR que podrían causar que ésta colapsara. Un desplazamiento pobre del cemento en las zonas de agrandamiento de pozo, podría causar cargas no uniformes lo que provocaría la deformación y colapso de la TR (Figura 4.6), (Barker et al., 1994).

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 escurrimiento 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. 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 del escurrimiento, 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 (Bellabarba et al., 2008).

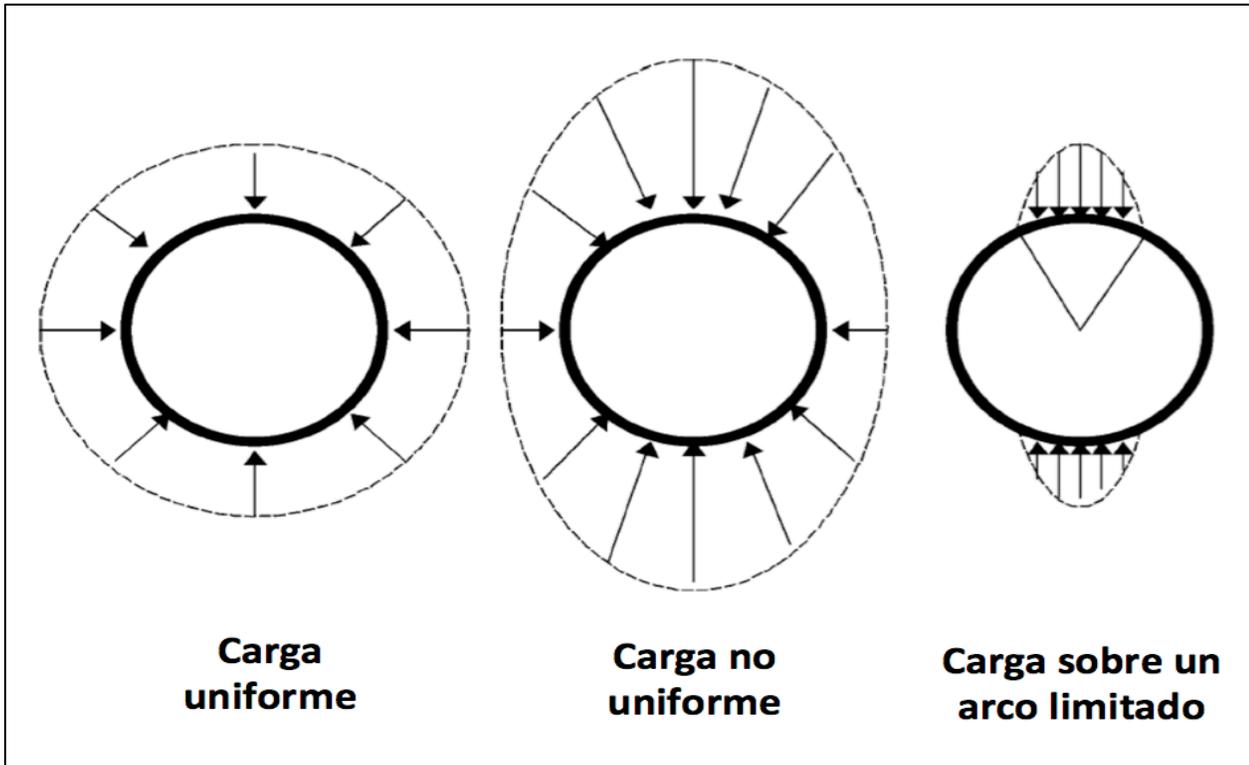


Figura 4.6 La presencia de cargas no uniformes sobre la tubería de revestimiento podría provocar su deformación y colapso. La mejor forma de evitar las cargas no uniformes es manteniendo una buena calidad de pozo en cuanto a geometría y realizando una buena cementación (Modificada de Israel et al., 2008).

Desde los años 40's, se han utilizado sistemas de cementos saturados de sal, para cementar TR's dentro de formaciones salinas. Estas lechadas de alta concentración salina previenen la disolución de la sal; sin embargo, la alta concentración de sal tiende a dificultar el mezclado y a retrasar el fraguado del cemento, por lo que se requieren aditivos dispersantes especiales, así como aditivos para el control de la pérdida de fluido. Otra alternativa para evitar el retraso del fraguado, ha sido la utilización de cementos libres de sal y cementos semisaturados. Sin embargo, se sabe que los cementos bajos en sal usados para estas operaciones, pierden fuerza con el tiempo (Yearwood et al., 1988). El intercambio de iones entre el calcio y el magnesio encontrados en salmueras asociadas con algunas zonas, puede causar, eventualmente,

la falla del cemento. No obstante, este efecto es mínimo en algunos lugares como la costa estadounidense del Golfo de México debido a que únicamente se encuentran pequeñas cantidades de sales de magnesio tanto en los depósitos de sal como en las inclusiones de fluidos dentro de estos (Barker et al., 1994).

Los especialistas en cementación han utilizado tradicionalmente lechadas saturadas de sal en secciones salinas de gran 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. No obstante, en concentraciones superiores al 18% por peso de agua, la sal retarda el tiempo de fraguado, reduce la resistencia a la compresión y favorece la pérdida de fluido y el desarrollo de agua libre (Garzon y Simmons, 2008). En consecuencia, los especialistas se han volcado al empleo de cemento cuyo contenido de sal se basa en la formación salina en cuestión. Se ha propuesto el uso de pequeñas concentraciones de cloruro de potasio (KCl) en las lechadas con el propósito de proveer un grado de balance en cuanto a salinidad, entre la formación y las lechadas de baja concentración salina (Grant et al., 1989). Estas mezclas han sido probadas exitosamente en muchas ocasiones cuando se han combinado con aditivos para el control del agua libre y la pérdida de fluido.

En un ambiente de escurrimiento 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 (Aburto et al., 2008). No obstante, a finales de la década de los 80's, se desarrollaron aditivos especiales para eliminar las desventajas del uso de cementos con concentraciones salinas altas (Muecke y Kiji, 1993). Los aditivos especiales para la pérdida de fluido y dispersantes para las lechadas con concentraciones de sal, han resuelto los problemas de retraso del fraguado y el desarrollo de esfuerzos compresivos (Barker et al., 1994).

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 escurrimiento.

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, 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% (Aburto et al., 2008).

A pesar de lo anterior, 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. Por ejemplo, los experimentos han demostrado que un 10% de contaminación de un sistema de cementación con agua dulce puede modificar el tiempo de espesamiento en un 30%, incrementar la viscosidad de la lechada en un 100% y aumentar las tasas de pérdida de fluido en casi un 500% (Nelson et al., 2006).

Por otra parte, una de las mayores causas de pérdidas de pozos perforados en secciones salinas es la deformación y colapso de la TR. El método tradicional usado para el diseño de estas tuberías asume una tubería vacía internamente y utiliza un gradiente de presión hidrostática externa igual al esfuerzo de sobrecarga (Cheatham y McEver, 1964). Este procedimiento ha sido probado con éxito en la cuenca del Golfo de México porque usualmente se obtienen pozos de buen calibre y se realizan cementaciones efectivas. Sin embargo, las lavadas de pozo y el desplazamiento ineficiente del cemento en formaciones salinas a menudo causa cargas inusuales no uniformes que son difíciles de predecir y cuantificar. Para evitar el colapso de las tuberías de revestimiento, se han propuesto muchas modificaciones al proceso de diseño tradicional (Hackney, 1985; El-Sayed y Khalaf, 1992). No obstante, la mejor forma de evitar cargas no uniformes y el consiguiente colapso de la TR, es mantener una buena calidad de pozo en cuanto a geometría (Israel et al., 2008).

CAPÍTULO 5. DESARROLLO DE CAMPOS

Diversos estudios de la Agencia Internacional de Energía estiman que la demanda mundial de energía continuará dependiendo principalmente de los hidrocarburos (aceite y gas). De acuerdo con los pronósticos al año 2030, los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total; entre estos, el petróleo crudo contribuirá con el 35% y registrará un crecimiento anual del 1.6% (CNH, 2012).

Una proyección realizada por la misma agencia muestra que la producción mundial de petróleo crudo será superior a los 100 millones de barriles por día para el año 2030, como lo ilustra la Figura 5.1, donde también se puede observar la contribución de las diferentes fuentes a la producción mundial de aceite. Una de las conclusiones más relevantes de este análisis es que la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar a pesar del desarrollo acelerado de las reservas existentes, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no convencionales (como son el aceite pesado, campos en aguas profundas, rocas lutitas impregnadas con aceite o gas (shale oil o shale gas) y campos en plays subsalinos, entre otros.) y nuevos descubrimientos, así como de la aportación de la Recuperación Mejorada (EOR por sus siglas en inglés) a la producción mundial.

Si bien aún no hay un acuerdo universal en la definición de aceite convencional y no convencional, en términos generales podemos decir que cualquier hidrocarburo que requiera tecnologías de producción considerablemente diferentes a las prácticas comunes de explotación, se le considera como no convencional. Evidentemente el concepto de prácticas comunes varía rápidamente con el tiempo, derivado de la velocidad con la que se presentan los avances tecnológicos en la industria petrolera (CNH, 2012). Al día de hoy, los hidrocarburos presentes en campos en plays subsalinos son considerados recursos no convencionales, por lo que aún queda mucho por avanzar en el desarrollo de técnicas de explotación para este tipo de campos petroleros.

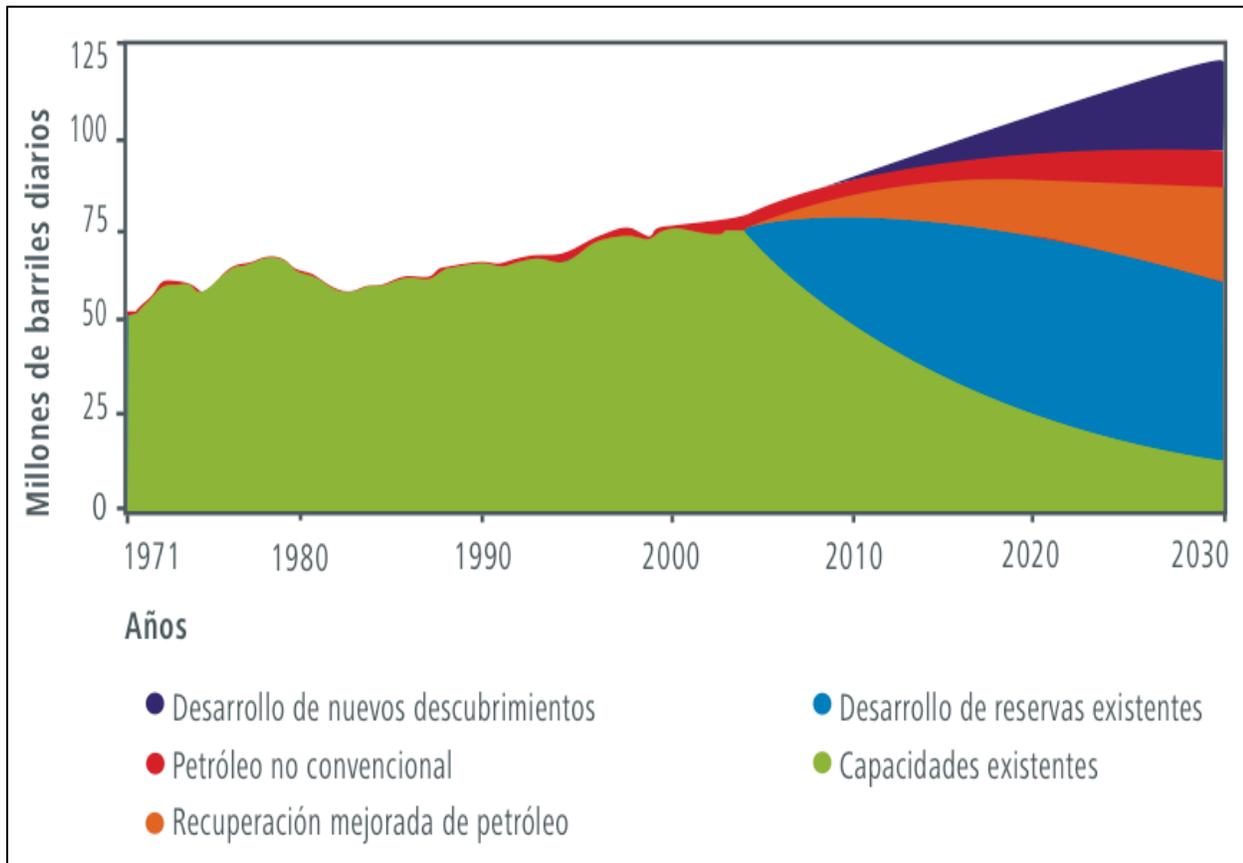


Figura 5.1 Producción mundial de aceite por tipo de fuente, en millones de barriles por día (Tomada de CNH, 2012).

A continuación, se hace un breve resumen de las principales características de los campos en plays subsalinos descritos anteriormente en este trabajo y posteriormente se describen las técnicas y tecnologías, disponibles actualmente, para el óptimo desarrollo de los mismos.

5.1 Características de los campos

5.1.1 Campo Rabasa (Cuenca Salina del Istmo, México)

Este campo pertenece al Activo Integral Cinco Presidentes y es uno de los campos subsalinos más importantes de la Cuenca Salina del Istmo (Cruz, 2013); sus principales características se resumen a continuación:

- Yacimientos: areniscas de cuarzo a nivel Mioceno Inferior.
- Tipo de aceite: mediano de 27 °API.
- Estructura salina asociada: lengüeta de sal alóctona de edad Jurásico, orientada noroeste-sureste, de aproximadamente 7 km por 3.5 km, de espesor variable con aproximadamente 1000 m en la parte máxima y 200 m en la mínima.
- Permeabilidad: 30-126 md.
- Porosidad: 19-28 %
- Saturación de agua: 19-50 %

5.1.2 Campo Sen (Cuenca Salina del Istmo, México)

Es administrado por el Activo Integral Samaria Luna y es el campo de mayor producción de hidrocarburos en el sistema terrestre a nivel nacional (Baños y Sánchez, 2009). A continuación se resumen las principales características de este campo:

- Yacimientos: naturalmente fracturados en calizas del Cretácico.
- Profundidad de sepultamiento: 5,500 m (promedio).
- Espesores impregnados: 256 m (promedio).
- Tipo de aceite: volátil de 40 °API.
- Estructura salina asociada: capa de sal alóctona, de posible edad Jurásico; el espesor de este cuerpo de sal es muy variable y en algunas zonas no se tiene evidencia de su existencia, lo cual impide hacer una correlación horizontal entre los cuerpos de sal.
- Permeabilidad: 50-350 md.
- Porosidad: 3-5 %

5.1.3 Campo Tupi (Cuenca Santos, Brasil)

Es uno de los campos más importantes dentro del play presalino de Brasil, se encuentra en la Cuenca Santos aproximadamente a 300 km al sur de Río de Janeiro, y se localiza en profundidades de aproximadamente 2,100 m de tirante de agua (Beasley et al., 2010); sus principales características se resumen a continuación:

- Yacimientos: calizas del Aptiano de la Formación Barra Velha y calizas de la Formación Itapema.
- Espesores impregnados: 300-350 m (promedio)
- Tipo de aceite: mediano de 28 °API.
- Estructura salina asociada: capa de sal autóctona de la Formación Ariri del Aptiano, con un espesor que varía entre 2 y 3 km.
- Porosidad: 11 %
- Saturación de agua: 20 %

5.1.4 Campo Meskala (Cuenca Essaouira, Marruecos)

El Campo Meskala representa, por mucho, el mayor descubrimiento con potencial de producción de hidrocarburos de la Cuenca Essaouira, produce gas y condensado de los yacimientos de areniscas del Triásico Superior (PEL, 2010). La siguiente lista presenta un resumen de las características principales de este campo:

- Yacimientos: areniscas del Triásico Superior.
- Profundidad de sepultamiento: 3,500 m (promedio).
- Producción: gas y condensado (condensados de 60 °API en promedio).

- Estructuras salinas asociadas: canopies alóctonos de sal de más de 50 km de extensión y más de 2 km de espesor, que están presentes a lo largo de grandes secciones costa afuera de la cuenca.
- Porosidad: 30 %

5.1.5 Campo Mahogany (Cuenca del Golfo de México, EUA)

Fue descubierto en 1993 y constituye el primer campo subsalino de aceite desarrollado comercialmente en el Golfo de México; se localiza aproximadamente a 130 km de la costa de Louisiana, cerca del límite plataforma/talud (Harrison et al., 2010). A continuación se resumen sus principales características:

- Yacimientos: areniscas del Mioceno al Pleistoceno.
- Espesores impregnados: 30-170 m.
- Tipo de aceite: mediano y ligero de 25 y 35 °API, respectivamente.
- Estructura salina asociada: canopy de sal alóctona que sobreyace los yacimientos de areniscas. Tiene una orientación norte-sur, con una longitud aproximada de 20 km por una amplitud de 15 km y un espesor promedio de 1,160 m.
- Permeabilidad: 2.5 Darcies (promedio).
- Porosidad: 33 % (promedio).

5.1.6 Campo Mereenie (Cuenca Amadeus, Australia)

Este campo fue descubierto en 1963 por el pozo exploratorio Mereenie-1, pero su producción comenzó hasta 1984; actualmente cuenta con alrededor de 57 pozos productores (Young y Ambrose, 2010); sus principales características se resumen a continuación:

- Yacimientos: areniscas de cuarzo de la Formación Heavitree Quartzite.
- Espesores impregnados: 450 m (promedio).
- Producción: gas y condensado/aceite superligero de 51 °API (promedio).
- Estructura salina asociada: capa de sal autóctona del Neoproterozoico, de la Formación Bitter Springs. Se interpreta que está presente sobre la mayor parte de la extensión del play y tiene un espesor variable que incrementa de un mínimo de 500-700 m en el este, a un máximo de 2,900 m en el oeste.
- Permeabilidad: 8 md.
- Porosidad: 9 %

5.2 Técnicas y Tecnologías para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos

5.2.1 Recuperación primaria

5.2.1.1 Flujo natural

El comportamiento de recuperación primaria, tanto para yacimientos de aceite como para los de gas, está regido por las fuerzas naturales que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso, a saber: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, las relaciones gas-aceite y agua-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que influyen en el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es importante, debido a que un mismo yacimiento puede explotarse de diferentes formas.

Asimismo, las políticas de las empresas operadoras de los campos juegan un papel importante en el comportamiento de la producción (Satter y Thakur, 1994).

La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de empuje (Tabla 5.1) que se presentan en el yacimiento durante la etapa de producción, estos mecanismos son:

- Expansión del sistema roca-fluidos.
- Empuje por expansión del gas disuelto.
- Expansión del casquete de gas.
- Empuje por afluencia del acuífero.
- Segregación gravitacional.

Estos mecanismos pueden actuar simultánea o secuencialmente en el yacimiento, dependiendo de la composición de los fluidos contenidos y de las propiedades de los sistemas roca-fluidos (Téllez, 2014).

Mecanismo	Presión del yacimiento	Relación Gas-Aceite (RGA)	Producción de agua	Eficiencia	Otros
Expansión roca-fluidos	Declina rápido y continuamente $p_i > p_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	1-10% Promedio: 3%	
Empuje por gas disuelto	Declina rápido y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_{wi})	5-35% promedio: 20%	Requiere bombeo al comienzo de la producción
Empuje por casquete de gas	Declina lento y continuamente	Aumenta continuamente en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	20-40% Promedio: 25% o más	La sugerencia del gas en los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas indican un empuje por gas
Empuje por acuífero	Permanece alta y es sensible a la producción de aceite, gas y agua	Permanece baja si la presión permanece alta	Aumenta apreciablemente y los pozos terminados en zonas estructuralmente bajas producen agua muy temprano	35-80% Promedio: 50%	N calculado por balance de materia cuando W_g no se considera
Segregación gravitacional	Declina rápido y continuamente	Permanece baja en pozos terminados en zonas estructurales altas	Ausente o insignificante	40-80% Promedio: 60%	Cuando $k > 200$ mD y el ángulo del yacimiento $> 10^\circ$ y la μ_o es baja (< 5 cp)

Tabla 5.1 Características de los mecanismos de producción primaria (Tomada de CNH, 2012).

5.2.1.2 Sistemas artificiales de producción (SAP)

Durante su vida productiva, los pozos productores de petróleo se pueden clasificar como fluyentes y no fluyentes. Los pozos fluyentes son aquellos en que el aceite es expulsado del yacimiento y llega a la superficie por su energía natural; los no fluyentes, por otra parte, no pueden producir por si solos debido a que la energía natural del yacimiento se ha agotado. La causa de este fenómeno es la declinación de la presión original de los hidrocarburos confinados conforme aumenta el volumen extraído, hasta que llega el momento en que dicha presión no es suficiente para sostener a la columna de fluidos desde su entrada la pozo hasta la superficie (Franco, 2007).

En la actualidad, cuando los pozos dejan de fluir, se aplican los sistemas artificiales de producción (SAP), tales como bombeo mecánico (BM), bombeo neumático (BN), bombeo electrocentrífugo (BEC), bombeo hidráulico (BH), bombeo de cavidades progresivas (BCP) u otros, consistentes en adicionar energía a los fluidos en el pozo para hacerlos llegar a la superficie, con lo cual también se tiene un incremento en la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Los SAP, son utilizados en yacimientos que no cuentan con la energía suficiente para llevar el hidrocarburo a la superficie o cuando los gastos de producción no son los deseados.

Estos sistemas deben ser considerados desde el principio del plan de desarrollo del campo para realizar las actividades de perforación y terminación de acuerdo a los sistemas seleccionados, y de este modo poder implementarlos sin dificultades (Lucero, 2012).

Para una buena selección del SAP se requiere de la colaboración y participación de diferentes disciplinas como lo son: ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción e ingeniería de perforación (Terminación de pozos). De esta manera, las pruebas de formación, los datos de producción, los estados mecánicos, las instalaciones superficiales y la infraestructura construida son el primer paso para iniciar la selección (Sánchez, 2012).

La selección del método del SAP para una cierta aplicación está basada en los resultados de un análisis técnico y económico. Para cada aplicación, ciertos métodos tendrán un mejor desempeño que otros. Normalmente en casos reales, las características de cada método y la producción condicionan y limitan las posibles opciones.

Para comenzar el proceso, se deben observar las condiciones actuales de los pozos, esto nos ayuda a visualizar el método que tiene mayor factibilidad de aplicación. Del mismo modo, se debe considerar también la predicción de los gastos de producción con el sistema artificial y el periodo de vida del mismo, el cual es difícil de predecir ya que las condiciones cambian constantemente a lo largo de la vida del pozo (Sánchez, 2012).

Existen parámetros importantes a considerar para la selección del sistema artificial, estos se dividen en parámetros de diseño, aspectos operativos y problemas especiales. Son herramientas para comparar aspectos como la eficiencia hidráulica, flexibilidad, confiabilidad, profundidad, monitoreo, manejo de gas, etc. Los factores esenciales pero no limitativos a considerar en la elección son (Cárdenas, 2008):

- Gasto de flujo (Presión del yacimiento e índice de productividad).
- Relación Gas-Aceite (RGA).
- Porcentaje de agua.
- Densidad API y viscosidad.
- Profundidad y temperatura del pozo.
- Condiciones de la tubería de revestimiento (TR).
- Tipo de pozo (vertical o desviado).
- Producción de arenas, ceras, corrosión, emulsiones, etc.
- Tipo y calidad de energía disponible.
- Condiciones ambientales.

- Infraestructura existente.

Un buen diseño equilibra costos, producción y un óptimo funcionamiento del sistema artificial bajo varios aspectos como son: físicos, medioambientales, humanos y técnicos. El balance de estos elementos nos asegura aumentar al máximo la viabilidad económica, con una dirección inteligente, operacional, con costos de inversión y mantenimiento rentables (Téllez, 2014).

Con base en las características tanto de los campos presentados como de los principales sistemas artificiales de producción, podemos hacer una comparación entre ellos (Tabla 5.2) para decidir cual es el más adecuado para un pozo en particular.

CONDICIONES DE OPERACIÓN	RANGO	BOMBEO MECÁNICO	CAVIDADES PROGRESIVAS	BOMBEO HIDRÁULICO	BOMBEO NEUMÁTICO	BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO
CONDICIONES DE YACIMIENTO						
TEMPERATURA	Menos de 121 °C	1	1	1	1	1
	121 a 177 °C	1	3	1	1	1
	Más de 177 °C	1	3	1	1	2
PRESIÓN FLUYENTE	Mas de 70 kg/cm2	1	1	1	1	1
	7 a 70 kg/cm2	1	1	1	2	1
	Menos de 7 kg/cm2	1	1	2	3	1
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS						
CORTE DE AGUA	Bajo	1	1	2	1	1
	Moderado	1	1	1	2	1
	Alto	1	1	1	3	1
VISCOSIDAD	Menos de 100 cp	1	1	1	1	1
	100 a 500 cp	1	1	1	1	1
	Más de 500 cp	1	1	2	2	3
ARENA Y ABRASIVOS	Menos de 10 ppm	1	1	1	1	1
	10 a 100 ppm	2	1	2	1	2
	Más de 100 ppm	3	1	3	1	3
RGA	Menos de 90 m3/m3	1	1	1	2	1
	90 a 356 m3/m3	2	2	2	1	1
	Más de 356 m3/m3	3	2	2	1	2
PRODUCCION Y CONDICIONES MECÁNICAS						
GASTOS	Menos de 1,000 BPD	1	1	1	2	2
	1,000 a 10,000 BPD	2	2	2	1	1
	Más de 10,000 BPD	3	3	3	1	1
PROFUNDIDAD	Menos de 750 m	1	1	2	2	2
	750 a 2290 m	2	2	2	1	1
	Más de 2290 m	2	3	1	1	1
INCLINACIÓN	Vertical	1	1	1	1	1
	Desviado	2	3	2	1	1
	Horizontal	3	3	2	1	1
INFRAESTRUCTURA SUPERFICIAL						
UBICACIÓN	Tierra	1	1	1	1	1
	Costa afuera	3	2	2	1	1

Tabla 5.2 Comparación de los sistemas artificiales de producción con base en las condiciones de yacimiento, las propiedades de los fluidos, las condiciones mecánicas y de producción, y en la infraestructura superficial. 1 – recomendable; 2 – regular; y 3 – no recomendable (Modificada de Lucero, 2012).

La desventaja más evidente de los sistemas de BM y BCP es el empleo de sarta de varillas para su operación; debido a las características de los pozos que se emplean comúnmente en el desarrollo de campos subsalinos, los cuales son en su mayoría desviados, estos dos sistemas quedan descartados inmediatamente. De igual manera, el sistema de BH no es recomendable debido, entre otras cosas, a los bajos gastos de producción que maneja.

Por otra parte, podemos concluir que las mejores opciones para el desarrollo de campos subsalinos son el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo, los cuales se adecúan a las características tanto de los pozos como de los yacimientos encontrados en plays subsalinos.

5.2.2 Descripción de los SAP seleccionados

5.2.2.1 Bombeo neumático (BN)

El Bombeo Neumático es un método de levantamiento artificial mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo), o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente). Este sistema es aplicable tanto para pozos verticales como desviados .

Esencialmente el sistema BN consiste de cuatro partes fundamentales (Díaz, 1997), (Figura 5.2):

- Fuente de gas a alta presión, que puede ser una estación de compresión o un pozo productor de gas a alta presión.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula de aguja controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (equipo superficial).
- Un sistema de control de gas subsuperficial, válvulas de inyección (equipo subsuperficial).

- Equipo necesario para el manejo y almacenamiento del fluido.

El equipo del bombeo neumático se divide en equipo superficial y equipo subsuperficial. El equipo superficial es el conjunto de mecanismos que se instalan en la superficie del pozo con la finalidad de controlar y regular el suministro necesario para poner en operación el sistema, así como para conducir y controlar la producción extraída hacia los tanques de almacenamiento. Sus componentes principales son compresoras, medidores de gas, árbol de válvulas, conexiones superficiales, líneas de inyección de gas, etc. Mientras que el equipo subsuperficial, es el conjunto de mecanismos que se alojan en el interior del pozo y que al ser puestos en operación contribuyen para que el pozo logre elevar su producción a la superficie, continuando de esta manera con la explotación; consta principalmente de la tubería de producción (TP), válvulas de inyección (convencionales o recuperables), empacador, válvula de pie, accesorios como la camisa deslizante, niple de asiento y localizadores (Téllez, 2014).

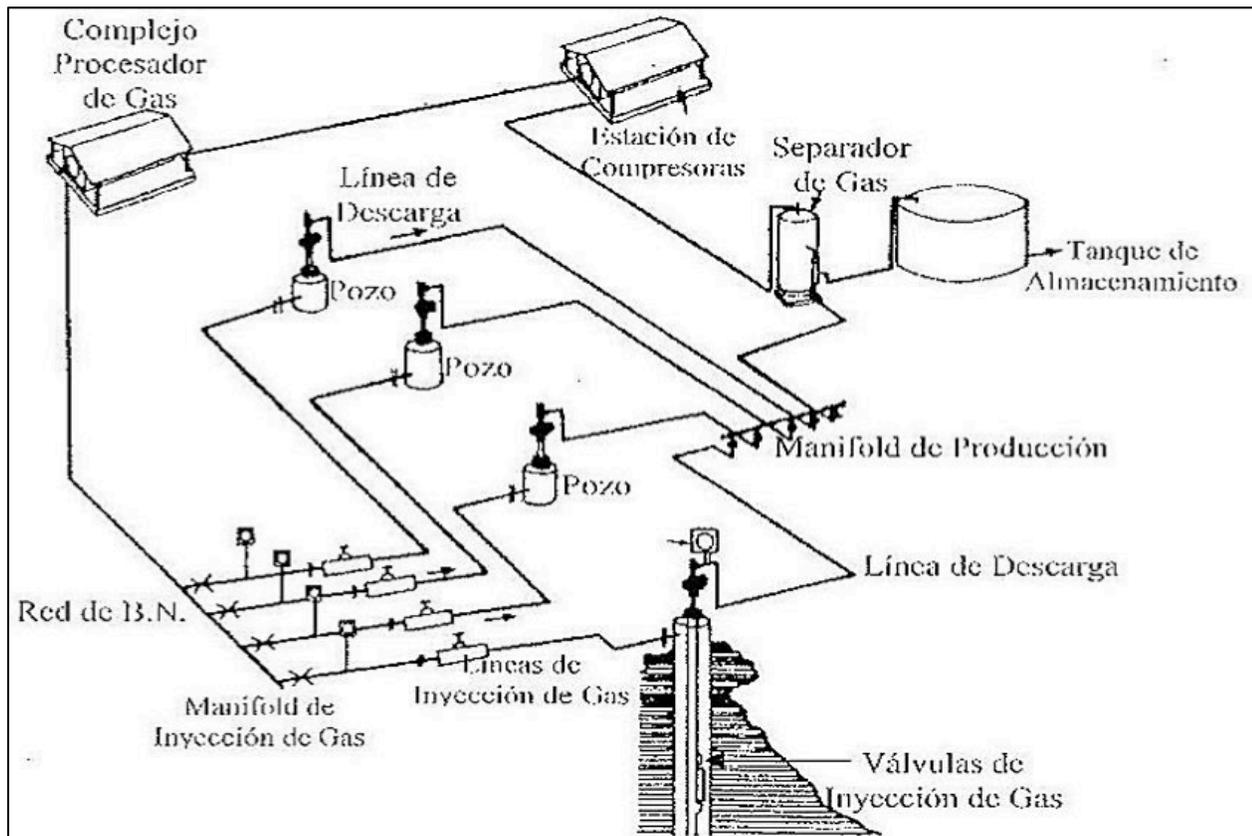


Figura 5.2 El esquema muestra los principales componentes de un sistema de bombeo neumático (Tomada de Téllez, 2014).

En este sistema, el gas inyectado a alta presión mueve el fluido hasta la superficie por medio de los siguientes mecanismos o su combinación:

- Reducción de la presión que ejerce la columna de fluido sobre la formación por la disminución de la densidad del mismo, al mezclarse con el gas de inyección.
- Expansión del gas inyectado y el consecuente desplazamiento del fluido.

Esto se lleva a cabo por uno de los dos siguientes métodos, bombeo neumático continuo (BNC) y bombeo neumático intermitente (BNI), (Cárdenas, 2008).

A continuación se enlistan las ventajas y desventajas del bombeo neumático (Lucero, 2012):

Ventajas.

- Inversiones bajas para pozos profundos.
- Bajos costos en pozos con elevada producción de arena.
- Flexibilidad operativa para cambiar las condiciones de presión.
- Adaptable en pozos desviados.
- Capaz de producir grandes volúmenes de fluidos.
- El equipo superficial puede centralizarse en una estación.
- Las válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.

Desventajas.

- Requiere una fuente continua de gas.
- Costos operativos altos si el gas es comprado.
- Altos costos operativos al manejar gases amargos.

- Se requieren niveles de líquido altos.
- Se requiere alimentación de gas a alta presión.
- Condiciones peligrosas al manejar gas a alta presión.
- La TR debe soportar una alta presión de gas.

Bombeo Neumático Continuo (BNC).

En este tipo de BN, un volumen continuo de gas a alta presión es introducido a la tubería, con el fin de aligerar la columna de fluidos hasta que la reducción de la presión en el fondo sea tal que permita una diferencial suficiente a través de la cara de la formación, causando que el pozo produzca el gasto deseado. Para llevar a cabo esto, se utiliza una válvula de flujo que permite ubicar la entrada de gas en el punto de inyección más profundo posible, dependiendo de la presión de inyección disponible; además de una válvula que actúa como orificio variable para regular el gas inyectado desde la superficie, dependiendo de la presión en la TP. Este método es utilizado en pozos con un alto índice de productividad y una presión de fondo razonablemente alta (Brown, 1980).

En este tipo de pozos, la producción de fluidos puede oscilar en un rango de 200 – 20,000 BPD a través de tubería de producción de diámetros normales. En flujo a través de la TR es posible obtener gastos del orden de 80,000 BPD. El diámetro interno de la TP determina la cantidad de flujo, siempre y cuando el índice de productividad, la presión de fondo, volumen y presión de gas, y las condiciones mecánicas sean ideales (Brown, 1980).

Bombeo Neumático Intermitente (BNI).

Consiste en producir periódicamente determinado volumen de aceite impulsado por el gas que se inyecta a alta presión de forma intermitente, el gas es inyectado en la

superficie al espacio anular por medio de un regulador, este gas pasa posteriormente del espacio anular a la TP a través de una válvula que va insertada en la pared de ésta. Cuando la válvula abre, el fluido proveniente de la formación que se ha estado acumulando dentro de la TP, es expulsado al exterior en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas. Sin embargo, debido al fenómeno del “resbalamiento” del líquido, sólo una parte del volumen de aceite acumulado inicialmente se recupera en la superficie, mientras que el resto cae al fondo del pozo integrándose al siguiente bache de aceite. Después de que la válvula cierra, transcurre un periodo de inactividad aparente, en el cual la formación productora continua aportando fluido al pozo, hasta formar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo. El flujo de gas es inyectado a intervalos regulares para que coincida con el llenado de fluido de la formación productora al pozo (Lucero, 2012).

El flujo intermitente es utilizado en pozos con volúmenes de fluido relativamente bajos, pozos con alto índice de productividad con bajas presiones de fondo y pozos con bajo índice de productividad con bajas presiones de fondo (columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación con la profundidad). Además se requiere que no exista producción de arena en el pozo.

El Bombeo Neumático Intermitente puede implementarse de dos formas: (1) con un punto único de inyección, mediante el cual todo el gas se inyecta a través de la válvula operante; y (2) puntos múltiples de inyección de gas a través de más de una válvula. En ambos casos, la instalación debe ser diseñada para que las válvulas de abran justo cuando el bache de líquido pase por arriba de cada una (Brown, 1980).

5.2.2.2 Bombeo electrocentrífugo (BEC)

El sistema artificial de producción BEC, básicamente es un mecanismo que añade energía en la tubería de producción por medio de un incremento de presión, generado a partir de una bomba operada por un motor eléctrico, con lo cual el fluido en el pozo es impulsado hacia la superficie (Téllez, 2014). Este sistema es considerado un método efectivo y económico para producir grandes volúmenes de fluidos en pozos de gran

profundidad y con una gran variedad de condiciones. Su rango de producción oscila entre 200 y 60,000 BPD en profundidades mayores a 4,500 m.

Los sistemas BEC se componen de bombas centrífugas de etapas múltiples movidas por un motor eléctrico. La bomba y el motor normalmente se encuentran suspendidos en la tubería de producción, donde el motor se encuentra debajo de la bomba y ésta última descansa francamente dentro de la tubería. La energía que requiere el motor es suministrada por medio de un cable triple-conductor, el cual se prolonga del motor a la superficie a través del espacio anular que se forma entre la TP y la TR.

En la bomba centrífuga, la velocidad impartida al fluido por el impulsor-difusor es llamada etapa. En una bomba de etapas múltiples, la descarga de una etapa es la entrada de la siguiente; por lo que a un mayor número de etapas se entregará una mayor presión en la salida de la bomba (Franco, 2007).

Un sistema BEC típico (Figura 5.3) consiste de instalaciones subsuperficiales como una bomba electrocentrífuga de etapas múltiples, una sección de entrada (intake), un separador de gas, sellos, motor eléctrico y cable de potencia. En sus instalaciones superficiales cuenta con transformadores, variadores de frecuencia, caja de venteo y conexiones superficiales. También van incluidos todos aquellos accesorios que aseguran una buena operación como lo son: flejes de cable, extensión de la mufa, válvula de drene, válvula de contra presión, centradores, sensor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión y controlador de velocidad variable. Además se pueden instalar algunos componentes adicionales para manejar condiciones especiales como fluidos muy viscosos, aceites pesados y pozos de alta temperatura (Sánchez, 2012).



Figura 5.3 El esquema muestra los principales componentes de un sistema de bombeo electrocentrífugo (Tomada de Téllez González, 2014).

La bomba electrocentrífuga va instalada dentro del pozo, generalmente esta instalada de tal manera que los fluidos producidos fluyan por dentro de la camisa, la cual fuerza a

los fluidos producidos a circular alrededor del motor, proporcionando un sistema de enfriamiento natural. El motor recibe la energía necesaria mediante un cable de potencia sujeto a la TP. Por encima del motor se encuentra la sección de sellos, la cual provee aislamiento y equilibra las presiones internas y externas para evitar que los fluidos producidos entren al motor y contaminen el aceite del mismo. A continuación el fluido de la formación pasa a través del intake al separador con el fin de regular la cantidad de gas libre que ingrese a la bomba. Una vez el fluido dentro, la bomba impulsará el fluido a la superficie.

El BEC se distingue principalmente por tener la capacidad de producir altos volúmenes de fluido sobre un amplio rango de profundidades. Particularmente su aplicación es exitosa cuando produce altos volúmenes de líquido con bajas relaciones gas-aceite (RGA). El sistema generalmente es utilizado sin empacador inferior de TP y colocado por arriba de los disparos (Sánchez, 2012).

A continuación se enlistan las ventajas y desventajas del bombeo electrocentrífugo (Lucero, 2012):

Ventajas.

- Buena capacidad para producir altos volúmenes de fluido a profundidades someras e intermedias.
- Baja inversión para profundidades someras.
- Adaptable a la automatización.
- Es aplicable a profundidades de 4200 m.

Desventajas.

- El cable eléctrico es la parte más débil del sistema.
- Poca flexibilidad para variar las condiciones de producción.
- Tiempos de cierre prolongados.

- Requiere fuentes económicas de suministro de energía eléctrica.
- Los problemas de incrustaciones son fatales para la operación.
- Difícil para manejar alto porcentaje de arena o gas.

5.2.3 Métodos de Recuperación no convencional

En términos generales, el proceso de recuperación de aceite de cualquier yacimiento requiere: (a) un medio que conecte el aceite contenido en el medio poroso con la superficie, y (b) energía suficiente en el yacimiento para llevar la producción a la superficie. No obstante, incluso cuando se tienen estos dos elementos, el desplazamiento por agua o gas no es capaz de recuperar todo el aceite teóricamente desplazable, debido a las propiedades físicas del sistema roca-fluido. Durante décadas, la industria petrolera ha desarrollado un amplio rango de procesos de recuperación no convencional, capaces de incrementar los factores de recuperación en estos casos (Lach, 2010).

Tradicionalmente, los procesos de recuperación se han dividido en tres categorías, de acuerdo a su orden cronológico (Green y Willhite, 1998): primaria, secundaria y terciaria (Figura 5.4). Durante la recuperación primaria, el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento. Cuando la presión en el yacimiento disminuye a tal punto que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover los fluidos hacia los pozos productores, entonces otros fluidos como agua o gas pueden ser inyectados para aumentar la presión existente en el yacimiento. A la conversión de algunos pozos productores a inyectores y la subsecuente inyección de gas o agua para mantener la presión en el yacimiento se le conoce como recuperación secundaria (RS). En términos generales, para yacimientos convencionales, el porcentaje de recuperación de aceite al final de ambos procesos de recuperación (primaria y secundaria) se puede ubicar en un rango de entre 20% y 50%, dependiendo de las propiedades del aceite y del yacimiento.

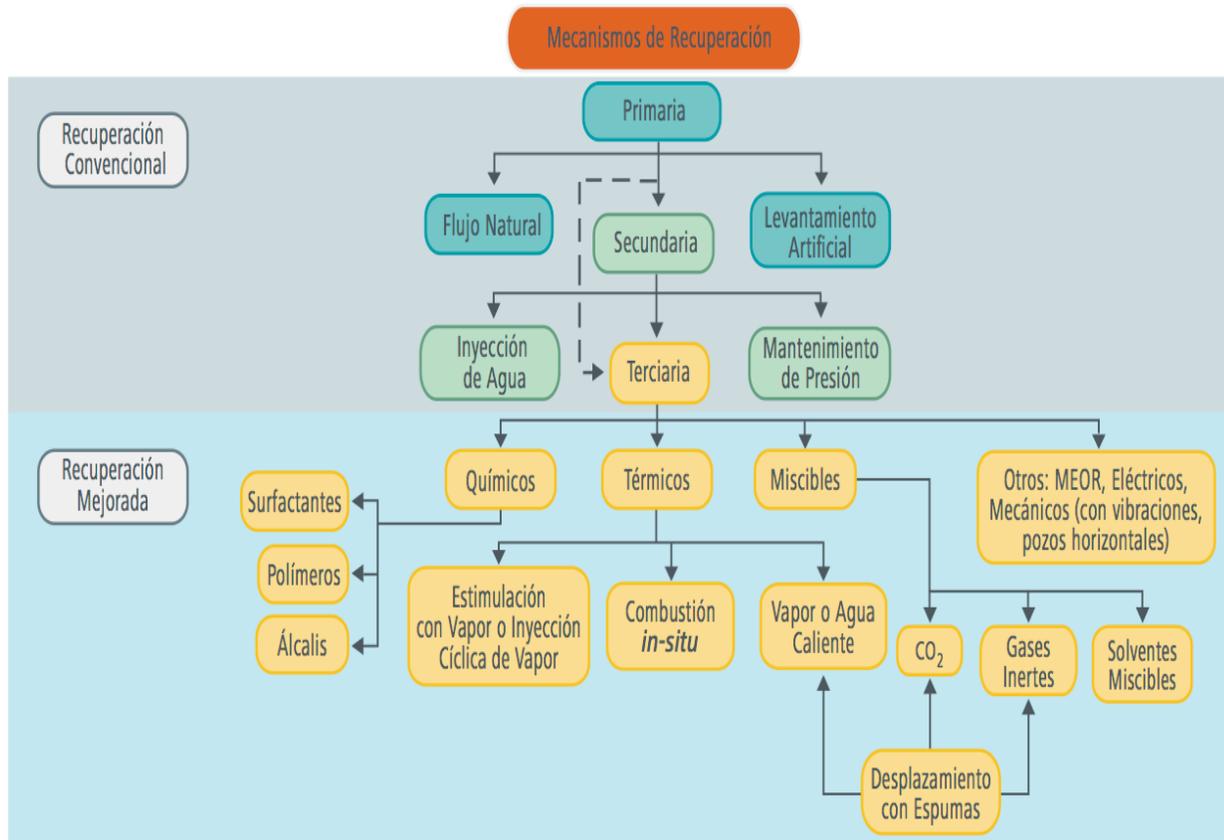


Figura 5.4 Clasificación tradicional de los métodos de recuperación (Tomada de CNH, 2012).

Históricamente la recuperación terciaria se ha referido a una tercera etapa de producción, donde se pueden aplicar gases de forma miscible, productos químicos y/o energía térmica para desplazar aceite adicional una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico; sin embargo, se podría definir simplemente como cualquier proceso de recuperación aplicado después de la recuperación secundaria (Lake, 1989).

La clasificación tradicional, que divide en una secuencia cronológica de tres etapas a los procesos de recuperación, no es tan general como se consideraba históricamente. Existen condiciones de producción no convencionales adversas que hacen que los métodos convencionales de producción sean raramente aplicables (CNH, 2012). Tal es el caso del desarrollo de campos en plays subsalinos, cuyas principales desventajas son las grandes profundidades a las que se encuentran, tanto de tirante de agua como de sepultamiento de los yacimientos. Adicionalmente, la aplicación de estos métodos se dificulta durante el desarrollo de campos costa afuera debido a las deficiencias en la

infraestructura instalada, el espacio en las plataformas y la logística. A menudo, las tácticas de recuperación mejorada (EOR) y avanzada (IOR), se implementan inmediatamente después de la recuperación primaria, es decir, sin pasar antes por la recuperación secundaria, esto sucede cuando un proyecto de implementación de SAP o de RS no puede ser implementado económicamente, con base en los pronósticos de producción, en un campo determinado (Lach, 2010).

5.2.3.1 Recuperación secundaria (RS)

Este proceso de recuperación agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional al yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmisible (gas, agua y combinación agua-gas). Generalmente, en yacimientos en los que se cuenta con una buena administración, se podrían esperar factores de recuperación en el rango de menos de 30 a 50% del volumen original después de la recuperación secundaria.

Al implementar un proceso de recuperación secundaria se busca reemplazar, total o parcialmente, un mecanismo primario por uno secundario, basado en un desplazamiento inmisible. La efectividad y rentabilidad de este reemplazo, en cualquier etapa de la vida productiva del yacimiento, determina el momento óptimo para iniciar un proceso de inyección de fluidos (Paris de Ferrer, 2001).

La inyección de agua es el método que ha sido más usado como recuperación secundaria. Esta tecnología abarca ampliamente las áreas de ingeniería de yacimientos e ingeniería de producción. Los ingenieros de yacimientos son responsables del diseño de la inyección de fluidos inmiscibles, la predicción del comportamiento y la estimación de la reserva a considerar en este proceso. La ingeniería de yacimientos comparte la responsabilidad con la ingeniería de producción para la implementación, operación y evaluación del proyecto de inyección.

5.2.3.2 Recuperación mejorada (EOR)

La recuperación mejorada se refiere a la recuperación de aceite obtenida al inyectar materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento, o materiales que comúnmente están en el yacimiento pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos contenidos en el medio poroso. Esta definición abarca todos los modos de procesos de recuperación (desplazamientos, remojo e intervenciones a pozo), y considera muchas sustancias para la recuperación de aceite. Es importante señalar que los métodos de EOR no se restringen a métodos de una etapa de producción dada (primaria, secundaria o terciaria), (Lake, 1989).

Estos métodos de recuperación permiten extraer volúmenes de aceite que normalmente no se podrían obtener económicamente por los métodos convencionales de recuperación (primaria y secundaria). Existen casos de éxito en el mundo en donde el factor de recuperación ha superado el 70% del volumen original in-situ (CNH, 2012).

Los hidrocarburos en los que se pueden aplicar técnicas de EOR tienen un amplio rango de características físico-químicas: desde crudos volátiles con altas densidades API y baja viscosidad, hasta crudos con densidades API muy bajas y de viscosidad muy alta. Asimismo, pueden estar almacenados en depósitos con características geológicas diversas: desde yacimientos carbonatados de baja permeabilidad en profundidades considerables, hasta formaciones de arenas someras. Por lo anterior, los métodos de EOR pueden aplicarse casi en cualquier tipo de sistema roca-fluido, lo que los hace ideales para el desarrollo de campos en plays subsalinos.

Los métodos de recuperación mejorada se pueden clasificar en dos grandes grupos principales: térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión) y no térmicos (inyección de químicos como surfactantes, polímeros y álcalis e inyección de gases miscibles), (CNH, 2012).

5.2.3.3 Recuperación avanzada (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos (CNH, 2012).

Los métodos de IOR y EOR están enfocados en su mayoría a los campos de aceite, debido principalmente a que los factores de recuperación para el caso del gas es típicamente elevado a causa de la mayor movilidad de este fluido dentro del medio poroso. Otro factor es la mayor profundidad, tanto del tirante de agua como de sepultamiento, a la que se encuentran los descubrimientos más recientes, lo cual dificulta una recuperación económicamente rentable y obliga a abandonar campos que aún contienen un alto porcentaje del volumen original de aceite.

Con relación al objetivo de reducir los costos por perforación de pozos, muchos expertos han sugerido que los procesos cíclicos de producción (huff and puff) deben ser considerados como una forma de reducir la necesidad de pozos adicionales cuando se implementan procesos de inyección. Esto es importante para el caso de los campos subsalinos donde la perforación presenta uno de los mayores retos, tanto económicos como técnicos (Lach, 2010).

Muchos de los procesos de IOR y EOR disponibles para la industria petrolera, han sido probados en campos terrestres; sin embargo, la experiencia de su aplicación en campos costa afuera es limitada, y mucho más escasa es su implementación en aguas profundas, lo que a su vez limita su aplicación en campos subsalinos debido a que la mayoría de estos campos se encuentran en estas condiciones. No obstante, su aparición no es nula; los métodos más utilizados en este tipo de campos son la

inyección de agua y gas (recuperación secundaria), e inyección de gases miscibles (IOR-EOR), (Lach, 2010). Los métodos térmicos no se han considerado debido a las profundidades tanto de tirante de agua como de sepultamiento de los yacimientos y a la presencia predominante de aceites de baja viscosidad y baja densidad API.

La inyección de químicos puede llegar a tener un alto potencial para alcanzar excelentes recuperaciones de aceite si la formulación del químico es diseñada apropiadamente y controlada para las condiciones de flujo en el yacimiento. Sin embargo, al igual que los métodos térmicos, ha sido descartada para el desarrollo de campos en plays subsalinos debido a que su aplicación es muy compleja y, por lo tanto, tiene un alto grado de riesgo; además es importante tener en cuenta que por lo general estos métodos se encuentran en etapas tempranas de madurez en su aplicación a nivel de campo.

5.2.4 Descripción de los métodos IOR-EOR seleccionados

5.2.4.1 Inyección de gases miscibles

Estos métodos tienen por objetivo incrementar el número capilar, esto significa que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite se reduce; estos métodos recuperan aceite por transferencia de masa (Lake y Walsh, 2008). Algunos de los fluidos que se pueden utilizar en este proceso son gas natural, GLP (gases licuados de petróleo), dióxido de carbono (CO_2), N_2 y gases de combustión. Es importante señalar que existen varios tipos de miscibilidad:

- Miscibilidad al primer contacto. Ocurre cuando los fluidos son miscibles en cualquier proporción.
- Miscibilidad de contacto múltiple por condensación. La fracción de aceite intermedia en el yacimiento “condensa” al gas inyectado, enriqueciendo la fase líquida en equilibrio y haciéndola cada vez más ligera.
- Miscibilidad de contacto múltiple por vaporización. Se puede explicar cuando se

tiene un yacimiento con aceite ligero, rico en hidrocarburos intermedios, y se le inyecta gas seco o N_2 . A través de los contactos sucesivos entre el aceite y el vapor, el cual se está enriqueciendo por la vaporización de la fracción intermedia, se alcanza una composición miscible.

Inyección de nitrógeno (N_2).

Para un yacimiento de aceite dado, la miscibilidad con N_2 ocurre a una presión mayor que si fuera con gas natural. Por consiguiente, la inyección de gas miscible con N_2 se limita a yacimientos profundos de aceite volátil con presiones altas. Por otro lado, la inyección inmisible de N_2 se lleva a cabo para desplazar verticalmente el aceite en casos donde predomine el efecto de gravedad. Aún en este caso, el N_2 extrae parte de la fracción ligera del aceite, produciéndose en superficie esta mezcla (Chiericci, 1994).

Inyección de gases de combustión.

Como su nombre lo indica, los gases de combustión se refieren a los gases que se producen después de un proceso de combustión y es una mezcla de CO_2 y otros gases. Los gases de combustión desplazan aceite por transferencia de masa de componentes intermedios del aceite al gas inyectado, y por la subsecuente condensación de los componentes intermedios con mayor peso molecular a la fase líquida (Shokoya et al., 2005).

Inyección de gases hidrocarburos.

El gas natural inyectado es enriquecido con etano, propano o butano para incrementar su miscibilidad con el aceite del yacimiento. Cuando el proceso es miscible, se pueden usar tres métodos: El primero usa un gas licuado de petróleo (LP) en un bache de aproximadamente 5% del volumen poroso. El segundo método consiste en inyectar gas natural enriquecido con etano hasta hexano, seguido de gas seco y posiblemente agua

en un bache de 10-20% del volumen poroso. El tercer método consiste en inyectar gas seco a alta presión para vaporizar los componentes ligeros del aceite que está siendo desplazado. La inyección miscible recupera aceite debido a que el volumen de aceite incrementa y disminuye la viscosidad del aceite (CNH, 2012).

Inyección de dióxido de carbono (CO₂).

Cuando se inyecta CO₂ en el yacimiento éste se vuelve soluble en el aceite residual a medida que los hidrocarburos ligeros se disuelven en el CO₂ y el CO₂ se disuelve en el aceite (Figura 5.5). Esto ocurre principalmente cuando la densidad del CO₂ es alta (cuando está comprimido) y cuando el aceite contiene un volumen significativo de hidrocarburos ligeros. Por debajo de una presión dada el CO₂ y el aceite dejarán de ser miscibles. A medida que la temperatura incrementa (y la densidad del CO₂ disminuye), o a medida que la densidad del aceite aumenta (la fracción ligera del aceite se reduce), la presión mínima necesaria para lograr la miscibilidad entre el aceite y el CO₂ se incrementará. Cuando se trata de un proceso miscible el CO₂ puede desplazar al aceite de los poros, empujándolo hacia un pozo productor. A medida que el CO₂ se disuelve en el aceite, provoca que el segundo se hinche y disminuya su viscosidad, ayudando a mejorar la eficiencia de desplazamiento. Cuando el proceso es inmisible, la disolución del CO₂ en el aceite reduce su viscosidad y también se incrementa su factor de volumen, aunque en menor grado. Dichos cambios contribuyen a mejorar la recuperación del aceite (Chiericci, 1994).

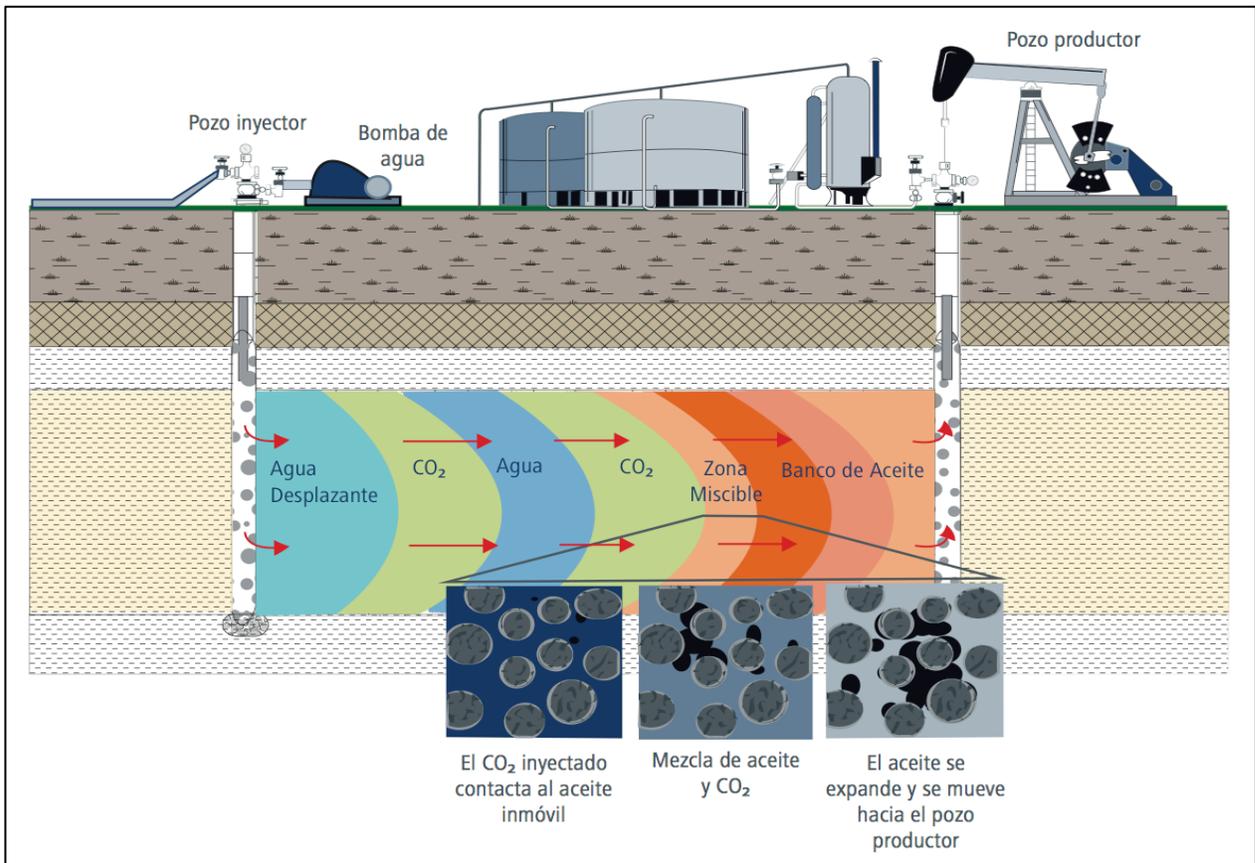


Figura 5.5 Proceso de inyección de dióxido de carbono. El dióxido de carbono se disuelve en el aceite, disminuyendo su viscosidad e incrementando la eficiencia de barrido mediante un bache de fluido desplazante (Tomada de CNH, 2012).

5.2.4.2 Inyección cíclica de CO₂

En este método el pozo es cerrado después de cierto periodo de inyección de CO₂ para permitir equilibrio entre el aceite y el CO₂. El pozo se abre a producción hasta que la mayor parte del aceite que ha estado en contacto con el CO₂ haya sido producido, entonces se repite el ciclo. El éxito de este método radica principalmente en que el CO₂ es más soluble en aceite que en agua. Lo anterior resulta en los siguientes factores que contribuyen a la recuperación del aceite: (1) disminución de la viscosidad del aceite e incremento de la viscosidad del agua (disminuye la relación de movilidad agua-aceite); (2) hinchamiento del aceite (reducción de su densidad); (3) efecto ácido en carbonatos (incremento de permeabilidad) y rocas arcillosas (evita que la arcilla se hinche); y (4) efectos de miscibilidad. El dióxido de carbono no es un fluido miscible de primer

contacto; sin embargo, se puede desarrollar la miscibilidad a través de múltiples contactos (Palmer et al., 1986).

La inyección cíclica de CO₂ inicialmente fue propuesto como una alternativa a la inyección cíclica de vapor para yacimientos de aceites pesados, sin embargo, se ha descubierto que este método puede ser también implementado en yacimientos de aceites ligeros como la gran mayoría de los presentes en campos de plays subsalinos (CNH, 2012).

CONCLUSIONES

- Una correcta identificación y una acertada interpretación de los procesos tectónicos, térmicos y deposicionales son fundamentales para explicar la formación de una cuenca sedimentaria; éste es el primer paso para la construcción de modelos geológicos que sustenten la evaluación del potencial petrolero de la misma.
- Los depósitos de sal más abundantes se encuentran principalmente en cuencas de rift que evolucionan a márgenes pasivos. La mayoría se han formado durante el periodo temprano de post-rift, aunque también existen aquellas formadas durante el rifting y durante el periodo anterior a este proceso. Las cuencas salinas pueden también formarse en cualquier cuenca intercratónica restringida; tal es el caso de la Cuenca Amadeus en Australia.
- El concepto de sabkha explica el origen, distribución y espesor de rocas evaporíticas. En los sabkhas se pueden formar acumulaciones sustanciales de sedimentos evaporíticos, cubriendo extensas áreas en intervalos relativamente cortos de tiempo geológico.
- El principal componente de los depósitos salinos es la halita (NaCl), aunque pueden contener grandes cantidades de otros minerales evaporíticos como yeso y anhidrita.
- La deformación de la sal es debida principalmente a dos factores: (1) el halotectonismo, que se refiere a las fuerzas tectónicas compresivas y (2) la halocinesis, que es un tipo de movimiento salino autónomo causado por efectos de la gravedad.
- Las estructuras salinas diapíricas, se forman por la intrusión de la masa salina en la cubierta sedimentaria, entre ellas se encuentran las estructuras, intrusivas y 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).

- Las estructuras clasificadas como diapíricas son de gran importancia para la formación de plays subsalinos, esto se debe a que a partir del desplazamiento horizontal de estas estructuras se pueden originar canopies y lengüetas de sal que a menudo sobreyacen a acumulaciones importantes de hidrocarburos.
- Un play subsalino es un tipo de play en el cual los prospectos se encuentran debajo de capas de sal, donde la calidad y cantidad de hidrocarburos en las estructuras es extremadamente variable. La sal forma un excelente sello que evita la migración de los hidrocarburos.
- Las principales condiciones que afectan la cantidad de hidrocarburos acumulados en los plays subsalinos están relacionadas con los ambientes depositacionales de los sedimentos, el espesor de las capas de sal, las tasas de crecimiento de las estructuras salinas, su tiempo de crecimiento, y la presencia de rocas generadoras y almacenadoras en las inmediaciones de dichas estructuras.
- Entre los desafíos más importantes para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos, se encuentra la perforación de pozos. Las dificultades encontradas durante la perforación de las secciones de sal son función de las características singulares de este material. Estas dificultades incluyen la estabilidad del pozo, los fluidos de perforación, la cementación, el diseño de las tuberías de revestimiento y el control direccional, entre otras.
- La acción de cizalla de las barrenas PDC las hace más eficientes a la hora de atravesar los intervalos de sal, ya que requieren un menor peso de arrastre; además 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 cementar la tubería de revestimiento en el pozo.
- Para aminorar las dificultades de control de pozo durante la perforación de secciones salinas, se ha recurrido a la utilización de lodos sintéticos base aceite (SOBM), los cuales además, debido a sus propiedades reológicas, mejoran notablemente el ritmo de penetración.

- El comportamiento de recuperación primaria, tanto para yacimientos de aceite como para los de gas, está regido por las fuerzas naturales que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso. Los mecanismos de empuje que se presentan en el yacimiento durante la etapa de producción son: expansión del sistema roca-fluidos, empuje por expansión del gas disuelto, expansión del casquete de gas, empuje por afluencia del acuífero, y segregación gravitacional.
- Las técnicas de recuperación mejorada deben incorporarse en etapas tempranas en la explotación de los yacimientos que así lo requieran, es decir, deben ser vistas como alternativas adicionales de recuperación y no como etapas secuenciales de recuperación. Al seleccionar el tipo de recuperación adecuado en el momento oportuno, se podrá alcanzar el factor de recuperación final que proporcione el mayor beneficio técnico-económico al término de un proyecto de recuperación de hidrocarburos.
- Los sistemas artificiales de producción más adecuados para el desarrollo de campos petroleros en plays subsalinos son el bombeo neumático y el bombeo electrocentrífugo; mientras que las técnicas de recuperación no convencional que mejor se adecúan para tal propósito son la inyección de gases miscibles, la inyección microbiana y la inyección cíclica de CO₂.
- En el caso de México, los campos subsalinos desarrollados a la fecha, se encuentran en la Cuenca Salina del Istmo. Las estructuras salinas asociadas a los campos de esta cuenca son, por lo general, lengüetas de sal alóctona de edad Jurásico, con una orientación noroeste-sureste, y con espesores que van de los 200 m a los 1000 m.
- En la porción terrestre de la Cuenca Salina del Istmo, existen grandes posibilidades de encontrar yacimientos petroleros subsalinos, dado que la sal se ha atravesado en muchos pozos y se han encontrado intervalos productores en rocas del Mesozoico que subyacen a la sal. El modelo geológico de la Cuenca, en el cual se interpreta que la sal se comporta a manera de cuerpos delgados y horizontales asociados a un cinturón plegado por debajo de las sábanas salinas, abre

perspectivas para evaluar el potencial petrolero Cenozoico y Mesozoico subsalino de la región. Otra zona con potencial subsalino es la del Golfo de México Profundo, aunque el desarrollo de campos subsalinos es aún incipiente.

- En México, el campo de mayor producción de hidrocarburos en el sistema terrestre corresponde al Campo Sen, ubicado en el play subsalino de la Cuenca Salina del Istmo; aporta el 2.1% de la producción nacional.

BIBLIOGRAFÍA

- Aburto, P. M.; Clyde, R.; D'Ambrosio, P.; Israel, R.; Leavitt, T.; Nutt, L.; Johnson, C. y Williamson, D. (2008). *Meeting the Subsalt Challenge*. Oilfield Review 20, no. 3.
- Allen, P. A. y Allen, J. R. (2005). *Basin Analysis. Principles and Applications*, 2ª Ed. Blackwell Publishing, Oxford.
- Bally, A. W. (1975). *A geodynamic scenario for hydrocarbon occurrences*. World Petroleum Congress, 9th, Tokyo, Proceedings, v. 2, pp. 33-44.
- Bally, A. W. y Snelson, S. (1980). *Realms of subsidence*. En: *Facts and principles of world petroleum* (Miall, A. D., ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 6, pp. 9-94.
- Baños, T. F. L. y Sánchez, R. C. A. (2009). *Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Barker, J. W.; Feland, K. W. y Tsao, Y-H. (1994). *Drilling Long Salt Sections Along the U. S. Gulf Coast*. SPE Drilling and Completion. Paper 24605.
- Barton, D. C. (1925). *The American Salt-Dome Problems in the Light of the Rumanian and German Salt Domes*. Bull., AAPG, v. 9, no. 9, pp. 1227-1268.
- Basurto, B. J. G. (1992). *Tectónica salina y su expresión sísmica en el sureste de México y sur del Golfo de México*. Tesis de Maestría. México, UNAM, FI.
- Beasley, C. J.; Fiduk, J. C.; Bize, E.; Boyd, A.; Frydman, M.; Zerilli A.; Dribus, J. R.; Moreira, J. L. P. y Pinto, A. C. C. (2010). *Brazil's Presalt Play*. En: Oilfield Review Autumn 2010, Schlumberger: 22, no. 3.
- Bellabarba, M.; Bulte-Loyer, H.; Froelich, B.; Le Roy-Delage, S.; van Kuijk, R.; Zeroug, S.; Guillot, D.; Moroni, N.; Pastor, S. y Zanchi, A. (2008). *Ensuring Zonal Isolation Beyond the Life of the Well*. Oilfield Review 20, no. 1.

- Benavides, G. L. (1983). *Domas salinos del sureste de México, Origen: Exploración: Importancia económica*. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XXXV, No. 1, pp. 9-35.
- Biddle, K. T. (1994). *Hydrocarbon Traps*. En: *The Petroleum System – From Source To Trap* (Magoon, L. B. y Dow, W. G., eds.), American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60.
- Bjorlykke, K. (2010). *Introduction to Petroleum Geology*. En: *Petroleum Geoscience: From Sedimentary Environments to Rock Physics* (K. Bjorlykke, ed.), pp. 1-26. Springer-Verlag, Alemania.
- Bois, C.; Bouche, P. y Pelet, R. (1982). *Global geologic history and distribution of hydrocarbon reserves*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 66, no. 9, pp. 1248-1270.
- Braitsch, O. (1964). *The temperatura of evaporite formation*. En: *Problems in Paleoclimatology* (Nairn, A. E. M., ed.), pp. 479-490. Wiley, New York.
- Brod, I. O. y Vysotskiy, I. V., eds. (1965). *The petroleum basins in the world*. Moscow, Nedra, 598 pp.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods, Vol. 2a*. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma, EUA, 1980.
- Buchanan, B. G.; Barstow, D.; Bechtal, R.; Bennett, J.; Clancey, W.; Kulikowski, C.; Mitchell, T. y Waterman, D. A. (1983). *Constructing an expert system*. En: *Building expert systems* (Hayes-Roth, F.; Waterman, D. A. y Lenat, D. B.; eds.), Reading, Mass., Addison-Wesley, pp. 127-168.
- Camp, W. K. (1998). *Geologic Model and Reservoir Description of the Deepwater "P Sand" at Subsalt Mahogany Field, Gulf of Mexico*. Presented at the AAPG Hedberg Research Conference, "Integration of Geologic Models for Understanding Risk in the Gulf of Mexico". September 20-24, 1998. Galveston, Texas.

-
-
- Camp, W. K. y McGuire, D. (1997). *Mahogany field, a subsalt legend: a tale of technology, timing and tenacity, offshore Gulf of Mexico*. Houston Geological Society Bulletin, v. 40, no. 2, p. 14-18.
- Cárdenas, V. G. (2008). *Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación en el Complejo Ku-Maloob-Zaap*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Centeno García, E. (2012). *Interior de la Tierra. Apuntes de la asignatura de Tectónica*. Facultad de Ingeniería (FI), UNAM. Inédito.
- Chang, H. K.; Assine, M. L.; Correa, F. S.; Tinen, J. L.; Vidal, A. C. Y Koike, L. (2008). *Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos*. Revista Brasileira de Geociencias, v. 38-2, p. 29-46.
- Chapin, M. A.; Davies, P.; Gibson, J. L. y Pettingill, H. S. (1994). *Reservoir architecture of turbidite sheet sandstones in laterally extensive outcrops, Ross Formation, Western Ireland*. En: *Submarine fans and turbidite systems: Gulf Coast Section* (Weimer, P.; Bouma, A. H. y Perkins, B. F., eds.), SEPM Foundation 15th Annual Research Conference, p. 53-68.
- Cheatham, J. B. y McEver, J. W. (1964). *Behavior of Casing Subjected to Salt Loading*. JPT (Sept. 1964) 1069; Trans., AIME, 231.
- Chiericci, G. L. (1994). *Principles of Petroleum Reservoir Engineering, Vol. 2*. Springer Verlag.
- CNH. (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012.
- Colwell, R. R.; Litchfield, C. D.; Vreeland, R. H.; Kiefer, L. A. y Gibbons, N. E. (1979). *Taxonomic studies of red halophilic bacteria*. Int. J. Sys. Bacter., 29, 379-399.
- Cox, A. (1973). *Plate Tectonics and Geomagnetic Reversals*. W. H. Freeman, San Francisco.
-
-

- Cruz, O. E. (2013). *Selección del sistema artificial de producción para los pozos no convencionales del Campo Rabasa*. AIPM, Revista Ingeniería Petrolera vol. 53, No. 9, septiembre 2013. ISSN 0185-3899.
- Davison, I.; Anderson, L. M. y Bilbo, M. (2010). *Salt Tectonics and Sub-salt Exploration Plays in the Essaouira Basin, Morocco*. II Central and North Atlantic Cojugate Margins Conference, Lisbon.
- Demaison, G. (1984). *The generative basin concept*. En: *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation* (Demaison G. y Murriss, R. J.; eds.), American Association of Petroleum Geologists Memoir, 35, 1-14.
- Demaison, G. y Huizinga, B. J. (1994). *Genetic classification of petroleum systems using three factors: Charge, migration and entrapment*. En: *The Petroleum System – From Source To Trap* (Magoon, L. B. y Dow, W. G., eds.), American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60.
- Dewey, J. F. y Bird, J. M. (1970). *Mountain belts and the new global tectonics*. Journal of Geophysical Research. Vol. 75, pp. 2625-2647.
- Díaz, Z. H. (1997). Apuntes del curso “*Producción por Bombeo Mecánico y BEC*”. UNAM, FI, 1997.
- Dickinson, W. R. (1974). *Plate tectonics and sedimentation*. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication, 22, pp. 1-27.
- Dickinson, W. R. (1976). *Plate tectonic evolution of sedimentary basins*. American Association of Petroleum Geologists Continuing Education Course Notes Series 1, 62 pp.
- Dow, W. G. y Momper, J. (1972). *The application of oil correlation and source rock data to exploration in the Williston Basin*. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 56, 615.
- Dribus, J. R.; Jackson, M. P. A.; Kapoor, J. y Smith, M. F. (2008). *The Prize Beneath the Salt*. En: Oilfield Review, Autumn, Schlumberger.

-
-
- Edgoose, C. J.; Close, D. F.; Stewart, A. J. y Duncan, N. (2002). *Umbeara, Northern Territory. 1:100000 geological map series explanatory notes, 5646*. Northern Territory Geological Survey, Darwin and Geoscience Australia (National Geoscience Mapping Accord).
- Einsele, G. (2000). *Sedimentary basins: evolution, facies, and sediment Budget*, 2ª Ed. Springer-Verlag, Alemania.
- El-Sayed, A. A. H. y Khalaf, F. (1992). *Resistance of Cemented Concentric Casing Strings Under Nonuniform Loading*. SPEDE (March 1992) 59.
- Espinosa, R. J.; Estrada, S. C. A. y Pérez, H. R. (2013). *Correlación del flujo de fluidos a través de estranguladores (PES), caso estudio, Campo petrolero Sen*. AIPM, Revista Ingeniería Petrolera vol. 53 No. 8, agosto 2013. ISSN 0185-3899.
- Farmer, P.; Miller, D.; Pieprzak, A.; Rutledge, J. y Woods, R. (1996). *Exploring the Subsalt*. En: Oilfield Review Spring, Schlumberger: 8, no. 1.
- Fernández, G. L. M.; Sánchez, O. G. y Briones, M. (2012). *Análisis Dinámico, Campo Sen Sur*. Jornadas Técnicas 2012. AIPM, Delegación Villahermosa.
- Fischer, A. G. (1975). *Origin and growth of basins*. En: *Petroleum and Global Tectonics* (Fischer, A. G. y Judson S., eds.), Princeton University Press.
- Franco, H. O. (2007). *Análisis y Evaluación de Sistemas Artificiales de Producción, Caso de un Campo Petrolero*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Gabrielsen, R.H.; Fort, X. y Martinsen, O. (2008). Salt: Deformation, Trapping and complexities. GEO ExPro magazine, vol. 5, no. 3.
- Galvis, P. H. A. (2012). *Reconstrucción paleogeográfica del Cretáceo superior e implicaciones en el desarrollo de almacenadores de hidrocarburos (Cuenca Santos costa afuera-Brasil)*. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología.
-
-

Garzon, R. y Simmons, B. (2008). *Deepwater Wells Drive Salt Cementing Advances*, E&P.

GCA. (2010). Review and Evaluation of Ten Selected Discoveries and Prospects in the Pre-Salt Play of the Deepwater Santos Basin, Brazil. Houston, Texas.

Gomes, P. O.; Kilsdonk, B.; Minken, J.; Grow, T. y Barragan, R. (2009). *The Outer High of the Santos Basin, Southern Sao Paulo Plateau, Brazil: Pre-Salt Exploration Outbreak, Paleogeographic Setting, and Evolution of the Syn-Rift Structures*. Adapted from oral presentation at AAPG International Conference and Exhibition, Cape Town, South Africa, October 26-29.

Gould, S. J. (1989). *Wonderful Life: The Burgess Shale and the Nature of History*. W. W. Norton & Co., New York.

Grant, W. H.; Dodd, E. L. y Gardner, C. A. (1989). *Simplified Slurry Design Increases Wellsite Success*. SPEDE, 255.

Green, D. W. y Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. SPE Textbook Series. Vol. 6.

Gussow, W. C. (1968). *Salt Diapirism: Importance of Temperature, and Energy Source of Emplacement*. En: *Diapirism and Diapirs*. Mem. 8 AAPG, no. 8, pp. 16-52.

Hackney, R. M. (1985). *A New Approach to Casing Design for Salt Formations*. Paper SPE 13431.

Halbouty, M. T., King, R. E., Klemme, H. D., Dott, R. H. y Meyerhoff, A. A. (1970 a). *Factors affecting formation of giant oil and gas fields, and basin classification, part II*. En: *Geology of giant petroleum fields* (Halbouty, M. T., ed.), American Association of Petroleum Geologists Memoir 14, pp. 528-555.

Halbouty, M. T., Meyerhoff, A. A., King, R. E., Dott, R.H., Klemme, H. D. y Shabad, T. (1970 b). *World's giant oil and gas fields, geologic factors affecting their formation, and basin classification, part I*. En: *Geology of giant petroleum fields* (Halbouty, M. T., ed.), American Association of Petroleum Geologists Memoir 14, pp. 502-528.

-
-
- Halbouty, M. T. (1979). *Salt Domes. Gulf Región, United States and Mexico*, 2ª Ed. Gulf Publishing Company Book Division, Houston.
- Hardie, L. A. y Eugster, H. P. (1970). *The evolution of closed-basin brines*. Mineralogical Society America Special Paper 3, 273-290.
- Harrison, H.; Moore, D. y Hodgkins, P. (2010). *A Geologic Review of the Mahogany Subsalt Discovery: A Well That Proved a Play*. Adapted from presentation at AAPG Annual Convention.
- Helwig, J. A. (1985). Origin and Classification of Sedimentary Basins. 17ª Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas. Publ. 4843.
- Huber, W. F. (1989). Ewing Bank thrust fault zone Gulf of Mexico and its relationship to salt sill emplacement. *GCAGS Transactions*, v. 39. p. 60-64.
- Huff, K. F. (1978). *Frontiers of world oil exploration*. *Oil and Gas Journal*, v. 76, no. 40, pp. 214-220.
- Huff, K. F. (1980). *Frontiers of world exploration*. En: *Facts and principles of world petroleum* (Miall, A. D., ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 6, pp. 344-362.
- Ingersoll, R. V. (1988). *Tectonics of sedimentary basins*. *Geological Society of America Bulletin*, 100, pp. 1704-1719.
- Israel, R. R.; D'Ambrosio, P.; Leavitt, A. D.; Shaughnessey, J. M. y Sanclemente, J. (2008). *Challenges of Directional Drilling through Salt in Deepwater Gulf of Mexico*. Paper IADC/SPE 112669.
- Jackson, M. y Talbot, C. (1991). *A Glossary of salt tectonics*. Bureau of Economic Geology, geological circular 91-4, p. 1-44.
- Jacobo, A. J.; Alor, O. I.; Castillo, Z. J.; Díaz, A. J.; Guzmán, L. N.; Hernández, C. O.; López, P. H.; Martínez, M. J.; Moreno, G. M.; Pastrana, V. E. y Soni, M. O. (2003).
-
-

Interpretación tectónica del basamento en el área Reforma-Comalcalco: Informe Interno, Pemex Exploración y Producción, Proyecto F-53847.

Kingston, D. R.; Dishroon, C. P. y Williams, P. A. (1983 a). *Global Basin Classification System*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 67, No. 12, pp. 2175-2193.

Kingston, D. R.; Dishroon, C. P. y Williams, P. A. (1983 b). *Hydrocarbon Plays and Global Basin Classification*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 67, No. 12, pp. 2194-2198.

Kingston, D. R.; Dishroon, C. P. y Williams, P. A. (1985). *A hydrocarbon exploration cristal classification*. Oil and Gas Journal, v. 83, no. 10, pp. 146-156.

Kinsman, D. J. J. (1969). *Modes of formation, sedimentary associations and diagnostic features of shallow-water and supratidal evaporites*. Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol., 53, 830-840.

Kinsman, D. J. J. (1976). *Evaporites: relative humidity control of primary mineral facies*. J. Sedim. Petrol., 46, 273-279.

Klemme, H. D. (1971). *What giants and their basins have in common*. Oil and Gas Journal, v. 69, no. 9, pp. 85-90.

Klemme, H. D. (1975). *Giant oil fields related to their geologic setting-A posible guide to exploration*. Canadian Petroleum Geology Bulletin. V. 23, No. 1, pp.30-36.

Klemme, H. D. (1977). *World oil and gas reserves from analysis of giant fields and petroleum basins (provinces)*. En: *The future supply of nature-made petroleum and gas technical reports* (Meyer, R. F., ed.). New York, Pergamon, pp. 217-260.

Klemme, H. D. (1980). *Petroleum basins-Classifications and characteristics*. Journal of Petroleum Geology, Vol. 3, No. 2, pp. 187-207.

Klemme, H. D. (1983). *Field size distrubution related to basin characteristics*. Oil and Gas Journal. V. 81, No. 26, pp. 168-176.

-
-
- Knebel, G. M. y Rodriguez-Eraso, G. (1956). *Habitat of some oil*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 40, No. 4, pp. 547-561.
- Lacerda, E. C. M. S.; Primenko, V. I. y Pires, A. P. (2012). *Microbial EOR: A quantitative Prediction of Recovery Factor*. SPE 153866; presentado en el Simposio 18° de Recuperación Avanzada; Tulsa, Oklahoma, EUA.
- Lach, J. (2010). *IOR for Deepwater Gulf of Mexico*. Reporte final para la compañía RPSEA. Disponible en línea en: http://www.rpsea.org/media/files/project/89184cb4/07121-1701-FR-IOR_Deepwater_Gulf_Mexico-12-15-10_P.pdf
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall Editorial.
- Lake, L. W. y Walsh, M. P. (2008). *Enhanced Oil Recovery Field Data Literature Research*. Universidad de Texas, Austin, EUA.
- Leavitt, T. (2007). *BHA Design for Drilling Directional Holes in Salt in Deepwater Gulf of Mexico*. 19th Deep Offshore Technology International Conference and Exhibition, Stavanger.
- LeCompte, P. (1965). *Creep in Rock Salt*. J. Geol. 73, 469.
- León, S. M. I. (2014). *Tecnologías aplicadas en la actualidad para la obtención de imágenes subsalinas en profundidad*. Tesis de Maestría. México, UNAM, FI.
- Lindsay, J. F. (1987). *Sequence stratigraphy and depositional controls in Late Proterozoic-Early Cambrian sediments of Amadeus basin, Central Australia*. AAPG Bulletin 71(11), 1387-1403.
- Lindsay, J. F. (1999). *Heavitree Quartzite, a Neoproterozoic (ca 800-760 Ma) high-energy, tidally influenced, ramp association, Amadeus basin, central Australia*. Australian Journal of Earth Sciences 46, 127-139.
- Lindsay, J. F. y Korsch, R. J. (1991). *The evolution of the Amadeus Basin, central Australia*. En: *Geological and geophysical studies in the Amadeus Basin, central Australia*.
-
-

Australia (Korsch, R. J. y Kennard, J. M., eds.), Bureau of Mineral Resources, Australia, Bulletin 236, 7-32.

Longreach Oil and Gas. (2012). *Going Long on Morocco*. Disponible en línea en:http://www.agenceecofin.com/images/Finance/001_EtudeVSACapital.pdf

Loza, E. R. (2014). *Características e Importancia Económico-Petrolera de las Cuencas Sedimentarias Foreland, con Ejemplos Representativos*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.

Lucero, A. F. J. (2012). *Introducción a los Sistemas Artificiales de Producción*. Apuntes de la Asignatura de Sistemas Artificiales de Producción. Facultad de Ingeniería, UNAM. Inédito.

Magoon, L. B. y Dow, W. G. (1994). *The petroleum system*. En: *The petroleum System – From Source To Trap* (Magoon, L. B. y Dow, W. G., eds.), American Association Petroleum Geologists Memoir.

McCrossan, R. G., y Porter, J. W. (1973). *The geology and petroleum potential of the Canadian sedimentary basins – A synthesis*. En: *The future petroleum provinces of Canada – Their geology and potential* (McCrossan, R. G., ed.), Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 1, pp. 589-720.

Meissner, F. F.; Woodward, J. y Clayton, J. L. (1984). *Stratigraphic relationships and distribution of source rocks in the greater Rocky Mountain región*. En: *Hydrocarbon Source Rocks of the Greater Rocky Mountain Region* (Woodward, J.; Meissner, F. F. y Clayton, J. L.; eds.), Rocky Mountain Association of Geologists, Denver, Colorado, 1-34.

Meize, R. A.; Young, M.; Hudspeth, D. H. y Chesebro, S. B. (2000). *Record Performance Achieved on Gulf of Mexico Subsalt Well Drilled with Synthetic Fluid*. Paper IADC/SPE 59184.

-
-
- Mello, M. R.; Koutsoukos, E. A. M.; Mohriak, W. U. y Bacoccoli, G. (1994). *Selected petroleum Systems in Brazil*. En: *The Petroleum System – From Source to Trap* (Magoon, L. B. y Dow, W. G., eds.), AAPG Memoir, v. 60, p. 499-512.
- Miller, B. M. (1979). *The evolution in the development of petroleum resource appraisal procedures in the U. S. Geological Survey*. En: Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium, 8th, Dallas 1979, Society of Petroleum Engineers Publication SPE 7720. Dallas, Society of Petroleum engineers-American Institute of Mining Engineers, pp. 79-90.
- Miller, B. M. (1986). Building an expert system helps classify sedimentary basins and assess petroleum resources. *GEOBYTE*, v. 1, no. 2, pp. 44-48, 83-84.
- Miller, B. M. (1987). The muPETROL Expert System for Classifying World Sedimentary Basins. *U. S. Geological Survey Bulletin*, 1810.
- Miller, B. M.; Thomsen, H. L.; Dolton, G. L.; Coury, A. B.; Hendricks, T. A.; Lennartz, F. E.; Powers, R. B.; Sable, E. G. y Varnes, K. L. (1975). *Geological estimates of undiscovered recoverable oil and gas resources in the United States*. U. S. Geological Survey Circular 725, 78 p.
- Mohriak, W. U.; Rosendahl, B. R.; Turner, J. T. y Valente, S. C. (2002). *Crustal architecture of the South Atlantic volcanic margins*. En: *Volcanic Rifted Margins* (Menzies, M. A.; Klempner, S. L.; Ebinger, C. J. y Baker, J., eds.), Geological Society of America Special, v. 362, p. 159-202.
- Momenzadeh, M. (1990). *Saline deposits and alkaline magmatism: a genetic model*. *J. Petrol. Geol.*, 13, 341-356.
- Moore, D. (2009). *Pioneering the Global Subsalt/Presalt Play: The World beyond Mahogany (USA) Field*. AAPG International Conference, Rio de Janeiro, Brazil, November 2009.
- Moore, E.; Guerrero, C. y Akinniranye, G. (2007). *Analysis of PDC Bit Selection with Rotary Steerable Assemblies in the Gulf of Mexico*. Paper AADE-07-NTCE-08.
-
-

- Moreira, J. L. P.; Madeira, C. V. y Gil, J. A. (2007). *Bacia de Santos*. Boletim de Geociencias da Petrobrás, Rio de Janeiro 15, 511-529.
- Muecke, N. B. y Kiji, N. A. (1993). *Heated Mud Systems: The Solution to Squeezing Salt Problems*. Paper SPE 25762.
- Murray, G. E. (1961). *Geology of the Atlantic and Gulf Coastal Province of North America*. Harper Bros., New York, 692 pp.
- Nelson, E. B.; Bruno, D. y Michaux, M. (2006). *Special Cement Systems*. En: *Well Cementing* (Nelson, E. B. y Guillot, D., eds.), 2ª ed. Sugar Land, Texas: Schlumberger.
- North, F. K. (1971). *Characteristics of oil provinces – A study for students*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology, v. 19, pp. 601-658.
- North, F. K. (1979). *Episodes of source-sediment deposition, part I*. Journal of Petroleum Geology, v. 2, no. 2, pp. 199-218.
- Nutting, D. I. (1984). *Origin of Bedded Salt Deposits: A Critique of Evaporative Models and Defense of a Hydrothermal Model*. Thesis for the degree of Master of Science. Graduate Faculty of the Institute for Creation Research Graduate School. Cal., USA.
- Ochsenius, C. (1888). *On the Formation of Rock Salt Beds and Mother Liquor Salts*. Proc., Acad. Natural Sci. Of Philadelphia. V. 40, pp. 181-187.
- Ortiz, N. (2004). *Los yacimientos de azufre y sus problemas de contaminación*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Ozimic, S.; Passmore, V. L.; Pain, L. y Lavering, I. H. (1986). *Australian Petroleum Accumulations Report 1. Amadeus Basin, central Australia*. Department of Resources and Energy Bureau of Mineral Resources, Geology and Geophysics.
- Palmer, F. S.; Landry, R. W. y Bou-Mikael, S. (1986). *Design and Implementation of Immiscible Carbon Dioxide Displacement Projects (CO₂ Huff-Puff) in South*

-
-
- Louisiana*. SPE 15497; presentado en la Conferencia y Exhibición Técnica Anual SPE; Nueva Orleans, EUA.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Editorial Astro Data.
- Parker, T. J. y McDowell, A. N. (1951). *Scale Models as Guide to Interpretation of Salt Dome Faulting*. Bull., AAPG, v. 35, no. 9, pp. 2076-2086.
- Parker, T. J. y McDowell, A. N. (1955). *Model Studies of Salt Dome Tectonics*. Bull., AAPG, v. 39, no. 12, pp. 2384-2470.
- PEL. (2010). *Farm-in opportunity - Morocco*. Disponible en línea en: <http://www.nventures.co.uk/wp-content/uploads/2012/05/PEL-Farminopportunity-Morocco.pdf>
- PEMEX Exploración y Producción. (2009). *Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2009*.
- PEMEX Exploración y Producción. (2010). *Las reservas de hidrocarburos de México, Evaluación al 1 de enero de 2010*.
- Perrodon, A. (1971). *Essai de classification des bassins sedimentaires* [Attempts in the classification of sedimentary basins]: Sciences de la Terre, v. 16, pp. 197-227
- Perrodon, A. (1977). *Concepts, modeles et logique des bassins sedimentaires* [Concepts, models and logic for sedimentary basins]: Bulletin Centres Recherche, Exploration-Production Elf-Aquitaine, v. 1, pp. 111-130.
- Pettijohn, F. J. (1957). *Sedimentary Rocks*. Harper and Brothers, Second Edition, New York, 484 pp.
- Pierre, C. (1983). Polyhalite replacemet after gypsum al Ojo de Liebre Lagoon (Baja California, Mexico): an early diagenesis by mixing of marine brines and continental waters. En: Sixth Internafional Symposium on Salt (Schreiber B. C. y Harner, H. L., eds.), Vol. 1, pp. 257-265. Salt Institute, Alexandria, VA.
-
-

- Poiate, E.; Costa, A. M. y Falcao J. L. (2006). *Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin – Brazil*. Paper IADC/SPE 99161.
- Price, R. A. (1973). *Large-scale gravitational flow of supracrustal rocks, southern Canadian Rockies*. En: *Gravity and Tectonics* (K. A. deJong y R. Scholten, eds.), John Wiley, New York.
- Rojas, A. C. (2010). Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca Salina del Istmo. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Sammy, N. (1985). *Biological systems in North-Western Australian Solar Salt Fields*. En: *Sixth International Symposium on Salt* (Schreiber B. C. y Harner, H. L., eds.), Vol. 1, pp. 207-215. Salt Institute, Alexandria, VA.
- Sánchez, M. G. J. (2012). *Aplicación del Bombeo Electrocentrífugo Sumergido (BEC) en Terminaciones Inteligentes*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Sannemann, D. (1965). *Salt Stock Families in Northwestern Germany*. Bull., AAPG, v. 49, no. 3, p. 357.
- Satter, A. y Thakur, G. C. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*; PennWell Books.
- Schlumberger. (2013). *Product Catalog*. Disponible en línea en: http://www.slb.com/~media/Files/smith/catalogs/bits_catalog.pdf
- Schreiber, B. C. y Tabakh, M. E. (2000). *Deposition and early alteration of evaporites*. International Association of Sedimentologists. Sedimentology, 47, Suppl. 1, 215-238.
- Selley, R. C. (1998). *Elements of Petroleum Geology*, 2ª Ed. Academic Press, EE. UU.
- Shokoya, O. S.; Mehta, S. A.; Moore, R. G. y Maini, B. B. (2005). *An Environmentally-Friendly Process for Improved Recovery From Light Oil Reservoirs*. ID 05-08-01, JCPT.

-
-
- Smith, T. (2008). *Salt's Effects on Petroleum Systems*. GEO ExPro magazine, vol. 5, No. 5, disponible en línea: <http://www.geoexpro.com/articles/2008/05/salt-s-effects-on-petroleum-systems>
- Southgate, P. N. (1991). *A sedimentological model for the Loves Creek Member of the Bitter Springs Formation*. En: *Geological and geophysical studies in the Amadeus Basin, central Australia* (Korsch, R. J. y Kennard, J. M., eds.), Bureau of Mineral Resources, Australia, Bulletin 236, 113-126.
- St. John, B.; Bally, A. W. y Klemme, H. D. (1984). *Sedimentary provinces of the world – Hydrocarbon productive and non-productive*. Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, scale 1: 50,000,000, 35 pp. text.
- Téllez, G. R. (2014). *Evaluación Geológico-Petrolera de Yacimientos de Aceite Pesado, Caso Sonda de Campeche*. Tesis de Licenciatura. México, UNAM, FI.
- Trusheim, F. (1960). *On the Mechanism of Salt Migration in Northern Germany*. Bull., AAPG, v. 44, no. 9, pp. 1519-1540.
- Ulmishek, G. (1986). *Stratigraphic aspects of petroleum resource assessment*. En: *Oil and Gas Assessment: Methods and Applications* (Rice, D. D. ed.), American Association Petroleum Geologists Studies in Geology, 21, 59-68.
- Underhill, W.; Esmersoy, C.; Hawthorn, A.; Hashem, M.; Hendrickson, J. y Scheibel, J. (2001). *Demonstrations of Real-Time Borehole Seismic from an LWD Tool*. Paper SPE 71365.
- Usiglio, J. (1849). *Analyse de l'Eau de la Mediterranee sur la Cote de France*. Ann. Chim. Et Phys. Ser. 3, v. 27, pp. 92-172.
- Uspenskaya, N. Y. y Tabasaranski, Z. A. (1966). *Petroleum provinces and regions of the USSR*. Moscow, Nedra, 495 pp.
- Uspenskaya, N. Y. y Tauson, N. M. (1972). *Petroleum provinces and regions of the foreign countries*. Moscow, Nedra, 295 pp.
-
-

- Vallejo, V. G.; Torres, M. E. y González L. F. (2013). *Integrated approach delivers GOM subsalt well for PEMEX*. Disponible en línea en: <http://www.drillingcontractor.org/integrated-approach-delivers-gom-subsalt-well-for-pemex-24351>
- Van Ort, E.; Lee, J.; Friedheim, J. y Toups, B. (2004). *New Flat-Rheology Synthetic-Based Mud for Improved Deepwater Drilling*. Paper SPE 90987.
- Vine, F. y Matthews, D. H. (1963). Magnetic anomalies over ocean ridges. *Nature*, 199, pp. 947-949.
- Warren, J. K. (2006). *Evaporites: Sediments, Resources and Hydrocarbons*. Springer, Berlin, 1036 p.
- Warren, J. K. (2009). *Evaporites through time: Tectonic, climatic and eustatic controls in marine and nonmarine deposits*. Elsevier, Thailand.
- Weeks, L. G. (1952). *Factors of sedimentary basin development that control oil occurrence*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, V. 36, No. 11, pp. 2071-2124.
- Wilson, J. T. (1966). *Did the Atlantic close and then re-open?* *Nature*, 211, pp. 676-681.
- Worrall, D. M. y Snelson, S. (1989). *Evolution of the northern Gulf of Mexico, with emphasis on Cenozoic growth faulting and the role of salt*. En: *The geology of North America: an overview* (Bally, A. W. y Palmer, A. R., eds.), The Geology of North America, A. Boulder CO., Geological Society of America, 91-138.
- Yearwood, J.; Drecq, P. y Rae, P. (1988). *Cementing Across Massive Salt Formation*. Paper CIM 33-39-104.
- Young, I. F. y Ambrose, G. J. (2010). *Petroleum geology of the southeastern Amadeus Basin: the search for sub-salt hydrocarbons*. Disponible en línea: http://www.nt.gov.au/d/Minerals_Energy/Geoscience/Cabs/papers/P43_Young_Ambrose.pdf