



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal”

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:
FELIPE LUIS BAÑOS TORALES
CARLOS ADOLFO SÁNCHEZ RAMOS

DIRECTOR DE TESIS: **M.I. José Ángel Gómez Cabrera.**



MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-222

SR. FELIPE LUIS BAÑOS TORALES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

YACIMIENTOS PETROLEROS DEBAJO DE LA SAL

INTRODUCCIÓN

- I ASPECTOS GEOLÓGICOS**
- II ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS (GEOFÍSICA DE YACIMIENTOS SUB-SALINOS)**
- III PERFORACIÓN DE POZOS SUB-SALINOS**
- IV YACIMIENTOS SUB-SALINOS EN EL MUNDO**
- V YACIMIENTOS SUB-SALINOS EN MÉXICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F., a 25 de febrero de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZÉPEDA

JGGZ*RJPYS*srs



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SR. CARLOS ADOLFO SÁNCHEZ RAMOS
Presente

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-221

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

YACIMIENTOS PETROLEROS DEBAJO DE LA SAL

INTRODUCCIÓN

- I ASPECTOS GEOLÓGICOS**
 - II ADQUISICIÓN DE DATOS SÍSMICOS (GEOFÍSICA DE YACIMIENTOS SUB-SALINOS)**
 - III PERFORACIÓN DE POZOS SUB-SALINOS**
 - IV YACIMIENTOS SUB-SALINOS EN EL MUNDO**
 - V YACIMIENTOS SUB-SALINOS EN MÉXICO**
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
CD. Universitaria, D. F., a 25 de febrero de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RPYS*sfs

Agradecimientos Felipe

Agradezco a Dios por darme la salud a mí y a todos mis seres queridos, por darme paciencia y fuerzas para librar los obstáculos en la vida.

Dedico esta tesis a mis padres que me han dado educación y apoyo a lo largo de los años, a mi madre que ha tenido la paciencia y la confianza en mí, a mi padre que me ha brindado todo lo necesario para poderme desarrollar como ser humano.

*A mi novia **Karla Patricia Cerezo Velatti** que me ha dado fuerzas y apoyo en todo momento, le doy gracias por haber estado conmigo en los buenos y malos momentos, y porque nunca ha dudado de lo que puedo lograr.*

*A **Carlos Cerezo, y Patricia Velatti** por su amistad sincera y por todo el apoyo que me han dado desde que los conocí.*

A mis buenos profesores que me han dado herramientas para poder desenvolverme en la vida diaria y laboral, a los malos profesores que me enseñaron que el estudiante debe de salir adelante con el profesor y a pesar del profesor y que lo más importante es tener ganas de hacer las cosas.

*Agradezco a mi **Universidad Nacional Autónoma de México** que me proporcionó los medios necesarios para tener una excelente formación.*

A la Facultad de Ingeniería por la formación como Ingeniero Petrolero.

*Es fácil tener confianza en ti mismo y disciplina cuando eres un triunfador,
cuando eres el número uno.*

*Lo que necesitas es tener confianza y disciplina cuando todavía no eres un
ganador.*

Vincent Lombardi

Agradecimientos Carlos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por ser parte fundamental en mi formación.

A la Facultad de Ingeniería por darme las herramientas necesarias para ser un profesionalista íntegro.

A mis padres Luz y Esteban por todo lo que me han dado y enseñado.

A mis hermanos por estar conmigo.

A mis amigos.

Esta tesis es el resultado de un largo proceso de formación en el cual han intervenido muchas personas que en algún momento se relacionaron y constituyeron parte de lo que soy ahora , a muchas de ellas las tengo presentes en mi memoria y a otras las he olvidado, sin embargo quiero dar gracias a todas ellas.

Si al franquear una montaña en la dirección de una estrella, el viajero se deja absorber demasiado por los problemas de la escalada, se arriesga a olvidar cual es la estrella que lo guía.

Antoine de Saint-Exupery

YACIMIENTOS PETROLEROS DEBAJO DE LA SAL

INDICE

	Página
Resumen-----	1
Introducción-----	2
Capítulo I. Aspectos geológicos-----	3
I.1-Formación de los depósitos salinos.-----	3
I.2-Rocas evaporíticas.-----	4
I.3-Clasificación de evaporitas.-----	5
I.3.1-Evaporitas continentales.-----	7
I.3.2- Evaporitas de medios desérticos.-----	7
I.3.4- Evaporitas lacustres.-----	8
I.3.5- Evaporitas de supra-mareas y de aguas someras.-----	8
I.3.6-Evaporitas de aguas profundas.-----	8
I.4-Ambiente geológico.-----	9
I.5-Estructuras salinas.-----	10
I.5.1-Estructuras salinas pasivas.-----	10
I.5.2-Estructuras salinas activas.-----	11
I.5.3-Domos.-----	12
I.5.4-Diapiros.-----	13
I.6-Teorías de formación de los domos y diapiros (tectónica salina) -----	13
I.7- Morfología, evolución y estructuras salinas.-----	16
I.8-Plays sub-salinos.-----	19
I.8.1-Plays en México.-----	20
I.9-Génesis de la sal en el Golfo de México.-----	21
Capítulo II. Adquisición de datos sísmicos (geofísica de yacimientos sub-salinos).-----	27
II.1-Historia de la sísmica.-----	27
II.2-Levantamientos sísmicos marinos típicos.-----	31
II.3-Nuevas técnicas de adquisición sísmica.-----	33
II.4-Geometrías de adquisición sísmica.-----	35
II.4.1-Wide-Azimuth Towed-Streamer.-----	35

II.4.2-Narrow-Azimuth.	37
II.4.3-Multi-Azimuth.	38
II.4.4-Wide-Azimuth.	39
II.4.5-Rich-Azimuth.	41
II.5-Factores que afectan la toma de datos sísmicos.	43
II.5.1-Ruido.	43
II.5.2-Múltiples.	44
II.6-Tratamiento de las imágenes.	45
II.6.1-Apilamiento.	45
II.6.2-Migración.	46
II.7-Levantamientos de sísmica de pozos.	51
II.7.1- Perfil sísmico vertical (VSP).	51
II.7.2-Tipos de levantamientos de pozo.	51
II.7.3-VSP sin desplazamiento de la fuente.	51
II.7.4-VSP de pozo desviado.	52
II.7.5-VSP con desplazamiento.	52
II.7.6-VSP con desplazamiento sucesivo.	52
II.8-Ejemplos de aplicación del VSP.	55
Capítulo III. Perforación de pozos sub-salinos.	57
III.1-Problemas de perforación sub-salina.	57
III.1.1-Ventajas en la perforación de sal.	58
III.1.2-Desventajas en la perforación de sal.	58
III.1.3-Cierre de pozo.	59
III.1.4-Variaciones en el agujero.	61
III.1.5-Pérdida de circulación.	63
III.1.6-Causas de la pérdida de circulación.	63
III.1.7-Medidas Preventivas.	65
III.1.8-Materiales para evitar pérdidas de circulación.	66
III.1.9-Presión anormal de formación	66
III.2- Factores a considerar en la selección de fluidos de perforación.	70
III.2.1-Fluidos de perforación utilizados en estructuras salinas.	71
III.2.2-Lodos base agua.	71
III.2.3-Problemas comunes y soluciones de los fluidos base agua.	72

III.2.4-Lodos base aceite.-----	74
III.2.5-Problemas comunes y soluciones de los fluidos de emulsión inversa.-----	76
III.2.6- Contaminación de lodos con cloruro de sodio.-----	78
III.3- Perforación direccional en pozos sub-salinos.-----	79
Capítulo IV. Yacimientos sub-salinos en el mundo.-----	82
IV.1-Distribución de la sal costa fuera en el mundo.-----	82
IV.2-Yacimientos sub-salinos en el Golfo de México.-----	84
IV.3-Yacimientos sub-salinos en Brasil.-----	85
IV.3.1-Yacimiento Tupi-----	85
IV.3.2-Detalles del yacimiento Tupi.-----	86
IV.3.3-Desarrollo del yacimiento Tupi.-----	88
IV.3.4- Desafíos.-----	90
IV.4-Yacimientos sub-salinos en África.-----	91
IV.5-Yacimientos sub-salinos en Canadá.-----	93
Capítulo V. Yacimientos sub-salinos en México.-----	95
V.1-Zonas con potencial sub-salino en el Golfo de México.-----	95
V.2-Potencial sub-salino en la región marina.-----	97
V.3-Yacimientos sub-salinos terrestres en México.-----	98
V.3.1-Modelos geológicos.-----	101
V.3.2-Comparación de modelos geológicos.-----	102
V.4-Ejemplos de pozos sub-salinos en México.-----	103
V.4.1-Pozos Gurumal y Rabasa.-----	103
V.4.2-Pozo Tajón 101.-----	103
V.4.3-Campo Sen.-----	106
V.4.4-Pozo Paché-1.-----	110
 Conclusiones y Recomendaciones.-----	 114
 Bibliografía.-----	 116

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 inmensas reservas de hidrocarburos. Con el tiempo, este hallazgo se torno desalentador al descubrirse que estas zonas productivas estaban cubiertas por grandes y espesos mantos de sal que desafiarían las prácticas de perforación y terminación de pozos comúnmente aceptadas.

En la actualidad, la industria petrolera se enfrenta a la problemática del declive en la producción, aunado al desafío tecnológico de explotar los yacimientos arriba mencionados; el presente trabajo tiene como finalidad dar un panorama general de las empresas que son vanguardia en este tipo de explotación a nivel mundial, la tecnología desarrollada hasta el momento, así como el estado actual de los yacimientos de este tipo en México.

Este trabajo está desarrollado de la siguiente manera:

En el capítulo I se abordan los aspectos y condiciones geológicas que dan lugar a yacimientos bajo sal.

El capítulo II habla de toda la geofísica desarrollada para la localización de estos yacimientos, así como la innovación tecnológica en este campo de la ingeniería.

El capítulo III inicia con un análisis de los pros y contras de la perforación en sal, para continuar con las distintas técnicas de perforación existentes

El capítulo IV trata de la distribución de estos yacimientos alrededor del mundo, particularizando los yacimientos de Tupi en Brasil y los encontrados en el Golfo de México.

Por último en el capítulo V se enumeran y analizan los yacimientos bajo sal en la República Mexicana

Introducción

Por efecto de la disminución de las reservas y ante los descubrimientos hechos en yacimientos sub-salinos en Brasil, EUA y África, siendo destacado el caso de Brasil, que ha encontrado yacimientos que han incrementado sus reservas las cuales le permitirían pasar de importador a exportador de petróleo, por esto el mundo ha volteado la mirada a este tipo de yacimientos. Estos yacimientos representan un gran reto tecnológico para las empresas petroleras, por los elevados costos que generan su exploración y explotación, ya que en algunos casos la sal supera los 1000 m de espesor y por lo general se localizan costa afuera en aguas someras, profundas y ultraprofundas lo cual incrementa espectacularmente los costos de exploración y perforación, se ha puesto atención a los campos que se encuentran en zonas con estructuras salinas, por tener éstas un alto potencial en yacimientos sub-salinos ya que en el pasado al llegar a la cima de la sal la perforación se interrumpía por considerar que ya no existían rocas con potencial debajo de ésta, debido a las limitantes tecnológicas en la adquisición de datos sísmicos y una mala interpretación del modelo de migración de la sal. Esta problemática ha puesto a las empresas a desarrollar nuevos métodos de adquisición de datos, nuevas teorías de la formación y migración de la sal y la innovación de herramientas y equipo para la perforación de estructuras salinas todo esto con el fin de reducir la incertidumbre en la exploración y de esta manera mitigar los costos. En esta tesis se hace una recopilación de información para la conceptualización geológica, los métodos de prospección geofísica, la perforación de pozos sub-salinos, yacimientos sub-salinos en el mundo y el potencial de hidrocarburos en México en este tipo de yacimientos.

Capítulo I. Aspectos geológicos

I.1. Formación de los depósitos salinos

Las sales se forman por efecto de la evaporación. Principalmente existen dos ambientes para formar grandes estratos de sal (Figura 1). En el ambiente marino por evaporación de las sales del agua de mar o en tierra firme por evaporación de lagunas salobres.

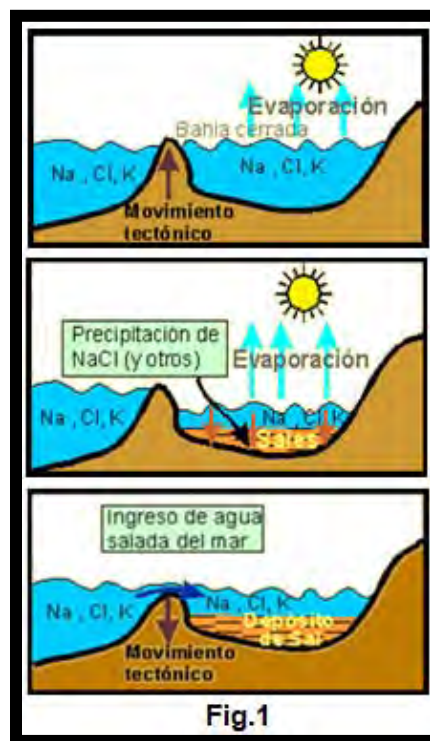


Figura 1. Ambientes formadores de grandes estratos de sal

a) Por evaporación del agua del mar (Teoría de Barreras):

En distintas partes del mundo se conocen grandes depósitos de sal. Los espesores totales llegan hasta los 1,000 metros, principalmente de la época Pérmica pero también del Terciario. La explicación de la formación de estos grandes depósitos llega a la teoría de las barreras. Se piensa en un sector marino, relativamente cerrado y por la evaporación de agua las cantidades de sales se aumentan. Con

mayor evaporación las sales se precipitan de acuerdo a su capacidad de solubilidad. El problema solamente es, que una columna de 1000 m de agua de mar produce solo 15 metros de halita, pero los depósitos muestran espesores mucho mayores.

b) Los salares de la cordillera:

La acumulación de aguas en cuencas cerradas de la cordillera en regiones áridas, donde la evaporación es mayor, con las precipitaciones las sales lavadas por los taludes de volcanes llegan al salar o a una laguna. Por falta de un afluyente normal, la única salida es la evaporación. Las sales tienden a quedarse en la laguna, poco a poco se aumenta la saturación, hasta que las sales precipitan (Figura 1.1).



Figura 1.1 Salares de cordillera

I.2. Rocas evaporíticas

Las evaporitas se forman en climas relativamente áridos donde la evaporación excede el rango de la precipitación, las temperaturas, la fuerza del viento sobre cuencas someras o marinas que producen las condiciones de aridez suficientes para la formación de depósitos evaporíticos. Estos precipitados químicos no sólo están restringidos a los ambientes costeros, de hecho, pueden formarse en diferentes tipos de medio ambiente, tales como salitrales marginales, salinas marinas, lagunas, dispersión de brisa marina, acumulación hidrotermal y depositación por nivel freático.

Los depósitos de evaporitas de mayor extensión y grosor son de origen marino. Se ha calculado que a partir de una columna de agua de 427 metros de altura se precipitan 6.7 metros de Halita y 0.3 metros de Yeso. La anhidrita se presenta comúnmente en depósitos uniformemente estratificados, formando diferentes texturas y estructuras sedimentarias. El yeso ocurre en masas no uniformes o en capas estratificadas con cierta deformación debido al aumento de volumen que sufre la roca durante la hidratación, presentando diferentes texturas fibrosas o entrelazamiento de cristales y sedimentos. La halita, llamada también sal gema o sal de roca, se presenta frecuentemente asociada a otras evaporitas y puede ocurrir en forma de domos, en donde la halita se encuentra en la porción central del domo (núcleo) y está circundada por sedimentos, estando la parte superior del domo o capote formada por caliza, yeso y anhidrita indistintamente. Estos domos salinos son en realidad intrusiones sedimentarias las cuales se forman por la diferencia de densidades existentes. Las evaporitas, en este caso la halita, es menos densa que los sedimentos que la sobreyacen, por lo que al tener una cierta presión litostática, tiende a fluir hacia zonas de menos presión, por lo general hacia arriba, lo que provoca que la sal intrusiones a los sedimentos suprayacentes en zonas de debilidad de éstos.

I.3. Clasificación de evaporitas

Las evaporitas son rocas autógenas¹ cuyo nombre se deriva precisamente de su origen, debido a la concentración iónica en las soluciones acuosas que se llevan a cabo, al evaporarse el agua la relación soluto y solvente se incrementa. De todos los minerales evaporíticos identificados aproximadamente un 25% se presentan en cantidades significativas.

1: **Autígeno:** mineral formado directamente en ambiente de sedimentación.

Las rocas evaporíticas son clasificadas basándose en su composición mineralógica y por lo tanto química. En esta forma las rocas evaporíticas pueden estar divididas en cuatro grandes grupos que son: carbonatos, sulfatos, cloruros y bromuros.

Carbonatos: calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y magnesita (MgCO_3).

Sulfato: anhidrita (CaSO_4) y yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$).

Cloruros: halita (sal de mesa) (NaCl), silvita (KCl) y carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$).

Boratos: bórax ($\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$).

Las evaporitas aparecen en ambientes donde la salinidad de las aguas es superior a la normal, indicando como "salinidad normal" la salinidad promedio de los océanos o mares actuales (35g/l). Cuando la concentración de las sales aumenta se pasa de un ambiente marino normal a un ambiente penesalino (Nivel de salinidad intermedio entre marino normal e hipersalinas que oscila entre 72-352 ppm). Estos niveles de salinidad son suficientemente altos como para ser tóxicos para los organismos marinos, pudiendo ser tolerados exclusivamente por un rango muy restringido de fauna y flora, los sedimentos característicos de zonas penesalinas son evaporitas (estratificándose Anhidrita y Yeso) y carbonatos (evaporitas). Las zonas penesalinas frecuentemente se localizan en zonas protegidas por arrecifes. Ambos ambientes caracterizados por la depositación de carbonatos. En el ambiente penesalino hay formación de Dolomita pudiendo aparecer en forma subordinada Yeso y Anhidrita. De un ambiente penesalino se pasa a un ambiente tóxico donde hay pobreza de asociaciones orgánicas. Si aumenta la concentración de las sales, el ambiente tóxico se transforma en ambiente salino y tiene lugar la precipitación de Halita. Cuando el solvente (agua) prácticamente ha desaparecido y la desecación es total, se llega a un ambiente hipersalino, en éste precipitan las sales higroscópicas² de K^+ y Mg^{+2} como Silvina y Carnalita. Este es un ambiente totalmente seco donde no hay fauna marina; es difícil que los mencionados materiales aparezcan en las

2: **Higroscópico** adj. hidrófilo. Se aplica al cuerpo o compuesto químico que absorbe la humedad del aire.

columnas estratigráficas ya que una perforación que lleve lubricación con agua produce la disolución de las sales.

Las concentraciones de sal en el agua van desde agua dulce hasta hipersalina.

Agua dulce → *Salobre* → *Marino normal* → *Penesalino* → *Salino* → *Hipersalino*

La salinidad media del agua del mar es del orden de 3.5%. La densidad promedio del agua de mar es de 1.024 g/cm³

I.3.1. Evaporitas continentales

Las evaporitas continentales precipitan también a partir de soluciones acuosas con gran concentración de sales disueltas, la principal diferencia con las evaporitas marinas radica en que las soluciones acuosas de las que provienen las evaporitas continentales comienzan siendo aguas sumamente ácidas (aguas freáticas o pluviales) que al infiltrarse van adquiriendo los elementos necesarios por la disolución de rocas preexistentes.

I.3.2. Evaporitas de medios desérticos

En los grandes desiertos la meteorización química actúa generando sales solubles que quedan durante largos períodos de tiempo sobre las rocas a partir de las cuales se forman. Pero cuando se producen lluvias torrenciales, escasas pero no excesivamente infrecuentes en estos climas, se produce el lavado de estas sales, que forman grandes charcas, que al cesar las lluvias se evaporan rápidamente y producen la concentración de las sales arrastradas.

I.3.3. Evaporitas lacustres

Los lagos contienen por lo general aguas dulces, pero en ocasiones pueden llegar a contener aguas ricas en sales, que pueden ser distintas a las que encontramos en el mar, al menos cuantitativamente.

I.3.4. Evaporitas de supra mareas y de aguas someras

Estos depósitos se encuentran situados en zonas áridas y semiáridas y están asociados a sedimentos clásticos y carbonatos marinos, con cantidades variables de aportes no marinos en las aguas subterráneas. Por estas razones estos sedimentos pueden ser considerados como depósitos marinos marginales.

I.3.5. Evaporitas de aguas profundas

Este tipo de depósito es explicado como producto de precipitación química en medios marinos sobre aguas profundas, precipitándose así Yeso, Anhidrita y Halita en capas laminares, que también pueden estar sujetas a la acción de las corrientes de turbidez.

Las características de los depósitos de aguas profundas son la continuidad lateral por grandes distancias de cada una de las capas, así como la posible presencia de turbiditas; debido a la desecación de cuencas y precipitación por diferencia de densidades.

I.4. Ambiente geológico

Pueden formarse evaporitas en ambientes continentales, en ambientes mixtos transicionales y en ambientes marinos. Son de vasta distribución, siendo el factor climático la principal condición: árido y seco.

En ambiente continental las evaporitas están centradas en áreas desérticas y semidesérticas, localizadas preferentemente en el centro de cuencas endorreicas (cuencas cerradas con red de drenaje centrípeta) donde drenan los ríos. Si el clima es árido, las aguas impedidas de escapar, comenzarán a sufrir procesos de infiltración y evaporación que llevarán a la precipitación de material evaporítico.

Geológicamente se clasifica la sal como depósitos evaporíticos y como sal en soluciones acuosas. La sal se presenta como depósitos en capas, como flujos diapíricos (domos y diapiros de sal), como sales de playa y como sal en soluciones.

La sal en capas se forma por evaporación sobre extensos lechos rocosos y donde las condiciones ambientales estables permitieron la precipitación de masas salinas de espesores que alcanzan hasta 1,000 metros. Cerca de una cuarta parte de los continentes del mundo pueden estar subyacidos por evaporitas de cualquier edad.

Depósitos de sal y de otras evaporitas han sido encontrados en todos los continentes excepto Antártida. El origen de estos depósitos puede ser producto de la sedimentación química en la cuenca formada por movimientos epirogénicos³ sobre las plataformas, o producto de la formación bajo condiciones específicas en graben⁴ a lo largo de márgenes continentales.

3: **Epirogénesis:** *Consiste en un movimiento vertical de la corteza terrestre a escala continental.*

4: **Graben:** *Fosa o depresión formada por procesos tectónicos, limitada por fallas de tipo normal.*

Los domos de sal se presentan cuando en depósitos estratificados preexistentes se ejercen presiones verticales o laterales que debido a su baja densidad (2.1058) se comportan plásticamente y forman yacimientos de apariencia cilíndrica con diámetro elipsoide o circular rodeado por una cubierta de roca de Anhidrita, Yeso o Calcita. Importantes recursos de Azufre, petróleo y gas se encuentran asociados a domos salinos.

I.5. Estructuras salinas

I.5.1. Estructuras salinas pasivas

Pueden formar estructuras continuas durante la carga sedimentaria, sin ningún tipo de influencia externa tectónica, debido a la inestabilidad gravitacional (Fig.1.2). La Halita pura tiene una densidad de 2160 kg/m^3 . Cuando inicialmente son depositados los sedimentos, en general tienen una densidad menor pero con la carga y compactación su densidad aumenta y puede ser superior a la de la sal. Una vez que los estratos superpuestos se han convertido en las capas más densas, la débil capa de sal tiende a deformarse en una serie de cordilleras y depresiones.

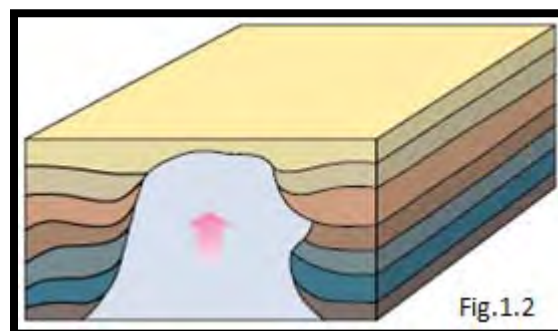


Figura 1.2 Estructura salina pasiva

Estas estructuras no siempre se forman cuando una capa de sal está enterrada debajo de una carga excesiva.

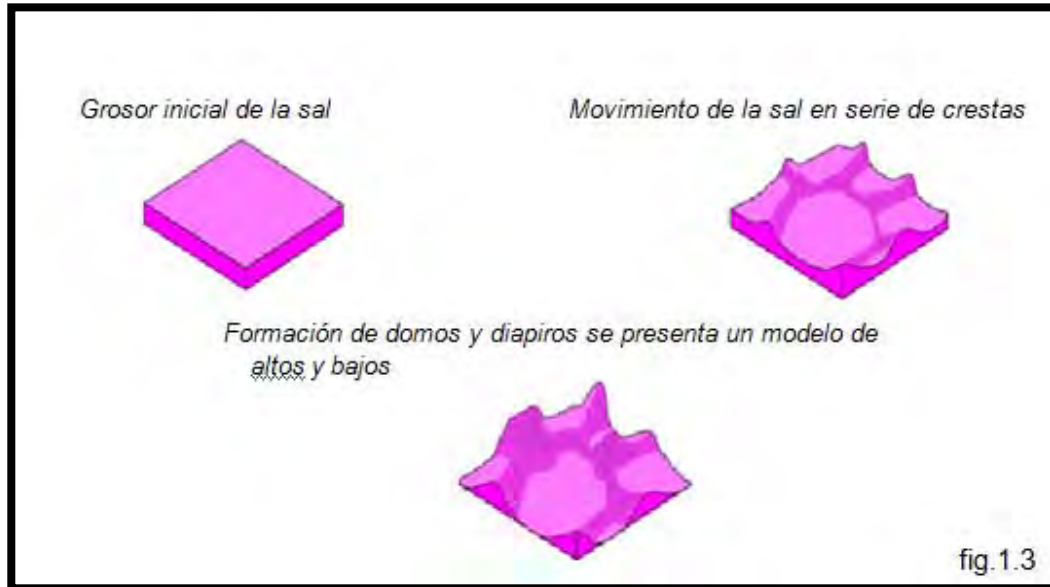


Fig1.3. Evolución de las estructuras salinas desde

I.5.2. Estructuras salinas activas

La actividad tectónica aumenta la probabilidad de que se desarrollen estructuras salinas. En un área afectada por la tectónica, la deformación de la capa de sobrecarga permitirá a la sal alojarse en los núcleos de los anticlinales formados, creando estructuras denominadas domos salinos. Si la presión dentro del cuerpo de sal es suficientemente alta, puede ser capaz de empujar a través de su sobrecarga, a esto se conoce como fuerza de diapirismo. (Fig.1.4)

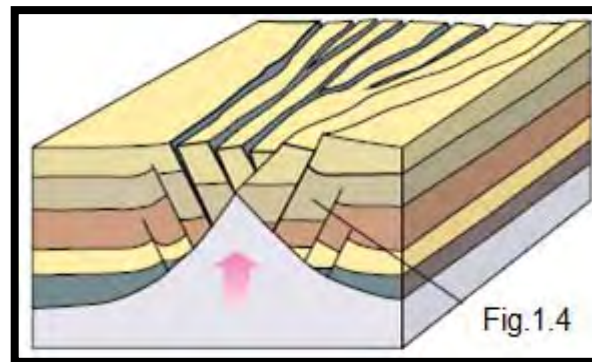


Figura 1.4 Estructura salina activa

I.5.3. Domos

Un domo salino se define como un cuerpo vertical de sal, de sección circular o de forma elíptica. Domo salino se denomina cuando las masas de sales deforman los sedimentos suprayacentes pero no llegan a penetrarlos, es decir solamente pliegan los estratos. (Fig.1.5)

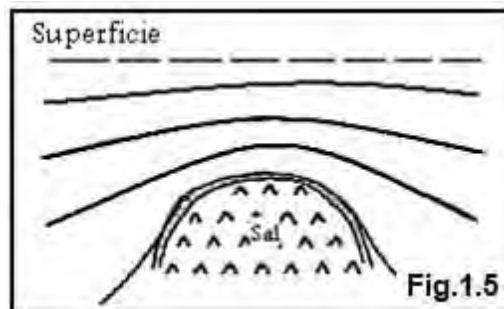


Figura 1.5 Domo salino

I.5.4. Diapiros

Un diapiro (Fig. 1.6) es un cuerpo de roca que se ha movido hacia arriba atravesando y desplazando las rocas suprayacentes. La palabra deriva del vocablo griego *diaperein*, que significa perforar. Son estructuras geológicas intrusivas, formadas por masas de evaporitas (sales, anhidrita y yeso) que, procedentes de niveles estratigráficos muy plásticos, sometidos a gran presión, ascienden por las capas sedimentarias de la corteza terrestre, atravesándolas y deformándolas, en un lento proceso medible en millones de años que se conoce como diapirismo. Adquieren forma de cilindro, seta o gota y suelen ser de gran tamaño (de cientos de metros a 3 km de diámetro en sección horizontal).

La formación de diapiros salinos y, en general, todo lo relacionado con los movimientos de rocas salinas, las estructuras a que dan lugar y sus implicaciones estratigráficas, se engloban dentro del proceso denominado halocinesis, (palabra derivada del griego que significa movimiento de la sal).

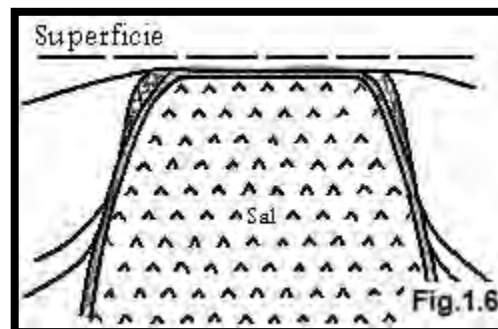


Figura 1.6 Diapiro

I.6. Teorías de formación de los domos y diapiros salinos (tectónica salina)

Los diapiros se generan por lo que se llama una inversión de densidades, es decir, la existencia de capas de baja densidad debajo de otras más densas. La densidad de la Halita (NaCl), la más abundante de las sales, es de 2.16 gr/c.c., una a

cinco décimas menor que la del resto de las rocas sedimentarias, por lo que su existencia en profundidad origina una inestabilidad gravitatoria. Por otra parte, la sal se comporta como un líquido muy viscoso, pero su viscosidad es baja si se compara con la de otras rocas sedimentarias, exceptuando las arcillas.

Además, la viscosidad disminuye con la profundidad, debido al aumento de temperatura. Una baja viscosidad está relacionada con una velocidad de deformación alta y, así, la sal puede fluir rápidamente incluso cuando los esfuerzos a los que está sometida son pequeños.

La existencia de una inversión de densidades no basta para el ascenso de la sal puesto que los esfuerzos se reparten. Es preciso algún factor que inicie el proceso haciendo fluir la sal en una determinada dirección y concentrándola en una zona, para que el primer diapiro se forme. Ese factor puede ser la existencia de alguna irregularidad en la capa salina o en la topografía: un mayor espesor de los sedimentos por encima en un determinado punto genera una carga mayor, que puede hacer que el nivel salino se adelgace justo por debajo de ella. (Fig. 1.7)

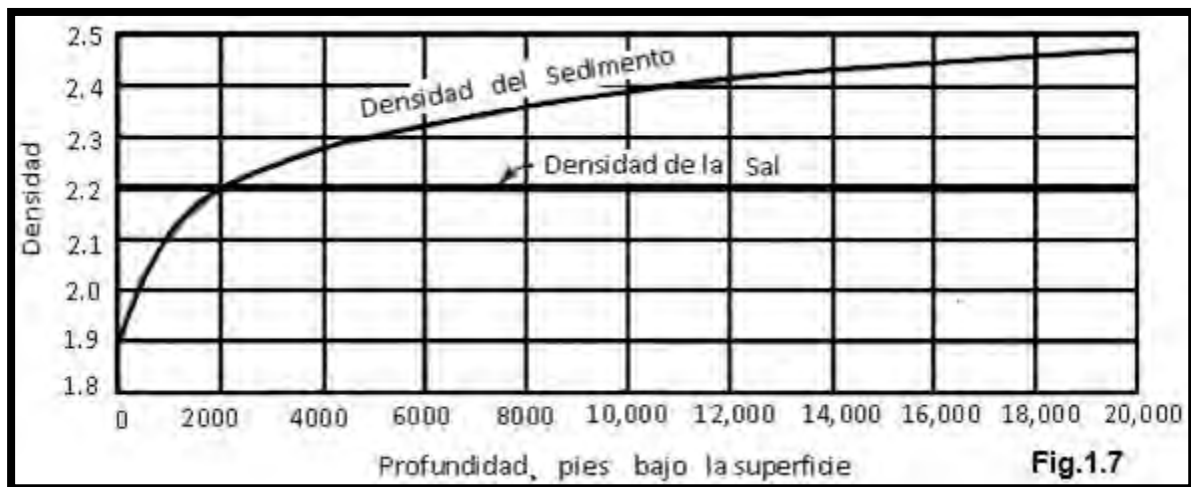


Fig. 1.7. Gráfica de comportamiento de la sal y sedimentos a medida que avanza la profundidad.

Cuando la capa salina está cerca de la superficie, es decir, a baja temperatura, su propia resistencia interna le impide fluir. En cambio, la sal es muy

móvil cuando está caliente, pero para aumentar su temperatura tiene que ganar profundidad y eso implica que kilómetros de sedimentos deben depositarse encima.

Existen varias teorías acerca de la formación de la sal así como de las estructuras salinas, una teoría, propuesta por Donald C. Barton (1933-1936) explica la mecánica de la formación de los domos salinos de la costa del Golfo de México.

Esta teoría sostiene que la sal se deposita originalmente en estratos horizontales, pero después, por efecto de ligeros esfuerzos tangenciales por erosión, se forman pequeñas elevaciones que serán el punto de partida del domo. La cuenca de depositación comienza a hundirse más aprisa que cuando se precipita la sal y de la misma manera recibe sedimentos siliciclásticos que van cubriéndola; la acumulación de dichos sedimentos es un poco más notoria en los flancos, pues la sal tiende a sostenerse alto como si flotase; sucesivamente la sal se mueve alimentando al domo por abajo con movimiento preferentemente horizontal, en tanto que los sedimentos van aumentando la diferencia de la carga sobre el domo y sus alrededores por hundimiento del basamento.

La alimentación del domo termina cuando el espesor del lecho madre se aproxima a cero en los flancos del domo, cuando alcanza el equilibrio isostático entre la columna de la sal y la de sedimentos o bien cuando cesa el hundimiento de la cuenca.

Para que se inicie el movimiento de la sal es necesario un volumen considerable de rocas evaporíticas (Alita, Yeso y Anhidrita).

La segunda teoría propuesta fue por L.L. Nettleton en (1934-1936), está sujeta a análisis experimentales por numerosos investigadores. Esta teoría sostiene que la fuerza creadora de los domos se deriva de la diferencia de densidad entre la sal y los sedimentos, la cual impulsa a la primera capa a plegarse e intrusión los sedimentos que la cubren, elevándose sobre el lecho madre después que éste alcanza una

profundidad suficiente para que dicha fuerza pueda vencer la resistencia que le opone la cubierta sedimentaria.

Es necesario también que la superficie original del lecho madre presente algunas elevaciones. La forma final del domo dependerá de la configuración inicial de la sal, del espesor del lecho madre, de la resistencia de las rocas suprayacentes y de la viscosidad de la sal. (Fig. 1.8)



Fig.1.8 Perspectiva de las estructuras salinas, ilustrando el grado de madurez. (Melo 1998).

1. Ondulaciones de la sal
2. Anticinal salino
3. Pared de la sal
4. Lengüetas de sal

1. Montículos
2. Domos
3. Diapiros
4. Bloque de sal alóctona

I.7. Morfología, evolución y estructuras salinas

Las diferentes formas de los diapiros dependen de la ductilidad de las rocas suprayacentes y de las anisotropías que existan en ellas pero, en gran medida, dependen también de la evolución del diapiro en un momento dado, de manera que las diferentes formas representan a la vez distintos estados en su evolución. Las formas más características son las de *almohadilla*, *domo*, *cilindro* o *pistón*, *cono*, *tubo* o *espina* y *hongo*.

La evolución hacia una forma de hongo está condicionada por las características de las capas suprayacentes, y no siempre se produce. A profundidades menores de 1 km, los sedimentos recién depositados son tan porosos que su densidad es igual o menor que la de la sal. Entonces, ésta no tiende a ascender más, sino a extenderse lateralmente por ello, si son suficientemente blandos, forman los diapiros en forma de hongo. Si los sedimentos no son tan dúctiles como para permitir la expansión lateral de la sal, ésta continúa ascendiendo, empujada por la que hay a profundidades mayores, llegando a perforar toda la roca suprayacente. La forma de champiñón se puede ver favorecida, cuando hay una alternancia de capas rígidas y capas muy dúctiles: cuando la sal llega a un contacto de una capa dúctil con una rígida, puede encontrar dificultades para perforar la rígida, por lo que tiende a extenderse por debajo de ella, aprovechando la ductilidad de las rocas inferiores.

La evolución del diapiro genera estructuras en las capas suprayacentes. Lo primero que se forma en éstas es un domo. Sin embargo, como la sal ya se ha concentrado en la almohadilla, ha desaparecido de sus extremos, lo que provoca el hundimiento de las capas alrededor del domo, dando lugar al llamado surco periférico primario, que suele ser más o menos circular en planta (Figura 1.9 y Fig. 1.10). Este surco es rápidamente ocupado por sedimentos, cuya edad marca el inicio del diapiro. Más tarde en la evolución, cuando el diapiro se encuentra en el estado de pistón o champiñón, se forma una estructura sinclinal a su alrededor que se denomina sinclinal de borde (“rim syncline”) y que a menudo tiene flancos inversos. En superficie, este sinclinal se manifiesta como un surco de menor diámetro que el primario, que se llama surco periférico secundario. La deformación de los surcos periféricos y las capas suprayacentes no sólo se efectúa de una manera dúctil, sino que muy a menudo se producen fallas.

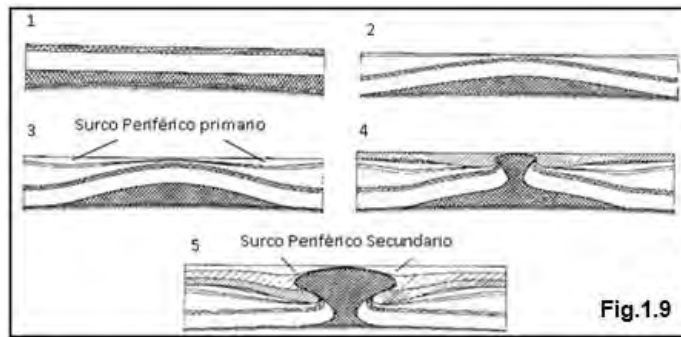


Figura 1.9 Etapas de formación de un diapiro

Etapas de Evolución de Dómos y Diapiros

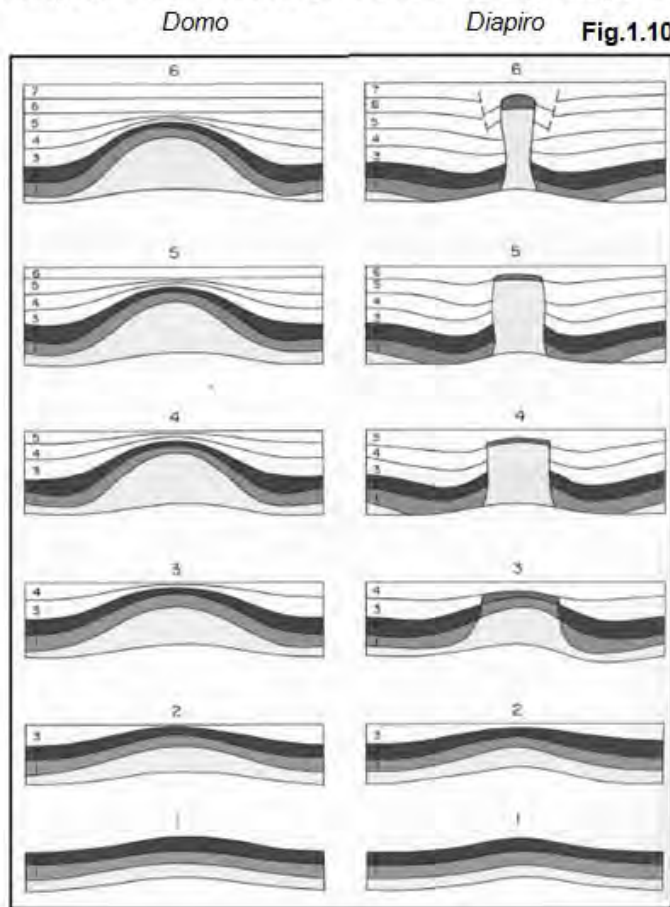


Figura 1.10 Etapas de crecimiento de un domo intrusivo, del lado izquierdo es un domo que no tiene tanta fuerza de penetración, pero el del lado derecho penetra mucho mas porque se ve favorecido por el fallamiento.

I.8. Plays sub-salinos

Play: Es una unidad estratigráfica que puede contener hidrocarburos. Un play es una familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común el mismo sistema petrolero (roca madre, roca almacén, roca sello y migración), y la misma historia de generación de hidrocarburos. (Fig.1.11)

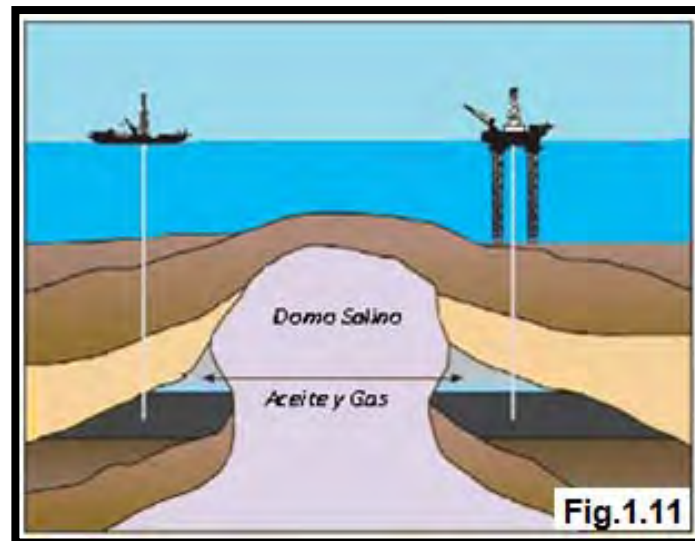


Figura 1.11 Play sub-salino

Por mucho tiempo se exploraron las estructuras salinas por tener un muy alto potencial de estar asociadas a hidrocarburos debido a que la sal es una roca que tiene como particularidad brindar un excelente sello frente a los hidrocarburos.

En los estudios de prospección se tenía como objetivo iluminar las zonas alrededor de las estructuras domo-diapiríticas por ser estas zonas en las que se encontraban yacimientos de hidrocarburos, yacimientos con formas elípticas rodeando las estructuras de sal, pero ante los nuevos retos ahora se desea saber identificar los plays sub-salinos, es decir, los yacimientos que se pueden encontrar en estratos por debajo de la sal. (Fig. 1.12)

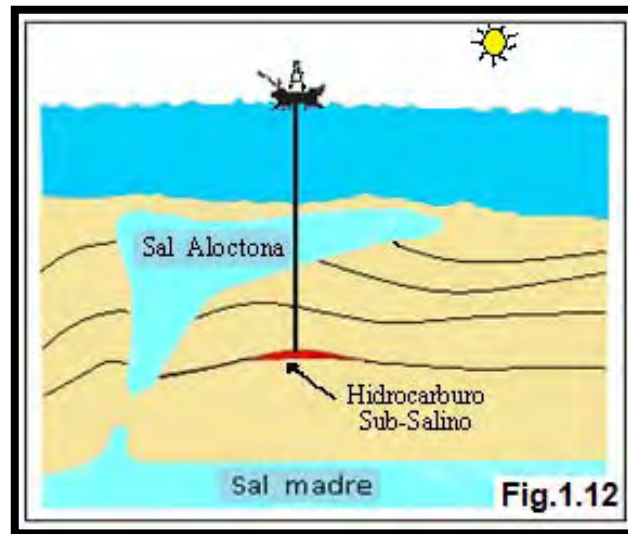


Figura 1.12 Ejemplo de un yacimiento sub-salino

Los plays sub-salinos se caracterizan por ser formaciones aloctonas (retirado de su ubicación de depósito original) comúnmente ocurre en formas lenticulares, lenguas y hojas (Montgomery y Moore, 1997).

I.8.1. Plays en México

Las rocas del Jurásico Superior son productoras de petróleo en Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche y en el sur de Estados Unidos. Geológicamente son los yacimientos petroleros más viejos y más profundos en esas regiones, donde se localizan entre 3,000 y 5,000 m. Los estratos de esa edad son potencialmente almacenadores de petróleo en el Golfo de México (plays).

El sur del Golfo de México produce más del 65% de petróleo en México, en la región se presentan varios horizontes generadores de aceite crudo y gas asociado: Oxfordiano, (región de Ek-Balam) Tithoniano, (la mayoría de los yacimientos de la Sonda de Campeche). Ambos periodos coinciden con intervalos generadores reportados en otras provincias petroleras del mundo. El horizonte más prolífico de

petróleo en la región es el “Tithoniano” y las diferencias entre los petróleos derivados de estas rocas se deben básicamente al grado de madurez alcanzado por las rocas generadoras.

I.9. Génesis de la sal en el Golfo de México

El avance transgresivo de las aguas del Pacífico hacia el oriente fue invadiendo el área del actual Golfo de México para formar extensos cuerpos de aguas hipersalinas, con una circulación sumamente restringida y quizá también un clima de tipo desértico, lo que favoreció el depósito de grandes volúmenes de evaporitas en la parte central del Golfo de México.

Se interpreta con base en estudios hechos en el Sureste de México en la zona comprendida por el oriente del Istmo de Tehuantepec, el occidente de la Península de Yucatán, incluyendo parte del área marina del Golfo de México, que durante el Jurásico Medio se formó una extensa cuenca oceánica donde se depositó una gruesa secuencia de más de 1,500 m de evaporitas (Sal, Yeso y Anhidrita), producto de una transgresión⁵ generalizada que originó el ancestral Golfo de México.

Al incrementarse el hundimiento del fondo oceánico cambiaron las condiciones ambientales, por lo que sobre las evaporitas se acumularon en grandes secuencias siliciclásticas de mayor densidad (areniscas y lutitas), que posteriormente en el Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano fue afectada por la tectónica salina (intrusión), con lo que se formaron importantes domos, diapiros y fallas que forman estructuras geológicas de gran interés económico petrolero. (Fig. 1.13)

5: **Transgresión:** Se define como un “movimiento horizontal tierra adentro de la línea de costa” o “como un avance o extensión del mar sobre áreas en las que anteriormente había depósito o erosión continental debido a una elevación brusca del nivel relativo del mar”.

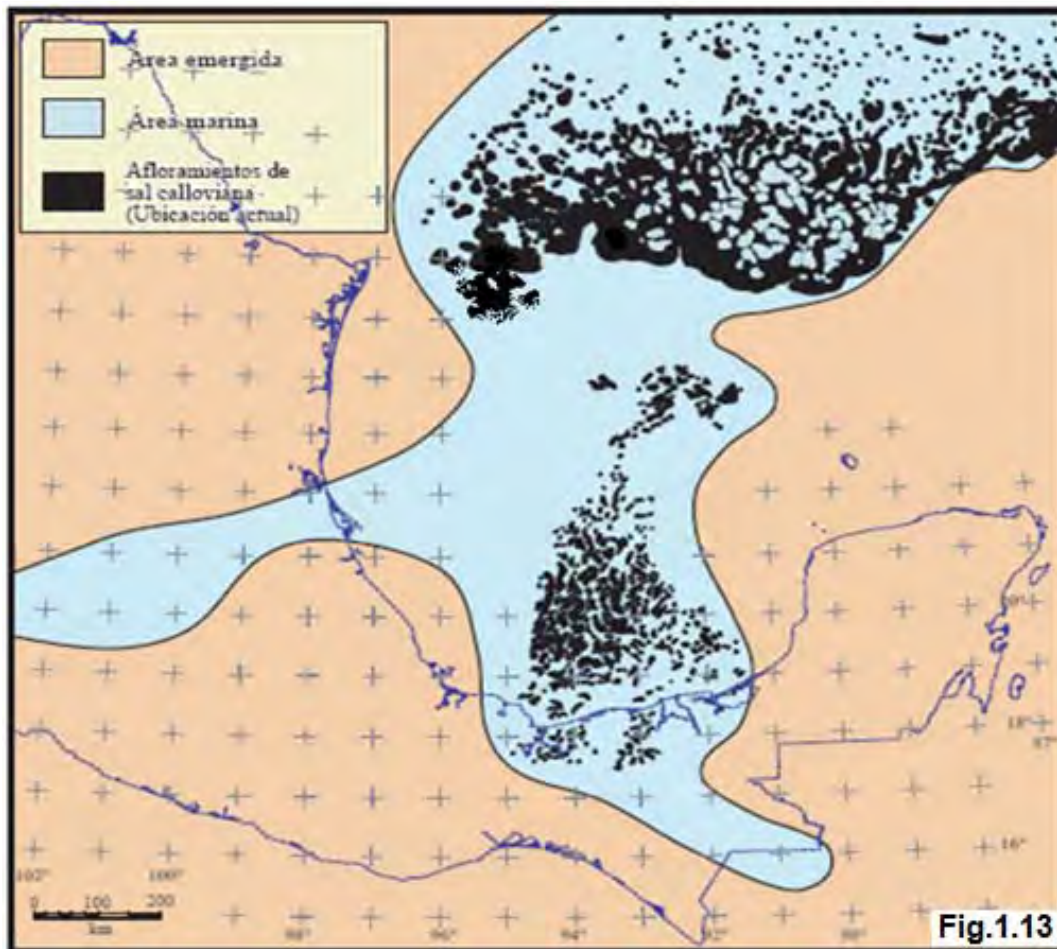


Fig.1.13 Paleogeografía del Jurásico Medio en el área del Golfo de México. En negro se muestra la distribución actual de la sal depositada durante el Calloviano. La sal aflora en el fondo marino en dos masas, una septentrional y otra meridional, separadas por una franja sin sal. Las costas y las fronteras del país se muestran como referencia.

La edad de la sal tiene distintos fechamientos dependiendo de los autores, la mayoría de los autores como Humpris, 1979; Salvador, 1987, 1991; Pindell 1985, 1993 asignan al Calloviano a todas las masas que existen en el Golfo de México, pero es sabido que se tienen diferentes edades y posiciones estratigráficas para la sal autóctona en diferentes localidades, siendo más antiguas hacia el centro de la cuenca y más jóvenes hacia el borde de la misma, en donde también varía su litología a otro tipo de evaporitas.

La masa de sal de mayores dimensiones se depositó primero en la parte central del Golfo de México, pero posteriormente a medida que la invasión por aguas marinas iba progresando, se desarrollaron en sus bordes plataformas muy amplias en donde la circulación de las aguas era muy restringida. (Fig.1.14)

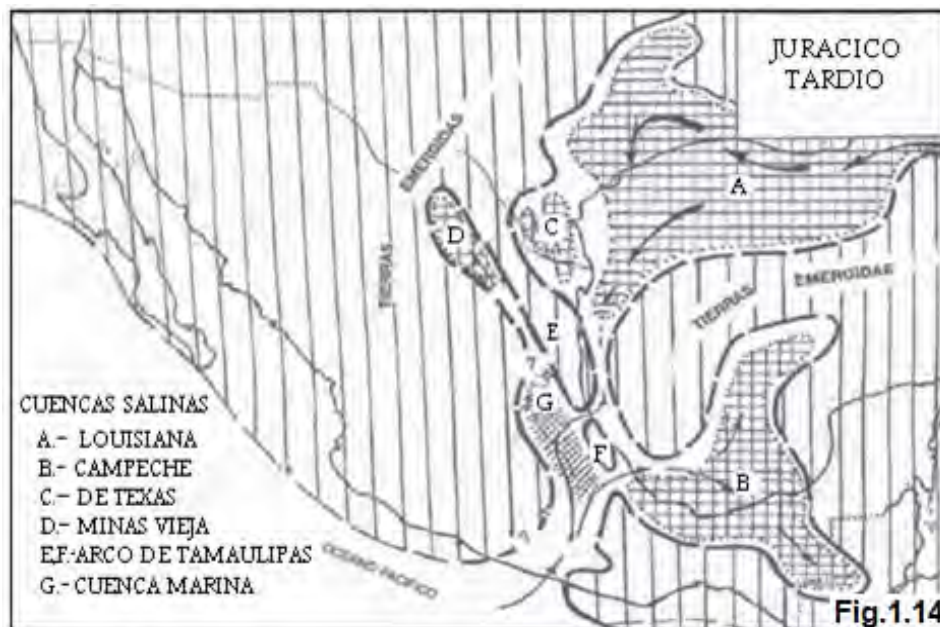


Figura 1.14 Formación de estructuras salinas en México

Las estructuras salinas interpretadas en el Sureste de México y Sur del Golfo de México, concuerdan con los modelos de evolución de la tectónica salina conocidos en otras partes del mundo. En la porción noroccidental del área de Campeche, se tienen ondulaciones de sal a profundidades promedio de 4500 m orientadas en hileras con rumbo NE-SO. Estas estructuras son el resultado de mecanismos combinados. (Fig. 1.15)

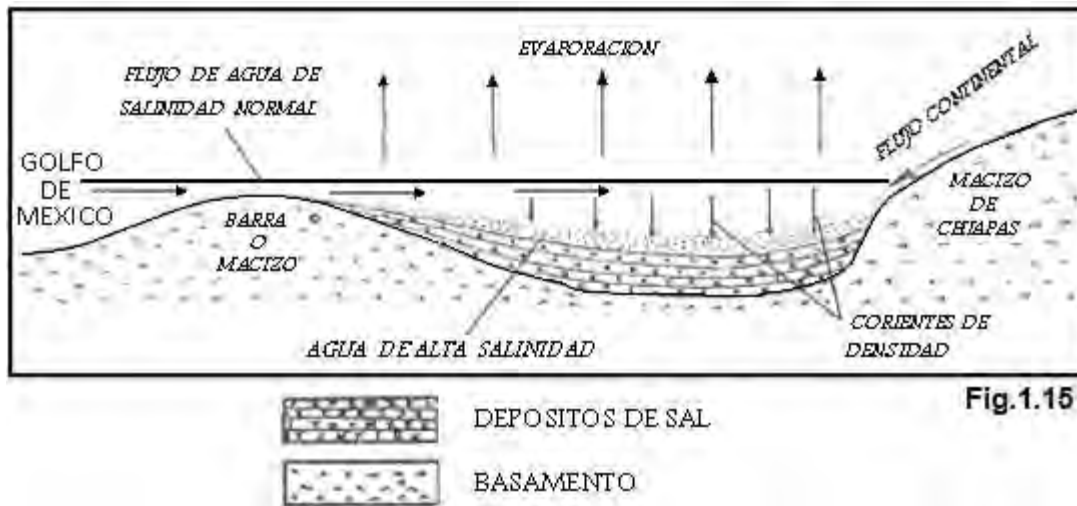



Fig.1.15. Modelo de la Cuenca Salina del Istmo, donde se ilustran los procesos de una cuenca evaporítica, como la circulación de agua de mar y la precipitación de sal por evaporación en el Jurásico (Hungsberg, 1960).

Evolución geológica de la sal en México

Era	Periodo	Epoca	Poso	Milones de años		
Cenozoico	Cuaternario	Pleistoceno	Superior	Versilense	0.01	
				Tyrrenense	0.3	
				Misazzense	0.5	
			Inferior	Siciliense	1	
				Emiliense	1.3	
				Calabriano	1.6	
	Neógeno	Plioceno	Superior	Piacenziano	3.4	
				Vilafanquiano	3.4	
			Inferior	Zancleano	5.3	
				Messiniano	6.5	
		Mioceno	Superior	Portiano	8.5	
				Tortoniano	11.2	
				Serravaliano	15.1	
				Langhiano	16.6	
			Inferior	Burdigalano	21.6	
				Aquitano	23.7	
				Oligoceno	Chattiano	30
					Rupeliano	36.6
	Eoceno	Superior	Priaboniano	40		
			Bartoniano	43.6		
			Luteciano	52		
		Inferior	Ypresiano	57.8		
			Paleoceno	Thanetiano	60.6	
				Selandiano	63.6	
Inferior	Uhrmediano	63.6				
	Daniano	66.4				
Mesozoico (Secundario)	Cretácico	Superior	Senonense	Maastrichtiano	74.5	
				Campaniano	84	
				Santoniano	87.5	
				Coniaciano	88.5	
				Turoniano	91	
				Cenomaniano	97.5	
		Inferior	Neocomiense	Albiano	113	
				Aptiano	119	
				Barremiano	124	
				Hauteriviense	131	
				Valangiano	138	
				Berriasiense	144	
	Jurásico	Superior/Tardío	Malm	Turoniano	152	
				Kimmeridgiense	156	
				Oxfordiano	163	
		Medio	Dogger	Calloviano	169	
				Bataviano	176	
				Bajociano	183	
	Inferior/Temprano	Lias	Alemiano	187		
			Toarciano	193		
			Piembachiano	198		
	Triásico	Superior		Sinemuniano	204	
				Hetangiano	208	
				Norianense	225	
Medio			Karniense	230		
			Ladinense	235		
			Anisienense	240		
Inferior		Scythianense	245			

Los sedimentos fueron afectados por tectónica salina (intrusiones), con lo que se formaron importantes domos, diapiros y fallas que forman estructuras geológicas de gran interés económico petrolero.



Plegamiento, Compresión

Al incrementarse el hundimiento del fondo oceánico cambiaron las condiciones ambientales, por lo que sobre las evaporitas se acumuló una gruesa secuencia siliciclástica de mayor densidad (areniscas y lutitas)

Se presentó una trasgresión por lo que formó una extensa cuenca oceánica donde se depositó una gruesa secuencia de más de 1500 m de evaporitas (sal, yeso y anhidrita)

Tabla 1 Columna estratigráfica y tectónica salina en México

Unidades productoras de Hidrocarburos en México

LOCALIDAD		VERACRUZ		CHIAPAS-TABASCO	CAMPECHE
		CENTRO (C. DE VERACRUZ)	SUR (C. SALINA DEL ISTMO)	COMALCALCO-MACUSPANA	SONDA DE CAMPECHE
ERA	EPOCA	FORMACIÓN	FORMACIÓN	FORMACIÓN	FORMACIÓN
CENOZOICO	CUATERNARIO	ALUVIO	ALUVIO	ALUVIO	RECIENTE
		SEDIMENTOS CONTINENTALES	GRAVAS DE TERRAZAS	TIERRA COLORADA	ARENAS Y LUTITAS
	NEOGENO	AGUJESQUITO	PARAJE SOLO	PARAJE SOLO	LUTITAS
		PARAJE SOLO	FILISOLA	FILISOLA	
		CONCEPCION SUPERIOR	CONCEPCION SUP	CONCEPCION SUPERIOR	
		CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	
		CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	
		CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	
		CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	
		CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	CONCEPCION INF	
PALEOGENO	LA CAJA	OLIGOCENO	OLIGOCENO	LUTITAS Y CALCARENITAS	
	HORCONES	LA CAJA	ECENO SUPERIOR		
	CHAPO TE TANTO YUCA	LUTITAS NANCHITAL (GUARUMO)	ECENO MEDIO		
	GUAYABAL	CONGLOMERADO UZAPANA PA	ECENO INFERIOR		
	ARAGON	PALEOCENO	PALEOCENO		
	VELASCO	ALASKA	MENDEZ		
	ATOYAC	MENDEZ	MENDEZ		
	GUZMANTLA	SN FELIPE	SAN FELIPE		
	MALTRATA	GRUPO SIERRA MADRE	AGUA NUEVA		
	ORISABA	CANTELA	CRETACICO MEDIO		
MESOZOICO	SUPERIOR	OTATES	PASO DE BUQUES	CRETACICO INFERIOR	BRECHAS CALCAREAS Y DOLOMITAS
		TAMAULIPAS INFERIOR	CHINA MECA SUPERIOR	TITONIANO	
	TUXPANGUILLO	CHINA MECA INFERIOR	KIMMERIDIANO		
	XONAMANCA	GRUPO ZACATEPA	OXFORDIANO		
	TEPEXILLOTA	S. PEDRO - S. ANDRES	CALLOVIANO		
	MEDIOS	ORISABA	CANTELA	BATHONIANO	
		TAMAULIPAS SUPERIOR	GRUPO SIERRA MADRE	TODOS SANTOS	
	INFERIOR	OTATES	PASO DE BUQUES	TODOS SANTOS	
		TAMAULIPAS INFERIOR	CHINA MECA SUPERIOR	TODOS SANTOS	
	JURASICO	SUP	GRUPO SIERRA MADRE	TODOS SANTOS	
MEDIO		GRUPO SIERRA MADRE	TODOS SANTOS		
PALEOZOICO	PERMIANO	ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS	ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS		
	DEVONIANO	ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS	ROCAS IGNEAS Y METAMORFICAS		
PROTEROZOICO	PRIMARIO	BASAMENTO	BASAMENTO		
	SECUNDARIO	BASAMENTO	BASAMENTO		

• UNIDADES PRODUCTORAS DE HIDROCARBUROS.

Tabla 1.2 Unidades productoras de hidrocarburos en México

Capítulo II. Adquisición de datos sísmicos (geofísica de yacimientos sub-salinos)

II.1. Historia de la sísmica

En el curso del siglo XX, episodios notables marcaron avances en los métodos de prospección sísmica. Si bien muchas tecnologías nuevas tardaron unos 10 años en pasar de la etapa de introducción a la práctica generalizada, cada una generó finalmente nuevas oportunidades de exploración.

Comenzando la década de 1920, se introdujeron los disparos analógicos de cobertura simple para detectar capas inclinadas del subsuelo, los datos digitales y los levantamientos bidimensionales (2D) se convirtieron en la práctica corriente.

En la década de 1930, esta técnica innovadora fue la clave para los hallazgos registrados en torno a domos salinos y pronto se convirtió en la práctica estándar.

La década de 1950 fue testigo del advenimiento de los datos sísmicos de cobertura múltiple logrados por apilamiento de punto común de reflexión (CDP, por sus siglas en inglés); técnica que mejoró significativamente la relación señal-ruido.

En la década de 1960 se introdujeron la adquisición y el procesamiento de datos digitales que reemplazaron a los métodos analógicos y ópticos anteriores.

En la década de 1980, los levantamientos 3D se difundieron en gran medida en la industria, transformando así todo el negocio de exploración. Los atributos de trazas y los puntos brillantes eran utilizados como indicadores sísmicos de la presencia de hidrocarburos. El procesamiento en el dominio del tiempo era un procedimiento de rutina pero se introdujo y probó la migración en profundidad después del apilamiento en levantamientos 2D. Se realizaron los primeros levantamientos tridimensionales (3D) pequeños, en campos desarrollados para mejorar la delineación de yacimientos.

Para la década de 1990, los contratistas de prospección sísmica ya adquirían datos de exploración 3D como rutina sobre extensas áreas de las distintas plataformas continentales del mundo. La migración en tiempo después del apilamiento en levantamientos 3D evolucionó hasta convertirse en práctica corriente, reduciendo los costos de descubrimiento a sus niveles actuales; y se introdujo la migración en profundidad antes del apilamiento en levantamientos 3D para ciertos casos particulares. (Fig. 2).

Hoy en día, muchos operadores no perforan si no cuentan con datos 3D sobre sus áreas prospectivas y, en las áreas de máximo riesgo, no se arriesgan a perforar pozos sin disponer de imágenes en escala de profundidad antes del apilamiento. Esta técnica está ayudando a los exploradores a generar nuevas áreas prospectivas bajo la sal en aguas profundas del Golfo de México, y a descubrir nuevas reservas en el Mar del Norte que eran inimaginables así como los recientes descubrimientos en aguas profundas de Brasil.

La Sismología es una de las ramas de la Geofísica que más ha contribuido al conocimiento de la Litosfera. En México, en 1924, en Amatlán, tuvieron lugar los primeros experimentos de prospección que utilizaron explosiones artificiales cuya señal era recogida por geófonos. Los métodos sísmicos para la investigación de la corteza y manto superior pueden agruparse en dos: el método de reflexión y el método de refracción siendo el primero de estos el de interés para este capítulo.

La sísmica de reflexión es la que ha sido utilizada por la industria petrolera en sus trabajos de prospección para la búsqueda de petróleo. Este método consiste en registrar los ecos de las distintas capas en las que se divide la corteza, al paso de una onda sísmica generada por una fuente de sonido artificial situada en las proximidades de la superficie terrestre, los sensores acústicos se sitúan cerca de la fuente de ondas sísmicas.

En ámbitos marinos, se utilizan barcos especialmente diseñados para estos estudios. Aunque el suelo marino refleja la mayor parte de la energía que incide en él, en las ondas de baja frecuencia, se refracta una fracción significativa de la energía acústica. Las ondas refractadas penetran en las formaciones rocosas subyacentes, lo cual permite efectuar sondeos más profundos y obtener perfiles sísmicos de la corteza. Para realizar un perfil sísmico que alcance hasta la base de la corteza en áreas oceánicas (alrededor de 12 km de profundidad) es necesario usar una potente fuente de sonido de baja frecuencia. La señal generada por la fuente debe tener una duración muy corta, a fin de evitar que las reflexiones producidas por las capas de la corteza se encimen y se obtenga como resultado un perfil borroso. Aunque existen varios métodos para generar señales sísmicas, el sistema que más se usa en la actualidad como fuente de sonido en áreas marinas es el que se basa en los cañones de aire comprimido utilizado por efectos ecológicos siendo que esta fuente no mata seres vivos como lo hacían los explosivos (reduce los efectos negativos en la naturaleza). Estos emiten ondas de sonido en una gama de frecuencias que va desde los cinco hasta los sesenta ciclos por segundo. En estudios de sísmica profunda se suelen usar cañones que descargan una presión aproximada de 150 a 300 atmósferas (2204.4 a 4408.8 [psi]). La distancia entre los cañones de aire comprimido se calcula de forma que la señal generada por cada cañón, produce una interferencia constructiva con las señales del resto de los cañones, obteniendo como resultado una única señal de gran potencia.

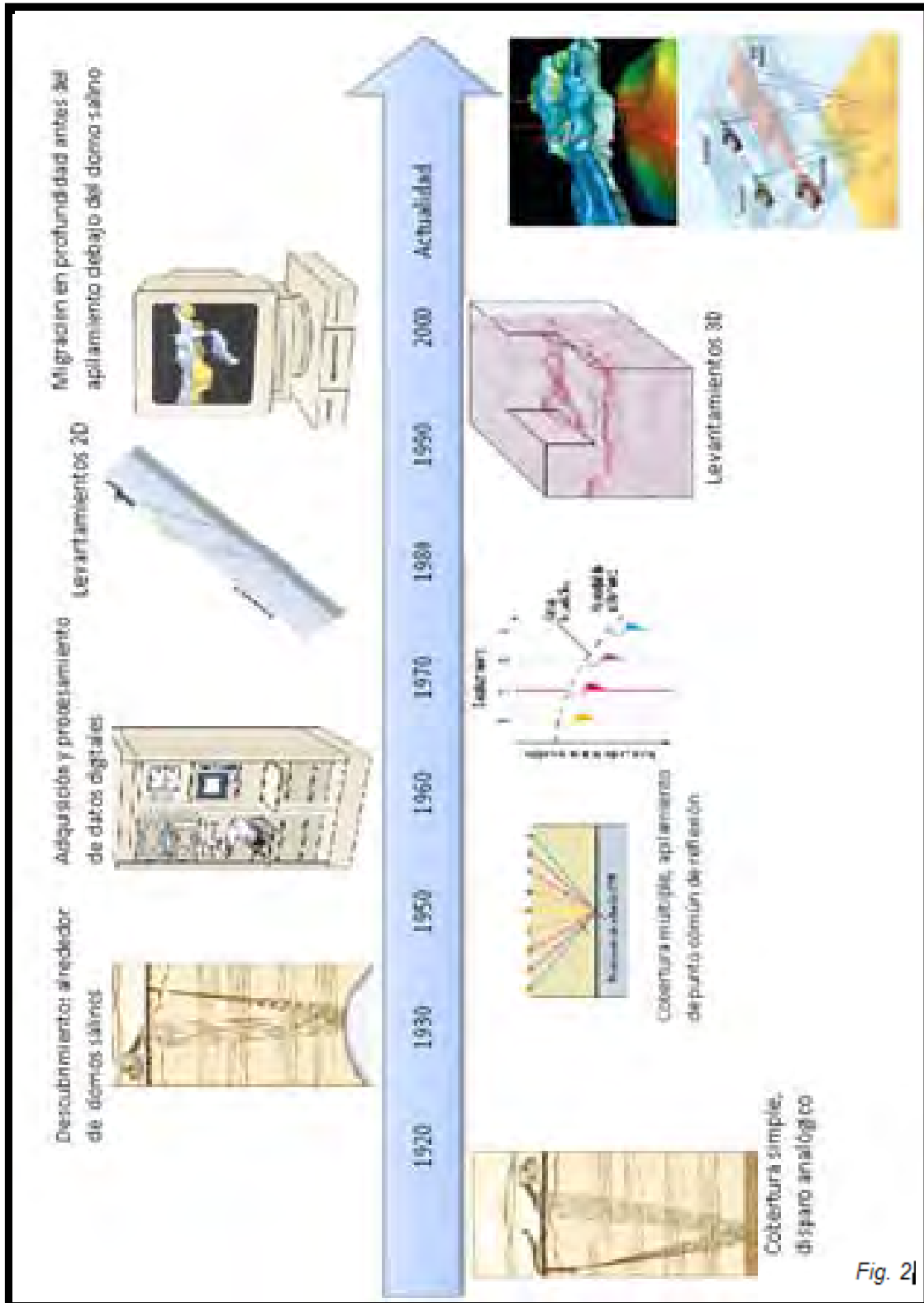


Figura.2. Evolución de la sismica

II.2. Levantamientos sísmicos marinos típicos

Adquisición de un levantamiento marino de sísmica 3D típico. Una embarcación que remolca fuentes y cables receptores navega por encima del objetivo, en una dirección especificada por el plan del levantamiento (extremo inferior). La longitud de cada enlace incluye una distancia adicional para permitir que el cable sísmico se enderece después de cada viraje. El objetivo se subdivide en “celdas” o áreas pequeñas que son tratadas como puntos de reflexión con el fin de procesar los datos. La mayoría de los proyectos sísmicos marinos adquieren datos con una cobertura azimutal que depende del desplazamiento, o la distancia entre la fuente y el receptor. El azimut (extremo superior) es el ángulo formado, en el conjunto de fuente, entre la línea de navegación y la dirección con respecto a un receptor dado. Para algunos receptores cercanos a la parte delantera de los cables sísmicos, los desplazamientos son cortos y los azimuts son grandes, pero dado que la longitud de los cables sísmicos es mucho más grande que el ancho cubierto por los cables, la mayoría de los rayos sísmicos viajan con un azimut pequeño o casi paralelo a la línea de navegación. El proceso se repite con incrementos espaciales definidos, hasta haber registrado el número de trazas sísmicas requeridas. (Fig. 2.1).

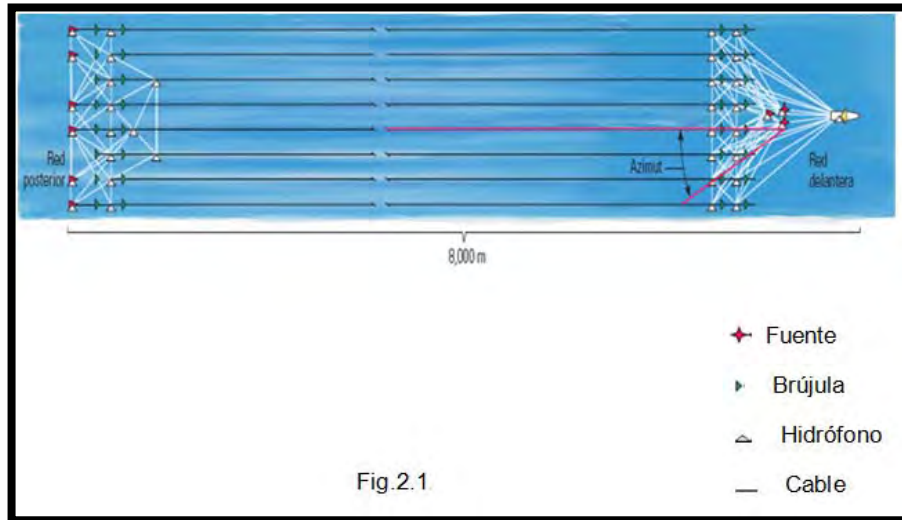


Figura 2.1 Los cables sísmicos arrastran cientos de grupos de receptores de 12 a 24 hidrófonos, espaciados entre 0.5 y 1m , uno respecto del otro que alimentan a un canal de registro único

El plan del levantamiento especifica la profundidad a la cual deberían remolcarse las fuentes y los cables sísmicos para minimizar el ruido y maximizar la señal. El hecho de remolcar los cables sísmicos a profundidad somera, menos de 8 m [26 pies], permite preservar mejor el contenido de altas frecuencias de la señal sísmica, pero afecta el contenido de bajas frecuencias y además incrementa el ruido producido por el oleaje y las condiciones climáticas. El remolque a mayor profundidad permite retener mejor el contenido de bajas frecuencias, incrementando de ese modo la profundidad de penetración. La profundidad de remolque habitual para los cables sísmicos marinos es de menos de 10 m [33 pies].

Las imágenes pueden ser tenues o imposibles de interpretar. El ruido generado en los cables sísmicos por las condiciones climáticas y el estado del mar, puede contaminar el registro sísmico en todos los niveles. Para complicar aún más las cosas, las plataformas y demás estructuras marinas pueden obstruir el trayecto de las embarcaciones sísmicas, creando discontinuidades en la cobertura que deben ser compensadas con disparos y tiempo de levantamiento adicionales. y la alineación estrecha entre los conjuntos de fuentes y receptores limita la cobertura azimutal, lo que significa que el yacimiento es iluminado desde una dirección solamente. (Fig.2.2)

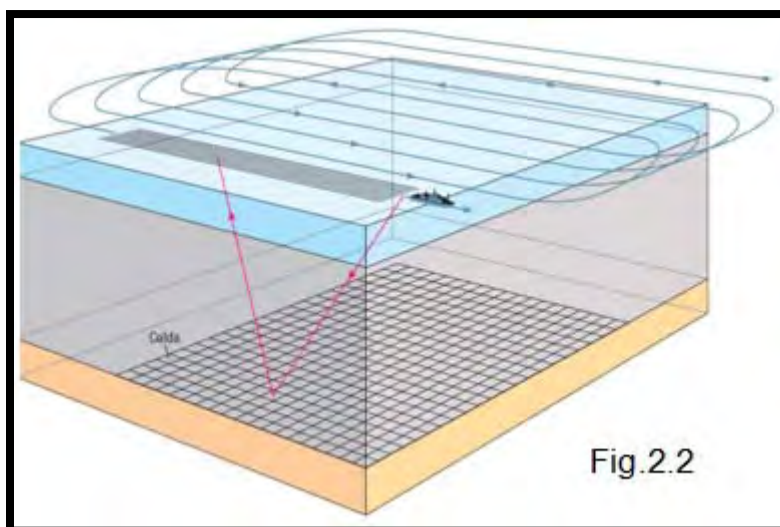


Figura 2.2. Adquisición de un levantamiento marino típico de sísmica 3D

II.3. Nuevas técnicas de adquisición sísmica

Sin duda uno de los mayores desafíos técnicos planteados por el Golfo de México en aguas profundas es la dificultad de obtención de imágenes claras de sísmica bajo las estructuras salinas existentes, que se extiende en gran parte de la región del subsuelo teniendo espesores de hasta 15000 pies [4573 m] en algunos lugares.

Hace años, la industria hizo caso omiso de la adquisición de sísmica por debajo de la sal (sísmica sub-salina) de importantes capas de sal por causa de los datos con distorsiones y la consiguiente mala imagen. La estrategia de la industria en el Golfo de México comenzó a cambiar a medida que la frontera de los grandes descubrimientos se fue desplazando a aguas cada vez más profundas.

Mientras que las regiones explotadas no se encontraban bajo la sal, la industria hizo continuo uso de tiempo-migración 3D con algoritmos funcionando razonablemente bien. Sin embargo, el encuentro con la sal se convirtió en inevitable y ha impulsado la industria en el uso de las técnicas para mejorar la calidad de las imágenes.

Esto dio lugar a algunas mejoras en la imagen, pero los datos siguen siendo afectados por el ruido. Es sabido que las señales sísmicas y la problemática de iluminación causa lagunas en las imágenes finales. La industria espera nuevas respuestas, y una de las grandes empresas para la industria petrolera es la mejora de la adquisición de la sísmica de estructuras sub-salinas.

Si bien las aplicaciones de sísmica 3D condujeron a un mejoramiento del éxito general de las operaciones de perforación de pozos exploratorios, en ciertas situaciones el índice de éxito sigue siendo bajo. Por ejemplo, en el año 2006, de 119 pozos de exploración perforados en aguas profundas del Golfo de México a profundidades de agua de más de 300 m [1,000 pies] sólo 11 fueron descubridores. Este índice de éxito del 10% es típico de las operaciones de perforación exploratoria en aguas profundas del Golfo de México de la última década. Con un costo por pozo en aguas profundas de hasta US\$ 100 millones, no sorprende que las compañías de petróleo y gas procuren hallar maneras de reducir el número de pozos secos.

Los levantamientos de sísmica 3D que mejoraron los índices de éxito de las operaciones de perforación en tierra y en aguas someras, no siempre son adecuados para la exploración en aguas profundas y en otras áreas problemáticas, tales como debajo de fondos marinos duros, o debajo de capas salinas, basálticas y carbonatadas. La geología compleja y la presencia de capas altamente refractivas producen el fenómeno de curvatura de rayos que hace que las ondas sísmicas no alcancen ciertas porciones del subsuelo. Además, el ruido causado por los reflectores cercanos a la superficie puede enmascarar las señales débiles que retornan desde las formaciones profundas.

En algunos casos, la calidad de los datos sísmicos puede haber servido para los propósitos de exploración, pero quizás no sea suficientemente buena para crear modelos precisos para el desarrollo de los yacimientos.

II.4. Geometrías de adquisición sísmica

II.4.1. Wide-Azimuth Towed-Streamer

Hace cerca de 8 años, las empresas líderes en tecnología fueron tras la adquisición de técnicas novedosas para tratar de resolver algunos de los problemas de mayor relevancia para la industria petrolera, sobre todo en torno a las estructuras sub-salinas. Han surgido de este esfuerzo conceptos novedosos para la adquisición de datos sísmicos como el método de adquisición wide-azimuth towed-streamer (WATS), el primero en su tipo, fue probado con éxito en el campo Mad Dog a lo largo de un año, desde noviembre del 2004 hasta abril de 2005. El (WATS) emplea al menos dos barcos fuente de grabación y un buque, en lugar de un registro de buques con una fuente, para disparar una amplia gama de azimuts. (Fig. 2.3)

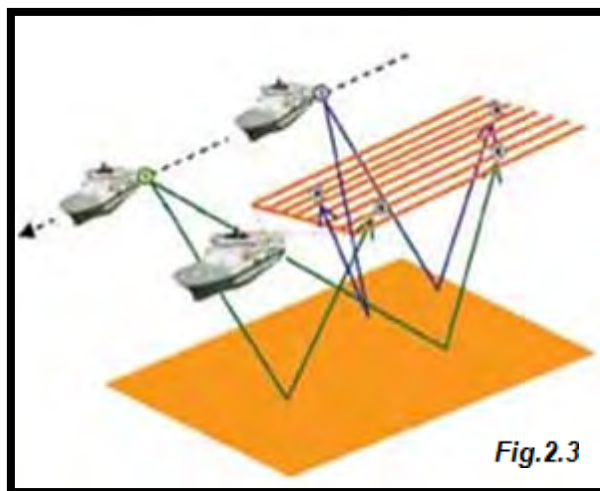


Figura.2.3 Muestra la adquisición con una geometría utilizada en la Prueba (WATS)

(WATS) utiliza sísmica 3D con un buque con un arreglo de receptores que son remolcados para la recolección de datos, pero en lugar de utilizar una fuente de

sonido montado en el barco utiliza dos fuentes en las embarcaciones adicionales.
(Fig. 2.4)

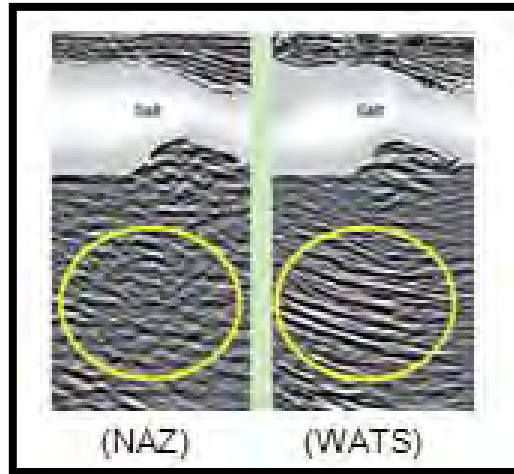


Figura.2.4 Este arreglo brinda una mejora en la imagen de las estructuras sub-salinas (comparación de Narrow-azimuth con wide-azimuth towed-streamer). Este tipo de adquisición fue utilizada por BP en aguas profundas del Golfo de México en el año 2005 en el campo MAD DOG.

Una forma de graficar la distribución por azimuth y desplazamiento es a través de un “diagrama de roseta” (Fig. 2.5). El número de trazas registradas en una pareja de azimuth desplazamiento, en particular se grafica en color, correspondiendo el desplazamiento a la distancia desde el centro y el azimuth al ángulo con respecto a la parte superior del círculo. Los colores varían del púrpura y el azul oscuro para un número escaso de trazas, al verde, el amarillo y el rojo para un número de trazas considerable. De izquierda a derecha: los levantamientos marinos tradicionales se adquieren en un azimuth y producen datos con una distribución por azimuth y desplazamiento estrecha. Los levantamientos con cobertura azimuthal múltiple se adquieren en múltiples direcciones, y poseen distribuciones por azimuth y desplazamiento agrupadas a lo largo de los azimuths asociados con las líneas de navegación del levantamiento. Los levantamientos con cobertura azimuthal amplia se adquieren en una sola dirección pero con embarcaciones fuente adicionales, lo que incrementa el azimuth para muchos desplazamientos. Los levantamientos con

cobertura azimutal rica combinan los conceptos y las ventajas de los levantamientos con cobertura azimutal múltiple y con cobertura azimutal amplia.

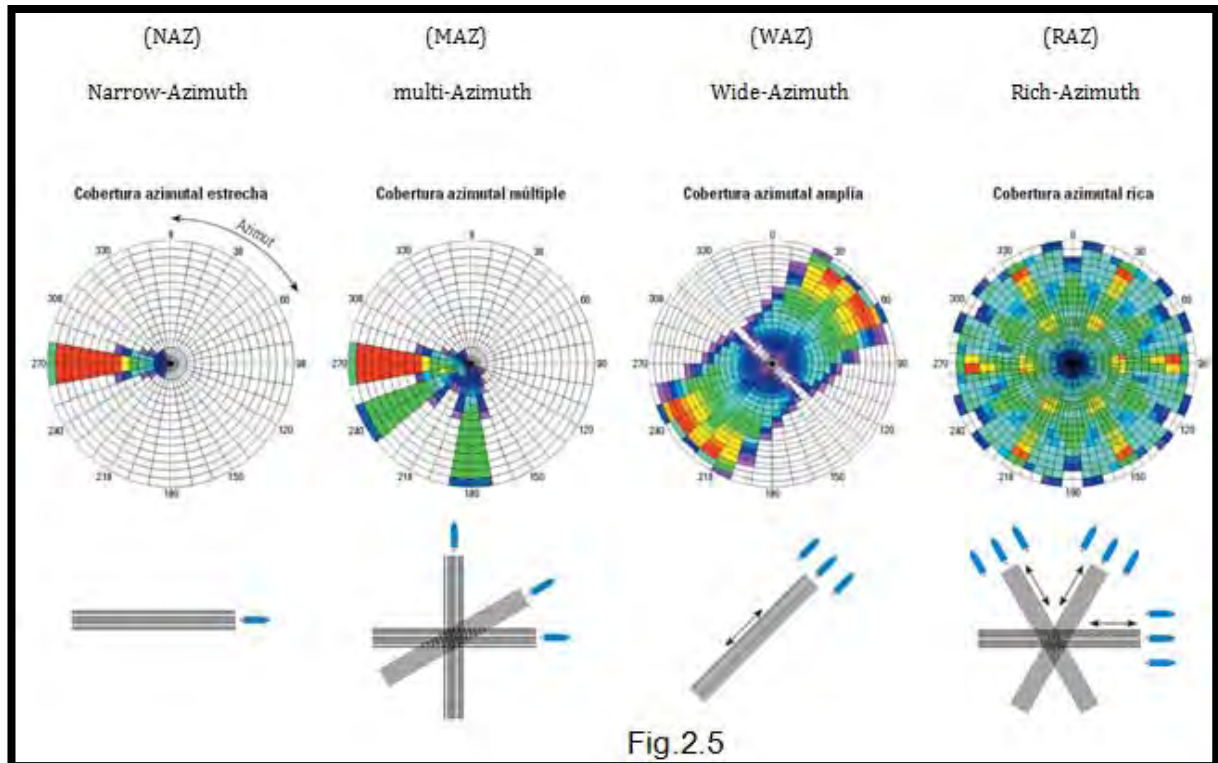


Figura.2.5 Se muestran geometrías de adquisiciones tradicionales y nuevas así como graficas de distribución de azimut y desplazamiento (parte superior)

II.4.2. Narrow-Azimuth (NAZ)

La mayoría de los diseños de levantamientos con cobertura azimutal estrecha intentan compensar la falta de cobertura azimutal a través del muestreo redundante del mismo punto del subsuelo o celda. Incrementando el número de trazas por celda, es posible mejorar la relación señal-ruido. (Fig. 2.6)

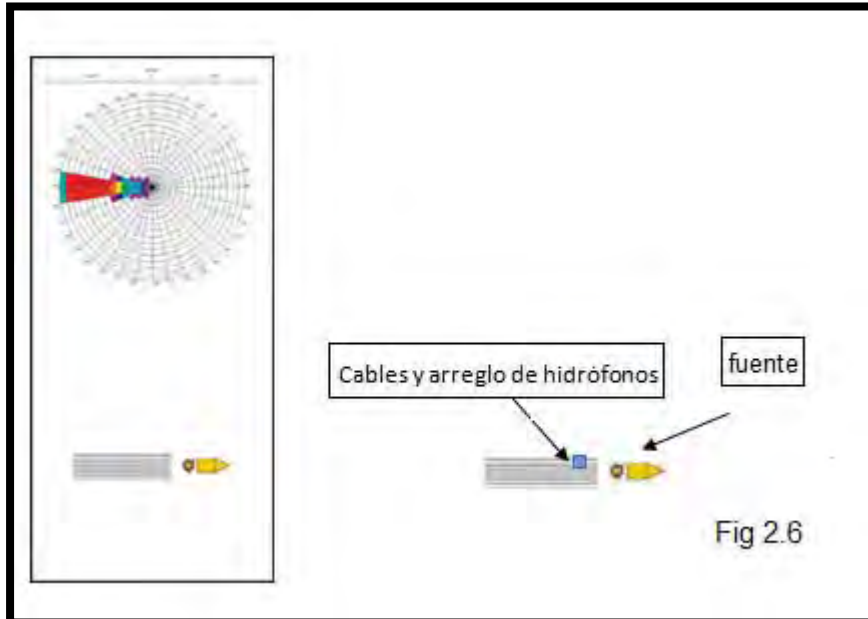


Figura 2.6 Arreglo que utiliza una embarcación la cual arrastra un arreglo de receptores (hidrófonos) y la fuente de sonido (pistola de aire) va en el inicio de los cables o arreglo.

II.4.3. Multi-Azimuth

La cobertura azimutal de un levantamiento puede incrementarse de distintas maneras. Una forma es repetir un levantamiento estándar, en uno o más azimuts, creando un levantamiento En la Figura 2.7 se muestran geometrías de adquisiciones tradicionales y nuevas así como gráficas de distribución por azimuth y desplazamiento (parte superior). Una forma de graficar con cobertura azimutal múltiple.

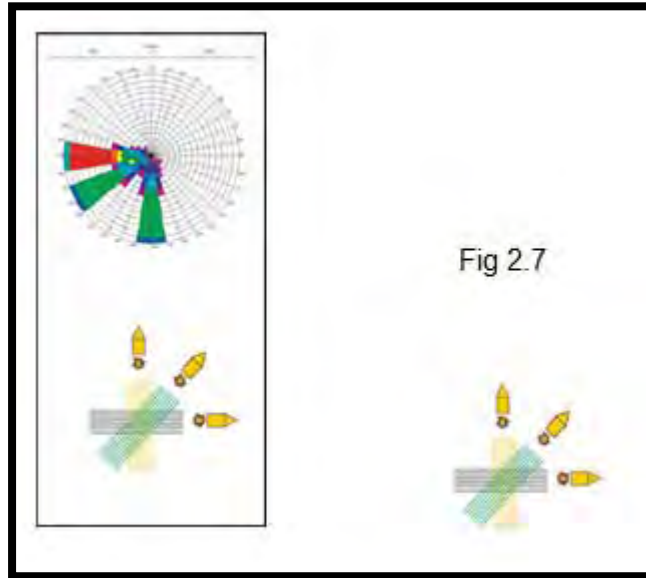
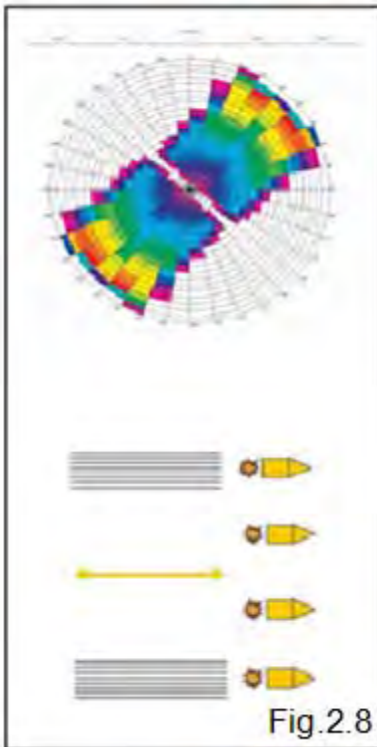


Figura. 2.7 El arreglo multi-azimut es básicamente un (NAZ) pero tomado en varias direcciones lo que amplía y mejora la sísmica pero incrementa el costo con respecto al arreglo anterior.

II.4.4. Wide-Azimuth (WAZ)



En la década de 1980, la exploración sísmica del petróleo y el gas sufrió una revolución con el paso de 2D a 3D. Ahora se está viendo el comienzo de una nueva revolución con el desarrollo de levantamientos sísmicos como el Wide-Azimuth (WAZ) (Fig.2.8). Si bien (WAZ) no es en absoluto un concepto nuevo ha transformado la adquisición de datos sísmicos.

Se desprenden de estas primeras pruebas con (WAZ) observaciones que tenían el potencial para ampliar las capacidades de prospección sísmica y que sustituyen la "sísmica 3D convencional", en particular narrow-azimuth 3D marino.

Figura. 2.8 Levantamiento Wide-Azimuth.

Existen cuatro parámetros críticos para el diseño de un levantamiento WAZ. El primero es el máximo desplazamiento en la dirección perpendicular a la dirección de la adquisición (crossline offset), que es la mayor separación entre la fuente y el receptor, o la dirección del cable sísmico (inline). El segundo es el intervalo entre las líneas emisoras, que es la distancia entre las líneas emisoras adyacentes. El tercero y el cuarto son las dimensiones del levantamiento y el número de embarcaciones.

En la prospección sísmica (WAZ) los arreglos pueden ser variados como se muestra en la Fig.2.9. La geometría del arreglo depende de las condiciones en las que se van a tomar las lecturas, es decir, si hay obstáculos como plataformas, rocas, etc., así como de la economía, por lo general se utilizan tres barcos, cada uno con fuentes de sonido (pistolas de aire) pero solo uno porta el arreglo de cables y receptores (geófonos).

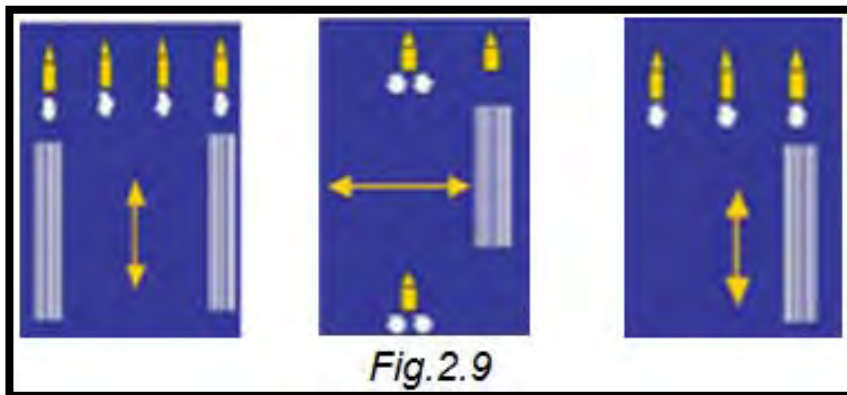


Figura. 2.9 Arreglos para la prospección de Wide-Azimuth.

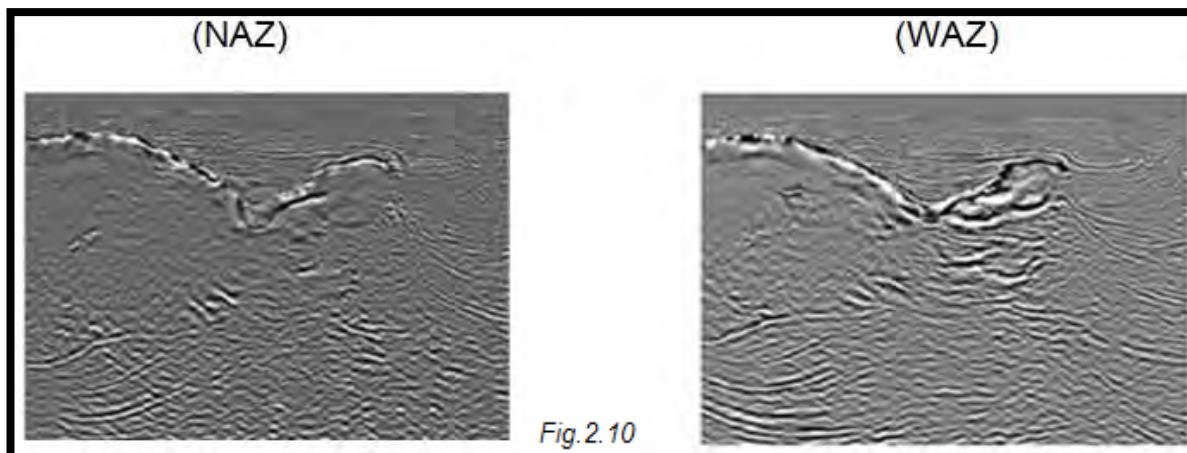


Figura.2.10. Muestra la comparación en la imagen sísmica (NAZ) contra (WAZ) en donde se puede apreciar un aclaramiento de los reflectores de las estructuras que se encuentran por debajo de la sal.

II.4.5. Rich-Azimuth

La cobertura azimutal puede ser mejorada más aún combinando los conceptos de cobertura acimutal múltiple y cobertura azimutal amplia en lo que se denomina levantamiento con cobertura azimutal rica (RAZ). El levantamiento RAZ, El primer levantamiento de este tipo en el mundo, fue adquirido con una embarcación de remolque de los cables sísmicos, provista de una fuente, y dos embarcaciones fuente que disparaban a lo largo de tres valores de azimut: 30°, 90° y 150°. (Fig.2.11)

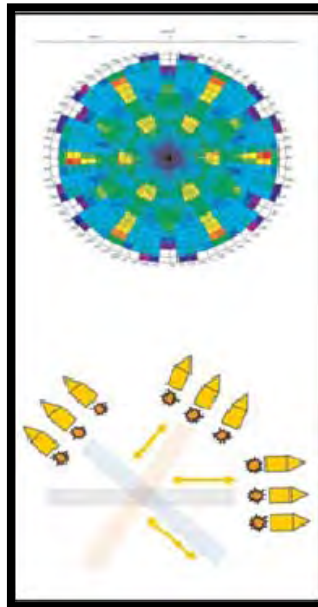


Figura.2.11 Rich-Azumuth este arreglo es básicamente un (WAZ) pero tomado en varias direcciones lo cual mejora en mucho la imagen de la sísmica. Este tipo de adquisición fue propuesta por Howard (2004) y aplicada en 2006 en el Golfo de México en el campo Shenzi.

Existen mejoras en la imagen de la adquisición sísmica utilizando las técnicas de amplio azimut (wide-azimuth) si esta se compara con la imagen obtenida por el azimut estrecho (Narrow-azimuth). En la figura se ilustra la mejora que hay al utilizar un método de adquisición sísmica, en el óvalo se muestra como se disminuye lo tenue de los reflectores que se encuentran en la parte inferior de la sal, es decir, las estructuras sub-salinas y se muestra el modelo de interpretación geológico.

En el caso del levantamiento con cobertura azimutal estrecha, el número de aciertos o veces que la energía sísmica alcanza un punto en el objetivo, es en todas partes menor que en el caso de los levantamientos con cobertura azimutal amplia.

En ambos casos, algunas porciones del objetivo nunca son alcanzadas por la energía, pero se observan menos desajustes en el caso de los levantamientos de cobertura azimutal amplia (WAZ). (Fig. 2.12)

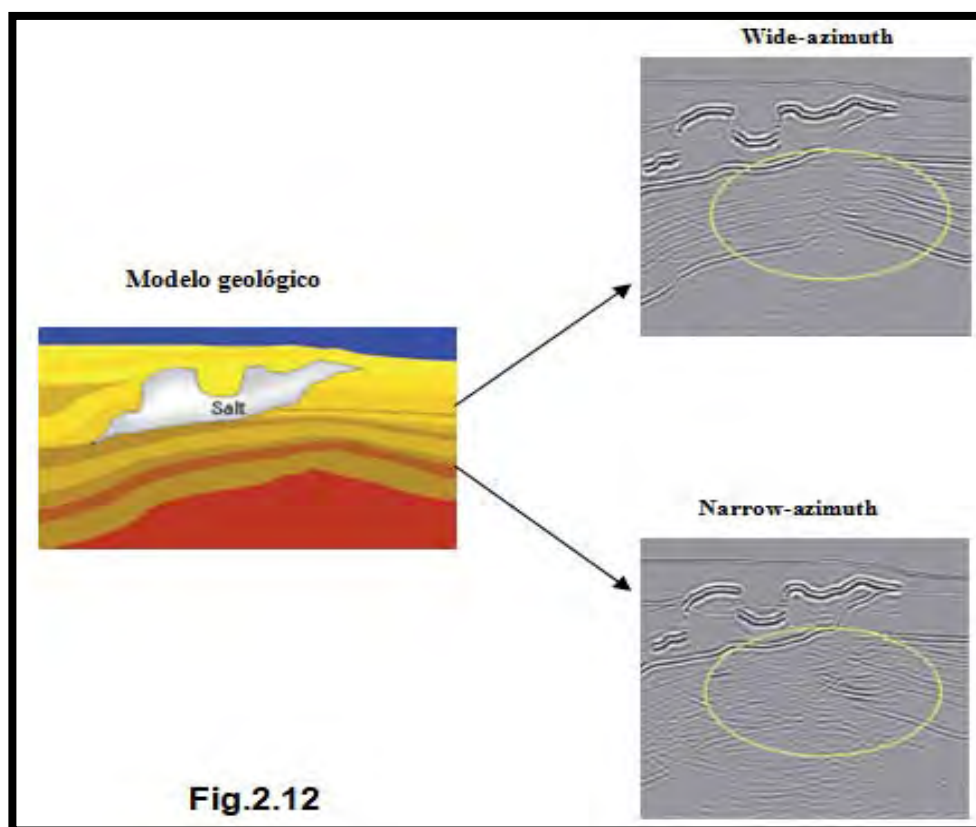


Figura.2.12. Comparación de wide azimuth y narrow azimuth

II.5. Factores que afectan la toma de datos sísmicos

II.5.1. Ruido

El ruido es uno de los problemas que se presentan en la adquisición y el procesado de los datos sísmicos, el ruido puede tener múltiples razones desde meteorológicos como el oleaje, tormentas eléctricas etc., así como los inherentes a los trabajos de la

industria petrolera como plataformas, ductos, barcos; por lo que parar actividades en las tomas de sísmica tendría un muy fuerte impacto en la economía.

II.5.2. Múltiples

Un tipo especial de ruido que invade todos los levantamientos de sísmica se conoce con el nombre de “múltiple.” Las múltiples son reverberaciones presentes entre las interfaces con altos contrastes de impedancia acústica, como sucede entre la superficie del mar y el fondo del mar, o entre la superficie terrestre y la base de una capa de roca no consolidada. Aparecen en una sección sísmica como arribos posteriores que son fáciles de confundir con reflexiones profundas. Dado que las múltiples poseen velocidades que pueden ser más lentas, iguales, o más rápidas que la de la señal deseada, son difíciles de suprimir a través del filtrado y el apilamiento. (Fig.2.13). Los esfuerzos significativos realizados para eliminar múltiples relacionadas con la superficie (SRME) se tradujeron en técnicas de procesamiento que mejoran la calidad de los datos, pero el modelado ha demostrado que se pueden lograr mejoras superiores en la atenuación de múltiples mediante el incremento de la cobertura azimutal.

La cobertura azimutal de un levantamiento puede incrementarse de distintas maneras. Una forma es repetir un levantamiento estándar, en uno o más azimuts, creando un levantamiento con cobertura azimutal múltiple. Los levantamientos con cobertura azimutal múltiple adquiridos de esta forma incrementan tanto el apilamiento (fold) como la cobertura azimutal.

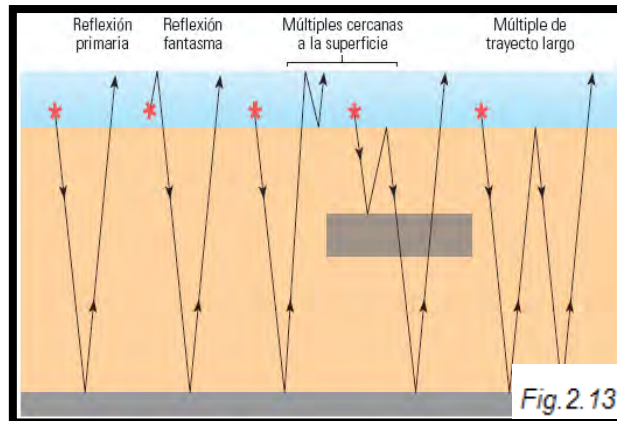


Figura.2.13 Reflexiones múltiples. Después de dejar la fuente, la energía sísmica se puede reflejar varias veces antes de arribar al receptor. A diferencia de las otras, la múltiple fantasma viaja en forma ascendente antes de reflejarse. La energía de las múltiples agrega ruido a los registros sísmicos.

II.6. Tratamiento de las imágenes

La generación de imágenes es el proceso mediante el cual las reflexiones sísmicas se despliegan en su posición correcta. Consta de dos elementos principales: el apilamiento y la migración.

II.6.1. Apilamiento

El apilamiento mejora la relación señal-ruido al sumar los registros obtenidos a partir de la información de varios disparos que se reflejan en un mismo punto.

El caso más sencillo de ilustrar es el de una capa horizontal de velocidad homogénea que sobreyace al reflector. Se reúnen o recolectan las trazas de los diversos pares fuente-receptor, centradas en el punto de reflexión, pero separadas por diferentes distancias o desplazamientos laterales. La variación en el tiempo de arribo con el desplazamiento se denomina curvatura (moveout). Los tiempos de arribo representados gráficamente en función del desplazamiento definen una

hipérbola. Antes de apilar la colección de trazas (gather), éstas deben ser desplazadas para alinear los arribos.

El parámetro que describe los desplazamientos laterales contra el tiempo define la velocidad de apilamiento de la capa (Fig. 2.14). El resultado del apilamiento es una traza única; la versión mejorada de una señal que hubiera sido registrada para un disparo de incidencia normal, o con desplazamiento lateral cero, en el punto medio de los pares fuente receptor.

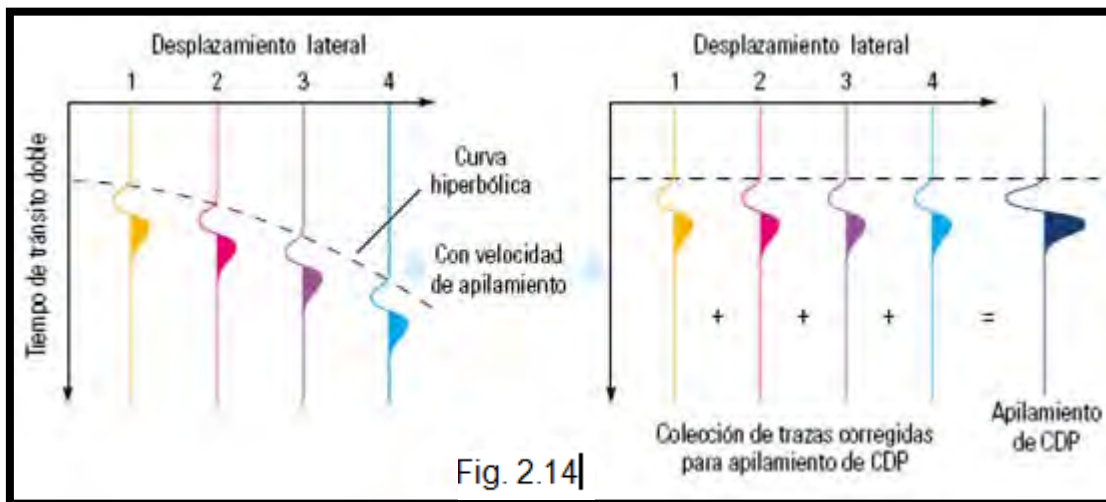


Figura 2.14 Parámetro que describe los desplazamientos laterales contra el tiempo y define la velocidad de apilamiento de la capa.

II.6.2. Migración

La migración es el segundo componente de las imágenes, utiliza un modelo de velocidad para redistribuir la energía sísmica reflejada, desde la posición supuesta en el punto medio a su verdadera posición. Se pueden elegir distintos tipos de migración según la complejidad del objetivo y las estructuras de sobrecarga en cuestión. Es posible obtener imágenes de estructuras simples y velocidades que varían levemente con rutinas de migración simples, las que quizá no funcionen con estructuras complejas cuyas velocidades varían rápidamente. La migración se logra a través de

diversas soluciones de la ecuación de ondas que describe la propagación de las ondas elásticas a través de las rocas. (Fig. 2.15)

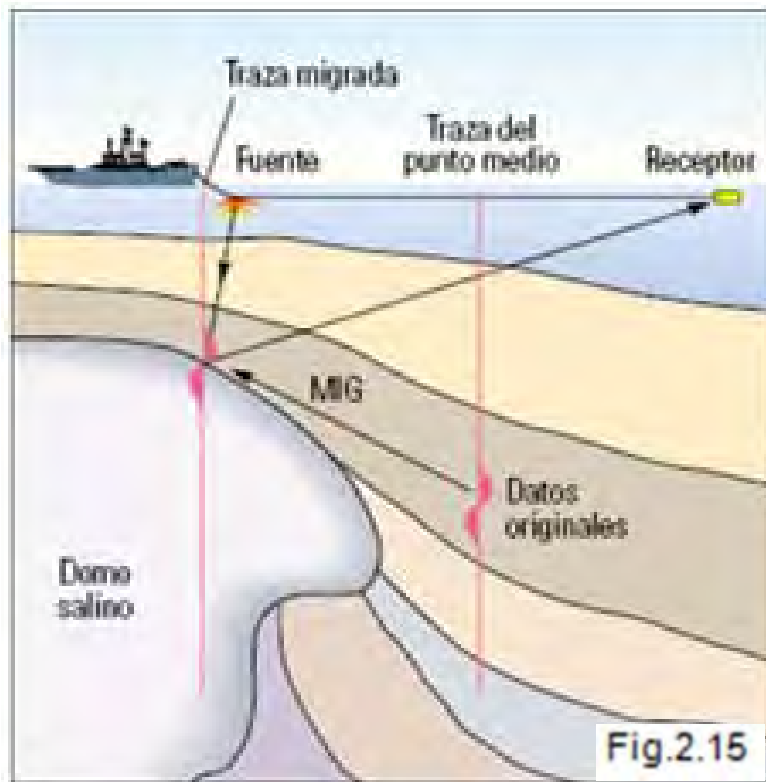


Figura. 2.15 Migración de la energía sísmica reflejada

Cada tipo de migración tiene sus ventajas y desventajas. La migración puede realizarse en dos dominios, el tiempo o la profundidad y antes o después del apilamiento. Ciertos problemas de generación de imágenes se pueden resolver con la migración en el dominio del tiempo, pero los más complejos requieren migración en el dominio de la profundidad. En la migración en tiempo, el modelo de velocidad, también conocido como campo de velocidad, puede variar levemente.

El modelo de velocidad tiene un tiempo de tránsito doble (de ida y vuelta) como eje vertical. La velocidad sísmica aumenta con el tiempo de tránsito y las variaciones horizontales son graduales. Como estas restricciones se aplican a gran

parte de las cuencas sedimentarias, se suele aplicar la migración en tiempo en casi todo el mundo.

En la migración en profundidad, el modelo de velocidad puede tener fuertes contrastes en las direcciones horizontal o vertical. Por eso se elige este tipo de migración cuando hay pliegues, intrusiones o fallas de gran inclinación que se yuxtaponen con capas cuyas propiedades elásticas son muy diferentes.

La migración en profundidad es una operación que requiere muchas horas hombre y necesita un modelo de velocidad preciso en escala de profundidad. La migración aplicada después del apilamiento, post-apilamiento, toma mucho menos tiempo que la migración antes del apilamiento, porque el apilamiento reduce en un orden de magnitud la cantidad de trazas que deben procesarse. Para que la migración después del apilamiento resulte exitosa, las suposiciones que se hacen en el apilamiento deben estar bien fundadas: la amplitud de la traza apilada debe representar a la de la traza de incidencia normal y los arribos reflejados deben ser aproximadamente hiperbólicos. Estas suposiciones son válidas sólo cuando se pueden ignorar las variaciones litológicas y el contenido de fluidos en el área cubierta por la colección de trazas, y cuando la estructura es simple. Cualquier otra condición exige el uso de migración antes del apilamiento.

Efectuada antes del apilamiento, la migración puede aplicarse a las estructuras y los campos de velocidad más complejos. Hace algunos años, las principales restricciones sobre la migración antes del apilamiento eran la capacidad computacional, así como el tiempo y la habilidad requeridos para construir el modelo de velocidad en un tiempo razonable. Los avances en materia de computación han permitido reducir estas restricciones. La confección del modelo de velocidad sigue siendo un proceso que consume mucho tiempo y que depende de la geología local. En áreas de geología estratificada o donde existen bloques bien definidos por fallas, la construcción del modelo de velocidad para migración en profundidad se realiza capa por capa. Primero se construye un modelo inicial sobre la base de los mejores

datos disponibles, y luego se actualiza mediante diversas iteraciones de migración en profundidad antes del apilamiento. El modelo de velocidad inicial puede construirse utilizando toda la información disponible, incluyendo velocidades de apilamiento, horizontes interpretados en el dominio del tiempo y velocidades obtenidas de datos de pozo. Las velocidades de apilamiento y de pozo pueden mostrar tendencias de velocidad representativas que deberían tenerse en cuenta en el modelo. Cuando la estructura no es muy compleja, todo el modelo de velocidad se puede actualizar y construir con bastante rapidez. En casos más complejos, el analista de velocidad define los bloques u otros volúmenes limitados por fallas o intrusiones y luego construye el modelo para cada bloque. En áreas de geología más continua, como el Golfo de México, se define un modelo de velocidad de sedimentos continuos utilizando técnicas de tomografía o actualización de velocidad local. Una vez definida la velocidad de los sedimentos, se insertan los cuerpos salinos luego de determinar su posición utilizando varias iteraciones de migración en profundidad.

En aquellas áreas en las que la anisotropía es un factor importante, pueden aparecer diferencias significativas entre las velocidades de pozo que generalmente representan velocidades en la dirección vertical y las velocidades de apilamiento que representan velocidades horizontales. Es necesario dar cuenta de estas diferencias introduciendo la anisotropía en el modelo de velocidad. (Fig. 2.16)

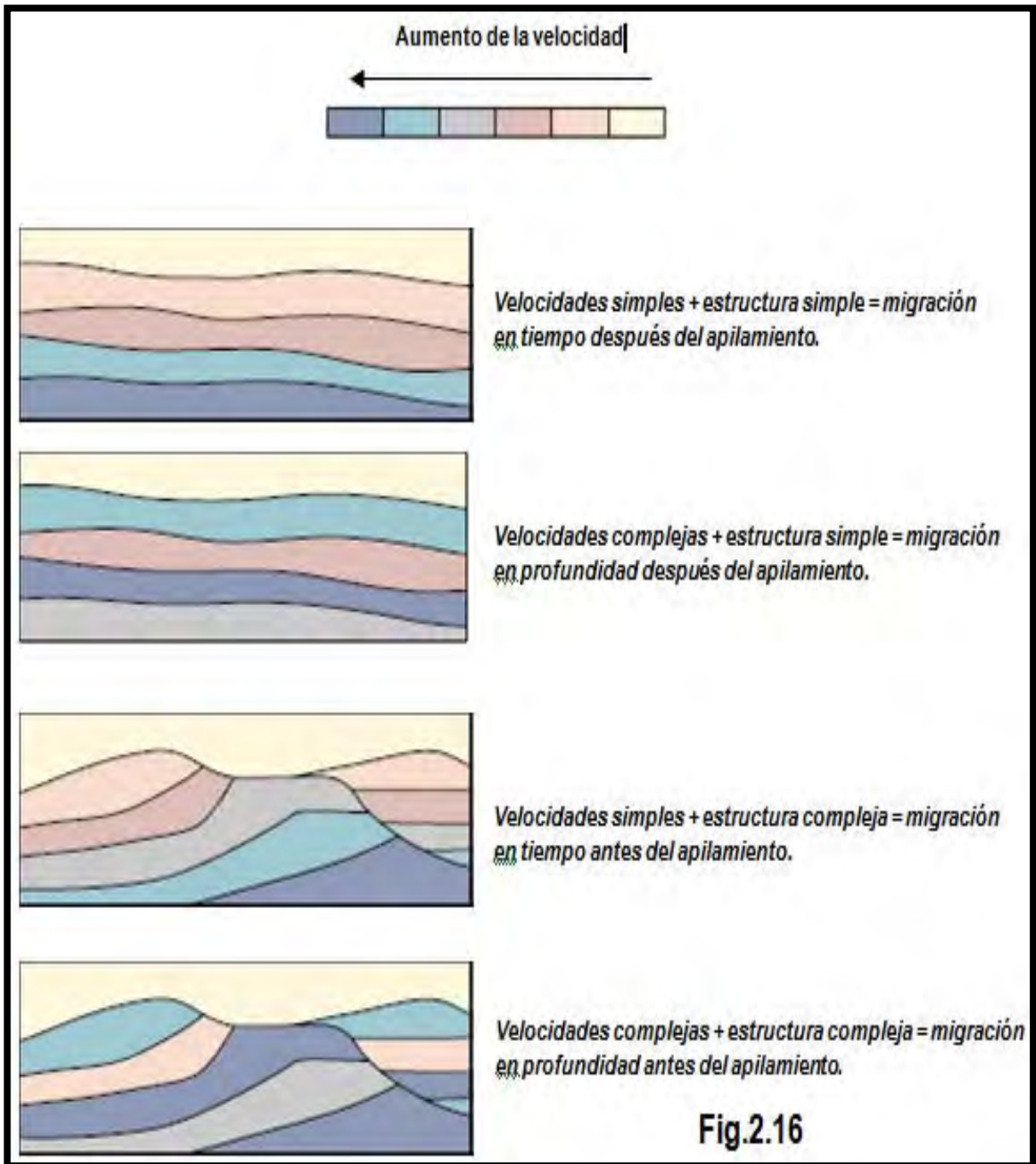


Figura. 2.16 Modelos de velocidad y estructuras simples y complejas tratados con cuatro tipos de migración: en tiempo, en profundidad, antes del apilamiento y después del apilamiento.

II.7. Levantamientos de sísmica de pozos

II.7.1. Perfil sísmico vertical (VSP)

Los levantamientos sísmicos de pozos difieren de la sísmica de superficie en que las ubicaciones de los receptores se hallan restringidas a los límites de un pozo. Los métodos de sísmica de pozos actualmente crean nuevas oportunidades para la investigación de las formaciones penetradas por un pozo. Desde la construcción de pozos y generación de imágenes sub-salinas 3D hasta el monitoreo de las operaciones de estimulación y la adquisición de datos en condiciones de alta presión y alta temperatura, los levantamientos de sísmica de pozos reducen el riesgo del operador y ayudan a mejorar la recuperación de hidrocarburos.

II.7.2. Tipos de levantamientos de pozo

Los levantamientos de sísmica de pozos se clasifican usualmente por la geometría del levantamiento, que es determinada por el desplazamiento de la fuente, la trayectoria del pozo y la profundidad del arreglo de receptores. La geometría del levantamiento determina el rango de echados (buzamientos) de las interfaces y el volumen del subsuelo del que se pueden generar imágenes. Ver Fig. 2.17

II.7.3. VSP sin desplazamiento de la fuente (zero-offset VSP)

El VSP sin desplazamiento de la fuente básico comprende un arreglo de receptores sísmicos de pozos y una fuente cercana al pozo.

II.7.4. VSP de pozo desviado (walkabove)

Este levantamiento adquiere una imagen 2D de la región que se encuentra por debajo del pozo. Además de las velocidades de las formaciones y de una imagen para la correlación con los datos sísmicos de superficie, los beneficios de este tipo de VSP incluyen una buena cobertura lateral y la identificación de fallas y del echado por debajo del pozo.

II.7.5. VSP con desplazamiento

Se adquieren utilizando una fuente colocada a una distancia horizontal respecto del pozo, produciendo nuevamente una imagen 2D. Los arreglos de receptores son desplegados en el pozo en un amplio rango de profundidades. El desplazamiento incrementa el volumen del subsuelo representado por las imágenes y mapea los reflectores a una distancia con respecto al pozo, que está relacionada con el desplazamiento y las velocidades del subsuelo.

II.7.6. VSP con desplazamiento sucesivo

En este perfil se activa una fuente sísmica en numerosas posiciones, a lo largo de una línea de la superficie.

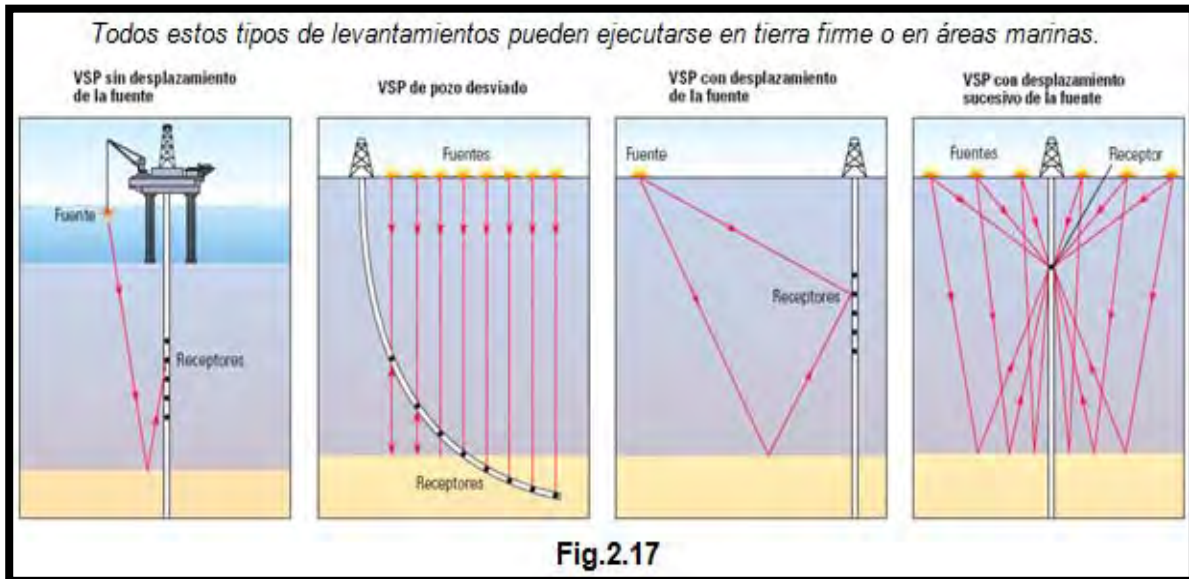


Figura.2.17 Tipos de levantamientos VSP

Todos los levantamientos descritos están diseñados para proveer información e imágenes en una o dos dimensiones. La iluminación adecuada de las estructuras 3D requiere operaciones de adquisición y procesamiento 3D. De la misma forma en que los levantamientos sísmicos de superficie pasaron de 1D y 2D a 3D, así lo hicieron los perfiles VSP.

Los perfiles VSP 3D pueden adquirirse en tierra y en áreas marinas. La adquisición de VSP marinos 3D es similar a la de los levantamientos marinos de sísmica 3D de superficie y puede seguir un esquema de líneas paralelas o círculos concéntricos alrededor de un pozo.

El modelado sísmico por trazado de rayos, previo a la adquisición, asegura la cobertura e iluminación adecuadas del objetivo. En el ejemplo de las Fig.18, las líneas de emisión en la superficie se muestran en rojo, las líneas verdes son los rayos trazados desde la fuente hasta el receptor. Los pozos están posicionados en los triángulos celestes de la superficie, las superficies azules corresponden al tope y la base de un cuerpo salino. El horizonte objetivo es la superficie roja de la base.

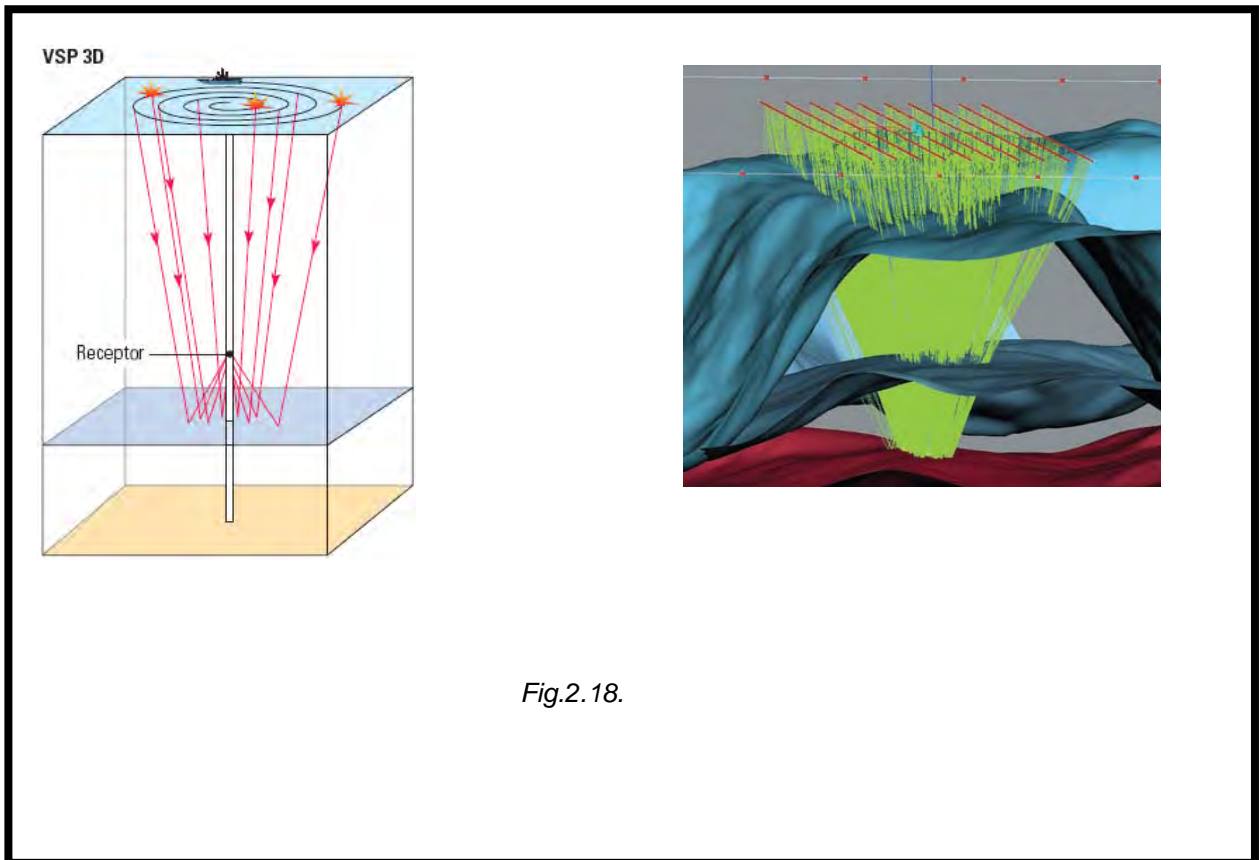


Fig.2.18.

Figura.2.18 Modelado sísmico por trazado de rayos

Los perfiles VSP tridimensionales proveen imágenes del subsuelo de alta resolución para aplicaciones de exploración y desarrollo y requieren procesos de modelado y planeación detallados previos a las operaciones. Además de producir imágenes de mayor resolución que los métodos sísmicos de superficie, los perfiles VSP 3D pueden rellenar áreas de las que los levantamientos sísmicos de superficie no pueden generar imágenes debido a la interferencia de la infraestructura de la superficie.

Las operaciones de perforación de pozos de aguas profundas a través de la sal son caras y riesgosas. La sal oscurece las señales sísmicas provenientes de las formaciones sub-salinas, lo que dificulta la generación de imágenes adecuadas de las mismas. Al aplicar perfil sísmico vertical (VSP) se hace un acercamiento (aumenta la resolución) y se corrobora que las imágenes obtenidas por la sísmica de superficie realizada en una primera etapa coinciden con las tomadas en la perforación, de tal manera que se reduzca el riesgo de que el pozo resulte seco (Fig.2.19).

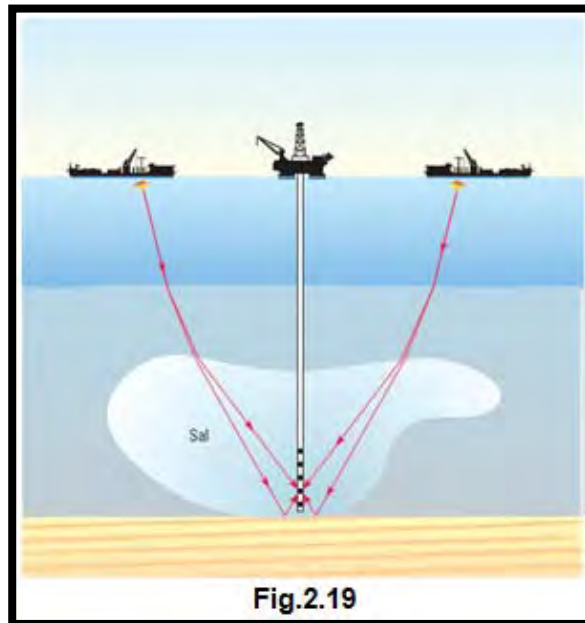


Figura 2.19. Adquisición de un VSP con desplazamiento sucesivo de la fuente.

II.8. Ejemplos de aplicación del (VSP)

El primer VSP 3D fue concluido en febrero de 2002 en el Pozo 822-3 del Cañón de Mississippi. Los resultados del VSP 3D de Mad Dog ayudaron a producir una imagen mejorada en una zona en la que los datos sísmicos de superficie habían sido afectados por la presencia de la sal

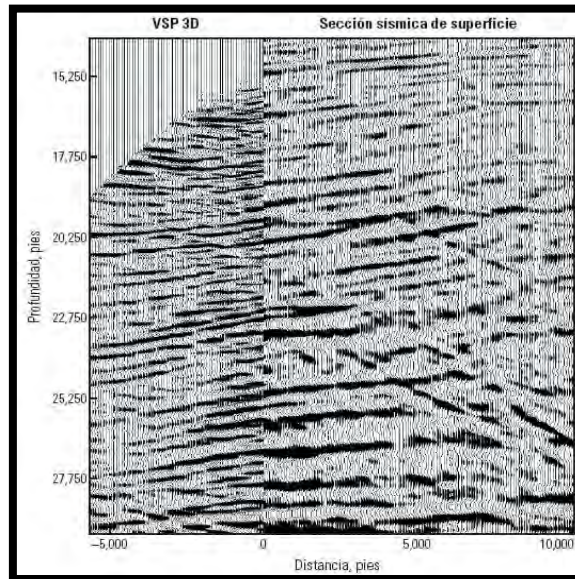


Fig.2.20 Sísmica tomada por BP en el Campo Thunder Horse situado en el Cañón de Mississippi en el Golfo de México. Se muestra una comparación entre el VSP y la sísmica de superficie en donde el VSP muestra una clara mejora en la resolución de los reflectores. El campo se encuentra en un tirante de agua (profundidad del lecho marino) de aproximadamente 2000 m [6,300 pies].

Capítulo III. Perforación de pozos sub-salinos

III.1. Problemas de perforación en pozos sub-salinos

Desde el primer descubrimiento sub-salino en el Golfo de México en 1990, la industria ha trabajado para facilitar la perforación a través de la sal con espesores variados, los cuales puede ser mayores a 15000 [ft] en algunos pozos, teniendo enormes cantidades de hidrocarburo prospectivo en plays sub-salinos.

La perforación de la sal es técnicamente difícil. Para empezar, es complicado perforar rápidamente a través de ella, en segundo lugar, la perforación direccional a través de la sal se dificulta, en tercer lugar la zona de lutitas y presiones anormales y en cuarto lugar si la sal está expuesta a altas temperaturas, su movilidad es mayor, lo que puede hacer que sea más difícil de perforar ocasionando el cierre del agujero.

La industria petrolera ha encontrado la manera de disminuir los problemas y aumentar la relación de penetración (ROP) a través de la sal, mediante tecnologías como los sistemas de rotación orientables (RSS) y las mejoras a barrenas PDC.

La mayoría de las estructuras salinas se localizan costa fuera por lo que los problemas de perforación también están relacionados con los costos operativos, la falta de espacio, control de la presión, la pérdida de circulación, pegadura de las tuberías y mala estabilidad del pozo son problemas relacionados a la perforación sub-salina.

La perforación de pozos sub-salinos es conocida por las dificultades al penetrar en la sal y rocas adyacentes así como la escasa información existente. La baja tasa de penetración, la mala integridad del agujero, la pérdida de circulación, así como el cierre de agujero del pozo, son problemas típicos en estas formaciones además de los problemas causados por la tectónica salina como son zonas fracturadas.

Algunas de las características que hacen que la sal sea una excelente roca sello para hidrocarburos también presentan los más grandes problemas para la perforación.

III.1.1. Ventajas en la perforación de sal

La sal de hecho proporciona una serie de ventajas para la perforación:

- (1). Tiene un gradiente de fractura (G_f) mucho mayor al gradiente de sedimentos adyacentes para una determinada profundidad.
- (2). La ventaja de perforar en la sal, es la capacidad de reducir significativamente el riesgo de situaciones de control.

III.1.2. Desventajas en la perforación de sal

La sal también tiene tres desventajas principales:

- (1). Es una formación mucho más difícil para ver por métodos sísmicos.
- (2). La presión de los poros de las formaciones inferiores son elevadas.
- (3). La dureza de la sal hace difícil el control direccional.

(Fig. 3)

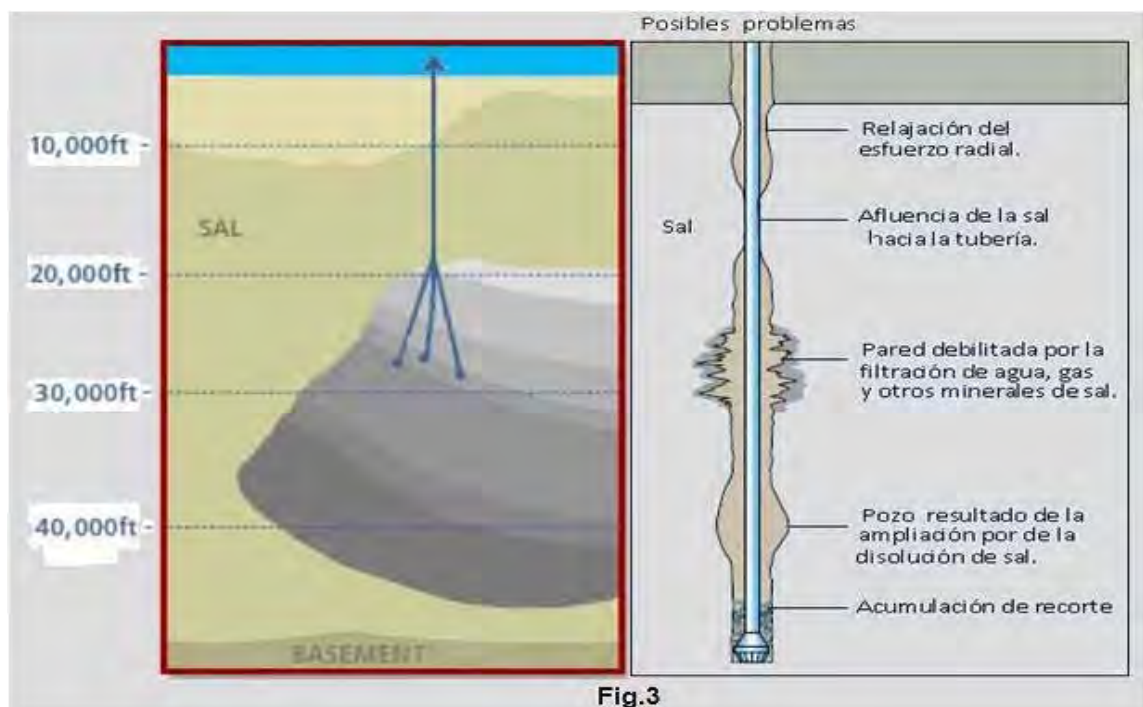


Figura.3. Muestra los problemas más frecuentes en la perforación de pozos salinos

III.1.3. Cierre de pozo

Una característica de los depósitos de sal es la llamada afluencia, este movimiento lateral de la sal puede llegar a poner en peligro la integridad de los pozos perforados a través de las estructuras salinas.

Por efecto de la sobrecarga, las presiones causadas por los sedimentos superpuestos, el aumento de la temperatura del subsuelo y la baja permeabilidad, la sal puede formar los llamados flujo pseudo-plásticos⁶. Este fenómeno que comúnmente se conoce como "afluencia de la sal", la cual puede cerrar los pozos perforados, (Fig.3.1), fluyendo la sal hasta llegar a la sarta de perforación y causar el atrapamiento de la tubería, causando una de las principales problemáticas para la perforación de pozos a través de la sal. Según estudios geomecánicos realizados en el Golfo de México se determinó que la velocidad a la que se mueve la sal depende de la profundidad a la que se encuentra, la temperatura de la formación, la composición mineralógica, contenido de agua y la presencia de impurezas tales como arcillas. De estos estudios se pudo observar que los cloruros y sulfatos de sales que contengan agua como la carnalita y la silvita son los más móviles, que la halita es relativamente lento su movimiento, y que la anhídrita y los carbonatos (calcita, dolomita) son esencialmente inmóviles.

El exceso de movimiento que se observó en los estudios realizados en el Golfo de México fue de hasta 1 pulgada / hora (2.54 cm / hr). Estudio realizado a sales

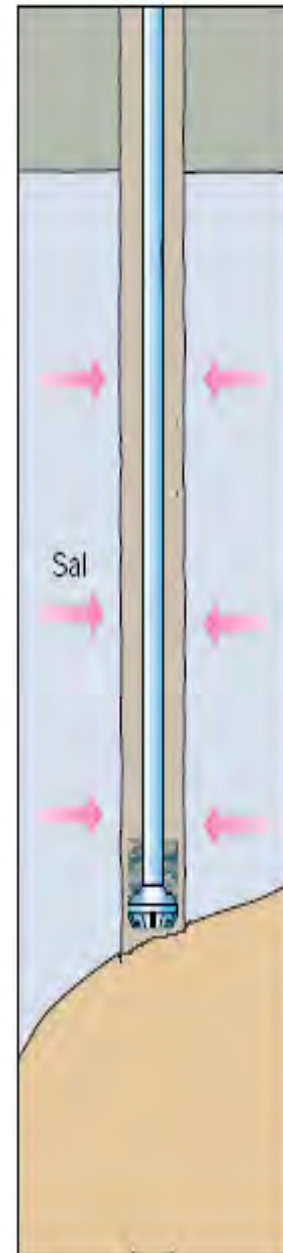


Fig.3.1

6: **Pseudo-plásticos.** Este tipo de fluidos se caracterizan por una disminución de su viscosidad, y de su esfuerzo cortante, con la velocidad de deformación.

denominadas sucias (con una alta proporción de impurezas "arcilla"). En contraste, para sales denominadas como una sal "limpia" (halita) no muestra ningún movimiento, es prácticamente inmóvil, cabe aclarar que la movilidad está fuertemente afectada por las condiciones de temperatura, contenido de agua y presión a la que se encuentra.

En la perforación de pozos cuyo objetivo es un yacimiento sub-salino es inevitable enfrentar los problemas de la afluencia de la sal y además se enfrenta con una tasa de cierre que es incrementada con la temperatura, es decir entre más profundo se encuentre la sal aloctona mayor será la temperatura por efecto del gradiente geotérmico ($30^{\circ}\text{C}/\text{km}$), tomando en cuenta que la sal disminuye su viscosidad con la temperatura lo que la vuelve más movable. Este problema de cierre de pozo obliga a que la operación de perforación se realice de forma rápida para evitar el cierre del agujero y que no se pueda introducir la tubería de revestimiento (TR) por tener un diámetro de agujero menor. Este problema se puede resolver utilizando herramientas ampliadoras de agujero previendo la reducción del diámetro, o sobre diseñando el pozo aumentando el diámetro de la barrena pero esto repercute directamente sobre el costo de la perforación que ya es elevado por estar generalmente costa fuera en aguas profundas y ultra profundas.

El programa de lodos de perforación o una herramienta ampliadora pueden abordar los problemas de movilidad de la sal.

Otra solución al problema del agujero podría ser la utilización de un dispositivo bicéntrico, éstos dan un mejor índice de penetración (ROP) a través de la sal además de un mayor tamaño que con barrenas concéntricas, pero a menudo puede causar vibraciones provocando que los cortadores se dañen y causando daños a la sarta de perforación pudiendo dejar un pescado en el pozo. (Fig. 3.2)

La apertura de la herramienta se ve facilitada al soltar una pelota o, en algunos casos, simplemente por la presión de lodo. Cuando la presión se libera se cierran automáticamente.

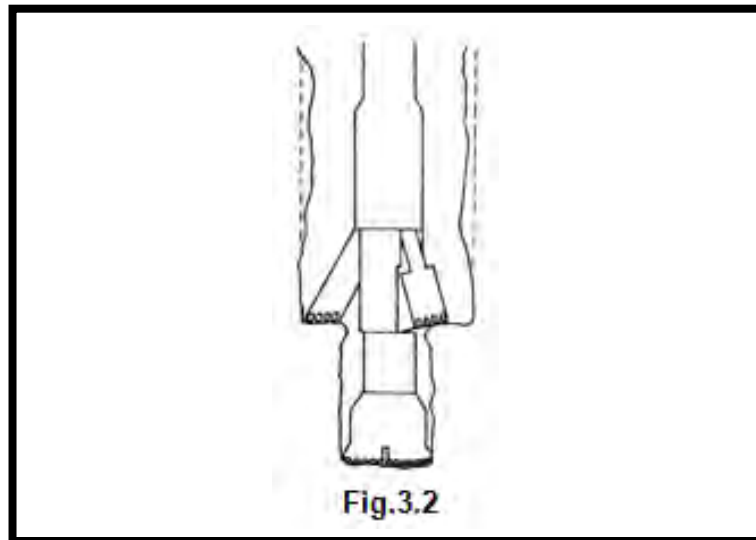


Figura.3.2 Muestra el esquema de una barrena bicéntrica utilizada para ampliar el diámetro del agujero perforado.

III.1.4. Variaciones en el agujero (Descalibre de pozo)

Una mala selección de las propiedades del lodo de perforación en el caso del lodo base agua pueden crear diferentes diámetros en el pozo por efecto de la disolución de las paredes de la sal causando problemas en el asentamiento de la tubería de revestimiento, al finalizar la etapa por tener un agujero mal configurado, (fuera de calibre) que aunque la afluencia de la sal podría estabilizar se debe considerar que la estructura no tiene la misma composición mineralógica en las distintas profundidades lo que podría provocar que algunas partes permanezcan inmóviles lo que deja un pozo irregular, lo que acarrearía serios problemas en la cementación primaria de la TR aumentando los costos de la perforación al tener que realizar cementaciones forzadas. (Fig. 3.3)

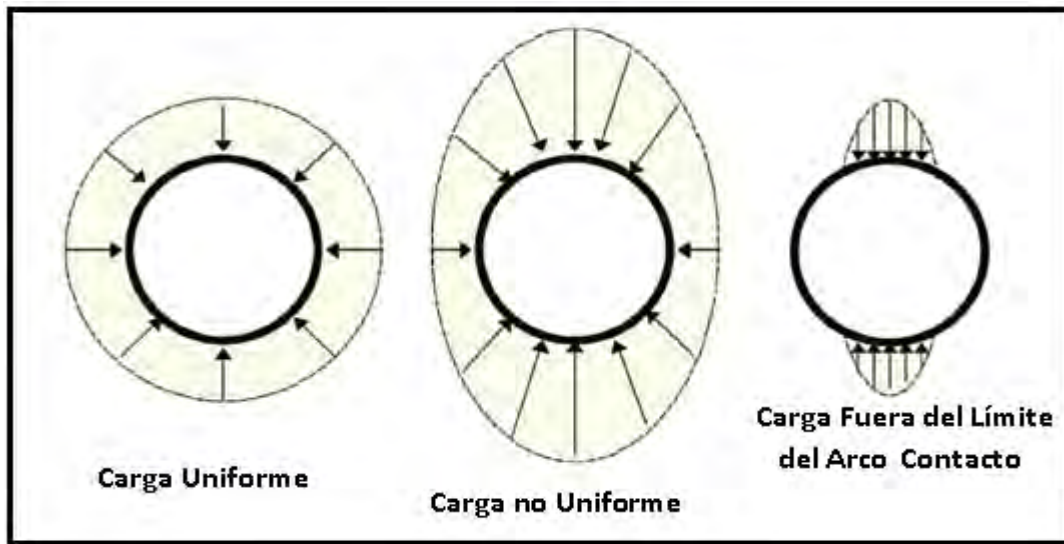


Figura.3.3 Por efecto de que las formaciones salinas no comparten la misma mineralogía existen variaciones en el cierre del agujero causando una carga no uniforme sobre la tubería de revestimiento.

El cierre de la sal aumenta la carga sobre la tubería de revestimiento y el cemento ya que ambos deben ser capaces de resistir las fuerzas aplicadas por la sal que se expande radialmente en algunas ocasiones no homogéneamente y aprieta el pozo, como se muestra en la Fig.3.4, por lo que se deben considerar estas condiciones en el diseño de asentamiento de las tuberías de revestimiento (TR) considerando una resistencia al colapso alta.

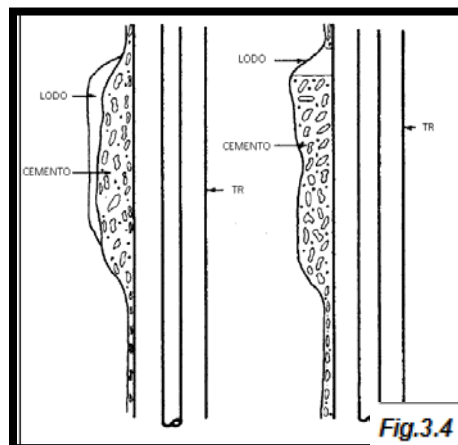


Figura. 3.4 Cierre del pozo por efecto de la sal

III.1.5. Pérdida de circulación

La pérdida de lodo hacia las formaciones se llama pérdida de circulación o pérdida de retornos. Desde el punto de vista histórico, la pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo. Otros problemas del pozo como, la inestabilidad, la tubería pegada, e incluso los reventones, son consecuencias de la pérdida de circulación, las pérdidas también pueden causar una reducción en la presión hidrostática resultando en inestabilidad severa en el pozo y/o el derrumbe del mismo, todo lo cual aumenta dramáticamente los costos.

Además de las ventajas claras que se obtienen al mantener la circulación, la necesidad de impedir o remediar las pérdidas de lodo es importante para otros objetivos de la perforación, como la obtención de una evaluación de la formación de buena calidad y el logro de una adherencia eficaz del cemento primario sobre la tubería de revestimiento.

Las pérdidas de circulación constituyen una fracción significativa de los sobrecostos en la perforación. Estas pérdidas no sólo tienen un impacto en el costo total de los fluidos de perforación sino también en gran medida en los costos de los pozos. Se pierde tiempo de perforación para reemplazar estas pérdidas de lodo.

III.1.6. Causas de la pérdida de circulación

Para que se pierda fluido de perforación hacia la formación se necesitan dos factores:

1. Los orificios en la formación deben ser tres veces más grandes que la mayor de las partículas existentes en el lodo.
2. La presión hidrostática deberá ser mayor a la presión de la formación.

Las formaciones que se caracterizan por tener orificios grandes como para permitir pérdida de circulación son:

- (1) formaciones no consolidadas o sumamente permeables.
- (2) fracturas naturales.
- (3) zonas cavernosas.
- (4) fracturas inducidas.

La pérdida de circulación es un problema común durante las operaciones de perforación pero este problema se acrecenta en la perforación de pozos sub-salinos en donde se atraviesan grandes espesores de sal que por efecto de la génesis de las estructuras salinas (tectónica salina) presentan a sus alrededores zonas de fracturas, lo que facilita la pérdida de los fluidos de perforación, la cima de la sal y la base de la sal son las zonas en las que se dan las pérdidas de circulación, en la cima en ocasiones se encuentra con zonas fracturadas y en la base de la sal al cambiar de litología se presenta un problema por el fuerte contraste que existe de presión, permeabilidad y porosidad primaria y secundaria además de la existencia de zona de lutitas hidrófilas.

Los problemas de pérdidas de circulación se ven a menudo cuando la perforación se encuentra por debajo de la sal (base) en una zona denominada en inglés como "rafted". Se compone de secuencias de lutitas no consolidadas desestabilizadas por efecto de la intrusión de la sal. La parte inferior de una estructura salina tiene que ser cuidadosamente tratada a la hora de perforar, estas zonas suelen tener muy bajo gradiente de fractura (G_f) y en la mayoría de los casos se encuentran zonas de presión anormal y alta presión de poro por lo que se reduce la ventana operativa para complicar las cosas, las zonas "rafted" contienen lutitas muy hidratables (hidrófilas).

Aunque algunos problemas se derivan de la reacción de la sal con el fluido de perforación, otros problemas son causados por la geología de la sal o formaciones adyacentes, en la mayoría de los casos el problema de la pérdida de fluido de perforación en la sal es el más severo.

El diseño de los fluidos de perforación toma un papel importante para tener un paso a través de la sal así como una salida de la sal exitosa o con el mínimo de contratiempos.

III.1.7. Medidas Preventivas

Una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas son los factores claves para impedir la pérdida de circulación, minimizando las presiones excesivas sobre la *formación*. Varias medidas pueden ser tomadas para impedir o minimizar la pérdida de circulación:

1. Colocar la tubería de revestimiento en la zona apropiada, de manera que el gradiente de fractura de la formación en la zapata de cementación de la tubería de revestimiento sea suficiente para soportar la columna hidrostática de los lodos más pesados o más ligeros que son requeridos para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.
2. Minimizar las presiones de fondo. El movimiento de la tubería no debería exceder las velocidades críticas durante los viajes. Cuando se mete la sarta de perforación dentro del pozo, la presión aumenta bruscamente debido al efecto de pistoneo de la barrena y de los accesorios, lo cual aumenta la presión ejercida sobre el fondo del pozo. Las buenas prácticas de perforación mantendrán estos aumentos bruscos de la presión al nivel de las presiones de fractura y de formación.

III.1.8. Materiales para evitar pérdidas de circulación

Existen varias curas tradicionales; su uso depende de la severidad del problema:

- Materiales fibrosos: Fibra de madera, pelo animal, lana mineral, fibra de vidrio.
- Materiales laminados o en laminillas: Mica, celofán, diversos plásticos procesados, materiales desechados, revestimiento líquido.
- Materiales granulares: cáscaras de nueces molidas, granos de semillas, caliza, plástico granulado.
- Mezclas de lo anterior: diversas clases/granularidad disponibles.
- Aditivos para la pérdida de circulación.

III.1.9. Presión anormal de formación

La incertidumbre de la presión de los poros dentro y debajo de las estructuras salinas causa modificaciones en el diseño de la perforación: La estructura puede ser anormalmente o sub-normalmente presionada, según el mecanismo que se formó y la litología.

Sobrepresiones: Las presiones de poro anormales (sobrepresiones), no se limitan a alguna edad geológica en particular, pero se encuentran frecuentemente en formaciones del Terciario (Oligoceno - Eoceno) como se observa en la Fig.3.5.

CENOZOICO	PLEISTOCENO	PRESION ANORMAL (BAJA)
	PLIOCENO	
	MIOCENO	PRESION ANORMAL (ALTA)
	OLIGOCENO	
	EOCENO	
	PALEOCENO	
MESOZOICO	CRETACICO	PRESION NORMAL
	JURASICO	

Figura.3.5.Distribucion de las presiones anormales en las edades geológicas.

Los causantes de las presiones anormales pueden ser varios o tal vez una multitud de factores superpuestos, como son los procesos geológicos, físicos, geoquímicos y mecánicos. Es difícil, sino imposible, especular sobre la importancia relativa de cada factor tomado individualmente por un ambiente determinado de alguna área geológica

Las presiones anómalas han sido consideradas como el resultado directo de la historia estructural y depositacional que comprende el ambiente de depósito, la geometría y la litología de los sedimentos, el fallamiento local y regional, los procesos de compactación y también la deformación estructural. (Fig. 3.6).

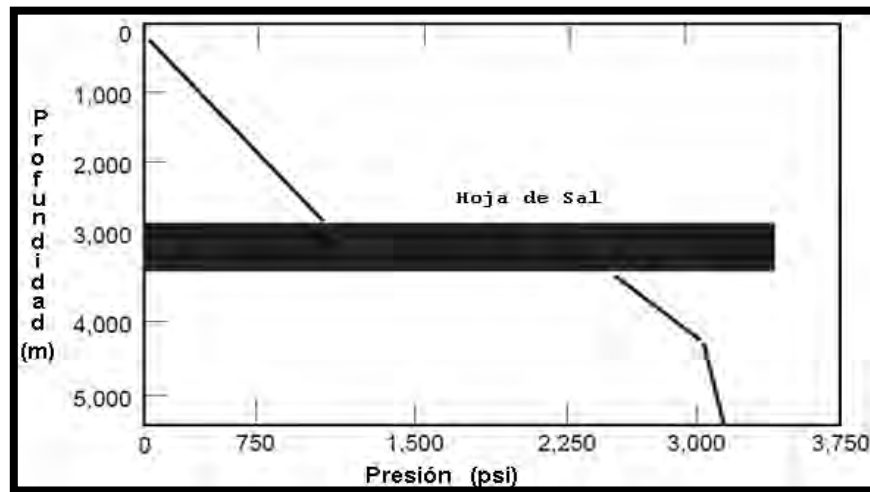


Figura.3.6 El perfil de presión es normal por encima de la sal y sobre presionado por debajo de la sal, las secciones de sal tienen mayores gradientes de fractura (G_f), en comparación con los sedimentos situados en la misma profundidad.

Las formaciones o yacimientos sobre-presionados están asociados generalmente con períodos de deposición rápida, donde el equilibrio hidráulico que acompaña normalmente el proceso de compactación, está interrumpido por la imposibilidad de expulsar el agua (sello, cementación por la sal, calcita, anhidrita, etc.).

Las estructuras salinas sirven como mecanismos de sello. Cuando la sal se deposita y es sepultada, forma una barrera natural contra la migración ascendente de los fluidos, sin embargo, la sal expuesta a condiciones extremas de presión y temperatura se convierte en un material pseudo-plástico y da un poco de soporte a las formaciones sobrepuestas, en consecuencia ésta transmite más sobrecarga a las formaciones permeables que se encuentran por debajo.

La Halita es totalmente impermeable a los fluidos y se comporta plásticamente, consecuentemente ejerciendo una presión igual a las cargas del gradiente de sobrecarga en todas direcciones. (Fig. 3.7).

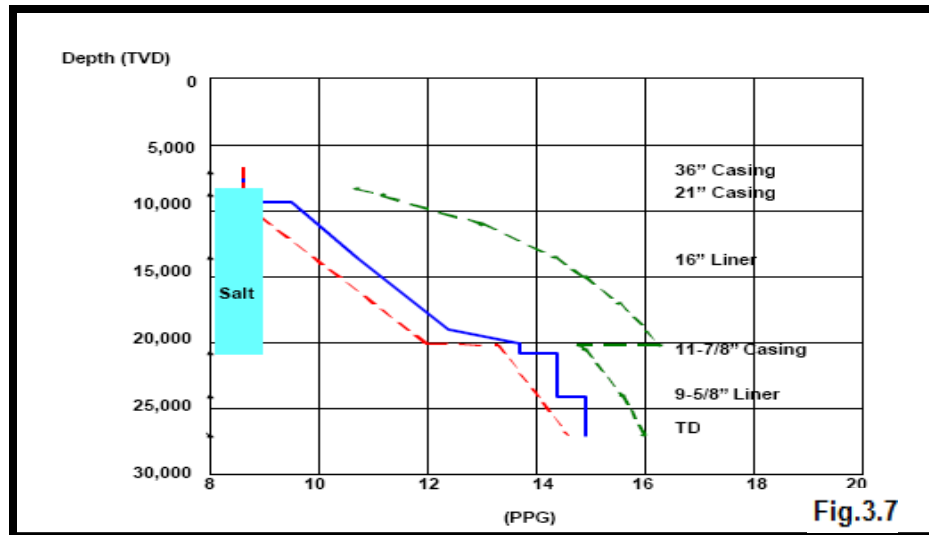


Figura 3.7 Muestra un ejemplo de ventana operativa donde se puede ver el comportamiento de las presiones en la zona de la sal así como el comportamiento en la parte inferior a la sal, mostrando en rojo el gradiente de poro (G_p) y en verde el gradiente de fractura (G_f). Se puede observar como la zona debajo de la sal se encuentra sobrepresionada y con una presión de fractura más baja comparada con la sal, así como una ventana operativa reducida en esta zona.

Cuando la zona “rafted” se encuentra por debajo de la sal, puede haber un fuerte aumento en la presión de los poros seguido por una regresión de la presión al superar esta zona.

La mayoría de los problemas con la combinación de un gradiente de fracturas en disminución y del aumento de la presión de los poros, con frecuencia resulta en la pérdida de circulación y problemas de control de pozo.

Extrema precaución debe tomarse cuando la presión de los poros aumenta y el gradiente de fractura comienza a disminuir. Una vez que el gradiente de fractura

se supera, es muy difícil detener la pérdida de circulación, hay una pequeña ventana para distribuir la densidad equivalente de circulación.

La incertidumbre de los valores de la presión de los poros que se esperan en la base de la sal ha orillado con frecuencia a elegir entre sobreestimar el peso de lodo e inducir pérdida de la circulación, o en virtud de sub-estimar el peso del lodo hacer frente a un control de brote. Para reducir al mínimo los problemas en la salida de la sal, con frecuencia se toma la decisión de perforar a un ritmo más lento al acercarse a la base de la sal para establecer la ubicación de la base detectando los cambios de presión para tener una salida de la sal más controlada.

III.2. Factores a considerar en la selección de fluidos de perforación

Domos salinos: cuando se tiene programada la perforación de una estructura salina, la selección del fluido de perforación debe ser tal que evite los deslaves en la formación, la mejor solución para estos casos es un fluido base aceite saturado con sal. Si se opta por un fluido base agua también deberá estar saturado con sal evitando precipitaciones de la sal en el pozo. Los principales problemas al perforar estructuras salinas son:

- Descalibre del pozo.
- Flujos de sal.
- Flujos de agua salada.
- Incremento de la densidad.
- Pérdidas de circulación.
- Contaminación del fluido de perforación.

III.2.1. Fluidos de perforación utilizados en estructuras salinas

El fluido de perforación, es una suspensión de arcilla en agua, con los aditivos necesarios para cumplir las siguientes funciones:

- Extraer el recorte de la perforación.
- Refrigerar la herramienta de corte.
- Sostener las paredes de la perforación.
- Estabilizar la columna hidrostática.
- Lubricar el rozamiento de la sarta con el terreno.

Un fluido de perforación que es fundamentalmente líquido, se denomina también lodo de perforación. Se trata de una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido. El líquido en el cual todos los aditivos químicos están suspendidos se conoce como FASE CONTINUA del líquido de control o lodo y las partículas sólidas o líquidos suspendidos dentro de otro (Glóbulos) constituyen la FASE DISCONTINUA; Cuando se conoce la constitución de la fase continua, se obtiene el tipo de sistema de Fluido conocido como base del lodo.

III.2.2. Lodos base agua

Los sistemas de fluidos base agua se clasifican por la resistencia a los tipos de contaminantes de la formación y a sus temperaturas, los cuales se van transformando en su formulación debido a la incorporación de gases, sal, arcillas, yeso, líquidos y sólidos propios de la formación o de aditivos químicos excedidos y degradados.

Los fluidos base agua han sido utilizados con éxito al perforar muchos pozos en el Golfo de México, en los que se encuentran formaciones salinas. Los fluidos base agua deben ser usados cerca del punto de saturación para evitar el lavado excesivo de las paredes de la formación salina y utilizando aditivos como inhibidores. Los inhibidores de sal deben ser usados para prevenir la recristalización en el fondo de la parte perforada. En casos particulares el uso de inhibidores puede no ser necesario si se perfora con cloruro de sodio. Sólo incrementando el 1.82% de solubilidad a una temperatura de 64°F a 212°F.

De los estudios geomecánicos realizados en el norte del Golfo de México se pudo observar que las rocas evaporíticas presentan distintas solubilidades por ejemplo la anhidrita (sulfato de calcio) es poco soluble y carnalita (mezcla de sales de potasio y magnesio) muy soluble bajo condiciones de temperatura no extremas debido a que al aumento de la viscosidad reduce la tasa de disolución de la sal, esto puede producir irregularidades en el diámetro del agujero del pozo.

III.2.3. Problemas comunes y soluciones de los fluidos base agua

Problema: contaminación por arcillas.

Síntomas: incremento en el contenido de sólidos, y MBT, disminución de la alcalinidad.

Tratamiento: usar al máximo los equipos de control de sólidos, diluir y agregar barita si el peso disminuye, usar dispersantes y sosa cáustica.

Problema: contaminación por bicarbonato de sodio.

Síntomas: no aparece calcio en la titulación, bajo Pf, altos geles progresivos, gran incremento del filtrado.

Tratamiento: incrementar al pH hasta 9.5, determinar los EPM de carbonatos y tratar con cal a fin de eliminar el ion contaminante, agregar dispersantes para mejorar la reología del lodo, agregar agua, si es necesario.

Problema: contaminación con carbonatos.

Síntomas: altos geles progresivos, alto filtrado, alto Pf, no aparece calcio en la titulación.

Tratamiento: agregar cal, dispersantes y agua, si es necesario.

Problema: contaminación por cloruro de sodio.

Síntomas: gran incremento de cloruros en el filtrado, disminución de Pf y pH

Tratamiento: diluir, ajustar pH, utilizar dispersantes, ajustar filtrado con polímeros, si la contaminación es muy severa cambiar a lodo salino.

Problema: contaminación por cemento.

Síntomas: incremento del pH y Pm, alto contenido de calcio en el filtrado y altos valores de geles.

Tratamiento: agregar bicarbonato según cálculo necesario, dispersantes y agua.

Problema: contaminación por anhídrita.

Síntomas: reducción del pH, Pf, incremento de Pm y calcio en el filtrado.

Tratamiento: tratar con carbonato de sodio según ppm de contaminante, agregar dispersante y agua, si es necesario.

Problema: contaminación por alta temperatura.

Síntomas: incremento del filtrado, del contenido de sólidos, disminución del pH, y de la alcalinidad.

Tratamiento: agregar un estabilizador para altas temperaturas, incrementar la concentración de dispersantes, reducir al mínimo la adición de bentonita.

Nota: todas las contaminaciones normalmente aumentan la reología en los lodos base agua. Debe determinarse el ion contaminante a fin de no realizar tratamientos innecesarios.

III.2.4. Lodos base aceite

Existen dos tipos principales de sistemas:

a) Lodos de aceite; que contienen menos del 5% en agua y contiene mezclas de ácidos orgánicos, agentes estabilizantes, asfaltos oxidados y diesel de alto punto de llama o aceites minerales no tóxicos. Uno de sus principales usos es eliminar el riesgo de contaminación de las zonas productoras. Los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tiene gran aplicación en profundidad y altas temperaturas.

b) Emulsiones inversas: estos sistemas contienen más del 50% en agua, que se encuentra contenida dentro del aceite mediante emulsificantes especiales; este lodo es estable a diferentes temperaturas.

El fluido de emulsión inversa se define como un sistema en el que la fase continua es aceite y el filtrado también lo es. El agua que forma parte del sistema consiste de pequeñas gotas que se hallan dispersas y suspendidas en el aceite.

Cada gota de agua actúa como una partícula de sólidos. La adición de emulsificadores hace que el agua se emulsifique en el aceite y forme un sistema estable. Los emulsificantes que se utilizan en el sistema deben ser solubles tanto en agua como en aceite.

Las emulsiones inversas se formulan utilizando una amplia variedad de aceites: por ejemplo, diesel o aceites minerales. Se utilizan para perforar lutitas problemáticas por su alto grado de hidratación, zonas de arenas productoras con altas temperatura en medios corrosivos.

El uso de estos dos tipos de lodos requiere cuidados ambientales debido a su elevado poder contaminante. Pueden pesar 7.5 (libras por galón) sin el uso de materiales pesados. Estos lodos han sido empleados con éxito para muchas tareas de perforación con pozos profundos con condiciones extremas de presión y temperatura; problemas de pega de tubería y de estabilidad de pozo; necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhídrita; presencia de sulfuro de hidrógeno hallazgo de formaciones potencialmente productoras; gran necesidad de minimizar la fricción y los torques (en pozos altamente desviados). Lastimosamente su carácter contaminante ha restringido su uso.

Una emulsión inversa es el sistema más conveniente al elegir el fluido de perforación, tomando en cuenta que las condiciones económicas y ambientales lo permitan. Es mucho más fácil el uso de lodo base aceite para prevenir el lavado de la sección de sal. Los problemas de corrosión son minimizados con el uso de fluidos no acuosos (sin agua) y de esta forma se tendrá un fluido con un nivel máximo de lubricación en comparación con un fluido de perforación base agua. El lodo base aceite proporcionará un sistema inhibidor en zonas "rafted" pero la pérdida de circulación es un problema importante debido a los altos costos de este tipo de fluido por lo que se debe controlar la perforación con un fluido que contenga las cantidades correctas de materiales para evitar la pérdida de circulación, ya que esto será

requerido para atravesar la zona de la sal. La presión del pozo debe ser controlada para minimizar la densidad equivalente de circulación y cumplir con los requerimientos hidráulicos para la limpieza del pozo.

El temor más grande es la pérdida de circulación ya que un lodo base aceite tiene un costo muy elevado, muchas veces por el alto costo de este fluido se toma la decisión de usar fluido base agua.

III.2.5. Problemas comunes y soluciones de los fluidos de emulsión inversa

Problema: contaminación con agua.

Síntomas: incremento en las propiedades reológicas, reducción en la relación aceite/agua, aumento en el filtrado, disminución en la densidad, aumento en el volumen de fluido en las presas, disminución de la salinidad.

Tratamiento: añadir dispersantes. Ajustar la relación aceite/agua y añadir el resto de aditivos. Ajustar salinidad.

Problema: alta concentración de sólidos.

Síntomas: aumento constante de las propiedades reológicas, disminución en el avance de perforación, incremento de sólidos de la formación en el fluido.

Tratamiento: disminuir el tamaño de malla en el vibrador, checar que el equipo superficial eliminador de sólidos funcione, aumentar la relación aceite/agua.

Problema: exceso de ácidos grasos.

Síntomas: incremento en las propiedades reológicas, el incremento de viscosidad es posterior a un tratamiento con ácidos grasos, la viscosidad se incrementa después de dar 2 ó 3 ciclos al fluido dentro del pozo.

Tratamiento: suspender adiciones de ácido graso, aumentar la relación aceite/agua.

Problema: inestabilidad de la emulsión.

Síntomas: aspecto grumoso del fluido, difícil de emulsificar más agua, baja estabilidad eléctrica, hay presencia de agua en el filtrado.

Tratamiento: si hay huellas de agua en el filtrado, añadir dispersante. Si el filtrado es alto, añadir ácido graso y dispersante.

Problema: asentamiento de barita.

Síntomas: ligera disminución en la densidad, poco retorno de recortes a la superficie, bajos valores del punto de cedencia y de gelatinosidad. Presencia de barita en el fondo de las presas y en los canales de conducción del fluido en la superficie.

Tratamiento: añadir viscosificante. Bajar la relación aceite/agua si ésta es alta.

Problema: derrumbes, fricción y empaquetamiento en la sarta de perforación.

Síntomas: baja salinidad. Se incrementa la concentración de sólidos. Los recortes se obtienen blandos y pastosos.

Tratamiento: aumentar salinidad, añadir humectante, revisar que las tomas de agua en las presas estén cerradas.

III.2.6. Contaminación de lodos con cloruro de sodio.

La contaminación con sal puede provenir del agua que se usa para mezclar el fluido de la perforación de domos salinos o del flujo de agua salada.

La sal como contaminante no puede extraerse del fluido por medio químico. El efecto dañino de la sal en los lodos no es tanto la reacción química de los iones sino el efecto electrolítico, el cual cambia la distribución de la carga eléctrica en la superficie de la arcilla y promueve la floculación de lodos levemente tratados. Esta floculación ocasiona aumentos en las propiedades reológicas y la pérdida de filtrado.

A medida que se encuentren mayores cantidades de sal, los iones Na^+ y Cl^- , tienden a agruparse en la superficie de las arcillas y por medio de reacción de masa tienden a deshidratar los sólidos reactivos del lodo. El encogimiento de las arcillas debido a la deshidratación puede entonces ocasionar un aumento de la viscosidad y un aumento de la pérdida de filtrado.

Como la sal en un lodo no se puede precipitar por medios químicos, su concentración sólo se puede reducir por medio de dilución con agua dulce.

Con base en la experiencia que compañías han obtenido perforando yacimientos sub-salinos en el norte del golfo de México se han dado cuenta que el fluido de perforación puede reducir significativamente el tiempo de perforación reduciendo los costos operativos como renta de equipo y logística. Tomando en cuenta que la mayoría de las estructuras salinas se localizan costa fuera, esto complica la logística en las operaciones de perforación por lo que la reducción en los tiempos y la optimización en la logística son un punto importante para los proyectos.

En los pozos perforados en el GDM se han utilizado básicamente dos tipos de lodos previamente explicados, lodos base agua y lodos de emulsión inversa.

III.3. Perforación direccional en pozos sub-salinos

Si bien la mayoría de los pozos perforados a través de la sal han sido verticales, un número cada vez mayor de pozos se han diseñado para ser direccionales.

La agrupación de los pozos en plataformas tiene el potencial de reducir los costos en millones de dólares. La agrupación de pozos da ahorros superiores a los costos previstos en la perforación direccional.

Por efecto de la optimización de la perforación y la reducción de los costos de operación se ha optado por pozos direccionales (Fig.3.9), donde en un solo equipo se pueden alcanzar distintos objetivos sin tener que desplazar los equipos de perforación.

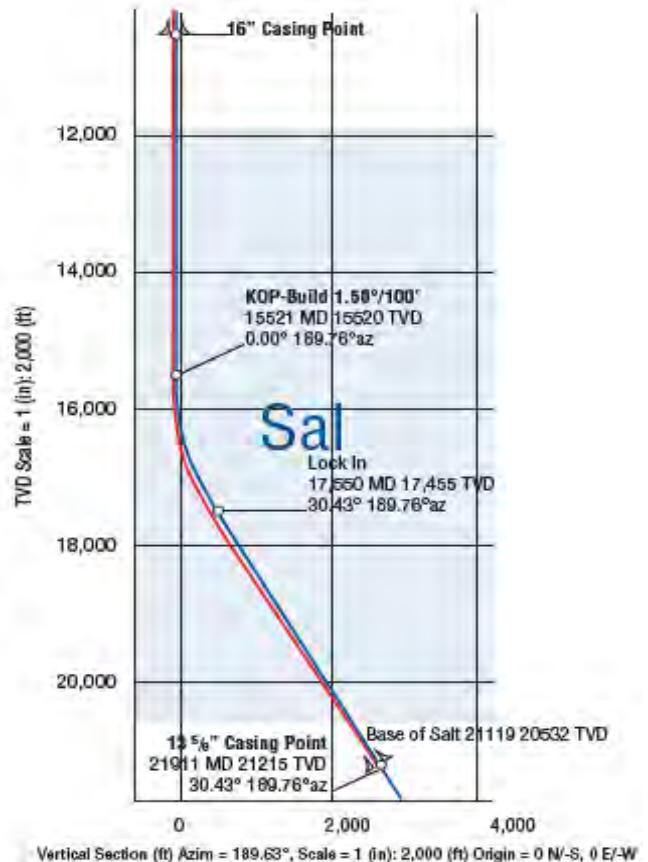


Figura 3.8 Ejemplo de pozo direccional subsalino.

Los pozos sub-salinos por localizarse la mayoría de ellos en aguas profundas y ultra profundas requieren de la perforación direccional para mitigar los costos.

Para preparar un buen plan direccional a través de la sal se deben considerar tres criterios:

- 1: La planificación de la trayectoria direccional.
- 2: Determinar el ángulo para taladrar a través de la sal.
- 3: La reducción de las vibraciones y choque en la perforación.

La planificación direccional es un factor clave en el éxito de la perforación de un pozo direccional a través de la sal. La perforación se puede dividir en las siguientes categorías:

1. Desviación por encima de la sal construyendo el ángulo enseguida para perforar a través de la sal.
2. Desviación en la sal y construir ángulo.
3. Desviación en la sal para reducir el riesgo de colisión con otros pozos.

Hacer que la decisión dependa de la trayectoria necesaria para alcanzar el objetivo, otro factor que se considera para comenzar la desviación es si se desea evitar salir en las zonas problemáticas ubicadas a la salida de la base de la sal.

Salir de la sal, a través de la zona "rafted", puede dar lugar a problemas de estabilidad de pozo si el ángulo es demasiado alto y provocar que la tubería se atrape.

Si no se maneja bien la reducción del golpeteo y vibración se puede causar daño o un pescado en el pozo.

Mantener control direccional en la sal no es sencillo, ya que hay una tendencia de desviación de pozo por ser la sal una roca con dureza 2.0 - 2.5 en la escala de Mohs y se sabe que tiene relativamente una baja resistencia a la compresión en el rango de 3000-3500 psi. A pesar de ello, en algunos casos se requiere mayor peso en la barrena y más rotación para la perforación de sal. Esta energía adicional se atribuye a la naturaleza plástica de la sal, y la capacidad de la sal para entrar en un pozo recién perforado.

Algunas sales requieren mayor peso en la barrena para una buena relación de penetración. En consecuencia, a mayor peso en la barrena, mayor será la tendencia para la construcción del ángulo. En el intento por contrarrestar la tendencia a construir el ángulo, reduciendo el peso en la barrena se reducen los índices de penetración. Una apropiada construcción del agujero por debajo de punto de quiebre (KOP) en la sal, se caracteriza por tener un ángulo de construcción de alrededor de 1.5° a 2.0° para evitar severidades como la denominada pata de perro.

Capítulo IV. Yacimientos sub-salinos en el mundo

Como resultado de la necesidad de incrementar reservas y frente a los descubrimientos hechos por compañías como BP y PB en las costas brasileñas y en el norte del Golfo de México respectivamente, las compañías del mundo han puesto su ojos en los posibles yacimientos en la parte inferior de las estructuras evaporíticas (yacimientos sub-salinos). En menos de dos décadas, la sal ha cambiado de ser enemigo a ser amigo a medida que se han estudiado estas estructuras.

A continuación se mostrarán las regiones del mundo que contienen este tipo de estructuras y algunas regiones que contienen un alto potencial petrolero.

IV.1. Distribución de la sal costa fuera en el mundo

Una gran parte de los recursos petroleros se localizan costa fuera, muchos de estos recursos se encuentran asociados a estructuras salinas, tal es el caso de Brasil, México, EUA, África Occidental y Mar del Norte, siendo EUA y Brasil los países líderes en la investigación de este tipo de yacimientos. Los pozos localizados en el Golfo de México han sido un laboratorio para probar todo tipo de tecnologías enfocadas a los yacimientos sub-salinos desde la innovación de técnicas hasta la mejora de métodos ya existentes, tal es el caso de la adquisición sísmica que ha sido el parte aguas para que se pueda tener una buena perforación y localización de los plays por debajo de la sal. Ver Figura 4 y Figura 4.1



Cuencas que contienen evaporitas alóctonas en el mundo

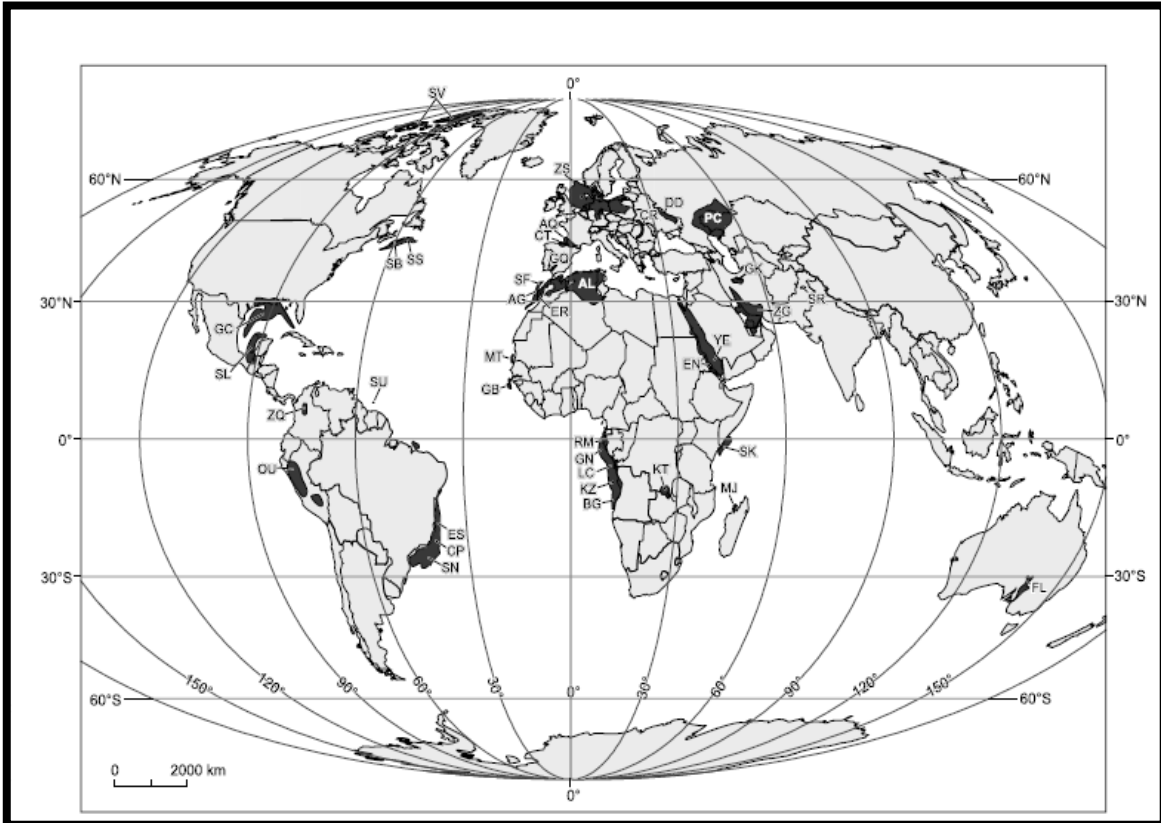


Figura.4.1 El mapa muestra la ubicación en el mundo de las estructuras evaporíticas, la abundancia de evaporitas alóctonas y estudios de estas varían mucho entre diferentes cuencas

.Abreviaturas de las Cuencas (de sus siglas en ingles):

- | | | |
|--------------------------------|-------------------------------|--------------------|
| AG = Agadir | GK = Great Kavir-Garmsar-Qom; | SR = Salt Range |
| AL = Atlas | GQ = Guadalquivir | SS = Scotian Slope |
| AQ = Aquitaine; | KT = Katanga | SU = Suriname |
| BG = Benguela-Namibe | KZ = Kwanza | SV = Sverdrup |
| CP = Campos | LC = Lower Congo | YE = Yemeni |
| CR = Carpathian | MJ = Majunga | ZG = Zagros |
| CT = Cantabrian-West Pyrenees | MT = Mauritania | ZQ = Zipsaquirá |
| DD = Dnepr-Donetz | OU = Oriente-Ucayali | ZS = Zechstein |
| EN = Eritrean | PC = Precaspian | |
| ER = Essaouira | RM = Rio Muni | |
| ES = Espirito Santo | SB = Sable | |
| FL = Flinders | SF = Safi | |
| GB = Guinea-Bissau | SK = Somali-Kenya | |
| GC = Gulf Coast-Gulf of Mexico | SL = Salina-Sigsbee | |
| GN = Gabon | SN = Santos | |

IV.2. Yacimientos sub-salinos en el Golfo de México

El Golfo de México tiene una gran cantidad de estructuras salinas asociadas a yacimientos sub-salinos. En la parte norte, en aguas de EUA, se han perforado muchos pozos por debajo de la sal, en estas estructuras se han desarrollado una gran cantidad de tecnologías para la visualización de las estructuras sub-salinas por lo que esta zona es un gran laboratorio de prueba de nuevas tecnologías.

Al sur del golfo de México en territorio mexicano se encuentra un área muy extensa con presencia de rocas evaporíticas, muchos de los yacimientos perforados se encuentran asociados a estructuras evaporíticas (salinas).

Pocas estructuras evaporíticas se han estudiado con detenimiento y con estudios sísmicos 3D buscando objetivos mas allá de la sal, pero en la actualidad con la necesidad de incorporar reservas Pemex se encuentra interesado en la adquisición de cubos sísmicos 3D con la finalidad de explorar con menor riesgo los plays localizados bajo la sal.

En la actualidad México cuenta con pozos perforados bajo la sal. En su mayoría se trata de pozos terrestres y según la publicación de las políticas de Pemex, México se va a enfocar en pozos sub-salinos terrestres que representan menor riesgo por tener una menor inversión exceptuando las zonas fronterizas del golfo de México que se consideran prioridad. (Fig. 4.2)

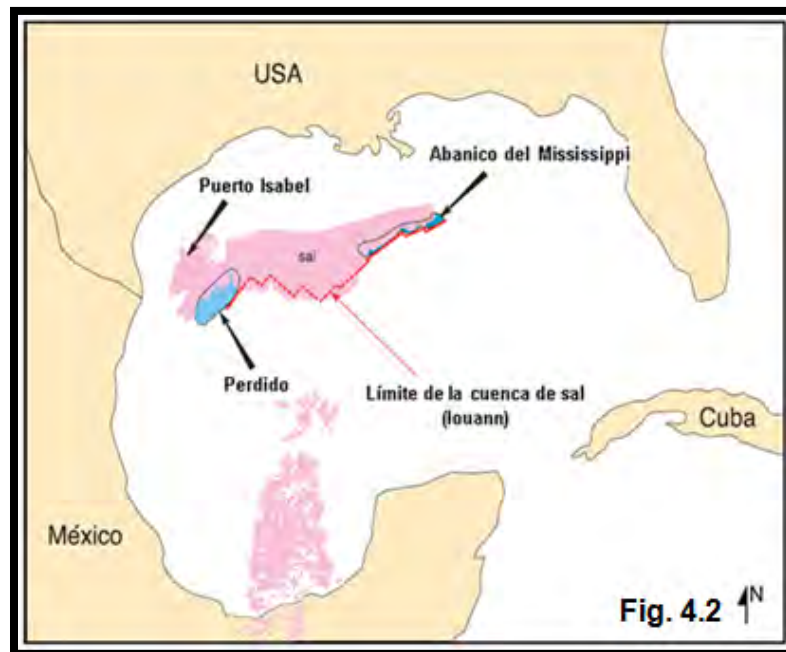


Figura. 4.2 Localización de sal en el Golfo de México

IV.3. Yacimientos sub-salinos en Brasil

IV.3.1. Yacimiento Tupi

Las reservas en sub-salinas de Brasil se formaron en las rocas sedimentarias que se depositaron hace 100 millones de años en lo que hoy es América y África, antes de la deriva continental. Inicialmente se formó un lago entre los dos continentes, el cual era alimentado por ríos con alto contenido de materia orgánica y formaron las rocas en las que se genera el petróleo. El lago fue creciendo y comenzó a filtrarse el agua de mar de esta forma se depositó sal encima de la materia orgánica que con el tiempo se convirtió en hidrocarburos. (Fig. 4.3)

Brasil realizó el descubrimiento de la mayor provincia petrolera costa fuera en su historia, que se extiende más de 800 kilómetros a lo largo de las cuencas marinas de Espirito Santo, Campos y Santos, en aguas ultra profundas de 2000 a 3000 metros, desde el estado de Espirito Santo hasta Santa Catarina.



Figura. 4.3 Localización del Yacimiento Tupi

El volumen descubierto, en el yacimiento denominado Tupi que es una pequeña porción de la nueva provincia, ubicado a 250 kilómetros al sur de la costa del Estado de Río de Janeiro, aumenta en más de 50% las reservas de crudo y gas de Brasil, que hasta 2007 sumaban 14 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Petrobras calcula las reservas recuperables de crudo y gas de Tupi entre 5000 millones y 8000 millones de barriles de crudo ligero de 28° API, sin azufre.

IV.3.2. Detalles del yacimiento Tupi

Esta provincia petrolera se halla en un área nueva de exploración, donde por primera vez se ha alcanzado el horizonte ultra profundo de sal. Hasta la fecha, Petrobras es la única empresa, en condición de operadora, con o sin aliados estratégicos, que ha perforado, probado y evaluado las rocas de la sección sub-salina.

El pozo descubridor, 1-RJS-628A, fue perforado en 2007 con un tirante de agua de 2,126 [m], en una sección nueva de la Cuenca de Santos, 250 kilómetros al

sur de Río de Janeiro. Se perforó a una profundidad vertical verdadera (TVD) de 5,998 [m], penetrando una secuencia evaporítica de sal de más de 2,000 [m] de espesor.

Petrobras reportó que el pozo produjo 4,900 [b/d] de crudo de 30° API y 4.3 millones de pies cúbicos diarios de gas desde un yacimiento sub-salino, con un estrangulador de 5/8 pulgadas.

El anuncio del nuevo y gigantesco yacimiento se efectuó tras completar el pozo 1-RJS-646, perforado a 9.5 kilómetros al Sureste del pozo descubridor. Se perforó en aguas de 2,166 [m] de tirante, y las pruebas iniciales indicaron flujos de 2,000 b/d de petróleo y 65,000 metros cúbicos diarios de gas natural, limitados por factores de seguridad de los equipos.

En Tupi, el análisis de las pruebas de formación del segundo pozo en el bloque BM-S-11 (Cuenca de Santos) permitió estimar que el volumen recuperable de petróleo ligero (28° API) es de 5 a 8 mil millones de barriles. Petrobras actúa en condición de operadora con 65% de participación. Sus socias en el descubrimiento son la empresa británica BG (25%) y la portuguesa Petrogal-Galp Energia (10%).

En los últimos dos años, el grupo invirtió cerca de US\$ 1,000 millones para perforar 15 pozos que alcanzaron las capas sub-salinas. Ocho de ellos, que se probaron y evaluaron, resultaron productores de crudo ligero de alto valor comercial, con abundancia de gas natural asociado.

Alcanzar las formaciones sub-salinas, ubicadas entre 5000 y 7000 metros por debajo del lecho marino, requirió que Petrobras diseñara y ejecutara nuevos proyectos de perforación de pozos que atravesaron más de 2000 metros de sal.

Los datos obtenidos de estos pozos, integrados a la elaboración de un mapa del área, han posibilitado delimitar con alto grado de seguridad que las rocas de la sección sub-salinas se extienden desde el estado de Espírito Santo hasta el estado

de Santa Catarina, con más 800 kilómetros de extensión y 200 kilómetros de ancho, el tirante de agua es de 2,000 a 3,000 [m].

Los resultados del análisis y de la interpretación de los datos de producción de los ocho pozos probados, de altísima productividad, permiten asegurar que Brasil está ante el descubrimiento de la mayor provincia petrolera del país, equivalente a las más importantes áreas petroleras del Planeta.

Por ejemplo : los 5000 a 8000 millones de barriles de reservas recuperables que se calcula contiene el yacimiento Tupi, lo colocan en segundo lugar entre los más grandes campos del mundo descubiertos en los últimos 20 años, superado sólo por el de Kashagan, en Kazajistán, descubierto en el año 2000 y que tiene reservas de 12.900 millones de barriles

IV.3.3. Desarrollo del yacimiento Tupi

Actualmente, Petrobras, que produce alrededor de 1.9 millones de barriles de crudo por día, cubre las necesidades de Brasil, pero todavía debe importar petróleo ligero para mezclarlo con los pesados locales para su refinación.

Petrobras ha descubierto en Brasil 25 mil millones de barriles de crudo, de los cuales ya se han producido 11 mil millones de barriles. La mayor parte desde horizontes geológicos de ubicación por encima de la sal, 80% en la Cuenca de Campos, con predominio del crudo pesado. (Fig. 4.4)

Petrobras podría iniciar la producción de Tupi en 2010 o 2011, incrementando la producción del país a 4.5 millones de b/d de crudo y gas equivalente para 2015. Antes del hallazgo de Tupi, el objetivo de producción de Petrobras para ese año era de 2.3 millones de b/d.

Petrobras aumentará considerablemente su plan de inversiones de US\$ 112,4 millones, programado para el período 2008-2012, a fin de desarrollar el campo Tupi,

que yace bajo más de 2 kilómetros de agua y por lo menos 5 kilómetros debajo del lecho marino. Los altos mandos de PB esperan que el campo comience a producir por lo menos 100.000 b/d en 2010, para aumentar gradualmente a 400.000 b/d.

Cálculos preliminares indican que para desarrollar Tupi, Petrobras necesitaría 100 pozos a un costo de US\$50.000 a US\$100.000 millones. La perforación del primer pozo llevó más de un año, a un costo de US\$240 millones. Actualmente, Petrobras puede perforar un pozo equivalente en 60 días, a un costo de US\$60 millones.

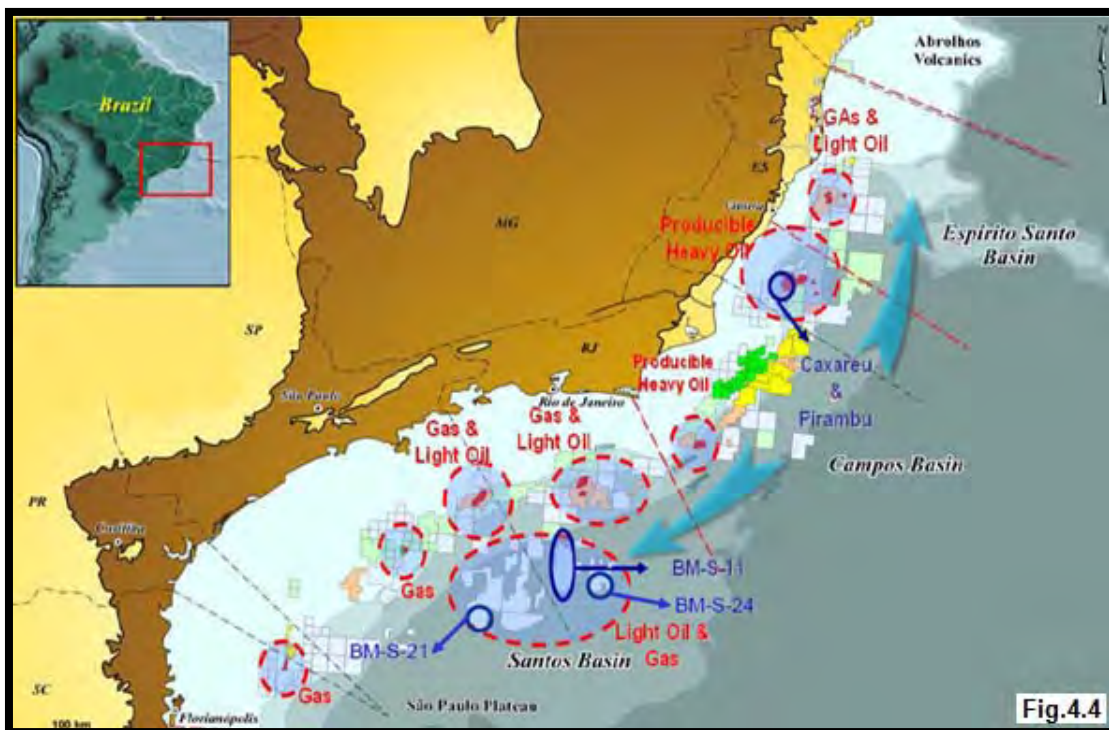


Figura 4.4 **ÁREA TUPI (BMS-11)** - aceite ligero (28 ° API) en una nueva frontera en la Cuenca de Santos.

Caxaréu Móvil - aceite ligero (30 ° API) en la parte septentrional de la Cuenca de Campos.

Pirambu Móvil - aceite ligero (29 ° API) en la parte septentrional de la Cuenca de Campos.

Jubarte Móvil - aceite ligero en la parte septentrional de la Cuenca de Campos.

Bueno 1-SPS-51 (BMS-21) - en una nueva frontera en la Cuenca de Santos.

Júpiter (BMS-24) - el gas natural y condensado en una nueva frontera en la Cuenca de Santos

IV.3.4. Desafíos

Petrobras deberá navegar aguas no sólo ultra profundas sino también desconocidas en cuanto a desafíos técnicos y de costos para desarrollar sus nuevas y gigantescas reservas de crudo.

Geólogos y expertos dicen que antes de comenzar a producir bajo el horizonte de sal, a un promedio de 6000 metros por debajo del lecho oceánico, Petrobras deberá recabar muchos datos sobre el yacimiento. Luego, probablemente se enfrentará a casi una triplicación de los costos, comparados con los de yacimientos en profundidades por encima de la capa de sal. Tupi es, sin duda, el mayor hallazgo de Brasil, y podría ser el mayor en aguas profundas de la historia. Pero existen preocupaciones. El problema de flujo del yacimiento es clave e incierto. Si el yacimiento resulta de baja permeabilidad se requerirían más pozos los cuales tienen un elevado costo. (Fig. 4.5)

Los costos de desarrollo son la principal preocupación, debido a que el mercado de plataformas de perforación es limitado y los costos han aumentado. La perforación en Tupi se enfrenta al problema combinado de alta presión y baja temperatura del crudo. La estabilización de la tubería de revestimiento (TR) es un desafío, lo mismo que la dureza de la roca.

En el área se han localizado tres yacimientos por debajo de la sal: Júpiter, Carioca y Tupi siendo el primero de gas y los dos siguientes de aceite ligero.

Los tres yacimientos fueron descubiertos en aguas muy profundas y debajo de una extensa capa de sal localizada a 5,000 metros de profundidad.

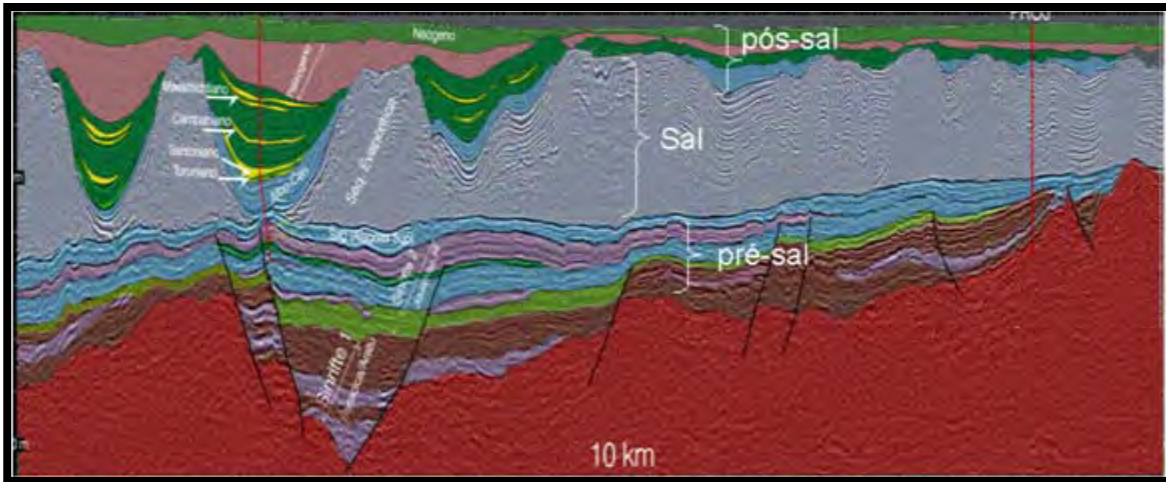


Figura.4.5. Muestra la interpretación sísmica de los depósitos salinos así como las estructuras superiores e inferiores a la sal

IV.4. Yacimientos sub-salinos en África

En las costas del oeste de África (Angola y Congo-Gabón) se ha desarrollado al igual que en el golfo de México tecnologías de adquisición sísmica en ambientes sub-salinos. Las costas de África guardan una relación geológica con las costas de América (Brasil), en ambos continentes existen depósitos evaporíticos relacionados a yacimientos sub-salinos. (Fig. 4.6)

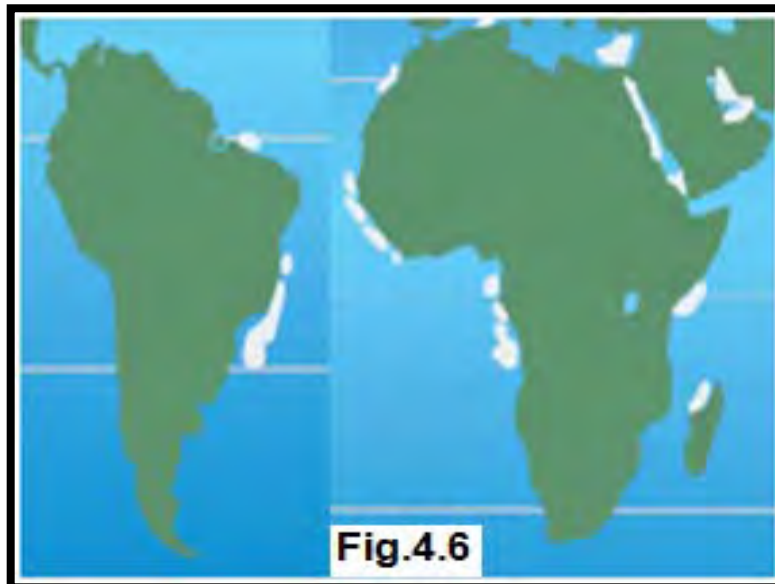


Figura.4.6 Comparación de las cuencas salinas de Sudamérica y las de África

Los geólogos interpretan que hace 100 millones de años en lo que hoy es América y África, antes de la deriva continental. Inicialmente se formó un lago entre los dos continentes, el cual era alimentado por ríos con alto contenido de materia orgánica y formaron las rocas en las que se genera el petróleo. El lago fue creciendo y comenzó a filtrarse el agua de mar de esta forma se depositó sal encima de la materia orgánica que con el tiempo se convirtió en hidrocarburos. Esto se puede apreciar si se observa un mapa del mundo y se ve como los continentes coinciden en forma y en las estructuras evaporíticas, como en la figura anterior.

Las interpretaciones geológicas de las estructuras salinas hechas en África (Fig.4.7) han demostrado el enorme potencial que hay en las rocas localizadas bajo las estructuras de sal aloctona por lo que las empresas petroleras tienen fuertes intereses en las costas de África.

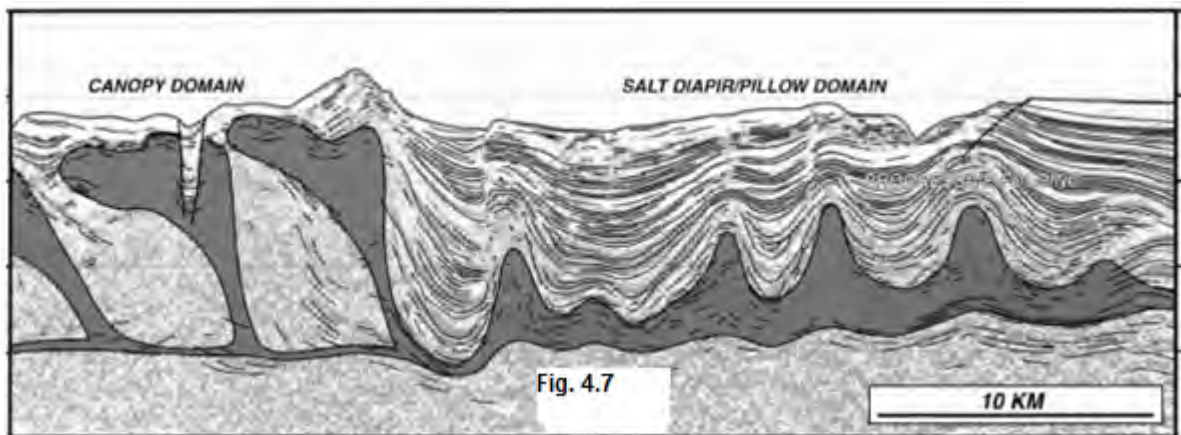


Figura 4.7 Interpretación de estructuras salinas africanas

IV.5. Yacimientos sub-salinos en Canadá

Frente a las costas de Canadá se localiza una zona con rocas evaporitas en donde se han perforado pozos sub-salinos como por ejemplo el pozo Weymouth A-45 que está ubicada aproximadamente a 160 millas al sur por el sureste de Halifax, Nueva Escocia, Canadá, en la zona de aguas profundas de la Plataforma escocesa.

El pozo Weymouth A-45 se perforó en aguas profundas con un tirante de agua de 1700 m, atravesó una estructura salina con un espesor de 1507 m, encontró la sima de la sal a 2888 m y la base de la sal a 4288 m con un objetivo a 6500 m (fig.4.8), con un alto potencial de afluencia de la sal, la formación tiene una densidad de 2.3 kg/m³ (densidad media halita (sal) es de 2.17 kg/m³). (Fig. 4.9).



Figura. 4.8 Localización del pozo Weymouth A-45 en la costa de Canadá

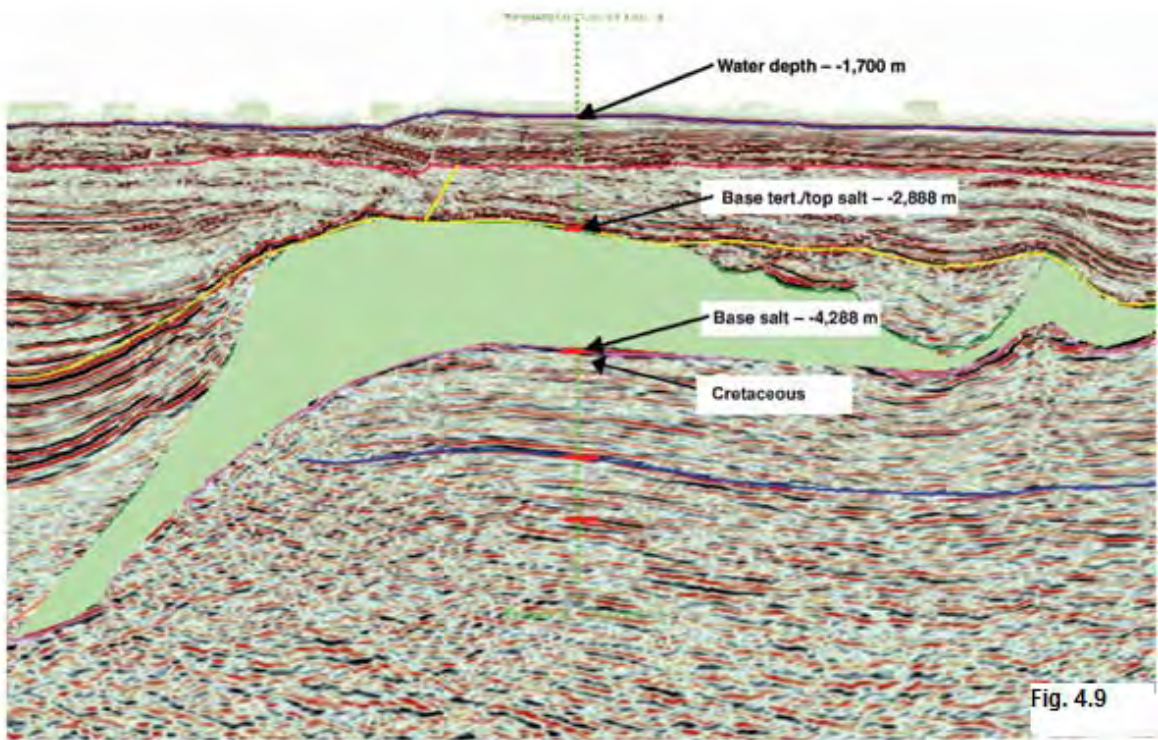


Figura. 4.9 Interpretación sísmica de la estructura salina perforada por el pozo Weymouth A-45

Capítulo V. Yacimientos sub-salinos en México

V.1. Yacimientos sub-salinos en México. Zonas con potencial sub-salino en el Golfo de México

Hoy en día en el Golfo de México en aguas profundas, es casi inevitable tener que perforar a través de la sal.

México tiene un alto potencial de hidrocarburos en yacimientos por debajo de la sal (sub-salinos) en la parte Norte del Golfo de México posee una zona que contiene estructuras salinas, en esta zona existe la posibilidad de tener yacimientos sub-salinos transfronterizos, es decir estructuras geológicas con impregnación de hidrocarburos compartidas (Fig. 5) entre México y EUA, el cual actualmente cuenta con pozos descubridores en las cercanías de la frontera con México.

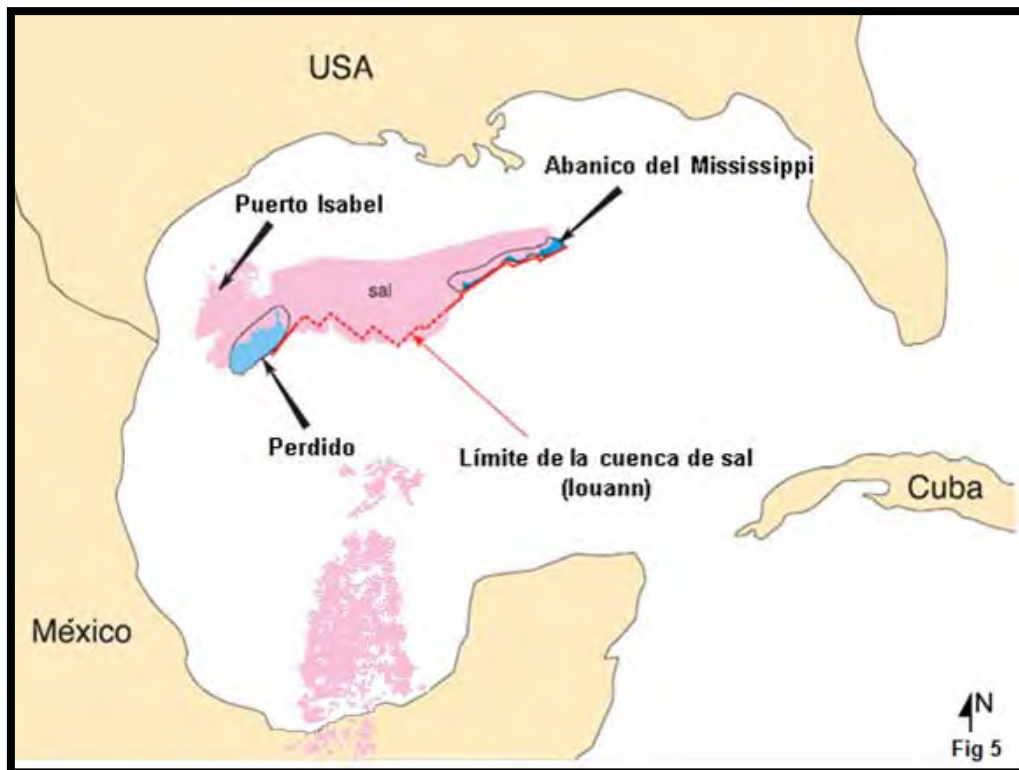


Figura 5. Ubicación de las estructuras salinas en el Golfo de México.

México ha comenzado con el estudio de esta zona de interés petrolero para las dos naciones. En esta zona no se tiene un convenio de explotación entre EUA y México por lo que Pemex ha puesto interés para obtener la información necesaria para su exploración.

Shell Offshore Inc. informó que esperan su primera producción a finales de 2010, en volumen aproximado a los 130 mil barriles diarios de petróleo crudo equivalente.

En declaraciones hechas por la encargada de la política energética de México, explicó que en la región conocida como Perdido en donde no existe ningún tipo de tratado, empresas como la anglo-holandesa Shell iniciarán, a finales de 2010, la explotación de los yacimientos compartidos. (Fig. 5.1 y Fig. 5.2)



Figura. 5.1. Cubo sísmico máximo existente para la zona de perdido.

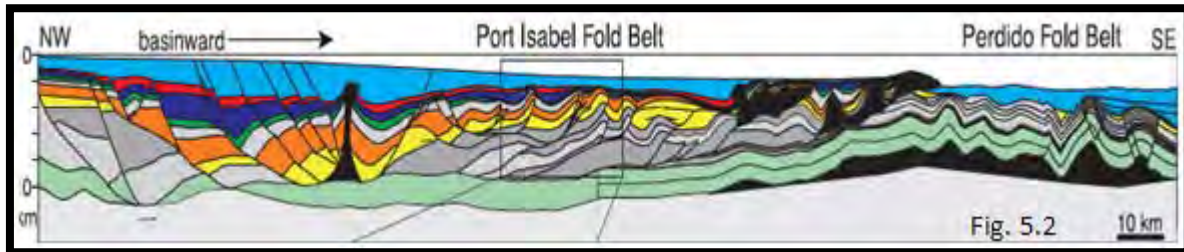


Figura. 5.2. Interpretación geológica regional, muestra la sección de extensión vinculada a Perdido muestra un pliegue que corre por encima del Jurásico; de extrusión, estructuras alóctonas de sal.

V.2. Potencial sub-salino en la región marina

En el Golfo de México se tienen localizadas nuevas zonas aun no exploradas con potencial petrolero. En las regiones marinas donde ya se tienen cientos de pozos petroleros no se han estudiado los posibles plays sub-salinos por la limitación que existía en la adquisición de la sísmica así como la interpretación geológica que se ha ido modificando.

Los estudios geoquímicos realizados a muestras del fondo marino indican que el tipo de hidrocarburo esperado corresponde a aceite ligero y/o gas. Además, se ha identificado una estrecha relación entre las emanaciones naturales de hidrocarburos observadas y las oportunidades exploratorias identificadas.

(Fig. 5.3)

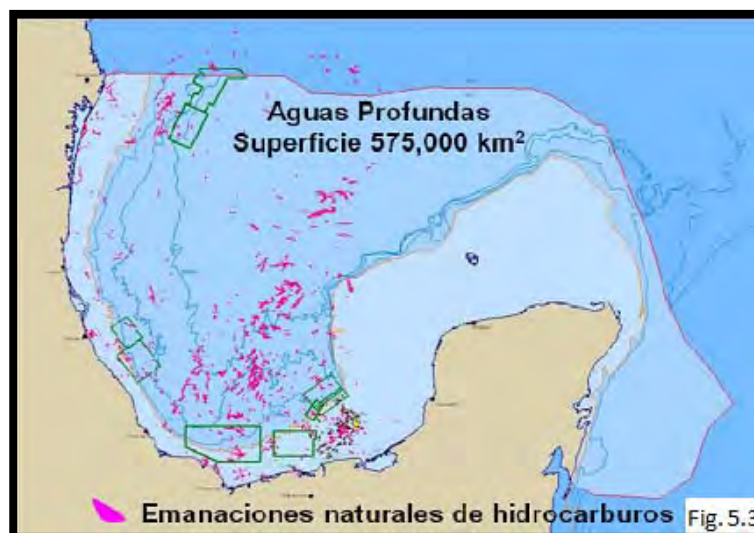


Figura. 5.3 Mapa de zonas con manifestaciones superficiales de hidrocarburos.

En aguas profundas se espera encontrar grandes volúmenes de crudo en yacimientos sub-salinos que con ayuda de las nuevas técnicas en sísmica podrían dar una mejor visión de lo que se encuentra debajo de estas estructuras (Fig. 5.4), que en el pasado eran ignorados por considerar que de bajo de la sal ya no se encontraba ninguna unidad geológica de interés petrolero. En costas Mexicanas las regiones marinas poseen una gran cantidad de estructuras salinas que podrían albergar yacimientos sub-salinos.

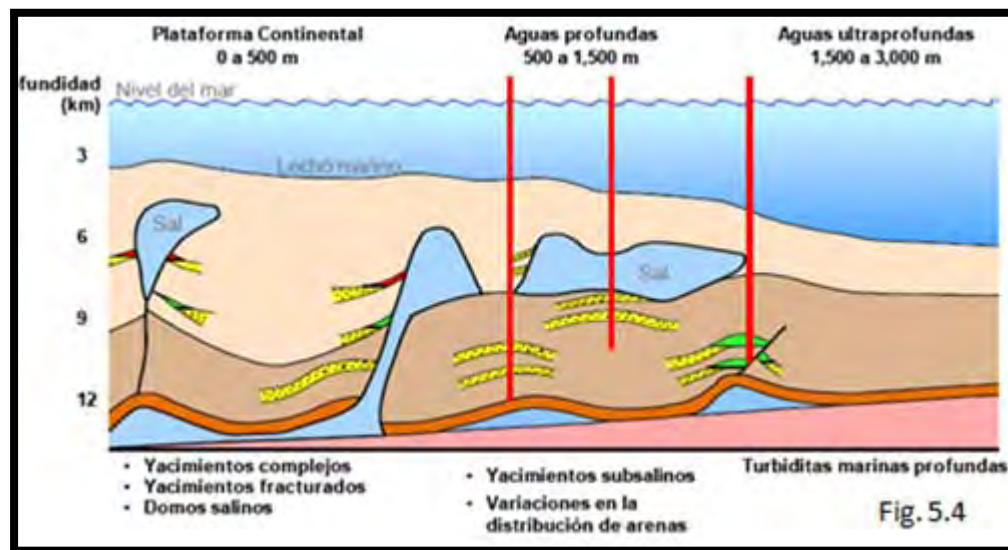


Figura. 5.4 Estructura de yacimientos en aguas profundas.

V.3. Yacimientos sub-salinos terrestres en México

El área de la Cuenca Salina del Istmo es una zona productora de hidrocarburos por excelencia. La provincia Salina del Istmo, con una extensión de alrededor de 15,300 kilómetros cuadrados, es una pila 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.

La exploración inició en 1902 con la perforación del pozo Amesquite I y en 1906 el pozo San Cristóbal descubre el primer campo; pero no es hasta 1910 con el descubrimiento del campo Ixhuatlán, que se inicia la producción. En los años

sesentas es descubierto el campo Cinco Presidentes y la producción alcanza los 150,000 b/d. Actualmente la producción del Distrito es de 40,000 b/d.

El éxito exploratorio histórico de 35% ha permitido descubrir 55 campos terciarios que han acumulado una producción de 1,550 mmb con un factor de recuperación promedio de 22% hasta los años noventas.

En la porción terrestre, en el área de la cuenca salina del Istmo existen grandes posibilidades para encontrar yacimientos petroleros dado que existe la posibilidad de atravesar lengüetas o canopies de sal, esta evidencia fue dada por lo 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 sub-salinos del Mioceno, en los tres primeros, y Eoceno en el pozo Sal Somera-1, esto dio la posibilidad de encontrar rocas del Mesozoico a mayor profundidad.

Muchos de los pozos perforados en el campo Magallanes únicamente han llegado a la cima de la sal, dejando sin explorar posibles yacimientos sub-salinos debajo de los probables canopies o lengüetas. Esto abre la posibilidad de encontrar nuevas acumulaciones de hidrocarburo en otros campos como Cinco Presidentes, La Venta, Tonalá etc. (Fig. 5.5)

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 Tecominoacán, Caparroso, Sen, etc.

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 mesozoico por debajo de las sábanas salinas, abre perspectivas económicas para evaluar el potencial petrolero terciario y mesozoico sub-salino de la región.

Desde el punto de vista de producción es un área madura lo que representa un gran reto para la región, con base en el uso de nuevas tecnologías es posible realizar el estudio de las zonas sub-salinas que en el pasado eran ignoradas. Asimismo, la aplicación de nuevos conceptos en interpretación de la tectónica salina y la aplicación de la estratigrafía de secuencias ha permitido la concepción de un modelo geológico radicalmente diferente al modelo tradicional, lo cual se traduce en la posibilidad de nuevos descubrimientos en la región.



Figura. 5.5 Campos del Terciario y Mesozoico en el Sur de México

Campos terciarios principales

1. Cinco presidentes
2. Ogarrío
3. Cuichapa
4. Blasillo
5. Magallanes
6. El plan
7. El golpe
8. Bacal

Campos mesozoicos principales

- | | |
|----------------------|-------------------|
| 9. Jujo Tecominoacán | 17. Sitio Grande |
| 10. Cárdenas | 18. Cactus |
| 11. Jacinto | 19. Samaria-Iride |
| 12. Bellota | 20. Cunduacán |
| 13. Mora | 21. Jolote |
| 14. Iris | 22. Sen |
| 15. Chiapas-Copano | 23. C. Nanchital |
| 16. Muspac | 24. Ayin |

V.3.1. Modelos Geológicos

Los campos terciarios producen en arenas que se acuñan contra altos de sal. La edad de estas arenas varía del Mioceno Temprano al Plioceno Temprano.

El Mesozoico bajo los campos terciarios no ha sido cortados por ningún pozo, puesto que el modelo tradicional conceptualizaba la sal a manera de domos y diapiros verticales penetrantes donde el Mesozoico se consideraba profundo, razón por la cual se detenía la perforación al llegar a la sal. Sin embargo, la aplicación de nuevos conceptos en tectónica salina, estratigrafía de secuencias, el reproceso de información sísmica disponible y la analogía con modelos semejantes en el Norte de Golfo del México, ha permitido postular un modelo geológico radicalmente diferente al modelo tradicional. En este modelo, la sal se interpreta como sábanas salinas alóctonas (la edad de la sal es Calloviano) que han sido inyectadas a niveles estratigráficos superiores por efectos de la compresión y carga de sedimentos. La compresión originó la formación de un cinturón plegado y elevado por debajo de estas sábanas salinas. (Fig. 5.6 a 5.8)

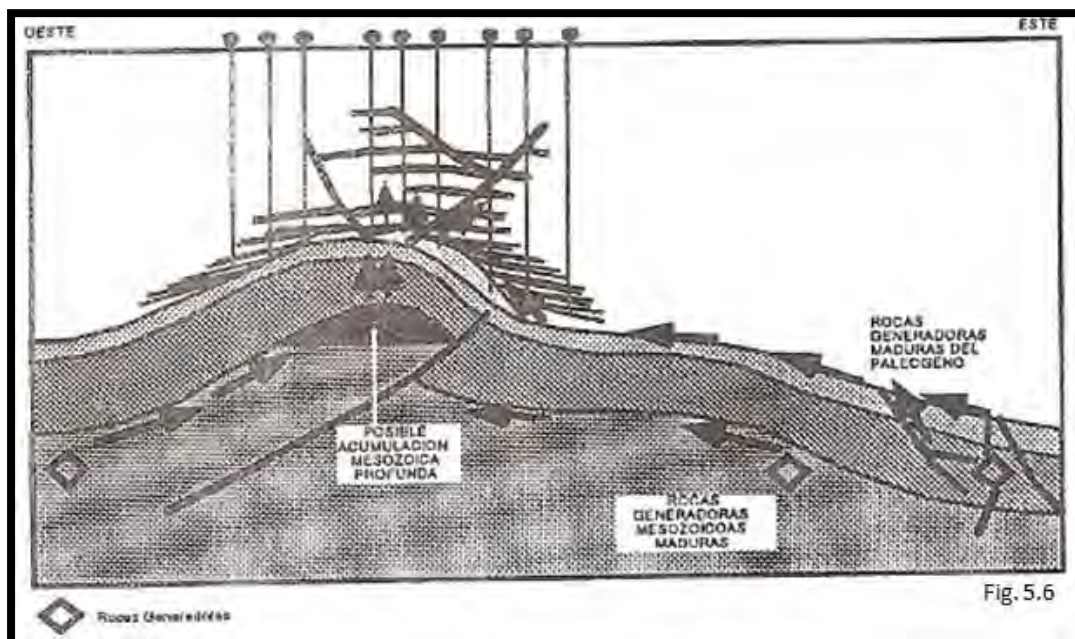


Figura. 5.6 Modelo geológico y migración hacia los campos terciarios

V.3.2. Comparación de modelos geológicos del Istmo

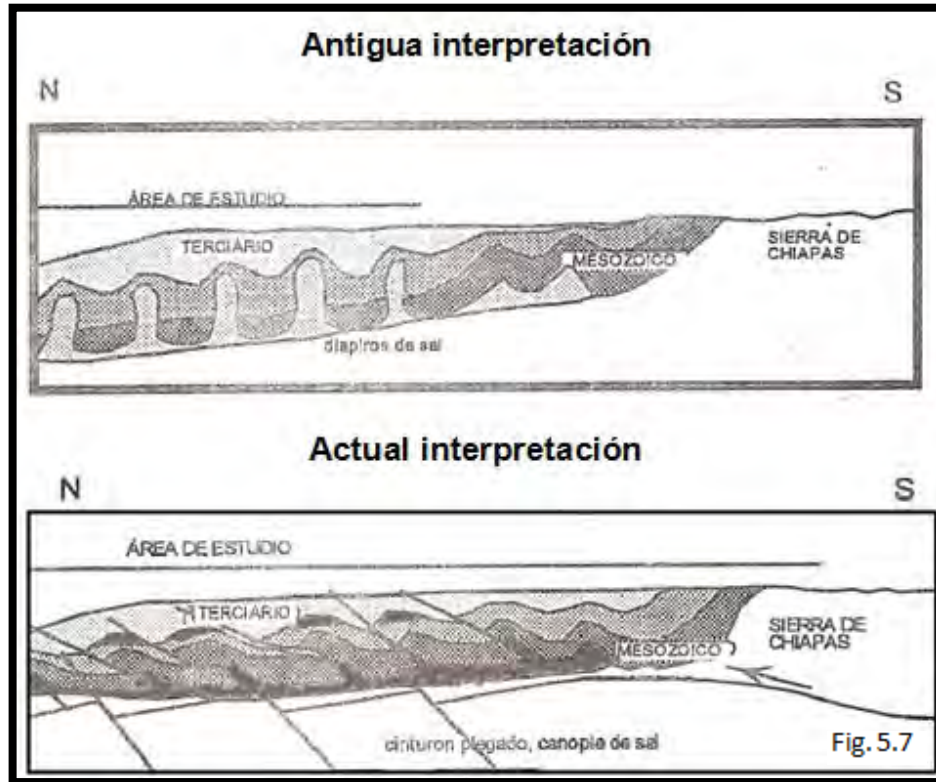


Figura. 5.7 Comparación de interpretaciones

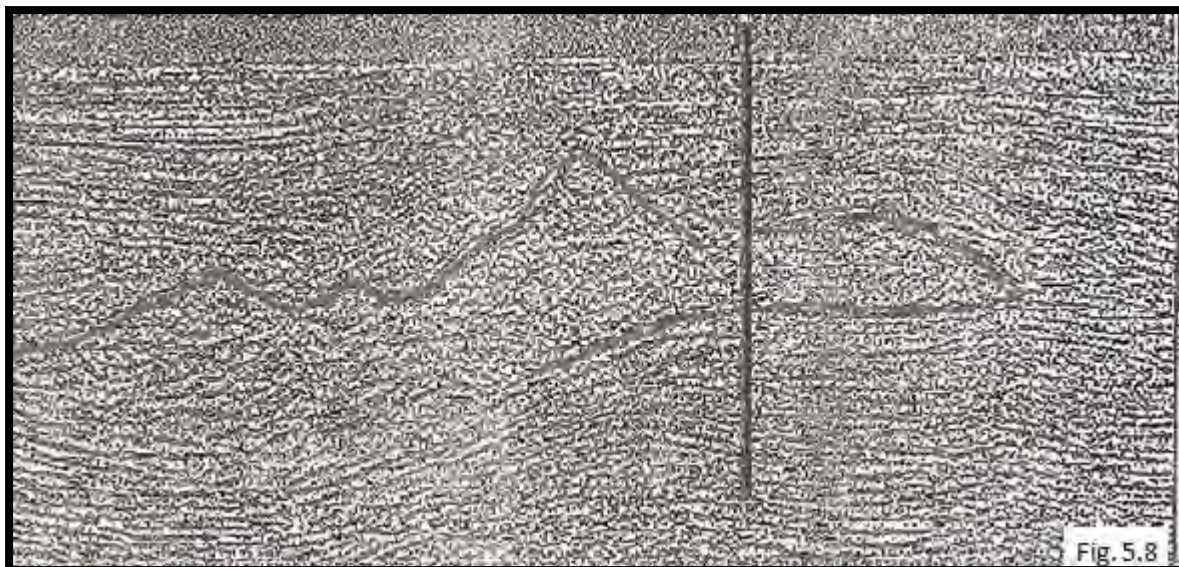


Figura.5.8 Interpretación sísmica actual de una estructura salina

V.4. Ejemplos de yacimientos sub-salinos en México

V.4.1. Pozos Gurumal y Rabasa

El modelo a pesar de haber sido conceptualizado para la cuenca de Louisiana, también funciona para la Cuenca Salina del Istmo.

El pozo perforado Gurumal 2 atravesó 1,200 m de sal alóctona resultando productor de aceite en arenas de la formación depósito a 4.187 m, por lo que se localizo un horizonte sub-salino que amplía las expectativas de los yacimientos por debajo de la sal en México. Actualmente este campo no se explota. (Fig. 5.9).

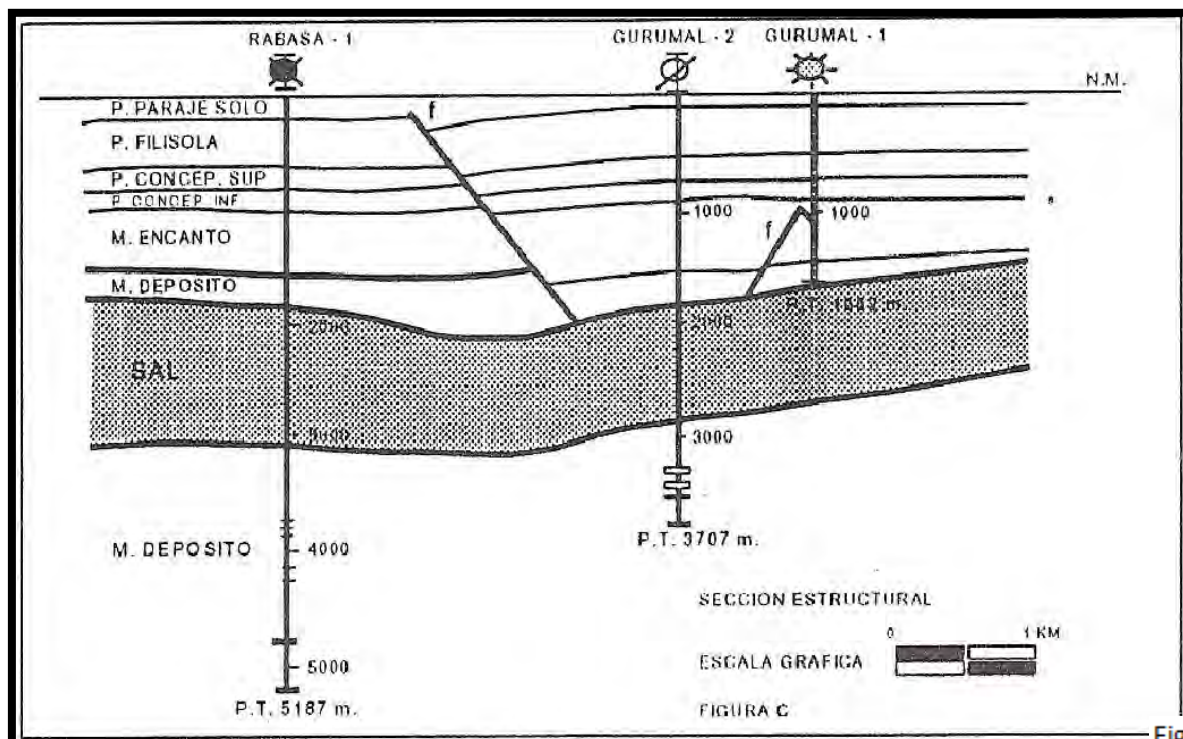


Fig. 5.9

Figura.5.9 se muestran los pozos los cuales atravesaron un a estructura de sal alóctona.

V.4.2. Pozo Tajón 101

El pozo Tajón-101 se ubica geológicamente en la llanura costera del Golfo de México, en el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, 9.5 kilómetros al Noroeste de

la Ciudad de Paraíso, Tabasco, (Fig. 5.10). El objetivo fue incorporar reservas de hidrocarburos en rocas del Cretácico Superior, Medio e Inferior; productores en el área, este pozo resultó productor de aceite ligero. El pozo Tajón-101 alcanzó una profundidad desarrollada de 6,468 m.

El yacimiento lo constituyen los carbonatos del Cretácico Inferior, Medio y Superior, productores en el campo Puerto Ceiba y se encuentran constituidos por mudstone café claro con abundantes micro fracturas impregnadas de aceite ligero. La porosidad promedio es de 4% y la saturación de agua de 14% 34 grados API y 3 millones de pies cúbicos de gas.



Fig. 5.10

Figura. 5.10 Localización del pozo Tajón 101.

El volumen original 3P es de 651.6 millones de barriles de aceite y 424.3 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas probadas son de 13.4 millones de barriles de aceite y 8.7 miles de millones de pies cúbicos de gas, y las reservas 2P ascienden a 116.9 millones de barriles de aceite y 76.0 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las reservas totales son 116.9 millones de barriles de aceite y 76.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, que corresponden a 135.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La estructura geológica que conforma el yacimiento corresponde a un anticlinal ligeramente alargado en dirección Noreste a Suroeste, está limitado al Sur y al Oeste por fallas normales y al Este por una falla inversa, al Norte, el cierre es por echado de la capa a la profundidad de 6,300 metros.

La columna geológica atravesada comprende rocas que van del Cretácico Inferior al Reciente. Los terrígenos de la base del Mioceno Medio son cortados por una falla normal que los pone en contacto con sal y anhidrita, las cuales descansan sobre un bloque alóctono constituido por una secuencia invertida de carbonatos del Cretácico Inferior Valanginiano y del Cretácico Superior, con ausencia de rocas del Cretácico Medio. Esta secuencia sobreyace a sedimentos arcillocalcáreos, margas y lutitas de edad Cretácico Superior Maestrichtiano y Paleoceno. Subyaciendo a estos se identifica una secuencia de carbonatos de edades comprendidas del Cretácico Inferior al Cretácico Superior y que se han interpretado como el bloque autóctono de esta estructura. (Fig. 5.11)

La trampa es de tipo estructural y corresponde al bloque autóctono de una estructura anticlinal orientada de Noreste al Suroeste, delimitada al Sur y al Oeste por fallas normales, en tanto que hacia el Oriente está limitada por una falla inversa que la separa del campo Puerto Ceiba.

El sello está formado por una secuencia constituida por margas y lutitas calcáreas del Maestrichtiano y del Paleoceno.

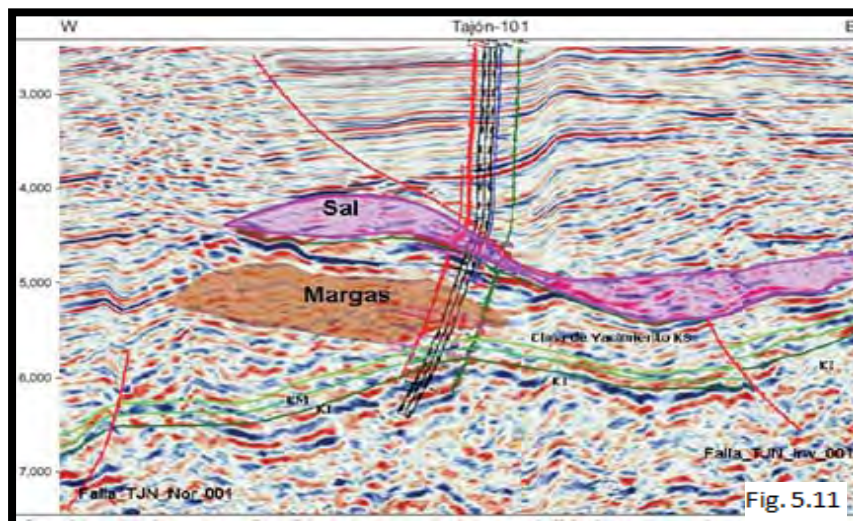


Figura. 5.11 Sección sísmica en profundidad, mostrando la complejidad estructural estratigráfica en el yacimiento Cretácico del campo Tajón.

V.4.3. Campo Sen

El campo Sen está localizado a 40 Km. al Norte de la Ciudad de Villahermosa Tabasco (Fig. 5.12) El yacimiento se encuentra definido estructuralmente por un anticlinal alargado, limitado por fallas inversas por ambos lados, la litología característica son rocas carbonatadas de cuenca profunda (Mudstone) de muy baja porosidad, de manera que la producción se da gracias al fracturamiento natural de estas rocas.

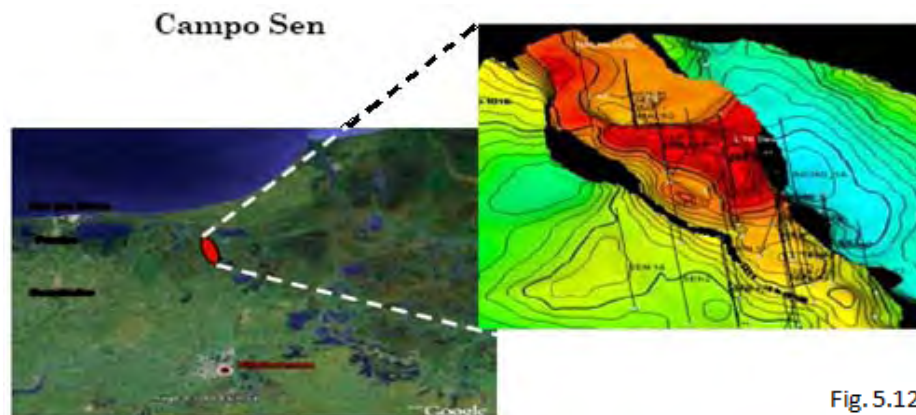


Fig. 5.12

Figura. 5.12 Localización del Campo Sen.

La interpretación de la sísmica y la generación del modelo estático han sido procesos particularmente complejos ya que han planteado varios retos:

- Alta complejidad estructural.
- Presencia de cuerpos de sal muy irregulares a nivel Terciario y Mesozoico.
- Cuerpos de arcilla a nivel Terciario.
- Intercalaciones de lutitas y arenas de alta velocidad

En la actualidad el campo produce 21,000 bpd de aceite volátil de 40° API y 50 mmpcd de gas. La mayor producción se registró en abril de 1997 cuando se produjeron 54,974 bpd y 144.8 mmpcd de gas y la producción total acumulada alcanzó ya los 300 mmbpce, de los cuales 190 millones son de aceite.

Para drenar la reserva almacenada en el bloque Norte, se tiene programado la perforación de 6 pozos nuevos y 2 reentradas desde pozos que ya no producen

(Sen-51 y 37). Se han perforado en total 34 pozos, 5 de los cuales se incorporaron a producción recientemente: Nar-1, Sen-95, 97, 73 y 78.

La Figura 5.13 muestra la sección sísmica correspondiente, en donde se aprecia la trayectoria de los pozos desviados tipo “J”. Resaltando algunos aspectos relevantes en esta imagen:

- La sal alóctona que tenemos a nivel Terciario separa los eventos compresivos (abajo) de los distensivos (arriba). El espesor de este cuerpo de sal es muy variable y en algunas zonas no existe como lo han reportado algunos pozos.
- En la base de las fallas de crecimiento tenemos cuerpos de arcilla y por encima de éstos tenemos eventos de alta amplitud que corresponden a intercalaciones de arena y lutitas de alta velocidad.
- A nivel Mesozoico, el horizonte en color azul claro es la cima del yacimiento (Cretácico Superior Méndez-KSM) y por debajo de éste tenemos algunas discordancias que en este caso corresponden a la intersección de los bloques bajos o bloques de piso de la misma edad con esta línea, es decir, el horizonte anaranjado también es la cima de KSM.

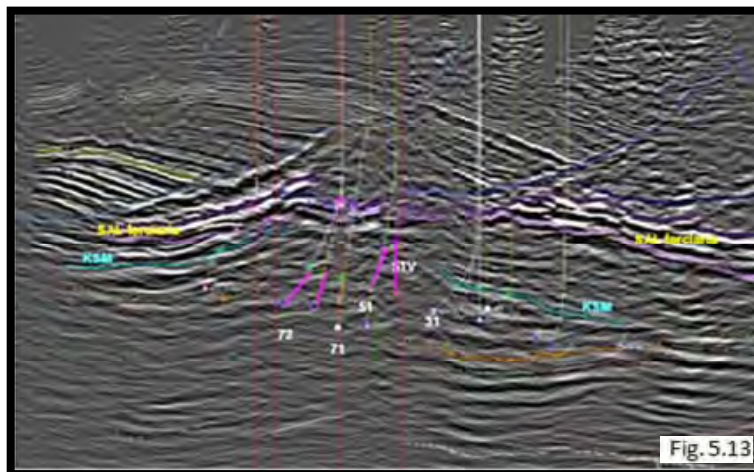


Figura. 5.13 Las líneas en color rosa, sobre las trayectorias de los pozos, nos indican los intervalos de sal atravesados durante la perforación. Como referencia, el intervalo de sal del Sen-51V fue de 850 m el Sen-31 tocó un intervalo de 110 m. El gran problema es que los datos sísmicos no nos permiten establecer una correlación clara entre dichos eventos de sal y mucho menos una correlación horizontal, ya que el Sen-71 no atravesó sal.

Las líneas gruesas en color fucsia (Fig.5.14) representan los intervalos de sal atravesados por los pozos a nivel Mesozoico. En el caso del Sen-51V, el intervalo representa una columna de casi 1,000 m de sal que provocó el abandono del agujero y se abrió una ventana a 2,300 m para perforar el Sen-51; aparentemente este agujero volvió a tocar el mismo cuerpo de sal del 51 pero logró salir a la base de la formación San Felipe y finalmente volvió a tocar sal en el fondo a 5122m. En el Sen-72 sucedió algo análogo y en el Sen-31 tenemos un intervalo de 120m de sal en el fondo. Cabe resaltar que el Sen-71 con número en negro, no cortó ningún cuerpo de sal a nivel Mesozoico, lo cual impide hacer una correlación horizontal entre los cuerpos de sal, lo cual sería práctico como primer intento. Afortunadamente se tomó un VSP en el Sen-71 lo cual favoreció un buen control de velocidades en los pozos de esta zona.

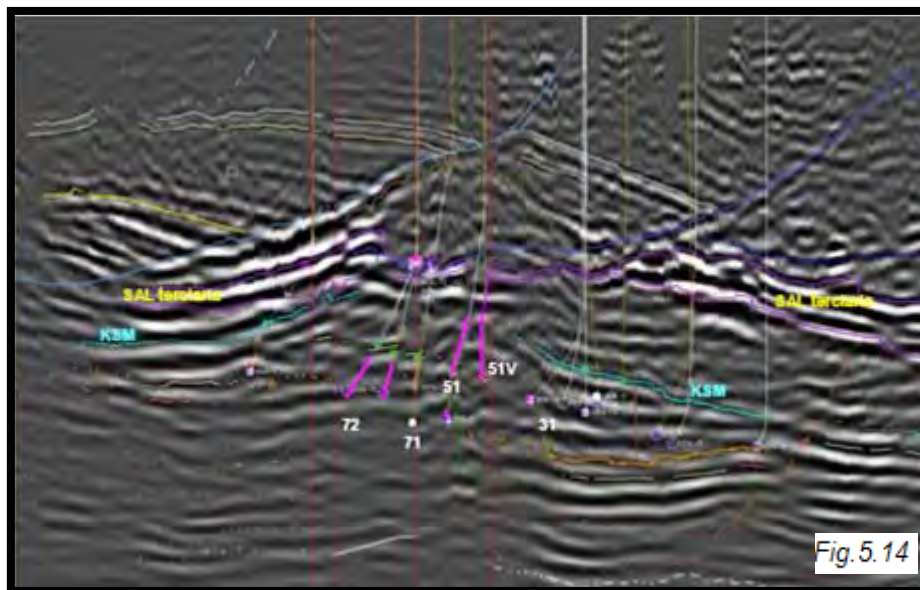


Figura.5.14 La sección sísmica es la versión filtrada; en ella se alcanzan a apreciar con toda claridad las discontinuidades en los eventos sísmicos a nivel Mesozoico. Estas discontinuidades son indicadores claros de la presencia de fallas.

La Figura 5.15 muestra las trazas de algunas fallas. Esta imagen nos permite inferir que existe una clara correlación entre los cuerpos de sal atravesados por los pozos y el paso de las fallas, es decir, se puede afirmar que la sal se encuentra inyectada en las fallas en busca de zonas de menor presión y por

lo tanto, la sal de cada uno de los pozos serían eventos independientes que no tienen ninguna correlación horizontal.

De ser esto cierto, se podría afirmar que la sal del campo Sen representa una etapa evolutiva avanzada en el proceso de deformación y migración de la sal hacia zonas de menor presión.

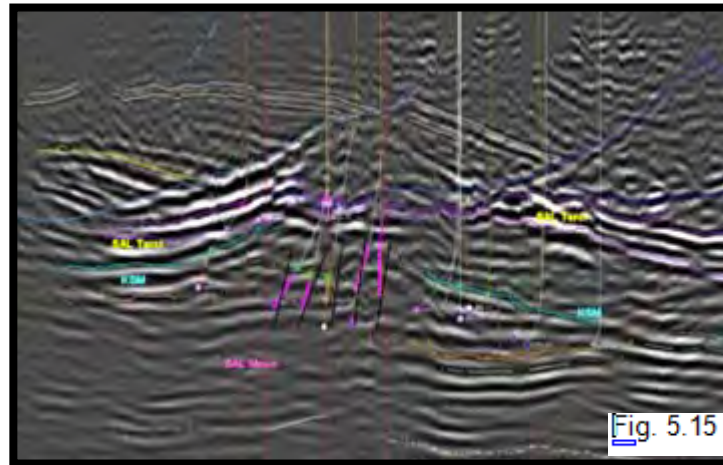


Figura. 5.15 En la interpretación sísmica se muestran las fallas en los cuerpos de sal en el campo Sen asociado al cuerpo salino.

El primer rasgo a resaltar son los dos intervalos de sal que se tendrían que cortar. Técnicamente es una situación complicada que deben evaluar los especialistas de Diseño de Perforación, sobre todo por el hecho de que después del segundo cuerpo de sal, se está entrando al yacimiento. (Tabla 5.)

Formación	Profundidad vertical (programada)	Profundidad vertical (real)	Litología.
PARAJE SOLO	0	0	Arenas
FILISOLA	1074	1055	Arenas
CONCEPCION SUPERIOR	1647	1629	Lutitas-Areniscas
ENCANTO	2050	2035	Lutitas-Areniscas
DEPOSITO	2150	2131	Lutitas-Arenas
OLIGOCENO	2220	3169	Lutitas-Arenas
CIMA DE SAL TERC.	2950	2811	Sal
BASE DE SAL TERC.	3050	2902	Sal
CIMA DE SAL MESZ.	3400	3469	Sal
BASE DE SAL MESZ.	4000	4079	Sal
PALEOCENO	4000	4079	Lutita calcárea
CRET. SUP. MÉNDEZ	4150	4132	Calizas
CRET. SUP. SAN FELIPE	4260	4242	Calizas
CRET. SUP. AGUA NVA.	4370		Calizas
CRETÁCICO MEDIO	4530		Calizas Dolomitizadas
CRETÁCICO INFERIOR	4700		Calizas Dolomitizadas
JURÁSICO SUP. TITON.	4900		Calizas Aecillosas
PT	5000		

Tabla 5. Comparación entre la columna programada y la columna real, resaltando los intervalos de sal y la entrada al yacimiento.

V.4.4. Pozo Paché-1

El pozo Paché-1 se localiza en la llanura costera del Golfo de México, aproximadamente a 39 kilómetros al Noroeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco. Forma parte del proyecto Comalcalco y geológicamente pertenece al área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, (Fig. 5.16). El pozo resultó productor de aceite superligero de 40 grados API y su objetivo fue evaluar e incorporar hidrocarburos en rocas calcáreas del Cretácico Medio e Inferior, la profundidad total alcanzada fue de 6,000 m.

El yacimiento productor de hidrocarburos se localiza en la formación Cretácico Medio e Inferior y está constituido por mudstone café claro con abundantes microfracturas impregnadas de aceite ligero. Las propiedades petrofísicas interpretadas por los registros geofísicos y núcleos, muestran que la porosidad promedio es de 5% y la saturación de agua de 12%. La producción inicial medida fue de 3,274 barriles por día de aceite y 9.7 millones de pies cúbicos de gas.

El volumen original total 3P es de 234.2 millones de barriles de aceite y 641.8 miles de millones de pies cúbicos de gas. La reserva 3P o total asciende a 58.6 millones de barriles de aceite y 160.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, para un total de 96.9 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La estructura Geológica que conforma el yacimiento, corresponde a un anticlinal ligeramente alargado en la dirección Noroeste a Sureste y está delimitada por dos fallas inversas con la misma dirección. En el centro se encuentra una falla que divide al campo en dos bloques principales. En el bloque II, no perforado por el pozo Paché-1, se perforará un pozo delimitador con el propósito de reclasificar reservas no probadas a probadas.

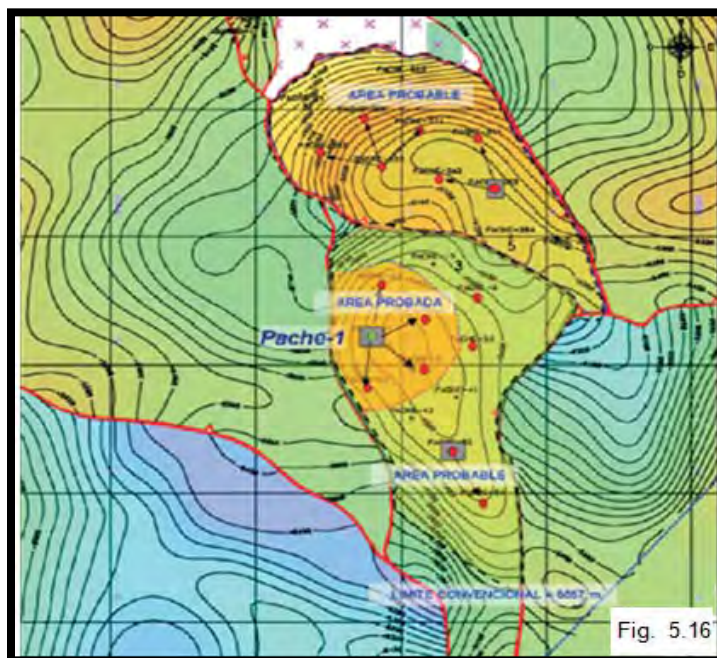


Figura. 5.16. Configuración estructural del Cretácico y el plan de desarrollo del campo Paché. El yacimiento se encuentra dividido por una falla en dos bloques.

La columna geológica atravesada por el pozo Paché-1 (Fig. 5.17) es normal y representa una secuencia de rocas de 6,000 m verticales, los primeros 5,050 m corresponden a sedimentos terrígenos que comprenden edades desde el Terciario Paleoceno al Reciente, consistente de una gruesa columna de sedimentos siliciclásticos marinos y se encuentra representado por intercalaciones de lutitas

con delgadas alternancias de arenisca de diferentes tipos de grano. Los restantes 950 m corresponden a rocas carbonatadas del Cretácico Superior, relacionadas a un marco regional transgresivo y las rocas del Jurásico Superior Tithoniano se encuentran depositadas en un ambiente de mar profundo.

La trampa del yacimiento de edad Cretácico Medio e Inferior es de tipo estructural, corresponde al bloque autóctono de una estructura anticlinal orientada de Noroeste a Sureste, hacia al Este y Oeste se encuentra limitada por fallas inversas, hacia el Norte por un domo salino, y hacia el Sur por cierre estructural.

La roca generadora es de edad Jurásico Superior Tithoniano y se conforma de calizas arcillosas con abundante materia orgánica y amplia distribución regional.

El sello está constituido por lutitas bentoníticas, plásticas del Paleoceno, con un espesor que fluctúa en el área entre 150 y 200 m, abarcando una gran extensión lateral.

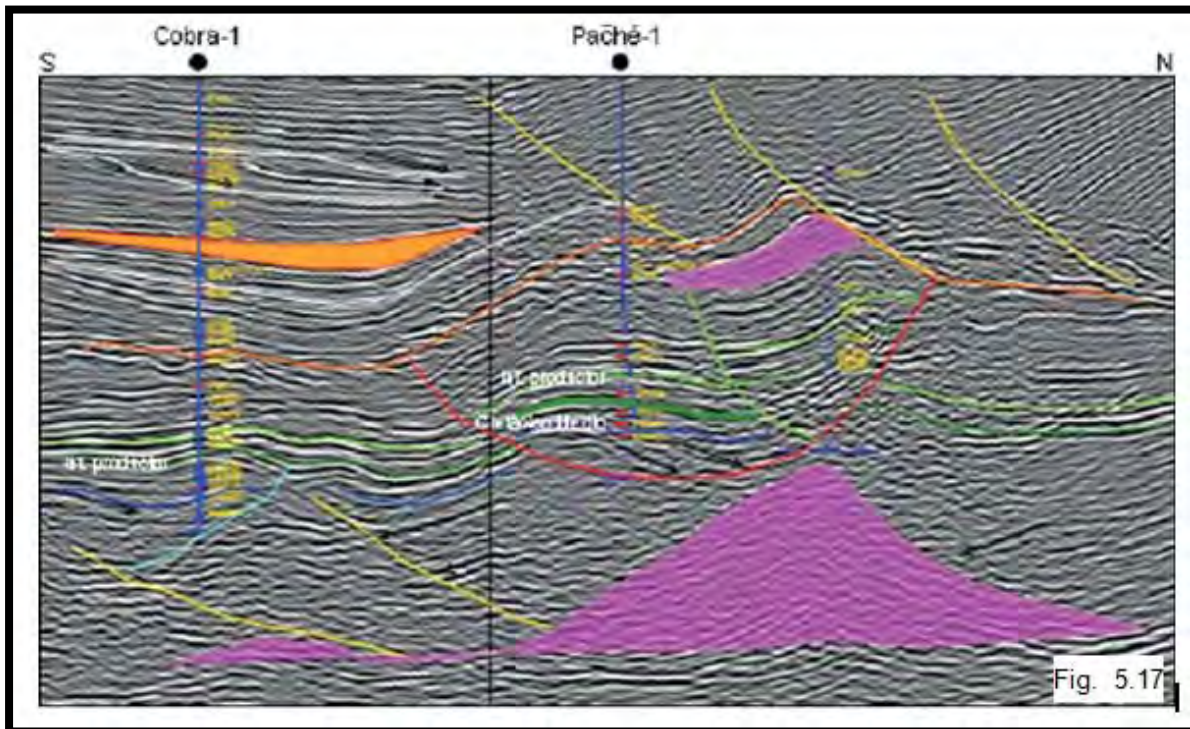


Figura. 5.17 Línea sísmica mostrando una sección transversal del campo Paché. Se muestra la relación estructural entre los bloques del yacimiento

Conclusiones

- 1) En la actualidad ante la declinación de los yacimientos es prudente ver nuevos horizontes por lo que los yacimientos sub-salinos son un área de oportunidad para incrementar reservas de hidrocarburos.
- 2) Debido a las limitantes tecnológicas, en el pasado la sísmica de reflexión era mal interpretada asumiendo que al localizar una capa de sal esta se trataba de un domo o un diapiro.
- 3) La geología con base en los descubrimientos ha cambiado la forma de conceptualizar la tectónica salina, dando a las estructuras de sal alóctonas importancia, lo que ha dado pauta a re-explorar yacimientos que en el pasado fueron perforados solo hasta la sima de la sal.
- 4) El desarrollo e innovación de las técnicas y tecnologías en la perforación de pozos sub-salinos es un punto clave para que el costo se reduzca, dado que la mayoría de las estructuras salinas se encuentran costa fuera.
- 5) En México y en el mundo se han perforado pozos en estructuras salinas pero sólo se ha limitado a los domos y diairos buscando hidrocarburos a los costados de éstos.

Recomendaciones

1. México posee una extensa zona con rocas evaporíticas, en el mar donde la exploración resulta muy cara y en tierra con costos menores por lo cual es importante explorar los posibles yacimientos sub-salinos terrestres para que estos sirvan a su vez como un laboratorio de pruebas de nuevas tecnologías y poder mejorar la técnica para que resulte menos riesgoso el perforar los pozos sub-salinos en el mar.
2. Las condiciones estructurales generadas por las formaciones salinas son de atractivo petrolero por lo que es conveniente realizar levantamientos sísmicos de detalle 3D (wide azimuth) en los campos petroleros de México.
3. Es fundamental para la industria petrolera mexicana no dejar de lado la cuenca Salina del Istmo teniendo como antecedentes los estudios realizados en la zona a principios del siglo pasado y la explotación de algunos pozos que han atravesado importantes capas de sal y no restando la importancia a estas formaciones. La aplicación de las nuevas tecnologías disponibles es una buena opción para tener una visión clara y precisa del subsuelo.
4. La exploración es una parte primordial para que los yacimientos sub-salinos de México sean localizados y en caso de ser conveniente explotarlos de la mejor forma por lo tanto la inversión en este rubro debe incrementarse para hacer una incorporación de reservas que beneficiará a la industria petrolera.
5. Es necesario el uso de fluidos de perforación adecuados para evitar la disolución de la formación salina, la precipitación de sales, el cierre del pozo por afluencia de la sal, la pérdida de circulación al salir de la zona de la sal y la recristalización en la formación.

Bibliografía

1. **Albertin U.** et. al: “La era de las imágenes en escala de profundidad”, Oilfield Review, Summer 2002.
2. **ANSTEY, N. A.** , “Seismic Prospecting Germany Gerbruder Bomtrager”, 1976
3. **Barclay F** et. al: “Inversión Sísmica: Lectura entre Líneas ” Oilfield Review Verano 2008.
4. **Barker J.W.** et.al: “Drilling Long Salt Sections Along the U.S. Gulf Coast ”, SPE, 24605, SPE, Exxon Co Intl, 1994.
5. **Bellman K.** et al: “Evaluación y Control del Yacimiento detrás del Revestimiento”, Oilfield Review otoño 2008.
6. **Blackburn J.** et al:, “Levantamiento de Sísmica de Pozos: Más allá del Perfil Vertical”, Oilfield Review, Winter 2007/2008.
7. **BOGGS, JR. SAM** “Principles of Sedimentology and Stratigraphy, 3d” Edition New Jersey,N.J. Prentice Hall, 2001.
8. **Camara J.** et. al: “Reducción de Riesgo Exploratorio ” Oilfield Review, Verano 2007.
9. **Couvillion K.** “Technological Advances in Deepwater Drilling an Development”, Chevron, August 2008.
10. **DOBRIN, M.B., SAVIT,C.H.** Introduction to Geophysical Prospecting New York McGraw-Hill, 1988
11. **Downton G.** et.al: “New Directions in Rotary Steerable Drilling”, Oilfield Review, Primavera 2000.
12. **Farmer P.** et. al: “Exploring the Subsalt”, Oilfield Review, Spring, 1996.
13. **Formigli J.,** “Pre-Salt Reservoirs offshore Brazil: Perspectives and Challenges” PETROBRAS, November 2007.

-
14. **Hackney R.M.** “a New Approach to Casing Design for Salt Formations”, SPE 13431, Exxon Co U.S.A. ,1985.
 15. **Hallbouty, Michael T.** Salt Domes. Gulf Region, U.S. & Mexico. Houston, 1962
 16. **Holt C.** et. al: “A Method for Drilling Moving Salt Formations- Drilling an underreaming Concurrently”, SPE 13488, SPE, Amoco Production Co., 1986.
 17. **Infante E.F.** et. al: “Stability of Boreholes Drilled Through Salt Formations Displaying Plastic Behavior” artículo SPE 15513, U. of Minnesota, SPE, U. of Texas, Marzo 1989.
 18. **James S.A.**, “Bi-Center Bits Drilling and Underreaming Moving Salt ”, SPE 15514, Amoco Production Co. 1986.
 19. **Khalaf F.** “Increasing Casing Collapse Resistance Against Salt-Induced Loads”, SPE 13712 , Cairo U., 1985.
 20. **Maize R.**, et. al: “Record Performance Achieved on Gulf of Mexico Subsalt Well Drilled with Synthetic Fluid”, SPE 59184, SPE, Andarko Petroleum Corporation, Halliburton, 2001.
 21. **Marland C.** et. al: “ Pressure Prediction and Drilling Challenges in a Deepwater Subsalt Well form Offshore Nova Scotia , Canada”, artículo SPE 98279 Halliburton Sperry Drilling Services, EnCana Corporation, 2007.
 22. **PEP**, “Las Reservas de Hidrocarburos de México”, 2008.
 23. **PEP.**” *Un Siglo de la Perforación en México Terminación y Mantenimiento de Pozos*” Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos,
 24. **Rowan M.** et. al: “Near- Salt Deformation in La Papa basin, Mexico, and the Northern Gulf of Mexico: a General Model for Passive Diapirism” boletín AAPG V 87 Number 5 may 2003, pp 733-756.
 25. **Sancllemente J.** et. al: “Challenges of Directional Drilling Through Salt in Deepwater Gulf of Mexico”, SPE/IADC, 112669, Schumberger, BP America Inc, Chevron North America E&P Co. 2008.
 26. **Stash S.** et.al: “Williston Basin: An Analysis of Salt Drilling Techniques for Brined-Based Drilling-Fluids Systems ” SPE 15152, Arco Oil & Gas Co, SPE, Technifluids, Marzo 1988

27. **Van Kleef R.P.A.R.**, “Optimized Slurry Design Zone Cementations”, SPE /IADC 18700, Amoco Production Co, 1989.
28. **Watson P.A.** et. al: “Management Issues and technical Experience in Deepwater an Ultra Deep-Water Drilling”, SPE OTC 17119, SPE, Andarko Petroleum Corp, may 2005
29. **Whisonant B.J.** et. al: “New Materials Improve the Cementations of Salt Formations in the Williston Basin”, SPE 17512, Schulumberger, 1988.
30. **Whitfill D.** et.al: “ Drilling Salt-Effect of Drilling Fluid on Penetration Rate and Hole Size” artículo SPE 74546, Halliburton, BP, 2002.