

**ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS Y SOLUCIONES ADOPTADAS DURANTE LA
PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DE POZOS EN YACIMIENTOS
SALINOS OFFSHORE - CASOS GOLFO DE MÉXICO Y BRASIL**

**LAURA YESENIA HERNANDEZ FORERO
CRISTIAN FERNANDO CUEVAS PALENCIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS Y SOLUCIONES ADOPTADAS
DURANTE LA PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DE POZOS EN
YACIMIENTOS SALINOS OFFSHORE -CASOS GOLFO DE MÉXICO Y BRASIL**

**LAURA YESENIA HERNANDEZ FORERO
CRISTIAN FERNANDO CUEVAS PALENCIA**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos.**

**Directora:
Zuly Himelda Calderón Carrillo
Doctora en Ingeniería Química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

A DIOS, mi guía y sustentador, quien me mostró su Grandeza infinitas veces, me dio fortaleza en tiempos críticos y puso ángeles en mi camino.

A mi Madre, Luisa Forero, quien sacrificó sus sueños para ayudarme a cumplir los míos y me apoyó incondicionalmente en cada paso. Deseo éste sea el inicio de tantas alegrías y cosas que quiero regalarle.

A mis hermanos, Jhon, Diego, Nataly, en especial a Jerson y a Carolina, quienes siempre me acompañaron y apoyaron en todos los sentidos.

A mi Padre, por sus oraciones.

A mi tía Carolina, por su constante apoyo y valiosos consejos.

A Esperanza y Norberto, quienes me recibieron como una hija más durante los primeros pasos de este trayecto.

A mis amigos, Pato, Jorge y Oscar, con quienes trasnoché, aprendí y estuvieron conmigo en momentos difíciles, especialmente a Paola a quien tengo la dicha de llamar “hermana y amiga en todo tiempo”.

A mi amigo Cristian, compañero de tesis, a quien agradezco su paciencia, el haber trabajado conmigo en este proyecto y aventurarse conmigo a descubrir el mundo.

“El esfuerzo, la disciplina y el amor a lo que se hace, nos llevarán tan lejos como estemos dispuestos a abrir el horizonte”

LAURA HERNÁNDEZ FORERO

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a:

DIOS, el principal apoyo en mi vida.

Mi ángel, por ayudarme en todas las circunstancias.

Mis Madres Elsa, Cecilia y Rosa, por su amor incondicional y esfuerzo que me han servido como directriz en la vida.

Mis hermanos, Edwin, Julian y Jorge, por sus consejos que fortalecieron el Espíritu.

Mi familia, que gracias a su apoyo he podido cumplir mis metas.

Mi amiga y compañera de tesis Laura, por su perseverancia y trabajo duro que fueron esenciales para el desarrollo de este trabajo y los resultados del mismo.

CRISTIAN FERNANDO CUEVAS

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestra gratitud a todos los que hicieron posible el desarrollo de este trabajo:

Doctora Zuly Hilmelda Calderón Carrillo, directora del proyecto, por su constante apoyo, orientación, motivación y constantes correcciones.

Doctor Sergio da Fontoura, Profesor de la Puc-Rio, por su calidez humana, su apoyo durante nuestra estancia en Brasil, su valiosísima colaboración, por poner a nuestro servicio sus conocimientos y su disposición en todo momento.

MSc Manuel Ernesto Torres, Ingeniero Geomecánico de Schlumberger, por regalarnos la idea inicial del Proyecto, estar pendiente de su desarrollo y suministrar la información requerida.

Doctor Wellington Campos de Petrobras, por la guía recibida, el apoyo, la información suministrada y la conexión con el personal de Petrobras. Su ayuda fue indispensable para desarrollar este Proyecto.

A la Puc-Rio, Universidad donde realizamos Intercambio Académico, en donde se nos brindó la máxima colaboración e información posible para llevar a cabo este Proyecto de Grado.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos (UIS) y a toda la planta de profesores, porque más allá de sus conocimientos entregaron lo mejor de sí y contribuyeron a nuestro crecimiento profesional y personal.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos la oportunidad de formarnos como profesionales, apoyarnos en todas las áreas y por transmitirnos los conocimientos y las herramientas necesarias para enfrentar la vida laboral.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS DEPÓSITOS SALINOS.....	20
1.1. EVAPORITAS	20
1.2. FORMACIÓN DE LOS DEPÓSITOS SALINOS.....	24
1.3. FORMACIÓN DE ESTRUCTURAS SALINAS	27
1.4. TIPOS DE ESTRUCTURAS SALINAS	29
2. PANORAMA GLOBAL Y GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS SALINOS	32
2.1. AVANCE HISTORICO DE LOS YACIMIENTOS SALINOS	32
2.2. CONCEPTOS GENERALES	33
2.3. YACIMIENTOS DE SAL EN EL MUNDO.....	38
2.4. YACIMIENTOS SALINOS EN EL GOLFO DE MÉXICO	41
2.5. YACIMIENTOS SALINOS EN BRASIL	50
3. PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS ETAPAS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS EN ROCAS EVAPORÍTICAS	67
3.1. REGISTROS SÍSMICOS EN FORMACIONES SALINAS.....	67
3.2. MALA INTERPRETACIÓN EN EL MODELO DE MIGRACIÓN DE LA SAL.....	69
3.3. PRESIÓN DE PORO	71
3.4. CIERRE DE POZO (FLUENCIA)	74
3.5. CONSTRUCCIÓN DEL ÁNGULO DE PERFORACIÓN.....	77
3.6. DISMINUCIÓN ROP Y NPT.....	80
3.7. CONTAMINACIÓN DE LODOS	80
3.8. CEMENTACIÓN	83

3.9. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	86
4. SOLUCIONES ADOPTADAS DURANTE LAS PERFORACIONES SUB-SALINAS.....	89
4.1. SÍSMICA EN LA SAL	89
4.2. PRESIÓN DE PORO ANORMAL.....	94
4.3. SOBREPRESIÓN	95
4.4. CIERRE DE POZO (FLUENCIA)	97
4.5. CONSTRUCCIÓN DEL ÁNGULO DE PERFORACIÓN.....	98
4.6. DISMINUCIÓN ROP Y NPT.....	99
4.7. CONTAMINACIÓN DE LODOS	101
4.8. CEMENTACIÓN	102
4.8. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	104
5. CASOS HIPOTÉTICOS - GOLFO DE MÉXICO Y BRASIL CASO DE ESTUDIO – BRASIL	106
6. CONCLUSIONES	124
7. RECOMENDACIONES.....	125
BIBLIOGRAFIA.....	126

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Principales tipos de evaporitas.	22
Ilustración 2. Deposición de sales en el agua de mar.	25
Ilustración 3. Tipos de estructuras salinas.	31
Ilustración 4. Distribución de las capas en el fondo marino.	36
Ilustración 5. Perforación en Capas de sal autóctona y alóctona.	37
Ilustración 6. Distribución de formaciones salinas en el mundo.	38
Ilustración 7. Ejemplo de un play sub-salino.	41
Ilustración 8. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 1).	42
Ilustración 9. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 2).	43
Ilustración 10. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 3).	43
Ilustración 11. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 4).	44
Ilustración 12. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 5).	45
Ilustración 13. Columna litológica salina representativa en México.	47
Ilustración 14. Rocas generadoras y ambiente de depósito en el GOM.	49
Ilustración 15. Ubicación de las principales Cuencas del Presal.	51
Ilustración 16. Ubicación del Campo Tupí-Iracema.	64
Ilustración 17. Configuración convencional de cables sísmicos.	68
Ilustración 18. Proceso de Perforación de pozos profundos a través de Capas salinas.	70
Ilustración 19. Perfil de Presión de poro en la sal.	72
Ilustración 20. Estudio de Geopresiones en una Región del Presal (izquierda) en el Golfo de México (derecha)	73
Ilustración 21. Fuerzas de doblamiento en el revestimiento debido a la fluencia de la sal.	75
Ilustración 22. Factores que afectan la fluencia de la sal.	76

Ilustración 23. Construcción del ángulo de perforación en la sal.	79
Ilustración 24. Desviación de la perforación en la base de la sal.	79
Ilustración 25. Efectos de la disolución de la sal.	85
Ilustración 26. Pérdidas de circulación producto de la dureza de la sal.	88
Ilustración 27. Levantamiento de datos de Sísmica de superficie y de pozo, respectivamente.	91
Ilustración 28. Arreglo de la prospección Wide-Azimuth.	92
Ilustración 29. <i>Levantamiento sísmico por un método convencional Vs Levantamiento sísmico con el método WAZ.</i>	93
Ilustración 30. <i>Estímulo sísmico realizado desde superficie Vs intercambio de posición del sensor y la fuente de estímulo (imagen derecha).</i>	94
Ilustración 31. <i>Presiones anormales encontradas en yacimientos salinos</i>	96
Ilustración 32. <i>Abordaje al cierre de pozo por fluencia.</i>	97
Ilustración 33. <i>Carga no lineal en el revestimiento causado por el movimiento de la sal.</i>	102
Ilustración 34. <i>Ubicación del Pozo – Caso de Estudio # 1</i>	106
Ilustración 35. <i>Columna litológica Caso de Estudio # 1</i>	107
Ilustración 36. <i>Ventana de perforación – Case de Estudio #1</i>	111
Ilustración 37. <i>Derrumbamiento del pozo por disolución de las evaporitas (Washout)</i>	113
Ilustración 38. <i>Perfil geológico simplificado – Caso de Estudio # 2</i>	114
Ilustración 39. <i>Curvas de cierre de pozo en medio de la taquidrita para diferentes pesos de lodo – Caso #2.</i>	118

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Tipos de sal y sus características.	23
Tabla 2. Aumento de la precipitación respecto a la composición.....	23
Tabla 3. Aumento de la solubilidad respecto a la composición.....	23
Tabla 4. Aumento de la movilidad respecto a la composición.	23
Tabla 5. Holotipo: Lorraine (Francia) – Salina shales (EEUU)	39
Tabla 6. Holotipo: Zona de la costa del Golfo (EEUU).....	39
Tabla 7. Holotipo: Serie de Zechstein, zonas de Stassfurt, Hannover, Wessel y Baden (Alemania).....	39
Tabla 8. Holotipo: Raiputana (India).	40
Tabla 9. Holotipo: Lago Assal (Somalia)	40
Tabla 10. lagos Sand – Hills / Lagos Owens y Mono (EEUU)	40
Tabla 11. Columna estratigráfica salina en México.....	46
Tabla 12. Características de las rocas generadoras del GOM.	50
Tabla 13. Línea de tiempo – desarrollo de la industria petrolera en Brasil (onshore).	53
Tabla 14. Línea de tiempo – desarrollo de la industria petrolera en Brasil (offshore).	54
Tabla 15. Columna Litológica Representativa de Brasil.....	63
Tabla 16. Datos y Características generales del campo Tupí-iracema.....	65
Tabla 17. Relación entre Solubilidad y Movilidad.....	77
Tabla 18. Tipo de contaminante del fluido de perforación, síntomas y soluciones.....	82
Tabla 19. <i>Ventajas del uso de un Sistema Rotatorio Orientable</i>	100
Tabla 20. Ventajas y desventajas de una lechada “pobre en sal” - 0 a 15% NaCl.....	103

Tabla 21. <i>Lechadas salinas “ricas en sal”- 15 a 37% NaCl</i>	103
Tabla 22. <i>Ventajas de desventajas de una lechada espumosa</i>	103
Tabla 23. <i>Ventajas y desventajas de los lodos base agua</i>	104
Tabla 24. <i>Ventajas y desventajas de los fluidos sintéticos.</i>	105
Tabla 25. <i>Diagrama sísmico de decisión.</i>	108
Tabla 26. <i>Velocidad de fluencia de las rocas en in/h</i>	109
Tabla 27. <i>Selección del método sísmico – Caso 2-</i>	116
Tabla 28. <i>Valores de gamma ray asociados a sales</i>	117
Tabla 29. <i>Estudio económico simple para elección del tipo de lodo.</i>	120
Tabla 30. <i>Contaminación de lodo por alta temperatura</i>	121

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS Y SOLUCIONES ADOPTADAS DURANTE LA PERFORACION Y COMPLETAMIENTO DE POZOS EN YACIMIENTOS SALINOS OFFSHORE-CASOS GOLFO DE MÉXICO Y BRASIL*

AUTORES: LAURA YESENIA HERNANDEZ FORERO
CRISTIAN FERNANDO CUEVAS PALENCIA**

PALABRAS CLAVES: Depósitos salinos, presal, pos-sal, sub-sal, sobresal, sobrepresión, estabilidad, tecnologías, sísmica, fluencia, domos salinos.

DESCRIPCIÓN

El constante esfuerzo de la industria petrolera por descubrir yacimientos de hidrocarburos que contribuyan a mantener sus reservas y aseguren estabilidad energética, ha llevado a que grandes sumas de dinero sean invertidas en materia de investigación. De cualquier manera, esto representa un alto riesgo especialmente en las etapas de exploración y perforación. Los yacimientos sub-salinos son cubiertos por espesas capas de sal y representan gran cantidad de problemas durante la perforación. Algunos de ellos son: disminución de ROP, sísmica de mala calidad debido al ruido generado por la sal, pérdida de circulación, sobrepresión, etc. A esto se suma el fenómeno conocido como fluencia que es debido al carácter plástico. Esta se comporta como un fluido viscoso cuando está sometido a elevadas presiones y temperaturas, fluyendo hacia el pozo y atrapando la tubería, lo que hace que incluso hoy día se considere un gran reto atravesarla.

En la presente investigación, se documentaron los problemas presentados durante la etapa exploratoria y de completamiento en rocas evaporitas. Se tomó como base de estudio algunas formaciones salinas de Brasil y el Golfo de México, puesto que son los países que tienen una mayor trayectoria en este tipo de proyectos.

Posteriormente se recurrieron a las fuentes de empresas como Schlumberger y Petrobras para obtener la información acerca de las técnicas adoptadas por ellos para darle solución a cada problema en específico que tuvieron que enfrentar para poder atravesar la sal.

Finalmente, se recopiló toda la información necesaria que sirve como principio para promover futuras investigaciones en este tipo de formaciones.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Zuly Himelda Calderón Carrillo

ABSTRACT

TITLE: PROBLEMS AND ADOPTED SOLUTIONS DURING DRILLING AND COMPLETION OF WELLS IN OFFSHORE SALINE RESERVOIRS – GULF OF MEXICO AND BRAZIL'S CASES.*

AUTHORS: LAURA YESENIA HERNANDEZ FORERO
CRISTIAN FERNANDO CUEVAS PALENCIA**

KEY WORDS: salt deposits, pre-salt, pos-salt, sub-salt, sobre-salt, overpressure, stability, technologies, seismic, creeps, saline domes.

DESCRIPTION

The constant effort of the oil industry to discover hydrocarbon deposits that help to maintain its reserves and to ensure energy stability has led to large sums of money being invested in research. However, it represents a high risk especially in the exploration and drilling stages. Sub-salt reservoirs are covered with thick layers of salt and represent great deal of problems during drilling and completion. Some of them are: decrease of ROP, seismic of poor quality due to the noise generated by the salt, loss of circulation, overpressure, etc. In addition, one phenomenon known as affluence due to the plastic character of the salt. This one behaves like a viscous fluid when subjected to high pressures and temperatures, flowing towards the well and trapping the pipe, which makes even today considered a great challenge to cross it.

In the present investigation, the problems presented during the exploratory and completion stage in evaporitic rocks were documented. Some formations of Brazil and the Gulf of Mexico were taken as a base of study, since they are the countries that have the most expertise in this type of projects.

Subsequently, sources of companies such as Schlumberger and Petrobras were used to obtain information about the techniques adopted by them to solve each problem that they had facing to cross the salt.

Finally, we compiled all the information that was used to investigate future research in this type of formations.

* Degree work

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Zuly Himelda Calderón Carrillo

INTRODUCCIÓN

La atención del mundo está puesta bajo los depósitos salinos a causa del declive en las reservas y ante los importantes hallazgos de hidrocarburos en este tipo de yacimientos realizados en el Golfo de México, Estados Unidos, África y especialmente Brasil. Este último es el más relevante de los casos puesto que vale la pena mencionar que los importantes descubrimientos realizados bajo las capas salinas le permitieron al país dar un gran paso siendo éste, pasar de importador a exportador de petróleo. Para explorar y perforar este tipo de yacimientos, se debe asumir un gran reto tecnológico puesto que los métodos convencionales no cumplen con los requerimientos para su desarrollo.

En este trabajo, se buscó recopilar información sobre los problemas más comunes que los ingenieros se enfrentaron durante el proceso de exploración de este tipo de yacimientos. De igual forma las soluciones adoptadas en los últimos años que llevaron a estas operaciones al éxito aumentando las reservas y los recursos tecnológicos de estos países productores.

En la estructuración metodológica se recopiló información sobre esta temática de diferentes fuentes tales como trabajos investigativos, publicaciones, revistas científicas, junto con un intercambio académico realizado a la universidad PUC-RIO para recolectar información suministrada por Petrobras, haciendo una depuración de los aspectos más relevantes que realicen un aporte a futuras investigaciones en temas offshore.

Principio del formulario

Este trabajo busca tener aplicabilidad en la actividad offshore a la cual está apuntando Colombia en los próximos años, aportando una guía con lineamientos para enfrentar posibles retos durante las campañas exploratorias.

Este trabajo tiene como motivación profundizar en el conocimiento de la ingeniería offshore para lograr despertar el espíritu investigativo en los estudiantes, a fin de estar preparados para los nuevos retos y exigencias que trae la industria.

1. ASPECTOS GEOLÓGICOS DE LOS DEPÓSITOS SALINOS

1.1. EVAPORITAS

Las evaporitas son rocas formadas por la precipitación química directa de los componentes minerales. En el mar se encuentra la mayor proporción de sales. Cuando por la evaporación del agua, se alcanza la saturación, se produce la precipitación de los minerales. La salinidad del agua de mar es aproximadamente 35 ppm ¹

El orden de precipitación va desde las menos solubles hasta las sales más solubles, es decir que la deposición es inversamente proporcional a su solubilidad. De acuerdo a su contenido mineralógico, se pueden clasificar así:

- Carbonatos: Calcita (CaCO_3), dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) y magnesita (MgCO_3): las menos solubles. Su precipitación inicia cuando el volumen de agua de mar ha sido reducido hasta la mitad.
- Sulfatos: Anhidrita (CaSO_4) y yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$). Precipitan cuando el volumen el volumen aproximado es la quinta parte.
- Cloruros: Halita o sal común, (NaCl), Silvita (KCl) y carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$).
- Boratos: bórax ($\text{Na}_2\text{B}_4\text{O}_7 \cdot 10\text{H}_2\text{O}$).

¹ SPALLETI, L. Evaporitas: Cátedra de sedimentología. [En línea]. Universidad Nacional de La Plata. 2006-2009. (Recuperado en 08 octubre 2017.) Disponible en: <<http://www.fcnym.unlp.edu.ar/catedras/sedimentologia/pdf/evaporitas.pdf>.>

Los minerales predominantes en las evaporitas son la halita, anhidrita y yeso, sin embargo, existen otros minerales en una proporción significativa como la carnalita y silvita (en el caso de México) y la taquidrita (muy común en Brasil). Estos minerales presentan las siguientes características:

- Taquidrita: Es un mineral inestable compuesto de calcio y magnesio con la fórmula: $\text{CaMg}_2\text{Cl}_6 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, en condiciones de superficie se disuelve muy fácilmente²
- Anhidrita: Es un sulfato cálcico anhídrico, es decir que, a diferencia de otros minerales como el yeso, no contiene agua en su estructura. Su fórmula química es CaSO_4 y es común en depósitos uniformemente estratificados, con variadas texturas y estructuras sedimentarias.
- Yeso: Mineral resultante de la hidratación de la anhidrita. Se encuentra normalmente en capas estratificadas con cierta deformación. Su fórmula química es $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.
- Halita: Conocida también como sal gema o sal de roca, con fórmula química NaCl . Se presenta comúnmente en forma de domos y por lo general se encuentra en la porción central o en el núcleo del domo rodeada por sedimentos.³

² POHL, Walter. Economic Geology: Principles and Practice. USA. Hoboken ediciones, 2011. p. 377. ISBN: 978-1-4443-3663-4

³ BAÑOS TORALES, Felipe Luis; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. 5p.

- Carnalita: Mineral con fórmula química $\text{KMgCl}_3\cdot 6\text{H}_2\text{O}$. Al igual que la taquidrita es un mineral delicuescente (propiedad de absorber la humedad del aire y disolverse en ella). Se encuentra en sistema asociados a la halita y a la silvita.⁴
- Silvita: Roca evaporítica cuyo mineral principal es la silvina. KCl

En la Ilustración 1 se presentan los diferentes tipos de evaporita.

Ilustración 1. Principales tipos de evaporitas.

TAQUIDRITA



ANHIDRITA



YESO



HALITA



CARNALITA



SILVITA



Fuente: COLABORADORES DE WIKIPEDIA. [en línea]. En: Wikipedia, La enciclopedia libre, 2013 [fecha de consulta: 14 febrero 2017]. Disponible en <<https://es.wikipedia.org/wiki/Carnalita>>.

⁴ COLABORADORES DE WIKIPEDIA. [en línea]. En: Wikipedia, La enciclopedia libre, 2013 [fecha de consulta: 14 febrero 2017]. Disponible en <<https://es.wikipedia.org/wiki/Carnalita>>.

En la Tabla 1 se presenta una tabla que contiene las propiedades físicas más relevantes en dichos minerales.

Tabla 1. Tipos de sal y sus características.

PROPIEDADES	ANHIDRITA	YESO	HALITA	SILVITA	CARNALITA	TAQUIDRITA
COMPOSICIÓN	CaSO ₄	CaSO ₄ . 2H ₂ O	NaCl	KCl	KMgCl ₃ . 6H ₂ O	CaCl ₂ Mg. 12H ₂ O
DENSIDAD (g/cm ³)	2.97	2.30	2.17	1.99	1.60	1.70
DUREZA	3.00	2.30	2.50	2.50	2.50	2.00
SOLUBILIDAD (g/100cm ³)	0.21	-	35.70	-	64.50	-

Fuente: Adaptado de OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013., 45p.

Para entender esto mejor, se pueden traducir estas propiedades en una escala de colores. Las tablas 2, 3 y 4 enseñan el aumento de precipitación, solubilidad y movilidad respecto a la composición, de izquierda a derecha respectivamente.

Tabla 2. Aumento de la precipitación respecto a la composición.

PRECIPITACIÓN	SILVITA	CARNALITA	HALITA	ANHIDRITA	YESO	TAQUIDRITA
----------------------	---------	-----------	--------	-----------	------	------------




Tabla 3. Aumento de la solubilidad respecto a la composición.

SOLUBILIDAD	TAQUIDRITA	YESO	ANHIDRITA	HALITA	CARNALITA	SILVITA
--------------------	------------	------	-----------	--------	-----------	---------



Tabla 4. Aumento de la movilidad respecto a la composición.

MOVILIDAD	TAQUIDRITA	YESO	ANHIDRITA	HALITA	CARNALITA	SILVITA
------------------	------------	------	-----------	--------	-----------	---------



En las tablas 2 y 3 se puede apreciar que los fenómenos de precipitación y solubilidad son inversamente proporcionales. De esta forma, la taquidrita será el

mineral que precipitará primero, debido a que presenta la más baja solubilidad, seguido por el yeso y la anhidrita con solubilidades relativamente bajas. A estos materiales, les sigue la precipitación de la halita y finalmente precipitarán los cloruros de potasio y magnesio (silvita, carnalita) puesto que son los más solubles.⁵

1.2. FORMACIÓN DE LOS DEPÓSITOS SALINOS

Las sales se forman por efecto de la evaporación. Existen básicamente dos ambientes en los cuales se forman grandes extensiones de sal. En el ambiente marino por evaporación de las sales del agua de mar, como se muestra en la figura 2, o en tierra firme por evaporación de lagos y lagunas salobres.⁶

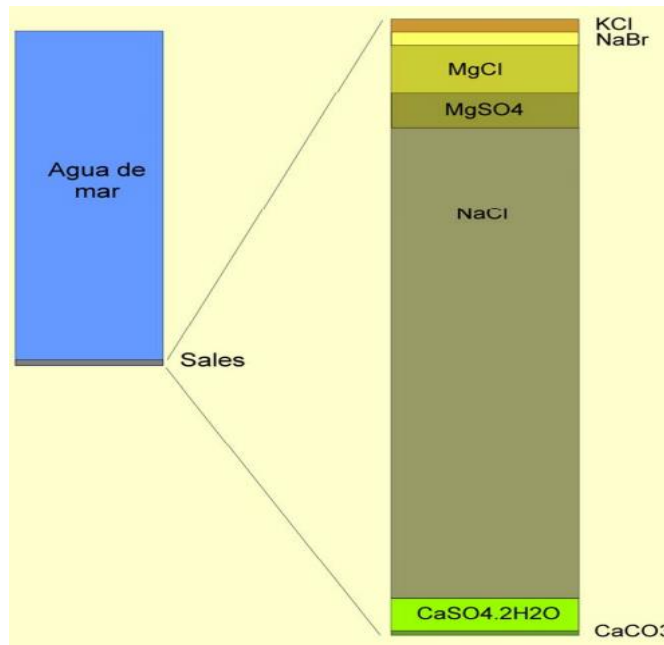
Por evaporación de aguas marinas: Conocida como Teoría de Barreras. Ocurre en una porción del mar, un sector relativamente cerrado donde la cantidad de sal aumenta debido a la evaporación del agua marina. A medida que la evaporación aumenta, las sales precipitan de acuerdo a su capacidad de solubilidad. Sin embargo, existe una incoherencia en esta teoría y tiene que ver con que una columna de agua de mar de 1000 metros produce tan solo 15 metros de halita, pero los depósitos encontrados tienen espesores mucho mayores (hasta 2000 metros).⁷

⁵ HIGUERAS, Pablo. MUÑOZ, Roberto. [En línea]. Universidad de Castilla-Universidad Complutense de Madrid. Yacimientos Minerales: Rocas y Yacimientos de Precipitación Química. (Recuperado en marzo 5 2017). Disponible en <<https://previa.uclm.es/users/higueras/yymm/ym8.html>>.

⁶ Ibíd, cap.8

⁷ GUERRERO, C. Joaquin. Génesis deposición, clasificación y distribución de evaporitas en la región Mixteca Oaxaqueña. [En línea]. México D:F. Universidad Tecnológica de la Mixteca. 2000. (Recuperado en 2 abril 2016.) Disponible en <<http://www.utm.mx/temas/temas-docs/n1136.pdf>>

Ilustración 2. Deposición de sales en el agua de mar.



Fuente: SPALLETI, L. (2009) Resultados del Experimento de Usiglio [figura]. Recuperado de <http://www.fcnym.unlp.edu.ar/catedras/sedimentologia/pdf/evaporitas.pdf>.

- **Evaporitas de supra mareas y de aguas someras:** Encontradas en zonas áridas y semiáridas. Están asociadas a sedimentos clásticos y carbonatos marinos con aportes no marinos en aguas subterráneas, por lo que se consideran depósitos marinos marginales. Característico de este ambiente son las aguas someras permanentes con circulación restringida. El componente más común es el sulfato (con frecuencia yeso), pero existen casos en los que se registra precipitación de halita.⁸
- **Evaporitas de aguas profundas:** Es producto de la precipitación química de minerales observados en la ilustración 2 como yeso, anhidrita y halita en aguas profundas del medio marino. Las características de estos depósitos son su

⁸ GUERRERO, C. Joaquín. Génesis deposición, clasificación y distribución de evaporitas en la región Mixteca Oaxaqueña. [En línea]. México D.F.: Universidad Tecnológica de la Mixteca. 2000. (Recuperado en 2 abril 2016.) Disponible en <http://www.utm.mx/temas/temas-docs/n1136.pdf>.

continuidad lateral por acción de las capas se extienden grandes distancias y una posible presencia de turbidita debido a la desecación de cuencas y precipitación por la diferencia de densidades.⁹

Por evaporación de aguas continentales: basa su creación en la acumulación de aguas en cuencas cerradas de la cordillera. Supone su formación en regiones áridas donde la evaporación es mayor y con las precipitaciones, las sales lavadas por los taludes de los volcanes llegan a un salar o a una laguna. Dichas sales se van almacenando en la laguna y al igual que en las aguas marinas, su precipitación es mayor a medida que aumenta la saturación.¹⁰

- **Evaporitas continentales:** precipitan 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 se originan las evaporitas continentales, fueron en sus inicios aguas sumamente ácidas (freáticas o pluviales) que al infiltrarse obtuvieron los elementos necesarios por la disolución de rocas preexistentes.¹¹
- **Evaporitas de medios desérticos:** Se forman por causa de la meteorización química que actúa en los desiertos, generando sales solubles que quedan sobre las rocas, de modo que cuando llueve, dichas sales son lavadas formando grandes charcas, que luego de ser evaporadas, dejan como resultado una alta concentración de sales arrastradas.¹²

⁹ *Ibíd.*, p.5.

¹⁰ GUERRERO, Op cit, p.14

¹¹ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 7p.

¹² *Ibíd.*, p. 7.

- **Evaporitas lacustres:** Por lo general, los lagos están formados por agua dulce, pero en ocasiones, pueden contener aguas ricas en sales, que pueden ser distintas a las encontradas en el mar, o al menos en extensión.

1.3. FORMACIÓN DE ESTRUCTURAS SALINAS

La viscosidad de la sal es baja comparada con la de otras rocas sedimentarias, a excepción de las arcillas. La viscosidad de cualquier material disminuye a medida que la profundidad aumenta, debido al aumento de temperatura. Una baja viscosidad está relacionada con una alta velocidad de deformación, lo cual explica que la sal pueda fluir rápidamente incluso cuando es sometida a bajos esfuerzos. Cuando las capas salinas están cerca de la superficie, la temperatura es baja, y su resistencia interna no le permite fluir. ¹³

Para que la sal sea móvil debe elevar su temperatura y para esto necesita ganar profundidad, lo cual implica que cientos de metros de sedimentos sean depositados sobre ella. ¹⁴

Dos de las teorías que explican la formación de esas estructuras son:

Donald C. Barton (1933-1936): Explica la mecánica de la formación de los domos salinos de la costa del Golfo de México.

Esta teoría se basa en el principio de la horizontalidad, sosteniendo que la sal se deposita originalmente en estratos horizontales y luego, pequeños esfuerzos tangenciales por erosión darán lugar a pequeñas elevaciones que marcarán el punto

¹³ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 14p

¹⁴ Ibíd, p.15.

de partida del domo. La cuenca de deposición se hunde más rápido que cuando precipita la sal, al tiempo que los sedimentos siliciclásticos van cubriéndola. La acumulación de dichos sedimentos es más marcada en los flancos puesto que la sal se mantiene en lo alto como si flotase. Posteriormente, la sal se mueve alimentando al domo desde la parte inferior, con preferencia horizontal, en tanto que los sedimentos van aumentando la carga sobre el domo y sus alrededores por hundimiento del basamento. Finalmente sugiere que la alimentación del domo termina cuando el espesor del lecho madre se aproxima a cero en los flancos del domo, cuando alcanza el equilibrio isostático¹⁵ entre la columna de sal y la de los sedimentos o cuando el hundimiento de la cuenca termina.

L.L Nettleton (1934-1936): Esta teoría afirma 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 intruir los sedimentos que la cubren, elevándose sobre el lecho madre luego de que éste alcance una profundidad suficiente para que dicha fuerza sea capaz de vencer la resistencia que le oponen los sedimentos depositados sobre ella. Es también necesario que el lecho madre presente inicialmente algunas elevaciones. La forma final del domo dependerá de algunos factores: configuración inicial de la sal, espesor del lecho madre, resistencia de las rocas supra-yacentes y la viscosidad de la sal. ¹⁶

¹⁵ ISOSTASIA: Condición de equilibrio que presenta la superficie terrestre debido a la fuerza de gravedad y a la diferencia de densidad de sus partes.

¹⁶ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. BAÑOS. p. 15-16.

1.4. TIPOS DE ESTRUCTURAS SALINAS

Halocinesis es una palabra griega y hace referencia al proceso por el que los depósitos de rocas evaporíticas se movilizan dando lugar a estructuras salinas como domos y diapiros.¹⁷

En la ilustración 3 se muestran tanto las estructuras salinas activas más comunes como las pasivas.

Estructuras salinas pasivas: La deposición sedimentaria puede formar estructuras continuas que no han sido influenciadas por la tectónica. Una vez los sedimentos son depositados tienden a aumentar su densidad con el aumento de la presión debido al soterramiento, pudiendo llegar a superar la densidad de la sal, la cual no varía significativamente. Una vez los estratos supra-yacentes se convierten en capas más densas, la capa de sal tiende a deformarse en una serie de cordilleras y depresiones.¹⁸

Estructuras salinas activas: A diferencia de las pasivas, éstas se encuentran influenciadas por la tectónica, lo que aumenta la probabilidad de que se desarrollen este tipo de estructuras. En las áreas afectadas por la tectónica, la deformación de los estratos supra yacentes le permitirá a la sal alojarse en los núcleos de los anticlinales que han sido formados, dando lugar a los conocidos domos salinos. Si la presión dentro del cuerpo es muy alta, puede ser capaz de empujar la sal a través de los estratos que la sobre-yacen, a lo cual se denomina fuerza de diapirismo.

Estas estructuras pueden dar origen a:

¹⁷ Diccionario Enciclopédico Larousse. Halocinesis. [en línea]. En: Wikipedia, La enciclopedia libre, 2013 [fecha de consulta: 21 marzo 2017]. Disponible en <<http://es.thefreedictionary.com/halocinesis>>.

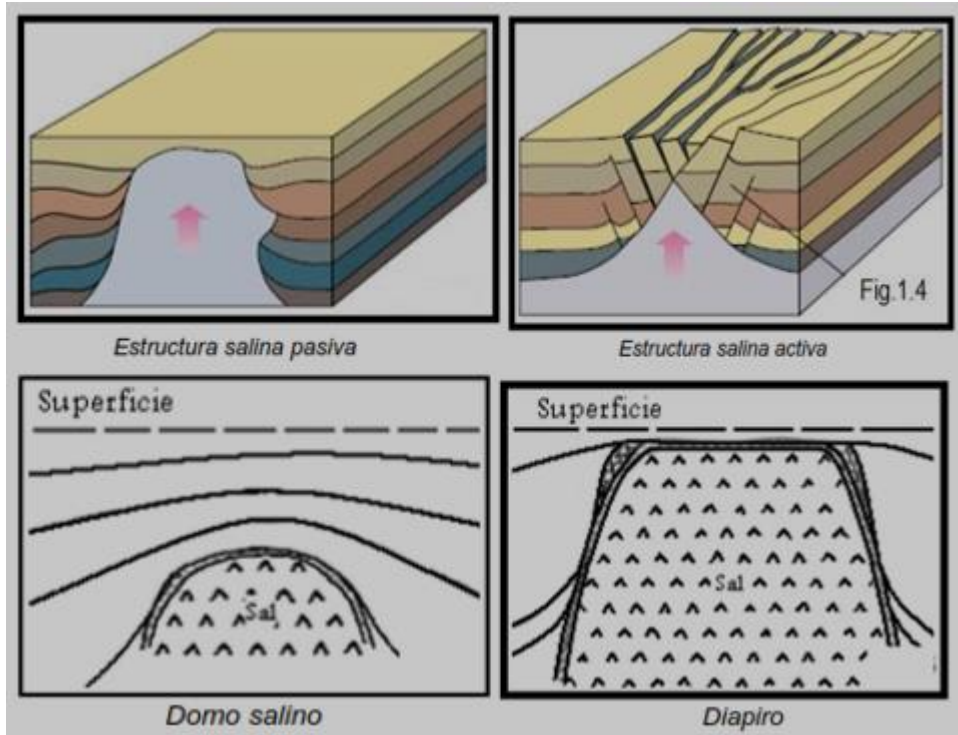
¹⁸ BAÑOS. Op cit, p.10.

- **Diapiros:** Son estructuras geológicas intrusivas formadas por masas de evaporitas (sales, anhidrita y yeso) con comportamiento muy plástico, que sometidos a gran presión ascienden por las capas sedimentarias, las atraviesan y las deforman. Este proceso ocurre cuando la fuerza diapirítica supera el límite de resistencia de las rocas, para lo cual se necesitan millones de años. Su forma es de cilindro, seta o gota y pueden extenderse desde cientos de metros hasta incluso, tres kilómetros de diámetro horizontalmente.¹⁹
- **Domos Salinos:** Se les conoce así a los diapiros con forma de hongo (fungiforme) o de tapón y pueden alcanzar varios kilómetros de espesor. Gracias a la impermeabilidad de la sal, constituyen un excelente sello, impidiendo así que grandes cantidades de hidrocarburos sean entrampadas y no escapen a la superficie.²⁰

¹⁹ SCHLUMBERGER. Diapiro definition. [en línea]. En: Oilfield Glossary. 2017 [fecha de consulta: 22 enero 2017]. Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/diampir.aspx>>.

²⁰ SCHLUMBERGER. Domo definition. [en línea]. En: Oilfield Glossary. 2017 [fecha de consulta: 22 abril 2017]. Disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/salt_dome.aspx>.

Ilustración 3. Tipos de estructuras salinas.



Fuente: Modificado de: BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Prof. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. 10-13p.

2. PANORAMA GLOBAL Y GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS SALINOS

La búsqueda de combustibles fósiles en rocas salinas no era una práctica muy común antes de que el mundo se enfrentara a un serio declive en la producción.

2.1. AVANCE HISTORICO DE LOS YACIMIENTOS SALINOS

Fue en la década de 1990, cuando la industria petrolera descubrió en el Golfo de México, que importantes recursos gasíferos y petrolíferos yacían en el fondo del mar y aunque eran cubiertos por profundas láminas de agua, se dieron a la tarea de buscar los mecanismos para llegar a ellos. Se tornó un hecho desalentador tanto para geólogos como ingenieros, el hecho de que efectivamente, allí se encontraban enormes cantidades de recursos, pero las tecnologías de exploración, perforación y terminación de pozos requeridas, exigían mayores retos que aquellos que la industria venía utilizando durante años, ya que, para obtener el hidrocarburo, deberían atravesar grandes espesores de sal que hasta el momento era de su total desconocimiento. Fue así como la idea de obtener hidrocarburos de este tipo de yacimientos, desapareció en ese momento. Sin embargo, tuvieron que atravesar por años de investigación, experimentos y fracasos para que la extracción de combustibles fósiles en formaciones salinas en México fuera viable.

Por otro lado, en las costas brasileras, en el extremo sur oriente del continente americano, ya había sido realizado en 1974, el primer descubrimiento de hidrocarburos en el pos-sal de la Cuenca de Campos. Fue tan solo hasta 1995 cuando se alcanzaron 500.000 barriles diarios de petróleo con la contribución de 411 pozos productores. De este modo, fueron necesarios 21 años para superar

infinidad de retos y poder llegar a estas importantes cifras. ²¹ Según la Agencia Nacional del Petróleo - ANP: “El presal brasilero produce en la actualidad un poco más de un millón de barriles de petróleo por día, correspondiente aproximadamente al 47,5% del total del petróleo extraído en los Campos del país. Pero el Presal, no solo ha impulsado la producción de petróleo, sino que en los últimos años aumentó su participación y representa el 38,2% del total del gas producido en el país.”²²

En el Mar del Norte también se explotan hoy en día este tipo de yacimientos, aunque allí bastaron solo diez años tras su descubrimiento para alcanzar el mismo nivel de producción (500.000 barriles/día).

Fue así, como en menos de 20 años, las rocas evaporíticas dejaron de ser un obstáculo para convertirse en una alentadora promesa para la sustentación energética de ésta y generaciones futuras.

2.2. CONCEPTOS GENERALES

Teniendo en cuenta la importancia que representan hoy los yacimientos salinos, su trayectoria y el impacto que ha tenido su explotación en múltiples países, se procedió a desarrollar un trabajo de actualidad que fuera acorde con las tendencias mundiales de investigación e industria. Para el desarrollo de este trabajo se hizo necesario hacer una recopilación de información sobre proyectos llevados a cabo tanto en los yacimientos salinos del pre-sal como los del post-sal. A continuación, se hace la aclaración de algunos conceptos:

²¹ PETROBRAS. [en línea]. Magazine Petrobras. Río de Janeiro. Brasil. 2016 [fecha de consulta: 07 mayo 2017]. Disponible en <<http://www.petrobras.com/es/magazine/post/la-produccion-en-el-presal-bate-nuevo-record-y-supera-la-barrera-de-500-mil-barriles-por-dia.htm>>.

²² SPUTNIK. [en línea]. Río de Janeiro. Brasil. 2016 [fecha de consulta: 09 junio 2017]. Disponible en <<https://sptnkne.ws/eNZ6>>.

Pre-sal: Según YPF: “es la capa geológica formada antes de una extensa capa de sal, la cual puede sobrepasar los dos mil metros de espesor”²³

Pos-sal: En contraste, se le denomina así a la capa formada después de la sal, significando esto que la arena, materia orgánica y otros detritos fueron acumulados en un periodo posterior a la capa original de sal.²⁴

De esta forma, se puede afirmar que los términos pre-sal y pos-sal tiene en cuenta la edad de la formación de las diferentes rocas potencialmente generadoras o acumuladoras de hidrocarburos.

Sub-sal y sobre-sal: Son dos términos muy comunes, que aunque muy usados, no se tiene un concepto muy claro y tienden a confundirse con los dos términos mencionados arriba.

El empleo de las palabras **sub-sal y sobre-sal**, es una forma de observar las Capas del océano, y solo considera su ubicación en relación a una capa salina, siendo irrelevante a la cual se hace referencia (capa madre o cualquier otra capa de sal). Con ello, se puede hacer uso de estas dos palabras, “sub-sal” (debajo de la sal) o sobresal (encima de sal), independientemente del periodo geológico en el que fue formada.²⁵

Yacimientos sub-salinos: Almacenamiento de hidrocarburos en la parte inferior de una estructura evaporítica.

²³ OILWATCH LATINOAMERICA. Brasil después del presal, ¿El subsal del postsal?. [en línea]. 2010. [fecha de consulta: 25 julio 2017]. Disponible en <<http://www.oilwatchesudamerica.org/petroleo-en-sudamerica/brasil/3300-brasil-despues-del-presal-iel-subsal-del-postsal.html>>.

²⁴ *Ibíd*, p.1.

²⁵ CARNEIRO, Lucianne. Periódico el Globo: Depois do pré-sal, Brasil poderá explorar petróleo também no subsal do pós-sal. [En línea]. Río de Janeiro. 2009. Disponible en: <https://oglobo.globo.com/economia/depois-do-pre-sal-brasil-podera-explorar-petroleo-tambem-no-subsal-do-pos-sal-3146186>.

Autóctono: Hace referencia a los materiales (en este caso masas rocosas) que fueron formadas en su localización actual, es decir, que no se han transportado.²⁶

Alóctono: En contraste con lo anterior, se refiere a aquellos materiales formados en un sitio diferente al de su localización actual. Es el caso de las evaporitas que penetran y deforman los estratos superiores formando nuevas estructuras. Unos ejemplos de estas formaciones se encuentran en la ilustración 5, en la cual se evidencia los movimientos de la sal.²⁷

GOM: Golfo de México

Play: Es una unidad estratigráfica que puede contener hidrocarburos o también una familia de yacimientos y/o prospectos cuya característica primordial es que tienen en común el mismo sistema petrolero (roca madre, roca almacén, roca sello, migración y trampa) y la misma historia de generación de hidrocarburos.²⁸

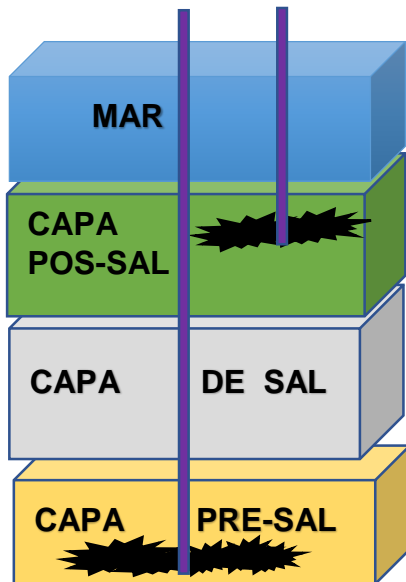
En la ilustración 4 se pueden observar los diferentes tipos de capas salinas y las localizaciones más comunes del hidrocarburo.

²⁶ SCHLUMBERGER Oilfield Glossary. (Recuperado el 11 mayo 2017.) Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/autochthonous.aspx>>

²⁷ SCHLUMBERGER Oilfield Glossary. (Recuperado el 11 mayo 2017.) Disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/allochthonous.aspx>>

²⁸ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 19p.

Ilustración 4. Distribución de las capas en el fondo marino.



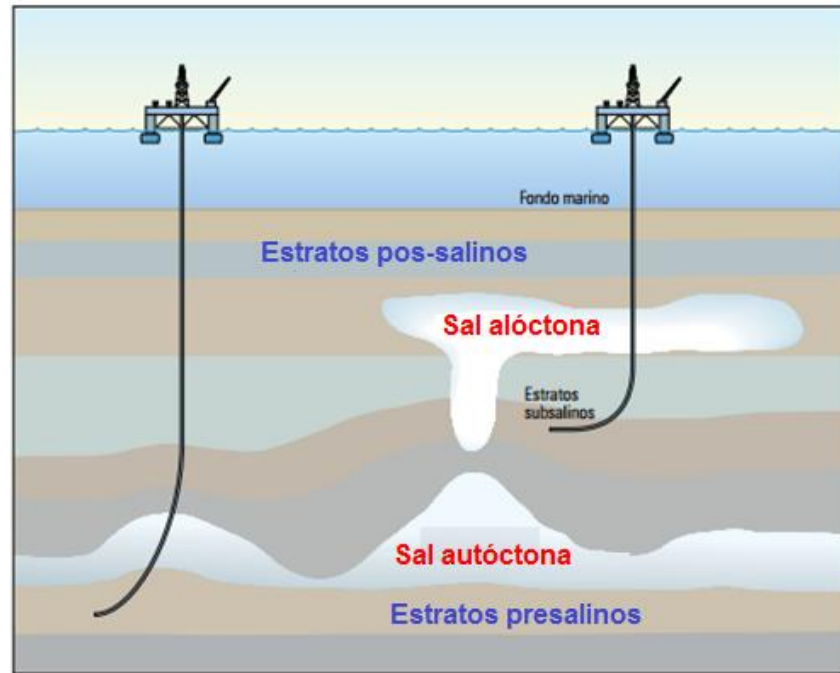
La gran mayoría de áreas sub-sal que producen actualmente son pertenecientes al pre-sal (periodo geológico anterior a la capa madre de sal), a pesar de que hoy en día no se encuentran allí. Esto tiene una explicación y es que, debido a los movimientos tectónicos en la capa madre de sal (sal autóctona), se crean fracturas dando lugar a que ésta ascienda y forme una segunda capa (sal alóctona).

El geólogo Iván Simões, integrante del Comité de Exploración y Producción del Instituto Brasileiro del Petróleo (IBP) justifica cómo sería posible una segunda capa de sal haciendo una analogía con la plastilina, puesto que este material, del mismo modo que la sal se deforma al estar sometida bajo presión, escapándose por las grietas o fisuras y de esta manera, la sal que logra fluir es la que va a formar esa segunda capa de sal, la cual puede seguir unida a la capa madre de sal o de otro modo, desligarse completamente.²⁹

Por esta razón, los términos técnicos pre-sal, pos-sal y sub-sal se tornaron famosos, ya que son necesarios para indicar la posición de las rocas y la acumulación de hidrocarburos con referencia a la capa de sal que divide estas áreas.

²⁹ CARNEIRO, Lucianne. Depois do pré-sal, Brasil poderá explorar petróleo também no subsal do pós-sal. [En línea]. Río de Janeiro. 2009. Disponible en: <https://oglobo.globo.com/economia/depois-do-pre-sal-brasil-podera-explorar-petroleo-tambem-no-subsal-do-pos-sal-3146186>.

Ilustración 5. Perforación en Capas de sal autóctona y alóctona.



Fuente: OLIVEIRA DE SOUZA, D. (2013). Capas de Sal alóctona y autóctona. [figura]. Recuperado de: Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense. 26p.

Aunque el medio marino ha sido poco explorado, gran parte de los recursos petroleros se encuentran allí. Los países pioneros en la perforación de este tipo de plays salinos son: Brasil, México, Estados Unidos y China. Estados Unidos ha llevado a cabo importantes investigaciones en el tema, tomando como base de estudio los plays salinos localizados en el Golfo de México, los cuales han servido como laboratorio para probar todo tipo de tecnologías creadas específicamente para este fin. Se considera el laboratorio por excelencia para probar proyectos piloto, así como evaluar tecnologías ya existentes y crear mejoras a partir de ellas.

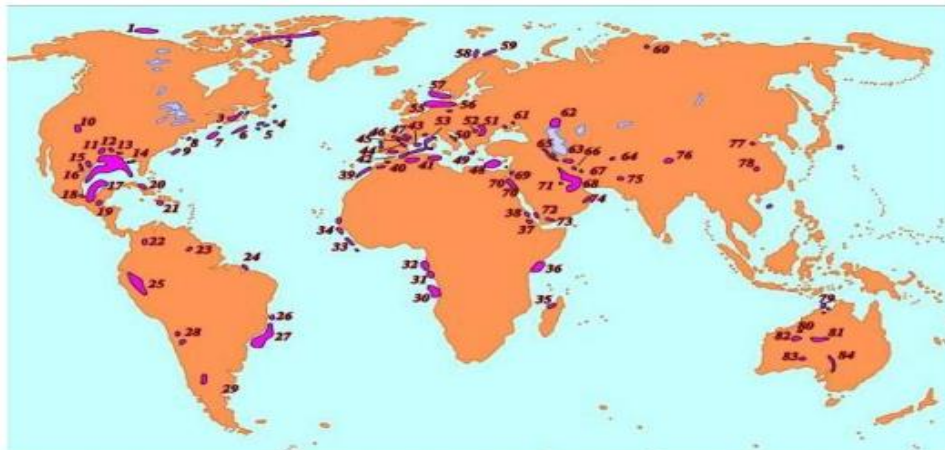
2.3. YACIMIENTOS DE SAL EN EL MUNDO

Las formaciones salinas asociadas a aguas profundas están presentes en diversos Campos en el mundo. Tales son los casos de Tahe (China), Campos y Santos (Brasil), Kenkiyak (Kasajstán), Golfo de México (comprendido entre Estados Unidos, México y Cuba) donde la competencia es mayor.³⁰

Mientras tanto, África occidental y el Mar del Norte, son algunas de las regiones donde se ha empezado a explorar y aunque no se ha sacado a la luz mucha información sobre su producción, importantes analistas de la exploración afirman que se tiene una probabilidad muy alta de que importantes yacimientos estén escondidos bajo la sal.

En la ilustración 6 se muestran las acumulaciones de sal y la ubicación de las áreas que se encuentran en exploración de petróleo y gas en la actualidad.

Ilustración 6. Distribución de formaciones salinas en el mundo.



Fuente: OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013. 31p.

³⁰ OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013. 7p.

Algunos yacimientos salinos de ambiente marino en el mundo son mostrados en las tablas 5, 6 y 7.

Tabla 5. Holotipo: Lorraine (Francia) – Salina shales (EEUU)³¹

EDAD	Silúrico, Devónico, Triásico, Oligoceno
MORFOLOGÍA	Estratiforme, masivo
PARAGÉNESIS	Halita, anhidrita, silvita (ocasional)
GEOLOGÍA	Pliegues anticlinales, zonas tectonizadas.

Fuente: RUBIO NAVAS, Javier. Inventario Nacional de Recursos Minerales de Cloruro Sódico y Sales Potásicas. Madrid: Grafistaff ediciones, 1997. p.129. ISBN 84-7840-288-8.

Tabla 6. Holotipo: Zona de la costa del Golfo (EEUU)³²

EDAD	Pérmico
MORFOLOGÍA	Domos salinos
PARAGÉNESIS	Halita, anhidrita.
GEOLOGÍA	Diapiros salinos, domos de yeso, anhidrita.

Tabla 7. Holotipo: Serie de Zechstein, zonas de Stassfurt, Hannover, Wessel y Baden (Alemania).³³

EDAD	Devónico y Pérmico; Oligoceno
MORFOLOGÍA	Y Estratiforme masivo, 62.000 km ² (Serie de Zechstein)
DIMENSIONES	
PARAGÉNESIS	Carnalita, silvita, halita, anhidrita.
GEOLOGÍA	Pliegues anticlinales, cuencas restringidas.

³¹ RUBIO NAVAS, Javier. Inventario Nacional de Recursos Minerales de Cloruro Sódico y Sales Potásicas. Madrid: Grafistaff ediciones, 1997. p.129. ISBN 84-7840-288-8.

³² Ibíd, p.130.

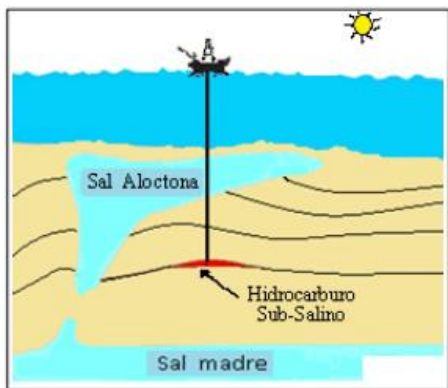
³³ RUBIO NAVAS, Javier. Op. cit, p.35.Ibíd, p. 131.

2.4. YACIMIENTOS SALINOS EN EL GOLFO DE MÉXICO

En los últimos años la actividad exploratoria se ha reorientado a la búsqueda de combustibles fósiles en estructuras salinas debido a la baja permeabilidad de estas rocas, lo cual se traduce en alta probabilidad en materia de hallazgos de hidrocarburos. En sus inicios, se exploraban aquellas zonas que estuviesen alrededor de las estructuras salinas domo-diapiríticas, esperando hallar recursos acumulados en los flancos y en el tope de dichas estructuras.³⁶

Pero los nuevos retos, han llevado a que dichas exploraciones se extiendan a los plays sub-salinos, es decir, yacimientos que se encuentren por debajo de la sal.

Ilustración 7. Ejemplo de un play sub-salino.



En la ilustración 7 se muestra un ejemplo de play sub-salino ubicado en el Golfo de México, que se caracteriza por ser una formación **alóctona** (retirada de su ubicación de depósito original), comúnmente ocurre en forma lenticulares, lenguas y hojas.

Fuente: BAÑOS TORALES Felipe Luis. SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros debajo de la sal. Tesis Pregrado, UNAM. 2009. Pág. 29.

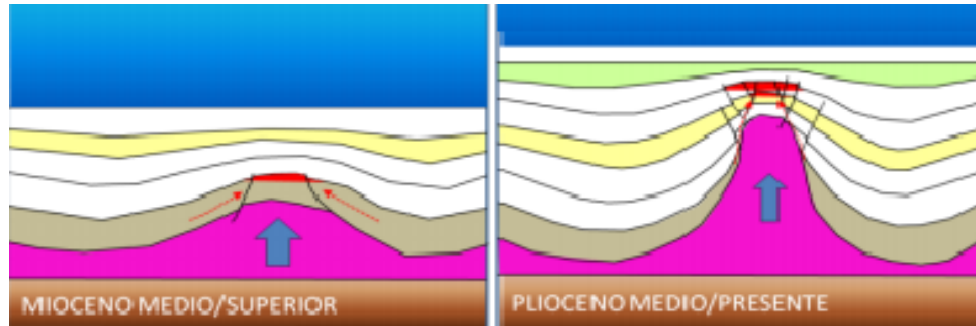
Tipología de las trampas asociadas a la sal en el GOM

La fuerte actividad tectónica en el GOM ha contribuido a crear trampas estructurales salinas, responsables de la actual acumulación de hidrocarburos.

³⁶ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Prof. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. 19p.

Las ilustraciones 8, 9, 10, 11 y 12 muestran la tipología de las trampas asociadas a la sal en los diferentes escenarios.

Ilustración 8. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 1).

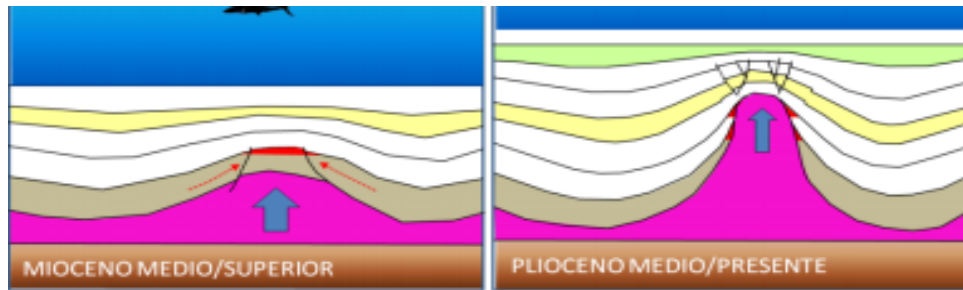


Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <<http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSI ONESPANOL06012016OK.pdf>>

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas, pero los hidrocarburos se preservan y migran hacia rocas almacenadoras más someras y recientes.³⁷

³⁷ COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <<http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSI ONESPANOL06012016OK.pdf>>

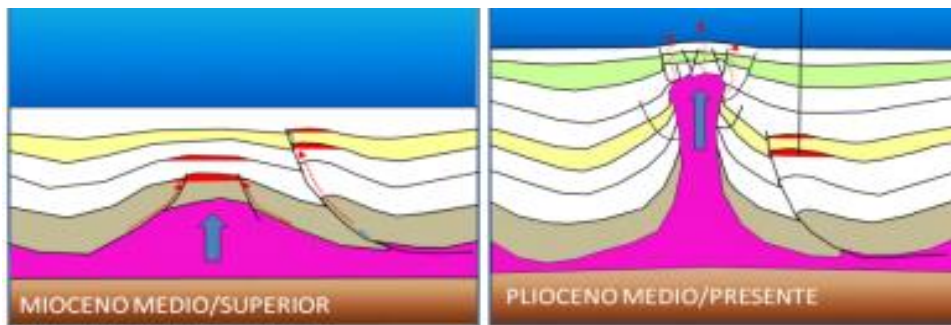
Ilustración 9. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 2).



Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas pero los hidrocarburos se preservan en trampas pequeñas en los flancos de las estructuras salinas. No se encuentran acumulaciones en el tope de la estructura diapirítica.³⁸

Ilustración 10. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 3).

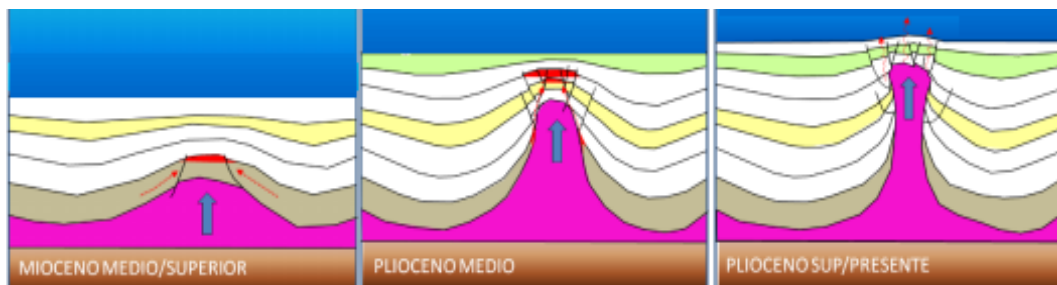


Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

³⁸ COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en 6 junio 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno están destruidas, pero los hidrocarburos se preservan y migran a rocas almacenadoras más recientes y someras en un primer periodo. Sin embargo, el diapiro continúa con su crecimiento hasta que destruye la trampa secundaria. El único hidrocarburo que se preservará será aquel que se encuentre en las estructuras que no fueron afectadas por la tectónica salina.³⁹

Ilustración 11. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 4).



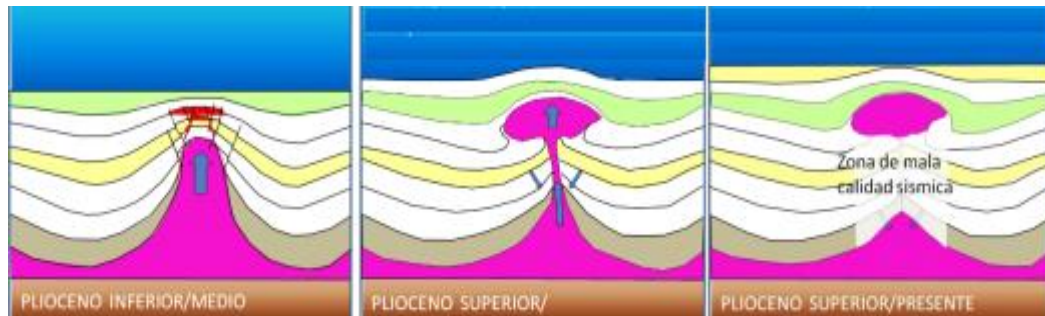
Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <<http://rondasmexico.gob.mx/wpcontent/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>>

Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno-Plioceno están totalmente destruidas por la fuerte actividad diapirítica. Solo las estructuras generadas al lado de las columnas salinas pueden ser preservadas.⁴⁰

³⁹ Ibíd, p.23.

⁴⁰ COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en 6 junio 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Ilustración 12. Tipología de trampas asociadas a la sal (Escenario 5).



Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en junio 6 de 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESSPANOL06012016OK.pdf>


Las trampas por encima del diapiro durante el Mioceno-Plioceno están totalmente destruidas por la actividad del diapirismo hasta casi el fondo marino. Una parte de la sal se desconecta de sus raíces y su movimiento hacia el fondo marino se detiene. Efectos de sombra aparecen en la información sísmica debido a estos cuerpos de sal, lo cual dificulta la interpretación por debajo de los mismos. ⁴¹

Diferentes compañías petroleras se encuentran hoy en actividad de exploración y producción en el sub-sal del Golfo de México, especialmente en la zona del pos-sal. Tan solo el Sur del Golfo de México produce aproximadamente el 65% de petróleo del país. Allí existen diferentes formaciones generadoras de crudo y gas asociado, tales como: Oxfordiano (región de Ek-Balam), Tithoniano, (La formación más prolífica de petróleo en la región). Las rocas del Jurásico son productoras de petróleo en Tamaulipas, Veracruz, Tabasco, Campeche, y en el Sur de Estados Unidos. Geológicamente, éstos constituyen los yacimientos más antiguos y a la vez lo más profundos, cuyo promedio varía entre 3 y 5 kilómetros.

⁴¹ Ibíd, p.23.

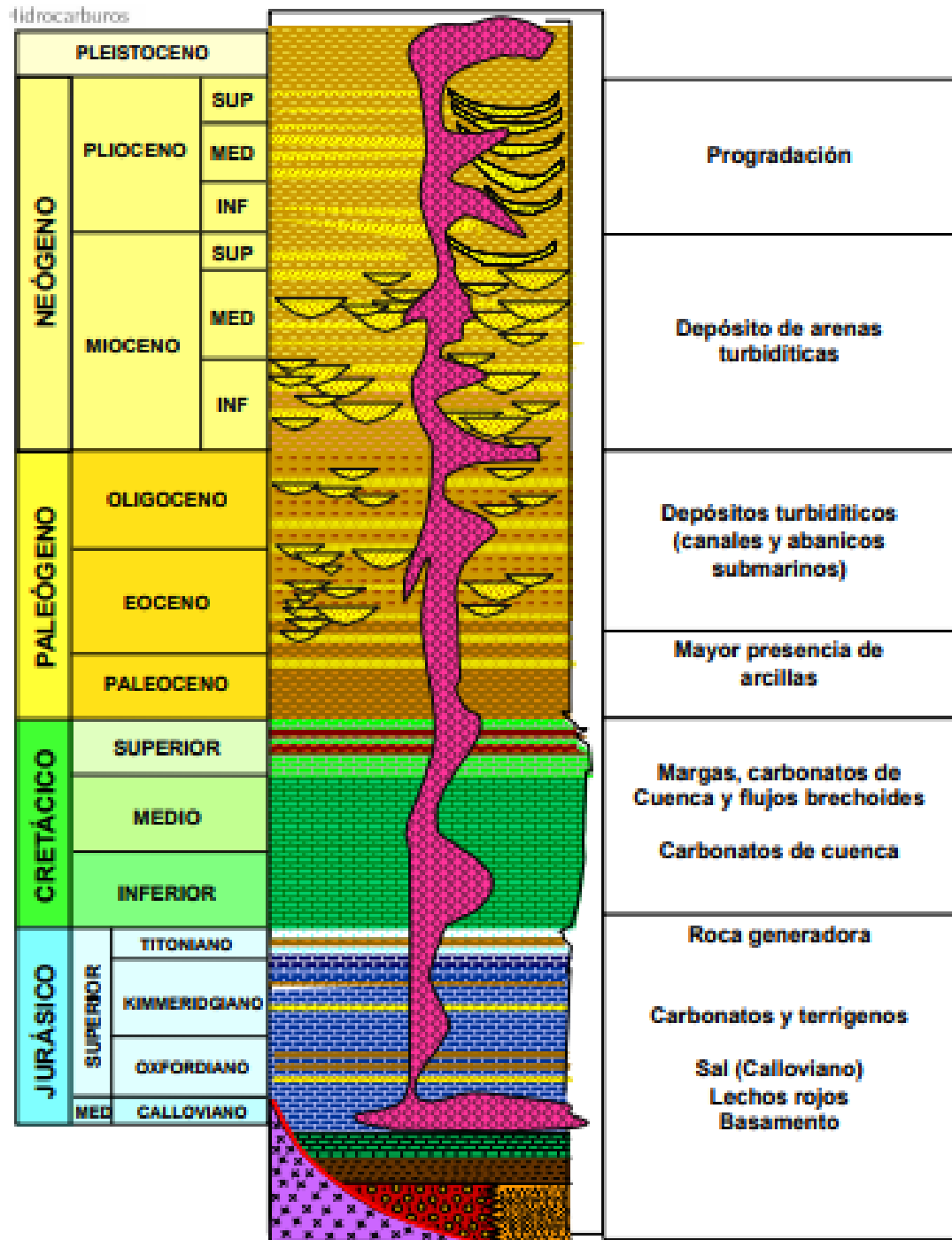
La tabla 11 y la ilustración 14 muestran la columna estratigráfica y litológica salina de México respectivamente. Allí se puede apreciar la era, periodos, épocas y años necesarios para formar las extensiones de sal de las que se producen hidrocarburos hoy, así como el tipo de rocas depositadas en cada periodo.

Tabla 11. Columna estratigráfica salina en México.

ERA	PERIODO	EPOCA	PISO	MILLONES DE AÑOS				
CENOZOICO	Cuaternario	Holoceno		Versiliense	0,01	<p>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.</p>  <p>Plegamiento, compresión</p> <p>Al incrementarse el hundimiento del fondo oceánico, cambiaron las condiciones ambientales, por lo que sobre las evaporitas se acumuló una gruesa secuencia siliciclastica de mayor densidad (areniscas y lutitas)</p> <p>Se presentó una transgresión 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)</p>		
		Pleistoceno	Superior	Milaziense	0,3			
			Inferior	Emiliense	1			
		Terciario	Neógeno	Plioceno	Superior		Calabriano	1,6
					Inferior		Placenziano	3,4
				Mioceno	Superior		Villafranquiano	5,3
	Medio				Zancliamiano		6,5	
	Inferior		Messiriano		11,2			
			Pontiano		15,1			
	Paleógeno		Oligoceno	Superior	Serravatiano		16,6	
				Inferior	Langhiniano		21,6	
					Burdigaliano		23,7	
			Eoceno	Superior	Aquitano		30	
		Medio		Chatiano	36,6			
		Inferior		Rupeliano	40			
		Paleoceno		Superior	Priaboniano		43,6	
				Medio	Bartoniano		52	
				Inferior	Luteciano		57,8	
	MESOZOICO (Secundario)	Cratácico	Superior	Ypresiano	60,6			
				Senonense	63,6			
				Neocomiense	66,4			
					Daniano		74,5	
					Maastrichtiano		84	
Inferior				Campaniano	87,5			
				Santoniano	88,5			
				Coniaciano	91			
				Turoniano	97,5			
				Cenomaniano	113			
Jurásico		Superior/ Tardío	Malm	Albiano	119			
				Aptiano	124			
				Barremiano	131			
	Medio	Dogger		Hauteriviano	138			
				Valangiano	144			
				Berriasiano	152			
				Titoniano	156			
Triásico	Inferior/ Temprano	Lias	Ordoniano	163				
				Kimedgiano	169			
				Calloviano	176			
				Badoniano	183			
	Superior			Bajociano	187			
				Aleniano	193			
				Toarciano	196			
				Plensbachiano	204			
Medio			Sinemuriano	206				
			Hetangiano	206				
			Noriense	225				
			Karniense	230				
Inferior			Ladniense	235				
			Anisiense	240				
			Scythaniense	245				

Fuente: Modificado de: BAÑOS TORALES, Felipe Luis. SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros debajo de la sal. Tesis Pregrado, UNAM. 2009. Pág. 25.

Ilustración 13. Columna litológica salina representativa en México.



Fuente: COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Salina: Síntesis Geológico Petrolera. [en línea]. 2015. [Recuperado en 14 junio 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Rocas generadoras del Golfo de México

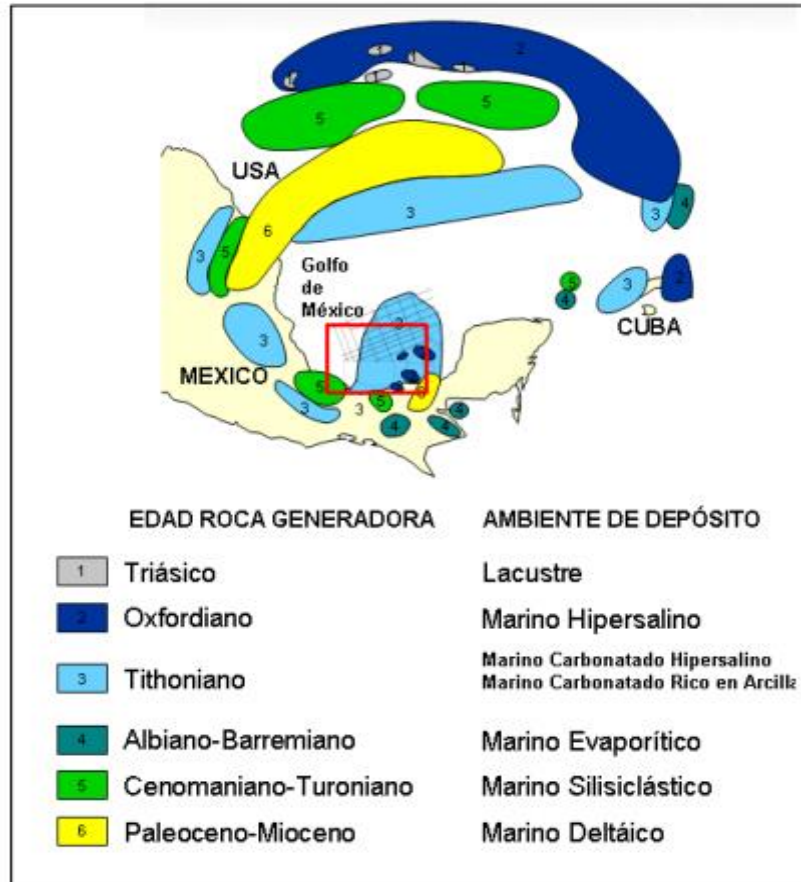
Según Schlumberger “una roca generadora es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe el calor y presión suficiente, generará petróleo y gas.⁴²

Las rocas generadoras típicas, normalmente son lutitas o calizas; contienen aproximadamente 1%, sí bien una roca generadora rica podría tener un contenido de hasta 10 % de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres tienen a ser potencialmente gasíferas.” En el caso de México se reconocen 3 rocas de calidad diversa, estas rocas se depositaron en diferentes edades como el Cretácico, Títoniano y Oxfordiano, entre otros. Las rocas generadoras del Títoniano en conjunto con las del Oxfordiano tienen el potencial suficiente para ser consideradas como las rocas generadoras del Golfo de México.⁴³ La ilustración 15 muestra la ubicación de las rocas generadoras en el GOM con su edad respectiva, así como su ambiente de deposición.

⁴² SCHLUMBERGER Oilfield Glossary. (Recuperado el 12 septiembre 2016.) Disponible en <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/source_rock.aspx>

⁴³ Comisión Nacional de Hidrocarburos: Cuenca salina, Síntesis Geológico Petrolera. [En línea]. 2015. (Recuperado el 11 agosto 2017.) Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Ilustración 14. Rocas generadoras y ambiente de depósito en el GOM.



Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos: Cuenca salina, Síntesis Geológico Petrolera. [En línea]. 2015. (Recuperado el 11 agosto 2017.) Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

Algunas características de estas rocas generadoras en México son las siguientes:

- **Cretácico:** sus niveles relativamente ricos en materia orgánica se encuentran en el Cretácico, sin embargo, no existen datos precisos sobre el potencial real. Se cree que su potencial máximo es de 2.5 T/m².⁴⁴

⁴⁴ Comisión Nacional de Hidrocarburos: Cuenca salina, Síntesis Geológico Petrolera. [En línea]. 2015. [Recuperado el 13 agosto 2017]. Disponible en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

- **Titoniano:** Las rocas de edad Titoniano son las principales generadoras de hidrocarburos en las cuencas Mesozoicas del Sureste de México y muy probablemente de Aguas Profundas Sector Sur. Se encuentran ampliamente distribuidas con un espesor que varía de 100 m a 400 m.⁴⁵
- **Oxfordiano:** Se considera que el sistema petrolero del Oxfordiano es un sistema cerrado ya que las acumulaciones dentro de los intervalos arenosos de esta era no migran hacia los niveles de Kimmeridgiano o Cretácico.⁴⁶

Las características se resumen en la tabla 12, que presenta los datos de riqueza orgánica y materia orgánica en las diferentes eras generadoras en el GOM

Tabla 12. Características de las rocas generadoras del GOM.

ERA DE LA ROCA	ESPESOR NETO (M)	RIQUEZA ORGÁNICA	MATERIA ORGÁNICA
Cretácico	20-200	2,50%	Tipo II (IH 500-600)
Titoniano	20-200	4%	Tipo II a II S (500-700)
Oxfordiano	20 - 200	3%	Tipo II (IH 500-600)

Fuente: Adaptado de Comisión Nacional de Hidrocarburos: Cuenca salina, Síntesis Geológico Petrolera. [En línea]. 2015. [Recuperado el 13 agosto 2017]. Disponible en <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2016/01/ATLASAGUASPROFUNDASSURVERSIONESPANOL06012016OK.pdf>

2.5. YACIMIENTOS SALINOS EN BRASIL

Enormes cantidades de hidrocarburos se encuentran en tres de las principales Cuencas de la Costa Brasileira: Cuenca Espíritu Santo, Cuenca de Campos, Cuenca

⁴⁵ Ibíd, p.35

⁴⁶ Comisión Nacional de Hidrocarburos. Op. cit, p.35.

de Santos, las cuales son localizadas en el mapa de Brasil en la ilustración 16 . Parte de estas áreas son responsables de la alta producción de petróleo y gas actual en Brasil, mientras que otras aún se encuentran en etapa de exploración. Estas formaciones son importantes ya que el pre-sal brasilero aporta el 80% de la producción nacional del mismo.⁴⁷

Ilustración 15. Ubicación de las principales Cuencas del Presal.



Fuente: Watkins, Eric. Oil & Gas Journey. [figura]. 2010. consultado en 23 junio 2017. Disponible en: <http://www.mobes.info/article/7117316506/>

⁴⁷ PARANA PANIAGUA, Abraham Antonio. Potencial Petrolífero y Gasífero de Brasil. [en línea]. Bolivia: Universidad Autónoma Gabriel René Moreno. 2017. (Recuperado en 15 agosto 2017). Disponible en: <<https://es.scribd.com/document/354314486/Cuencas-Brasil>>

Historia de perforación de Brasil

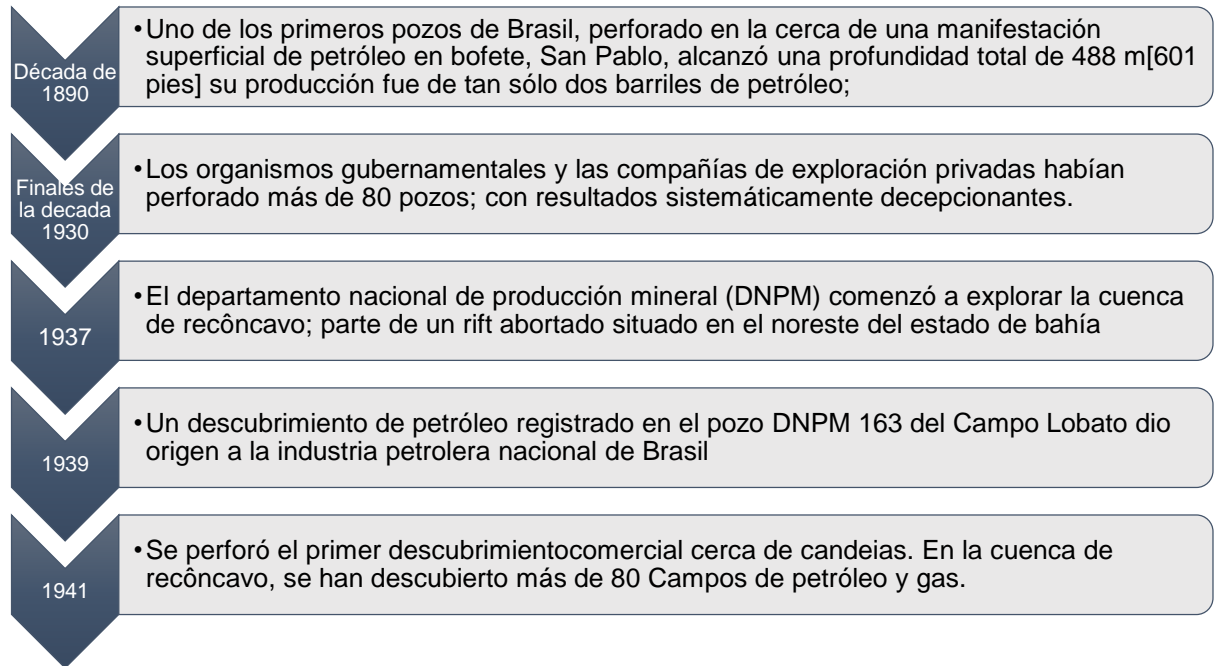
En pequeños pasos, los límites de exploración en Brasil fueron extendidos en nuevas áreas prospectivas; Comenzando en tierra firme hasta llegar a áreas marinas, que emprendió en aguas someras y llegó a aguas ultra profundas. El desarrollo de cada play generó nuevas perspectivas sobre la geología local y regional, además de responder a los desafíos planteados en operaciones de perforación y producción anteriormente.⁴⁸

Como sucede en muchos países, la presencia de manifestaciones superficiales de petróleo estimuló la ejecución de las primeras actividades de exploración. Una breve historia del avance que presentó el país brasilero en el ámbito onshore y offshore son presentadas en la tablas 13 y 14 respectivamente.

⁴⁸ CRAIG J, Beasley.et al. El play pre-salino de Brasil. En: Gestión. Otoño, 2010, vol.22 no.3., p. 28-39.

ONSHORE

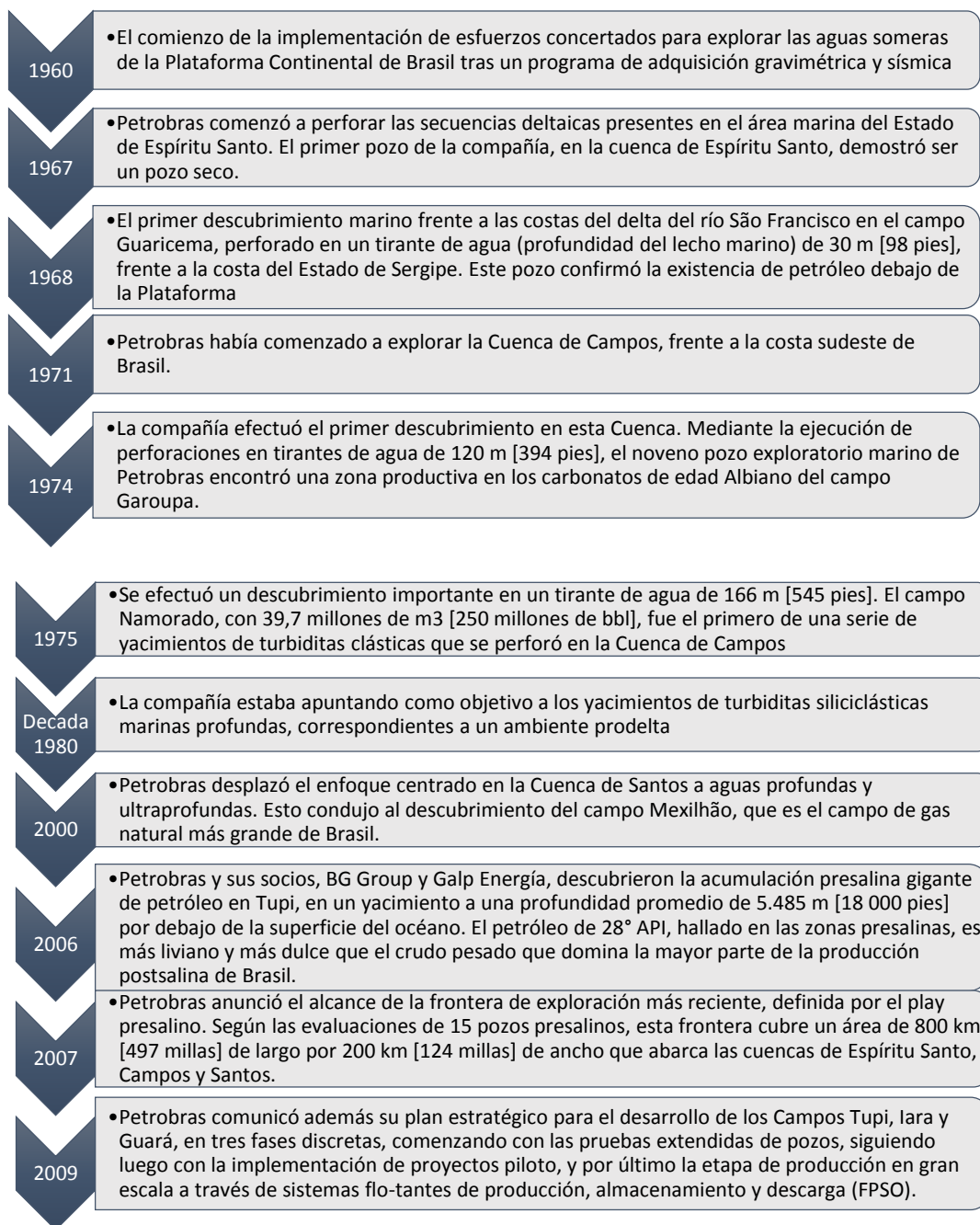
Tabla 13. Línea de tiempo – desarrollo de la industria petrolera en Brasil (onshore).



Fuente: Adaptado de CRAIG J, Beasley.et al. El play pre-salino de Brasil. En: Gestión. Otoño, 2010, vol.22 no.3., p. 28-39.

OFFSHORE

Tabla 14. Línea de tiempo – desarrollo de la industria petrolera en Brasil (offshore).



Fuente: Adaptado de CRAIG J, Beasley, et al. El play pre-salino de Brasil. En: Gestión. Otoño, 2010, vol.22 no.3., p. 28-39.

Cuenca Espírito Santo

Localizada en el margen continental brasilero, en la costa del estado de Espírito Santo. La cuenca marina de Espírito Santo tiene una producción de petróleo y de gas natural en aguas someras y profundas y varios prospectos comerciales en aguas ultraprofundas. Esta cuenca en su porción marina posee un área de cerca de 18.000 Km² y es la responsable por aproximadamente el 2% de aceite y 7% ⁴⁹de gas producidos en Brasil, junto con otras áreas de gran potencial exploratorio.

A pesar de los pozos perforados en esta cuenca, que alcanzaron la sección pre-sal, estos no han sido constatados como buenos reservorios, aunque no se descarta que en secciones más lejanas de las fuentes de sedimentos siliciclásticos puedan tener la presencia de carbonatos semejantes a los encontrados en las Cuencas de Campos y Santos.

En esta cuenca se obtuvo información general de los bloques ES-M-593 y ES-M-598. En estas zonas se identificaron estructuras en el pos-sal y también en la sección pre-sal. Los principales yacimientos presentes se encuentran en las rocas de la era del Cretáceo Superior y las rocas generadoras son de la sección Albina/Turoniana. Los bloques se encuentran localizados en un área cerca de zonas que cuentan con pozos comerciales cuyo fluido predominante esperado en la región es petróleo liviano.⁵⁰

⁴⁹ GALVAO, Queiroz. Ativos e operações: Cuenca do espírito santo. [En línea], 2017. (Recuperado en 3 septiembre 2017.) Disponible en <http://www.qgep.com.br/static/ptb/Cuenca-do-espírito-santo.asp?idioma=ptb>

⁵⁰ Ibíd, p. 1.

Cuenca de Santos

Localizada en la parte sur del margen continental del Brasil. La Cuenca Santos abarca un área aproximada de 350 mil Km² y con profundidades de láminas de aguas de hasta 3.000 m, que incluyen desde el litoral sur del estado de rio de Janeiro hasta el norte del estado de Santa Catarina. Geológicamente, es definida como una gran depresión, limitada al norte por el Alto de Cabo Frio y al sur por el Alto de Florianópolis⁵¹, y se considera una de las cuencas más extensas de la costa de Brasil.

Es considerada una de las áreas de exploración y producción más prometedoras del Brasil, debido a los descubrimientos realizados en la sección pre-sal en los últimos años, que pudieron llevar la región al ranking de las diez mayores reservas de petróleo del mundo, según las publicaciones internacionales especializadas en el sector.

La Cuenca Santos presenta yacimientos con excelentes características de porosidad y permeabilidad. Se presentan rocas generadoras de excelente calidad, sumado al impermeable sello de la capa de sal, lo cual resulta en una acumulación de gran cantidad de petróleo de calidad óptima, propiciando una alta tasa de éxito en la exploración de esta área. Los datos divulgados corresponden a más de 30 mil millones de barriles descubiertos en esta Cuenca.⁵²

Las primeras investigaciones con datos sísmicos realizadas en esta área ocurrieron a final de la década de 1960 y el primer pozo fue perforado en 1970 que se caracterizó por un pico en la actividad exploratoria, incluyendo la perforación de diversos pozos por empresas que trabajaban en contratos de con alto riesgo. La

⁵¹ GALVAO, cit, Op. p.1

⁵² GALVAO, Queiroz. Ativos e operações : Cuenca do espírito santo. [En línea], 2017. (Recuperado en 3 septiembre 2017.) Disponible en <http://www.qgep.com.br/static/ptb/Cuenca-do-espirito-santo.asp?idioma=ptb>

primera acumulación de hidrocarburo en la Cuenca Santos fue descubierta en el campo de gas Merluza en 1979. Consecutivamente otros 6 Campos de petróleo y gas natural fueron descubiertos por Petrobras en 1994 (Tubarao, Coral, Estrela do Mar, Caravela, Caravela Sul y 1-BSS-69). El final de la década de 1980 e inicio de la década de 1990 fueron caracterizados por un aumento en la perforación exploratoria, como resultado de los descubrimientos de hidrocarburo. En diciembre de 2007, 190 pozos exploratorios habían sido perforados, 10 de ellos propiedad de Petrobras.

A partir de 2007, después de aproximadamente 30 años de exploración, la cuenca de Santos empezó a destacarse en el escenario nacional e internacional por los diferentes anuncios realizados por Petrobras acerca de los importantes descubrimientos de aceite y gas natural en aguas ultra-profundas. El principal descubrimiento fue el del campo Tupi, en el bloque BM-S-11, en noviembre de 2007, con reservas estimadas desde 5 mil a 8 mil millones de barriles de petróleo liviano. En el final de 2010, Petrobras anunció la comercialidad de Tupi, que pasó a ser denominado Campo Lula, en honor al Presidente de la época. Actualmente, el campo Lula produce más de 200 mil Bbl/día. Otros Campos descubiertos en la Cuenca Santos incluyen los Campos de Cernambi y Sapinhoá (Guará) entre otros. Se estima que los volúmenes recuperables de estos Campos pueden superar los 30 mil millones de barriles.⁵³

Algunos de los bloques fueron estudiados más a fondo y la información obtenida se resume a continuación:

- **Bloque BM-S-8:** El objetivo exploratorio principal de este bloque son los carbonatos y las estructuras del pre-sal. El primer pozo exploratorio es Bem-Te-

⁵³ GALVAO, cit, Op. p.1.

Vi y junto a la perforación de Biguá confirmaron la presencia de intervalos saturados de petróleo en el pre-sal.⁵⁴

A finales de 2011, fue iniciada la perforación del pozo que dio origen al descubrimiento de Carcará. En marzo de 2012 fue anunciado el descubrimiento de petróleo de alta calidad en yacimientos del pre-sal. El pozo alcanzó una profundidad final de 6.671 m.

En julio de 2015, se concluyó la perforación del pozo de extensión Carcará Norte, con profundidad final de 6.338 m. Este pozo fue perforado a 5 Km de distancia del pozo pionero. Carcará Norte confirmó el potencial petróleo liviano, con una gravedad API de 31°.

Después de la perforación de Carcará Norte, se realizó una nueva perforación a 5 Km del pozo pionero llamado Carcará Noreste. Su perforación fue concluida en septiembre de 2015, alcanzando una profundidad final de 6.405 m. Considerando los datos disponibles de las tres perforaciones realizadas, la columna de acumulación aceite es de por lo menos 530 m.

Las pruebas realizadas en 2015 en el pozo de Carcará Norte confirmaron que el petróleo es de la misma acumulación identificada en el pozo del descubrimiento. El aceite presenta 31° API y ausencia de contaminantes. Los datos obtenidos con la evaluación confirmaron la expectativa de elevada productividad de los yacimientos en esta área. Esta evaluación permitió la definición de las características de los reservorios, de los fluidos y de la capacidad de producción.⁵⁵

⁵⁴GALVAO, Queiroz. Ativos e operações : Cuenca do espírito santo. [En línea], 2017. (Recuperado en 3 septiembre 2017.) Disponible en <http://www.qgep.com.br/static/ptb/Cuenca-do-espírito-santo.asp?idioma=ptb>

⁵⁵ Ibíd, p.1

Los próximos compromisos en el BM-S-8 será la realización de pruebas en Carcará Noroeste y la perforación del prospecto de Guansuma, ambos planeados para el final de 2017. Guansuma es un prospecto del pre-sal, localizado a 30 km al sureste de Carcará. El final del plan de calificación de Carcará será en marzo de 2018, fecha límite para la declaración de comercialidad.

- **Bloque BS-4:** Los Campos en este bloque están en fase de desarrollo. Hay un prospecto exploratorio, Piapara, identificado en el pre-sal en este bloque, abajo del campo de Atlanta. Después de los análisis de los datos sísmicos 3D, el consorcio continúa evaluando la mejor opción para la exploración del mismo.

Sin embargo, la Cuenca de Santos se aborda de manera especial puesto que los yacimientos de esta Cuenca no son convencionales, prácticamente, éstos no tienen análogos en el mundo. Además, al tratarse de yacimientos carbonáticos situados en aguas ultraprofundas, presentan desafíos únicos para la industria del petróleo. A continuación se destacan algunos de ellos:⁵⁶

- Alcance de los pozos (profundidad final).
- Construcción del ángulo en pozos desviados en la sal.
- Aumento de la ROP en la sal y en el yacimiento productor.
- Control del colapso de revestimiento de pozos
- Empleo de sistemas de completamiento inteligente (confiables)

⁵⁶ SILVA, M, et al. Desafios da perfuração em cenários de pré-sal. São Paulo. [En línea]. Universidad Santa Cecilia. (Recuperado en 23 julio 2017). Disponible en <http://cursos.unisanta.br/engpetroleo/documentos/perfura_pre-sal.pdf>

- Mantenimiento de la temperatura en las líneas y risers.
- Control de incrustaciones en los pozos productores (carbonatos y sulfatos).

Algunas características importantes que distinguen a los reservorios del presal de los demás yacimientos ubicados en la Costa Brasileira son:⁵⁷

- Yacimientos profundos (5000-5500 m), ubicados en aguas ultraprofundas (2200 m), con grandes distancias a la costa (300 km).
- Necesidad de desarrollo y calificación de sistemas de risers no convencionales debido a las altas presiones que deben soportar.
- Separación de CO₂ producido con el petróleo y el secuestro del mismo en acuíferos o en el yacimiento productor, con el objetivo de cumplir las estrictas emisiones a la atmósfera.

La alta presencia de gas carbónico es un factor crítico en los yacimientos presal. Hasta ahora, los pozos probados en la región indican la presencia de contenidos de CO₂ encima del 8% y en algunos casos sobrepasan el 30%. El problema se genera cuando el gas carbónico entra en contacto con el agua producida, formando ácido carboxílico, un compuesto altamente corrosivo.

Esto crea otro de los desafíos grandes para Petrobras: la búsqueda de materiales más adecuados puesto que el ambiente dentro de los pozos del pre-sal es altamente corrosivo y por tanto, todos los materiales utilizados en el completamiento de los

⁵⁷ Ibíd, p.22.

pozos columnas de producción van a ser sometidos a ese ambiente corrosivo, por lo que necesitan ser adaptados a esas condiciones.⁵⁸

A esto se suma el problema de que para la perforación de yacimientos profundos en aguas ultraprofundas, existen pocas brocas en el mundo aptas para perforar estructuras salinas, razón por la cual la perforación de un pozo en estas zonas, son demorados y costosos y un grande esfuerzo deben hacer las compañías para que sus proyectos sean viables económicamente.⁵⁹

¿Qué es el Presal Brasileiro y cuál es su importancia?

El Presal son las gigantescas reservas descubiertas por la petrolera brasileña en aguas muy profundas del Atlántico frente a las costas de los Estados de Río de Janeiro, Sao Paulo y Espíritu Santo y que yacen debajo de una extensa capa de sal de aproximadamente dos kilómetros de espesor.⁶⁰

El presal fue el mayor descubrimiento de petróleo en la historia de Brasil. No sólo logró convertir a éste país en una de las mayores potencias energéticas del mundo, sino que a su vez, dio el gran paso de pasar de importador a exportador de petróleo. Con dicho descubrimiento, el término presal se popularizó y dejó de ser una palabra para ilustres petroleros, sino que hoy en día, ronda diariamente en periódicos, revistas, papers, y en sitios web del mundo entero.

⁵⁸ SILVA, M, et al. Desafios da perfuração em cenários de pré-sal. São Paulo. [En línea]. Universidad Santa Cecilia. (Recuperado en 23 julio 2017). Disponible en file:///D:/Escritorio/TESES/simposio/2/memoria/Nueva%20carpeta/tesis%20guia%20para%20proyecto%20de%20grado/perfura_pre-sal.pdf

⁵⁹ Ibíd, p.15.

⁶⁰ AGENCIA EFE. Brasil, cauteloso ante el estudio que cuadruplica su mayor reserva petrolera. [En línea]. Río de Janeiro. 2015. (Recuperado en 21 mayo 2016.) Disponible en <https://www.efe.com/efe/america/portada/brasil-cauteloso-ante-el-estudio-que-cuadruplica-su-mayor-reserva-petrolera/20000064-2687636>

La formación del Presal brasilero se explica geológicamente cuando se dio la separación entre los continentes africano y americano, donde el ambiente lacustre favoreció la deposición que dio lugar a las rocas que hoy conforman el famoso presal Brasileiro.⁶¹

Las primeras exploraciones fueron desarrolladas con poco conocimiento, lo que repercutió en aumento de tiempos no productivos -NPT. Un vivo ejemplo de esto es el primer descubridor de hidrocarburos perforado en la zona del presal llamado Parati localizado en el campo Tupi, en el pozo que lleva su mismo nombre (Tuoi), el cual tuvo un costo aproximado de 200 millones de dólares. Hoy en día, gracias a la información obtenida y las tecnologías desarrolladas, la perforación de un pozo similar está en alrededor de 60 millones de dólares.⁶²

En la tabla 15, se muestra una columna litológica muy representativa de Brasil y la profundidad a la que se encuentra cada tipo de roca.

⁶¹ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Prof. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. 92p.

⁶² GARCÍA SOLÓRZANO, Roberto. Campo Tupi-Iracema, Brasil-Comercialización-etapa de Explotación-Characterísticas Generales. [En línea]. Brasil. 2011 (Recuperado en 13 abril 2017.) Disponible en <<http://www.nejasayoil.com/2011/01/campo-tupi-iracema-brasil.html>>

Tabla 15. Columna Litológica Representativa de Brasil.

	PROFUNDIDAD	LITOLOGÍA
	0-1500	Lámina de agua
	1500-1900	Argilita poco compactado
	1900-2500	Lutita
	2500-3000	Arena fina
	3000-3200	Lutita
	3200-3400	Arenita fina
	3400-3600	Limolita maciza
	3600-3800	Arenisca fina
	3800-4000	Lutita terrígena
	4200-4300	Lutita carbonatada
	4300-4400	Caliza moderadamente porosa
	4400-5000	intercalaciones de Calcarenitas, caliza y lutita carbonática
	5000-5600	secuencia de deposición de evaporitas
	6000-6200	Caliza con baja porosidad
	6200-6400	Caliza bastante porosa
6400-6500	Lutita carbonatita	

Fuente: GOMES JUNIOR, Joao Silveira. Evaporitos da Cuenca de Santos: aspectos geológicos e de estabilidad de poços, 2014. P. 6 y 7. 263.

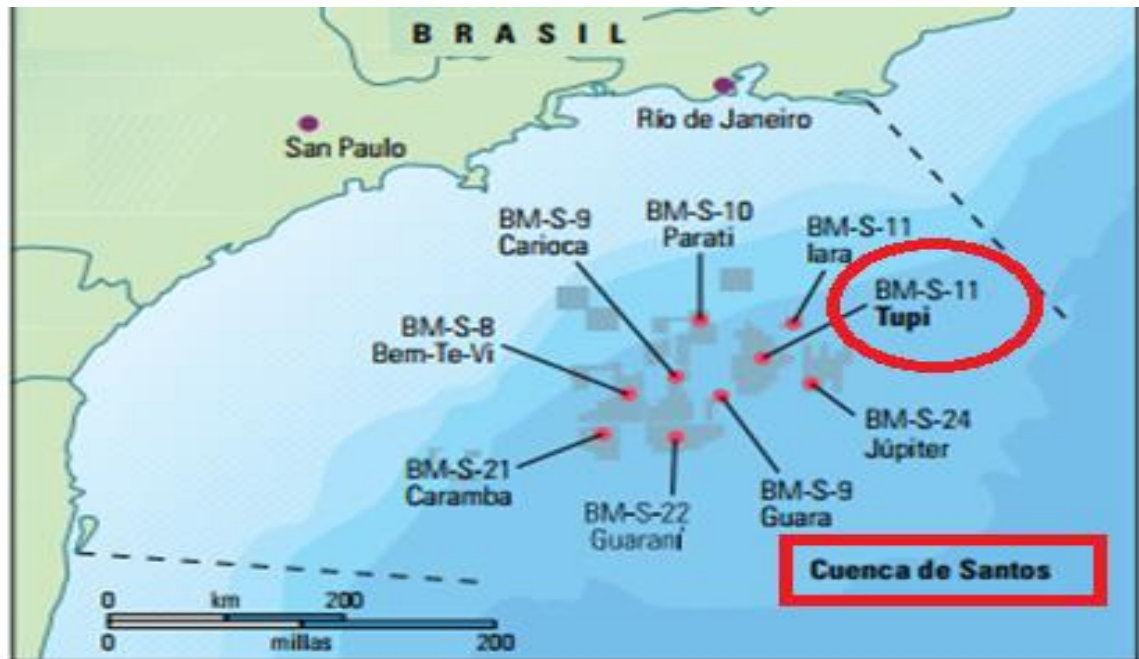
Yacimientos sub-salinos en Brasil

Unas de las acumulaciones más conocidas es el campo **Tupí-Iracema**. El almacén de este campo corresponde a rocas carbonatadas debajo de la sal, con presión aproximada de 8250 psi. Se estima que los pozos que aquí se encuentran, aportan 20,000⁶³ bpd (barriles de petróleo por día). Empezó a desarrollarse en el 2011 y ha

⁶³ Fuente: GARCÍA SOLÓRZANO, Roberto. Campo Tupí-Iracema, Brasil-Comercialización-etapa de Explotación- Características Generales. [En línea]. Brasil. 2011. (Recuperado en 13 abril 2017.) Disponible en <<http://www.nejasayoil.com/2011/01/campo-tupi-iracema-brasil.html>>

sido un éxito total para Petrobras, y aunque no se conocen muchos detalles acerca de éste, en la ilustración 17 y tabla 16, se resume la información más importante:

Ilustración 16. Ubicación del Campo Tupí-Iracema.



Fuente: CRAIG J. Beasley, et al. El *play* presalino de Brasil. [figura]. Oilfield Review. En: Gestión. Otoño, 2010, vol.22 no.3., p. 8.

Tabla 16. Datos y Características generales del campo Tupí-iracema.

•Nombre	Tupi-Iracema
• Localización:	Cuenca de Santos Brasil costa afuera.
• Descubierta:	Septiembre de 2006.
• Profundidad Pozos:	Aproximadamente 17,200 pies.
• Profundidad del Agua:	7,220 ft (2,200 m).
• Espesor de la Sal	(salt canopy): 2000 m.
• Edad de la Sal:	Cretáceo, Aptiano.
• Reservorio:	Carbonatos heterogéneos
• Espesor roca impregnada	250 ft aproximadamente.
• Sello:	Sal Cretácea.
• Gravedad API	28°-30°
• Viscosidad del crudo:	1 cp.
• (GOR):	140-220 m ³ /m ³ (1235 ft ³ /Bbl).
• Presión del Yacimiento:	(8250 psi).
• Área del Campo:	Área Piloto: 110 Km ² (27,181.48 acres); Área total de evaluación: 936 Km ² (231,289.7).
• Total Reservas: 8.3 BBOE	Tupi (Lula) 6.5 BBBOE e Iracema 1.8 BBOE
• Costo	100/240 Millones de dólares por pozo.
• Socios:	Petrobras (65%); BG, 25% y Petrogal 10%.

Fuente: GARCÍA SOLÓRZANO, Roberto. Campo Tupí-Iracema, Brasil-Comercialización-etapa de Explotación-Características Generales. [En línea]. Brasil. 2011. (Recuperado en 13 abril 2017.) Disponible en <<http://www.nejasayoil.com/2011/01/campo-tupi-iracema-brasil.html>>

Otro caso es el del **Campo Libra**, descubierto en mayo del 2010.

Operador: Petrobras con mínimo de participación de 30%

Reservas: 36-42 BBOIP

Factor de recobro: 30%

Reservas recuperables: 3-12 BBO

Columna de aceite: 326.4 metros (1,071 ft)

Grados API: 27°

Fecha estimada de comenzar a producir: 2018

Producción estimada: 1 MMBOPD (un millón de barriles de petróleo diario)

Producción estimada por pozo: 25,000 BOPD⁶⁴

Otros Campos y pozos potenciales comercialmente están localizados en el alto paleogeológico de São Paulo Plateau: Carioca, Sugar Loaf, Jupiter, Parati, entre otros.

⁶⁴ GARCÍA SOLÓRZANO, Roberto. Brasil (ANP) ofrece Campo Libra como Proyecto de producción Compartida. [En línea]. São Paulo. 2013. (Recuperado en 23 mayo 2017.) Disponible en <<http://www.nejasayoil.com/2013/07/brasil-anp-ofrece-campo-libra-como.html>>

3. PROBLEMAS PRESENTADOS DURANTE LAS ETAPAS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS EN ROCAS EVAPORÍTICAS

La perforación a través de la sal es difícil, innumerables problemas tales como llegar a las grandes profundidades en las que se encuentran dichos yacimientos, obligan a implementar otro tipo de tecnologías. Algunos de estos son: la dificultad para avanzar rápidamente a través de la sal, la perforación direccional, las presiones anormales, la movilidad de la sal, mala integridad del agujero, contaminación de los fluidos de perforación, pérdida de circulación, alta incertidumbre de perforación, baja probabilidad de éxito, atascamiento de tubería. A esta lista se debe sumar el hecho de que la mayoría de estructuras salinas se localizan costa afuera por lo que los costos operativos también son mayores, además de la falta de espacio, materiales especiales para la corrosión, etc. ⁶⁵

A continuación, se describen los problemas más representativos presentados en el GOM y Brasil y en el siguiente capítulo, se describirán algunas de las soluciones adoptadas por las compañías petroleras para contrarrestarlos.

3.1. Registros sísmicos en formaciones salinas

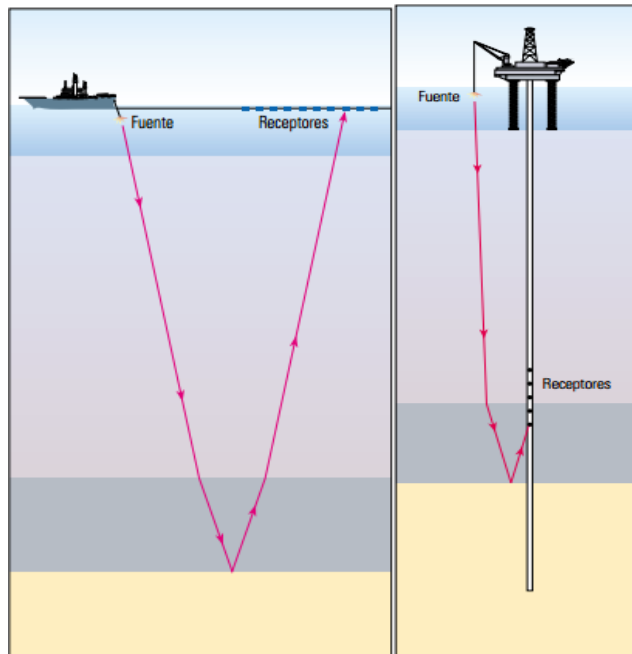
Durante el continuo desarrollo de la industria petrolera, se han buscado métodos para caracterizar las formaciones sin llegar a extraer una muestra o modificar las características del entorno. Como resultado se han obtenido técnicas no invasivas

⁶⁵ OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013. 30p.

que permiten obtener ciertas propiedades de las capas subyacentes por medio de respuestas a un estímulo, siendo la sísmica una de ellas.

La sísmica es una técnica en la cual se aplica un estímulo mecánico por medio de explosiones de aire, dinamita y camiones de compresión, entre otros. En rocas sedimentarias, este estímulo se convierte en una onda mecánica que viaja a través de la formación a una velocidad inversamente proporcional a la densidad del medio. Cuando la onda cambia de litología y se encuentra con una densidad diferente, ocurre el fenómeno de reflexión y refracción.⁶⁶ Las ondas reflejadas llegan hasta un sensor el cual arroja los valores de las ondas V_P (compresión) y V_S (cizalla), las cuales serán necesarias para su posterior análisis. Los sensores pueden estar ubicados en superficie o en pozos como se puede observar en la ilustración 18.

Ilustración 17. Configuración convencional de cables sísmicos.



Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. p.10.

⁶⁶ Ibíd, p.70.

Ruido

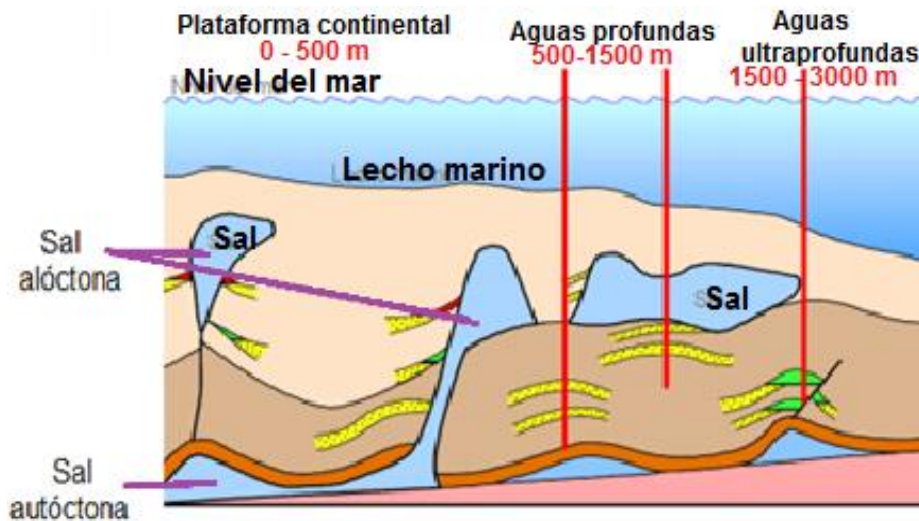
Las capas de alta velocidad de deformación, aumentan la dificultad de levantamiento de datos sísmicos de superficie y de pozo, conduciendo las ondas refractadas de la capa superior a un área sin sensores, por lo que la información que se registra de las capas subyacentes es de mala calidad o nula. Este problema se puede presentar en rocas volcánicas, carbonatadas, evaporitas y otras formaciones de baja densidad.⁶⁷

3.2. MALA INTERPRETACIÓN EN EL MODELO DE MIGRACIÓN DE LA SAL

Otra de las consecuencias de una mala resolución en la sísmica es la baja precisión en la construcción del modelo de migración de la sal. Para que el fluido salino inicie el movimiento es necesario que exista un volumen considerable de rocas evaporitas (halita, yeso, anhidrita). Como fue explicado al comienzo, en ambientes tectónicos, parte de la capa de sal inicial (autóctona), se escapa a través de las fracturas, ascendiendo y formando una segunda capa (alóctona). Allí se crea una nueva cavidad, y en dicha zona puede generarse petróleo el cual no podrá ser descubierto si no se tiene claro el desplazamiento que realizó la sal y, por ende, las posibles trampas con acumulación de combustible fósil. En la ilustración 19 se muestra el proceso de migración de la sal y la complejidad de la perforación de pozos profundos a través de la capas salinas.

⁶⁷ ARROYO, José et al. Excelentes datos sísmicos. Mexico D.F.: OIL FIELD REVIEW, 2003. p. 13.

Ilustración 18. Proceso de Perforación de pozos profundos a través de Capas salinas.



Fuente: Modificado de OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013., 37p.

La producción de Hidrocarburos en los plays salinos en México se lleva a cabo en formaciones alóctonas, razón por la cual se requiere de un modelo de migración de la sal muy preciso, para lograr así perforar con un poco menos de incertidumbre. Dicha incertidumbre ha ocasionado que la perforación en este tipo de ambientes se realice teniendo tan solo un 15% de probabilidad de éxito.

Un claro ejemplo de esto, ocurrió en el Golfo de México en el año 2006. Allí fueron perforados 119 pozos de exploración en profundidades mayores a 1000 pies de los cuales 108 fueron registrados como pozos secos y tan solo 11 de ellos fueron descubridores.⁶⁸ Si trasladamos esto datos al campo estadístico, se observa que el porcentaje de éxito estuvo incluso por debajo del 10%.

⁶⁸ AÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 34p.

Este resultado del 10% ha sido el común denominador en las campañas exploratorias en el GOM durante los últimos años. El costo de un pozo de estas características oscila entre 80 y US\$100 millones. Realizando un cálculo simple, podemos deducir que las millonarias pérdidas obtenidas en dicho proyecto pudieron alcanzar los US\$10.800 millones, siendo esta la razón principal por la cual las compañías de petróleo y gas apuestan grandes sumas de dinero en investigación, buscando reducir al máximo la incertidumbre de perforación y por ende, el número de pozos secos.

3.3. PRESIÓN DE PORO

La presión de poro es uno de los aspectos fundamentales para el diseño de un programa de perforación y desarrollo de un yacimiento sub-salino. La presión de poro en este tipo de proyectos es muy incierta puesto que la estructura puede tener estar sobrepresionada o subnormalmente presionada. Es difícil predecir las zonas de sobrepresión puesto que no se restringen a un periodo geológico en específico, sin embargo, en el GOM el historial de presiones anormalmente altas se ha registrado en el periodo Terciario.⁶⁹

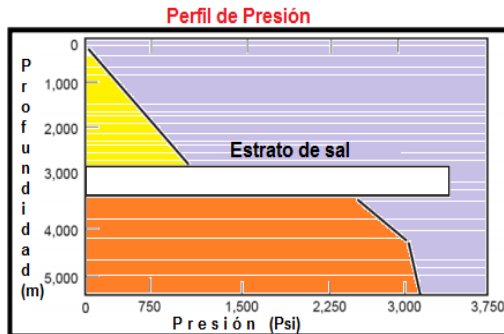
El exceso de presión se conoce como sobrepresión o geopresión⁷⁰. Los factores que provocan presiones anormales son los procesos químicos, geológicos, mecánicos, resultado de los componentes estructurales, deposicionales, compactación y deformación de las estructuras. La identificación de zonas de geopresión se basa en información obtenida de pozos perforados y datos sísmicos recolectados. Esta requiere ser integrada dentro de un modelo geológico coherente y acertado puesto que el conocimiento de la presión es determinante en el diseño

⁶⁹ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 59p.

⁷⁰ SULLIVAN GLASER, Karen, et al. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Oilfield Review. Invierno 2005/2006. 28-30p.

de un pozo, especialmente en el cálculo de las profundidades de asentamientos de las tuberías de revestimiento.

Ilustración 19. Perfil de Presión de poro en la sal.



En el perfil de presión de la ilustración 22 se puede apreciar que la presión se comporta de manera normal en los estratos suprayacentes a la sal mientras que una presión anormalmente alta se registra en los estratos subyacentes a la sal.

Fuente: BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. [Figura]. México D.F. UNAM. 2009. 68p.

Los yacimientos sobre-presionados, normalmente están relacionados con periodos de rápida deposición, donde el agua no fue expulsada durante el proceso de compactación.⁷¹ Para explicar esto, se parte del hecho explicado anteriormente, donde se dejó claro que la sal, cuando es sometida a elevadas condiciones de presión y temperatura, disminuye su viscosidad y se comporta como un material pseudoplástico, dando así soporte a los estratos suprayacentes, transmitiendo una sobrecarga mayor a las formaciones inferiores.

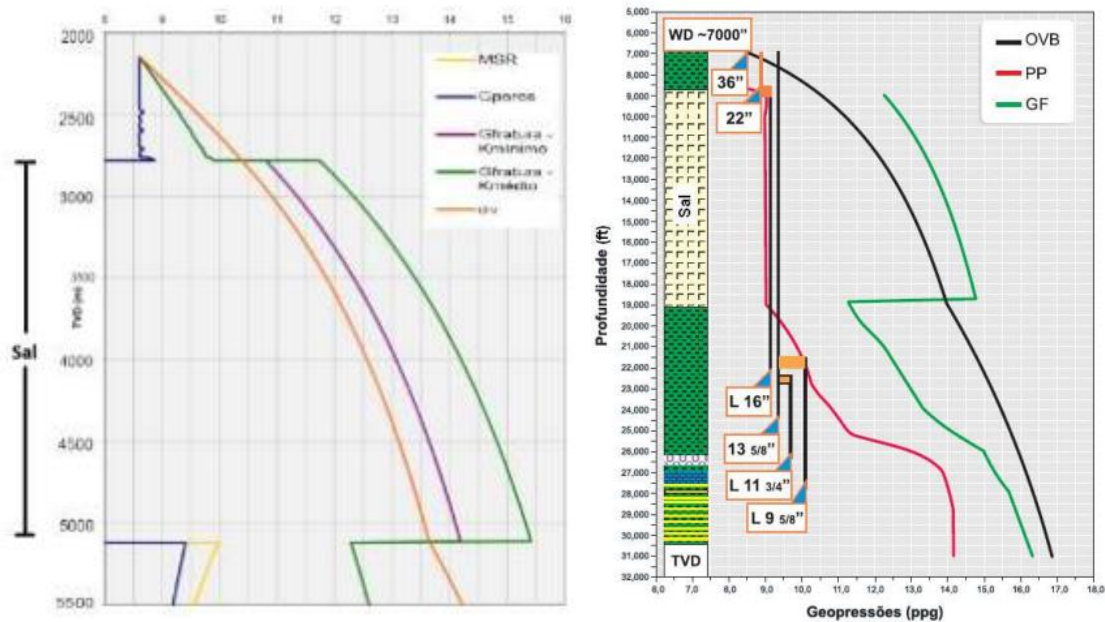
Este problema se vuelve riesgoso cuando se llega a la parte inferior de la sal o la zona conocida como Rafted donde el gradiente de poro aumenta mientras que el gradiente de fractura disminuye, esto debido a que la sal tiene un gradiente de fractura mayor respecto a los demás sedimentos a la misma profundidad. Este choque entre la Presión de Poro aumentando y el Gradiente de fractura disminuyendo, resulta en una ventana de operación muy reducida en dicha zona,

⁷¹ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 69p.

además de inminente riesgo de pérdidas de circulación y problemas de control de pozo.⁷²

Esto se puede visualizar mejor en la Ilustración 23, donde se presenta una ventana de lodo del GOM y otra de Brasil. Existe una similitud entre ellas y es que la ventana se hace más estrecha donde se encuentra la base de la sal con otro tipo de litología.

Ilustración 20. Estudio de Geopresiones en una Región del Presal (izquierda) en el Golfo de México (derecha)



Fuentes: OLIVEIRA KUEHN, Andrej Luigi. Técnicas de perfuração com gerenciamento de pressão aplicáveis aos reservatórios carbonáticos do Presal Brasileiro. [figura]. 2014. 5p

POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. [figura]. Rio de Janeiro: 2012. 87p

Como explican algunos expertos, “A medida que el petróleo y el gas migran en dirección ascendente, quedan entrampados habitualmente debajo de las capas de

⁷² OLIVEIRA KUEHN, Andrej Luigi. Técnicas de perfuração com gerenciamento de pressão aplicáveis aos reservatórios carbonáticos do Pré-sal brasileiro. [figura]. 2014. 5p

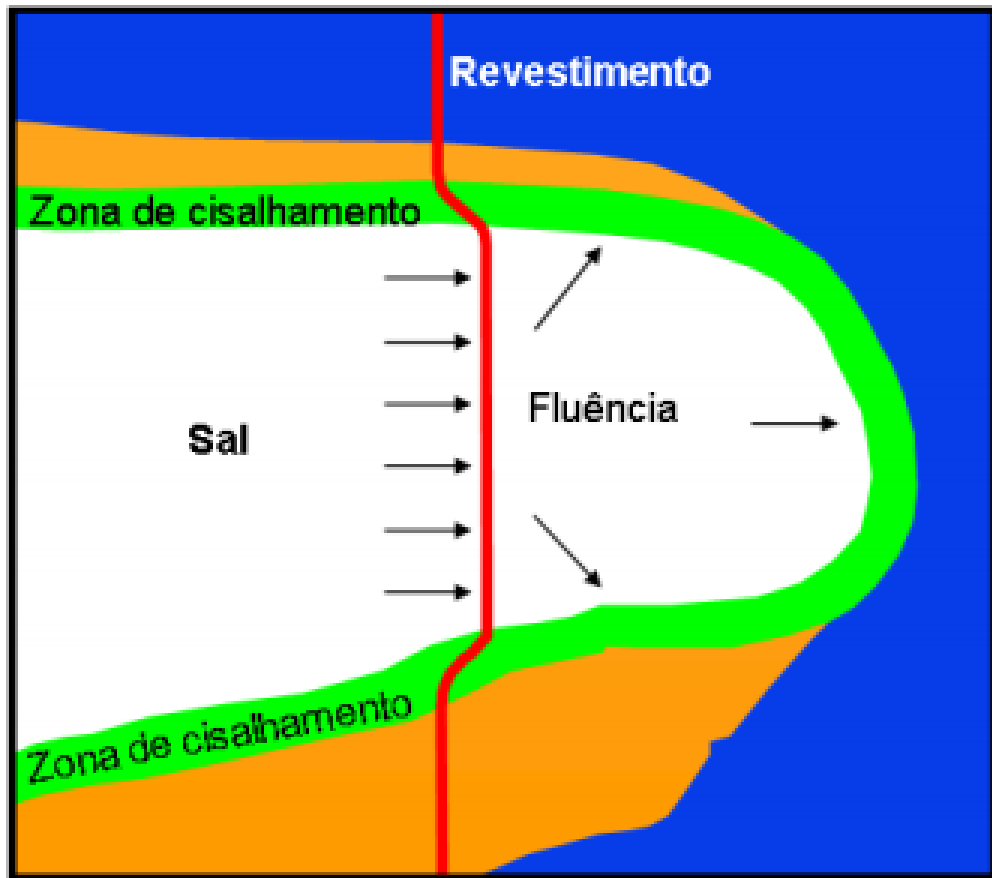
baja permeabilidad o sellos. La alta tasa de sedimentación en una cuenca es responsable de la presencia de capas subcompactadas. Durante dicho proceso donde no se ha permitido el paso del flujo del fluido hacia niveles superiores, el fluido atrapado en el espacio poroso soporta parte de la sobrecarga ejercida por los sedimentos más recientes, generando la sobrepresión o geopresión”⁷³

3.4. CIERRE DE POZO (FLUENCIA)

La exposición de la sal a elevadas presiones y temperaturas aumenta su movilidad, ocasionando que empiece a fluir lateralmente, llegando a la sarta de perforación, atrapando la tubería y ocasionando en muchos casos el cierre del pozo. A este fenómeno se le conoce como “fluencia”. En la ilustración 20 se observa el problema de doblamiento del revestimiento debido a la fuerza causada por la sal cuando ésta fluye hacia el pozo.

⁷³ DA SILVA, Angel. Yacimiento con Presiones Anormales. Comunidad Petrolera. [En línea]. (Recuperado en junio 22 2017). Disponible en <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/yacimientos-con-presiones-anormales.html>.

Ilustración 21. Fuerzas de doblamiento en el revestimiento debido a la fluencia de la sal.



Fuente: POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. [figura]. Rio de Janeiro: 2012. 84.p.

Los estudios realizados en el GOM determinaron que la velocidad a la que se mueve la sal está influenciada por varios factores que son mostrados en la ilustración 21:

Ilustración 22. Factores que afectan la fluencia de la sal.



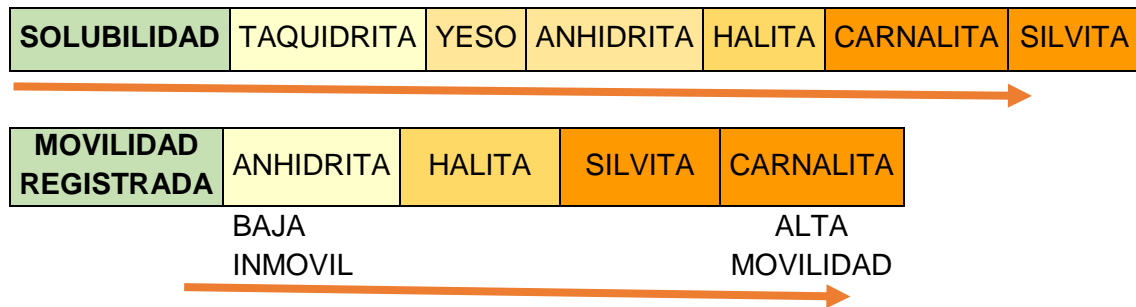
Fuente: Adaptado de BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 59p.

Los resultados obtenidos para las sales sucias (con alto contenido de material arcilloso) fueron el siguiente: los cloruros y sulfatos de sales que contienen agua (Silvita -KCl o carnalita - $\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) eran los materiales que presentaban mayor movilidad, mientras que la halita -NaCl, presentaba un movimiento relativamente lento.⁷⁴ Por el contrario, descubrieron que las rocas carbonatadas como la calcita - CaCO_3 y la dolomita - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ básicamente no presentaban movilidad. La máxima velocidad registrada durante el estudio fue de 1 pulgada/hora.

⁷⁴ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 60p.

En la tabla 17, el incremento de la solubilidad y movilidad son llevados a una escala de colores en la que se puede apreciar el comportamiento inversamente proporcional entre estas dos características.

Tabla 17. Relación entre Solubilidad y Movilidad.



Fuente: Adaptado de OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013., 45p.

De la misma forma, el estudio se llevó a cabo con sales limpias sin obtenerse movimiento considerable. Estas se comportaron como un material prácticamente inmóvil, aunque cabe repetir, que la movilidad es también dependiente en un alto porcentaje de las condiciones de presión, temperatura y contenido de agua.

La tasa de cierre es proporcional a la temperatura, lo que quiere decir que en yacimientos muy profundos como es el caso de México y el presal en Brasil, dicha fluencia muy probablemente estará presente

3.5. CONSTRUCCIÓN DEL ÁNGULO DE PERFORACIÓN

Generalmente los pozos subsalinos están localizados en aguas profundas y ultraprofundas, por ello se ha optado por diseñar pozos direccionales en la sal, como

medida de reducción de costos ya sea para aumentar el número de pozos perforados desde una misma plataforma o bien, para evitar zonas problemáticas.

Al contrario de lo que se creería, tener control direccional en la sal no es nada fácil. Factores como la fluencia, la dureza, su baja resistencia a la compresión (3000 – 3500 Psi), la naturaleza plástica de la sal que ocasiona una tendencia a desviar el ángulo del pozo, lo cual obliga a disminuir los índices de penetración ROP para evitar minimizar dicha tendencia a la construcción del ángulo. En la sal, dicho ángulo no debe superar los 1,5° o 2° /100 ft⁷⁵ porque se podría inducir a un serio problema de “dog leg”.

La elección sobre el punto óptimo de perforación direccional a través de la sal es una de las decisiones más trascendentales para los perforadores.

La perforación direccional de acuerdo a la construcción del ángulo a través de la sal se puede planear así:

- Construcción del ángulo em el tope de la sal
- Desviación y construcción del ángulo en la sal
- Construcción del ángulo en la base de la sal.

Los riesgos potenciales que se puedan producir en estas etapas, son descritos en la ilustración 24.

⁷⁵ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro. 2012. 124.p.

Ilustración 23. Construcción del ángulo de perforación en la sal.

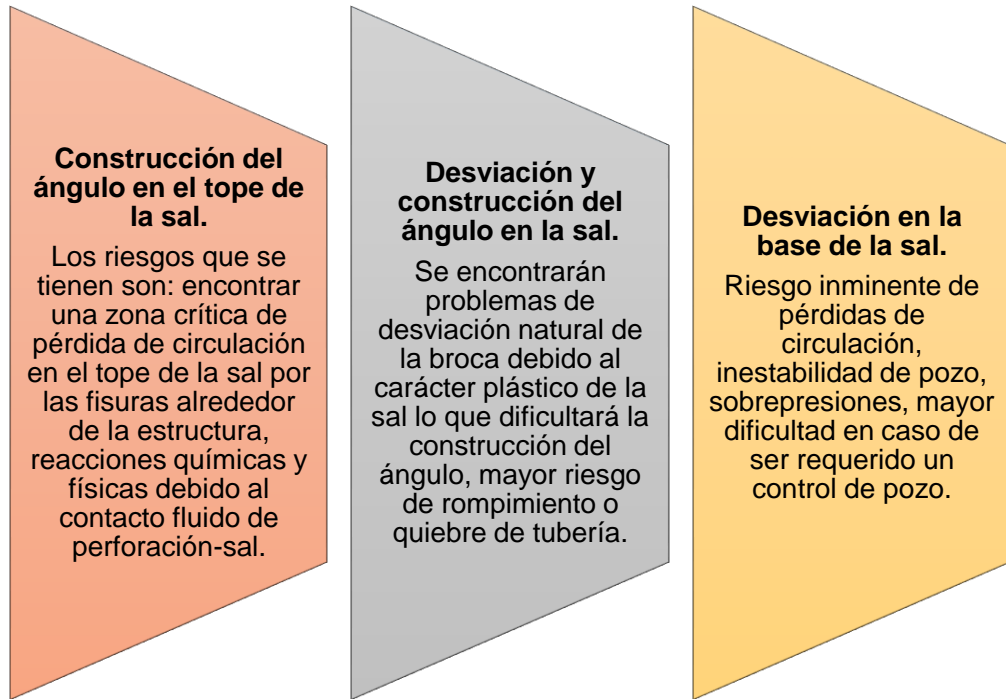
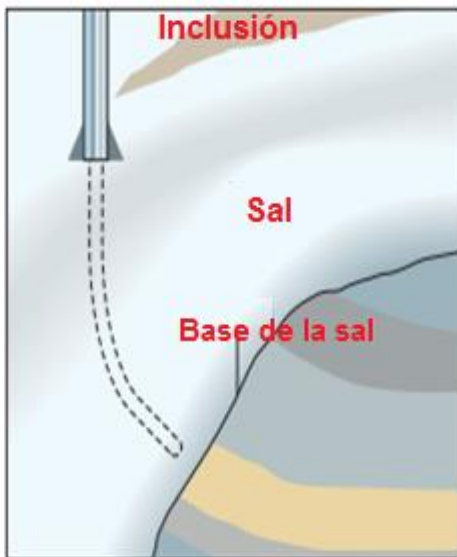


Ilustración 24. Desviación de la perforación en la base de la sal.



Uno de los factores más importantes para tomar esta importante decisión es si se desea evitar salir en zonas problemáticas ubicadas en la base de la sal como muestra la ilustración número 25. Se debe tener en cuenta que salir de la sal en la zona rafted puede traer grandes problemas de estabilidad de pozo. Si el ángulo escogido para salir de allí no es el apropiado, puede conllevar al atrapamiento de la tubería. El golpeteo y la vibración en dicho tramo, también pueden causar un pescado en el pozo.

Fuente: ANDERSEN, Mark. Perforación a través de domos salinos. Oilfield Review. Invierno 2008/2009. Volumen 20. Número 3. 3p.

3.6. DISMINUCIÓN ROP Y NPT

La perforación de la sal es técnicamente difícil. Atravesarla rápidamente es un proceso complejo⁷⁶ y este problema está muy ligado a la mayoría de las problemáticas ya mencionadas. Los tiempos no productivos (NPT) representan un alto porcentaje en el tiempo de entrega de un proyecto, lo cual equivale a millones de dólares que podrían ser invertidos en optimización. Los NPT han sido adoptados como una de las medidas más necesarias de la industria puesto que la mayoría de estudios demostraron que entre el 15 y el 20% del tiempo total de perforación de NPT, generalmente no se consideraban dentro del plan de perforación inicial. Sin embargo, las perforaciones offshore se enfocan más en las terminaciones inteligentes de pozo para tener éxito en la obtención de los recursos que es lo que finalmente cuenta.

3.7. CONTAMINACIÓN DE LODOS

Un fluido de perforación es una suspensión de arcilla en agua, con los aditivos requeridos para llevar a cabo las funciones de extracción de los recortes de perforación, refrigeración y lubricación de la broca, sostenimiento de las paredes del pozo y estabilización de la columna hidrostática. Para la perforación de estructuras salinas, se utilizan dos tipos de lodo y son básicamente aquellos comúnmente usados en la perforación onshore, con la diferencia de que se debe tener algunos cuidados y preparación especial puesto que, al encontrarse con una formación salina, éste puede reaccionar, contaminarse y perder sus propiedades.⁷⁷ Es este otro de los problemas más comunes en la perforación de este tipo de yacimientos.

⁷⁶ OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013., 40p.

⁷⁷ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 70p.

- **Lodos base agua:** Han arrojado muy buenos resultados en la perforación de muchos pozos en el GOM. Sin embargo, se deben tener algunas precauciones como: usarlos cerca al punto de saturación para evitar el lavado de las paredes de la formación salina, así como el uso de inhibidores para prevenir la recristalización de las sales en fondo de pozo.

Este tipo de lodo, es muy propenso a contaminarse al entrar en contacto con otro tipo de minerales o altas temperaturas. Sin embargo, es importante destacar que no siempre el lodo se va a contaminar con sal ya que la solubilidad de esta última depende de varios factores, en especial de la composición, teniendo en cuenta que diferentes tipos de rocas evaporitas, presentan diferentes solubilidades:⁷⁸

** Anhidrita (sulfato de calcio): presenta muy baja solubilidad.

** Carnalita (mezcla de sales de K y Mg): Presenta alta solubilidad, cuando las condiciones de temperatura a la cual está sometida no son extremas.

Además de contaminar el lodo, la solubilidad de la sal crea irregularidades en el diámetro del pozo. Los lodos base agua presentan problemas por la disolución de contaminantes en el agua libre del mismo, en la tabla 18 son listados la sintomatología de estos problemas junto con su respectivo tratamiento.

⁷⁸ Ibíd, p. 72

Tabla 18. Tipo de contaminante del fluido de perforación, síntomas y soluciones.

PROBLEMA	SÍNTOMA	TRATAMIENTO
Contaminación con Carbonatos	*No presenta Calcio en la titulación *Bajo Pf y altos valores de fuerza gel. *Incremento de filtrado	*Incrementar PH *Determinar EPM y agregar cal, dispersantes y agua. *Diluir y ajustar PH *Ajustar filtrado con polímeros
Contaminación con Cloruro de Sodio	*Incremento de cloruros en el filtrado *Disminución Pf y PH	*Usar dispersante *(Si la contaminación de muy severa de debe reemplazar por un lodo salino).
Contaminación anhidrita	por *Reducción de PH, Pf *Incremento de Pm y Calcio en el filtrado	*Tratar con carbonato de Sodio según ppm de contaminante. *Agregar dispersante y agua
Contaminación por temperatura	alta *Incremento de filtrado y contenido de sólidos *Disminución de PH y alcalinidad	*Estabilizador para altas temperaturas *Incrementar concentración de dispersantes *Reducir adición de bentonita

Fuente: Adaptado de BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 72-78p.

El problema más serio de la contaminación de los lodos base agua, es la contaminación con Cloruro de Sodio. La sal como fluido, no puede extraerse del fluido por medio químico. La reacción química de los iones de la sal no es en sí el efecto dañino de la sal, sino el efecto electrolítico, pues redistribuye las cargas

eléctricas en la superficie⁷⁹ de las arcillas, agrupando los iones, causando una reacción en masa que deshidrata los sólidos reactivos del lodo. Así, la deshidratación de las arcillas, causa un aumento en la viscosidad y en la pérdida del filtrado.

- **Lodos base aceite:** Este tipo de fluido, a diferencia de los lodos base agua, los contaminantes como la sal o la anhidrita no pueden afectarlos y tienen gran aplicación en profundidad y altas temperaturas. Es mucho más fácil el uso de este tipo de lodo para prevenir el lavado de la sección de sal, razón por la cual tiene alta aplicabilidad⁸⁰ cuando existe la necesidad de atravesar zonas que contienen sales, yeso o anhidrita, pero su carácter contaminante y los elevados costos hacen que su uso sea muy restringido y por esto, muchas veces la decisión final es usar fluido base agua.

Algunos de los problemas que encontramos al usar fluido base aceite es la contaminación con agua, alta concentración de sólidos, exceso de ácidos grasos, inestabilidad de la emulsión y asentamiento de la barita.

3.8. CEMENTACIÓN

La cementación del casing en formaciones salinas es un proceso complejo, debido a las diferentes interacciones químicas y físicas del fluido de cementación con la formación, las cuales pueden desarrollar eventos que pueden afectar las propiedades reológicas de la lechada. Algunos eventos adversos son la disolución de la sal y la pérdida del control del fluido en fondo de pozo.⁸¹

⁷⁹ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 78p.

⁸⁰ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 74p.

⁸¹ AIEX, Simao. Cementing solutions for salt-and CO₂-Landen presalt zones. Texas, 2016. p. 13.

Algunos fluidos en la lechada de cementación reaccionan con la sal de la formación, lo que resulta en una modificación de las propiedades de la lechada dependiendo el tipo de sal y aditivos presentes en la mezcla.

Estos comportamientos fueron estudiados por Van Kleeft (1989), creando un flujo de lechada dentro de núcleos de sal sintética o natural lo cual le permitió obtener correlaciones de la dilución de iones de Sodio y Cloro, junto con el comportamiento reológico del cemento en este entorno⁸².

Además, se presentan otros efectos como la disminución del tiempo de fraguado como indica Simao, C. (2016)⁸³ “Los efectos químicos dependen del tipo de sal. La formación de ciertas sales como la halita (NaCl), reaccionan con C3A(3CaOAl₂O₃) y C4AF (4CaOAl₂O₃Fe₂O₃) produciendo sal de Friedel. Esta solo altera las propiedades del cemento y puede interferir con el comportamiento de aditivos. Sin embargo, ciertas sales divalentes como la Carnalita (KMg₃Cl₃H₂O) y la Taquidrita (CaMg₂Cl₆·12H₂O), reaccionan con el cemento, disminuyendo el tiempo de fraguado y afectando la resistencia a la compresión del fluido”.

La complejidad del problema puede aumentar cuando la litología es desconocida, y el tipo de sal disuelta en el cemento es desconocida. Como consecuencia, los tiempos de espesamiento o el comportamiento del fluido también son desconocidos, provocando incertezas que disminuyen el control del comportamiento de la lechada en fondo de pozo, haciéndolo impredecible.

Terminada la cementación es necesario verificar una correcta fijación y distribución del cemento en la formación, cerciorándose de que la cantidad de fluido cementante

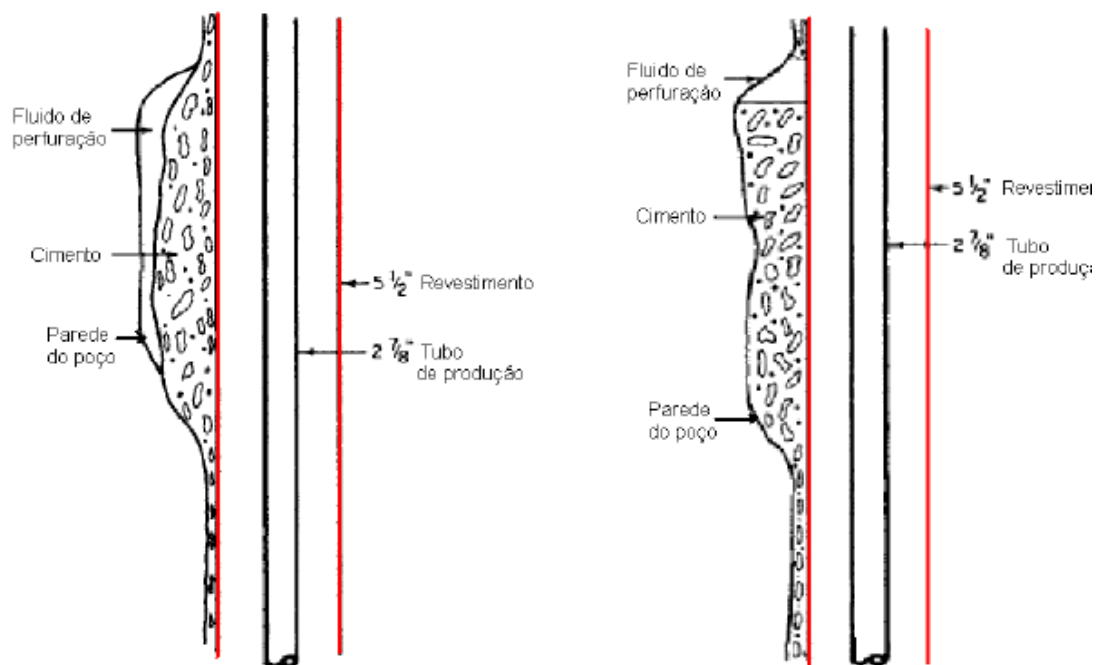
⁸² C, Ludwig. Effects of sodium chloride on setting properties of oil-well cements, 1994

⁸³ Simao, C. (2016). Cementing Solutions for Salt and Co₂. SPE-180336-MS, 1(3), 01-11. Recuperado de: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-180336-MS>

suministrada sea suficiente para evitar problemas como los mostrados en la ilustración 6 y 7. El caso de la izquierda se debe al agua libre presente en el cemento y en el fluido de perforación, interactuando con las paredes de la formación salina, diluyendo la sal y creando zonas donde el cemento no se adhiere adecuadamente a la formación. El caso de la derecha

muestra el problema de cementación incompleta (espacio sin cementar) que ocurre cuando el cálculo del volumen de cemento es erróneo como consecuencia de la disolución de la sal que no fue tenida en cuenta.

Ilustración 25. Efectos de la disolución de la sal.



Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 32

Debido a estas anisotropías, la formación salina no aplica esfuerzos uniformes alrededor del casing, Esto crea puntos de concentración de presión en las paredes

de la tubería que generan una presión externa mayor a la planificada lo cual puede llevar al estallido de la misma⁸⁴.

3.9. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación es la disminución del flujo de fluidos en el espacio anular los cuales son bombeados a través de la tubería de sarta de perforación⁸⁵. Esta pérdida de circulación se puede clasificar en tres tipos dependiendo de la cantidad de flujo perdido en fondo de pozo:

- Filtración (pérdidas menores a 20 Bbl/hr)
- Pérdida de circulación parcial (más de 20 Bbl/hr, pero aún con retornos)
- Pérdida de circulación total (Flujo sin retorno).

Estos tres casos pueden generar problemas de inestabilidad, pega de tubería e incluso reventones en los casos donde la pérdida de circulación es mayor. Estos contratiempos deben ser monitoreados y prevenidos debido a que incrementan los costos del proyecto y en el peor de los casos, pueden repercutir en la integridad física del personal presente en el pozo.

Para que este problema se presente, la presión hidrostática en la cara de pozo debe ser mayor a la presión de la formación. Por lo general el diámetro de la garganta de poro es tres veces mayor a la partícula de lodo cuando se encuentran formaciones no consolidadas, sumamente permeables, fracturas naturales, zonas cavernosas o fracturas inducidas lo que es común al perforar pozos sub-salinos encontrarse este tipo de problemas, siendo los puntos más críticos, el tope de la sal donde se

⁸⁴ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro: 2012. p. 63.

⁸⁵ BAÑOS, Felipe. Yacimientos petroleros debajo de la sal. México D.F., 2009. p. 70.

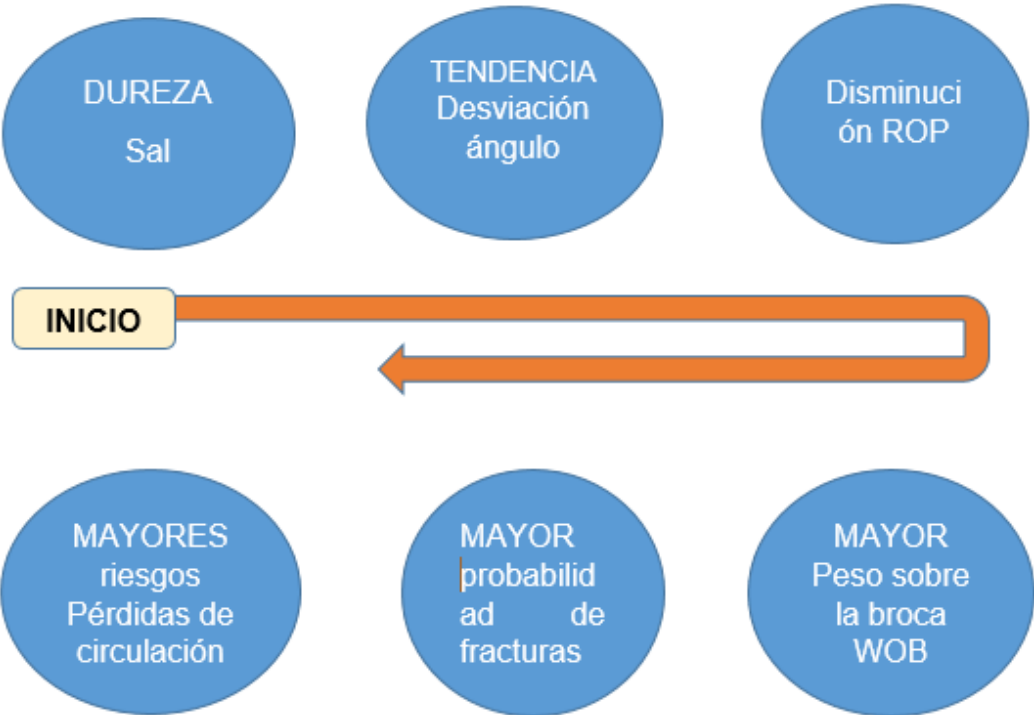
encuentran zonas fracturadas causadas por la geología de la sal o su interacción con formaciones adyacentes debido a la génesis de la estructura salina. En la base de la misma, al cambiar de tipo de litología, se presentan problemas de inestabilidad debido al contraste de presión, además de comúnmente ser una zona seguida de lutitas hidrofílicas.⁸⁶

Durante el desarrollo de este capítulo se logran desplegar un poco los problemas que implican perforar la sal. Si bien es cierto, todo proyecto que requiere de una gran inversión lleva como lema: “A gran riesgo, gran ganancia” y de esto da testimonio la industria petrolera, pues inclusive en regiones recónditas, donde nadie apostaría un peso por invertir en un proyecto, se han descubierto enormes recursos petrolíferos y gasíferos.

La ilustración 27 el problema muestra uno de los problemas que desencadenan en la pérdida de circulación. La sal, por sí misma tiene dureza mayor que otro tipo de sedimentos. Cuando se perfora a través de ella, dicha dureza causa una tendencia natural en la desviación de ángulo por lo cual el ingeniero opta por disminuir la ROP. Para avanzar más rápido a través de la sal, se deberá incrementar el peso sobre la broca aumentando la probabilidad de fracturas lo cual generalmente ocasiona que al llegar a la base de la sal, se deba tener especial cuidado puesto que al cambiar de litología, el gradiente de fractura de otro tipo de estratos es menor, pudiéndose sobrepasar el límite y desencadenando en pérdidas de circulación.

⁸⁶ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro: 2012. p. 70.

Ilustración 26. Pérdidas de circulación producto de la dureza de la sal.



4. SOLUCIONES ADOPTADAS DURANTE LAS PERFORACIONES SUB-SALINAS

4.1. SÍSMICA EN LA SAL

- **VSP (Vertical Seismic Profile):** Para poder mejorar el levantamiento sísmico en superficie, los datos de capas sub-yacentes a formaciones de alta velocidad pueden ser obtenidos por levantamientos sísmicos de pozos con una distribución de sensores planificada. Con el fin de generar imágenes que no pueden adquirirse mediante levantamientos sísmicos de superficie y/o para ayudar a planificar levantamientos sísmicos de superficie más efectivos.

El registro sísmico de pozo también denominados VSP es una técnica en la cual los registros son tomados por geófonos en el interior de un pozo y la fuente se origina en superficie. Los resultados arrojados por esta técnica son levantamientos más detallados debido a que los geófonos se encuentran distribuidos en un intervalo aproximado de 25 m. Con un bajo espaciamiento entre 5 a 10 m en comparación de la sísmica de superficie que puede tener un espaciamiento de cientos de metros. Además, el perfil sísmico vertical obtenido por medio de VSP permite la correlación de los datos sísmicos de velocidad con profundidad, si ya se tiene un registro sísmico de superficie previo.

El VSP adquiere el registro de las ondas en sub-superficie, como resultado la señal tendrá una mayor amplitud y mejor resolución que los registrados en superficie debido a que la onda al ser registrada en fondo de pozo transita la mitad de la distancia que al ser registrada en superficie. Aún con el aumento de

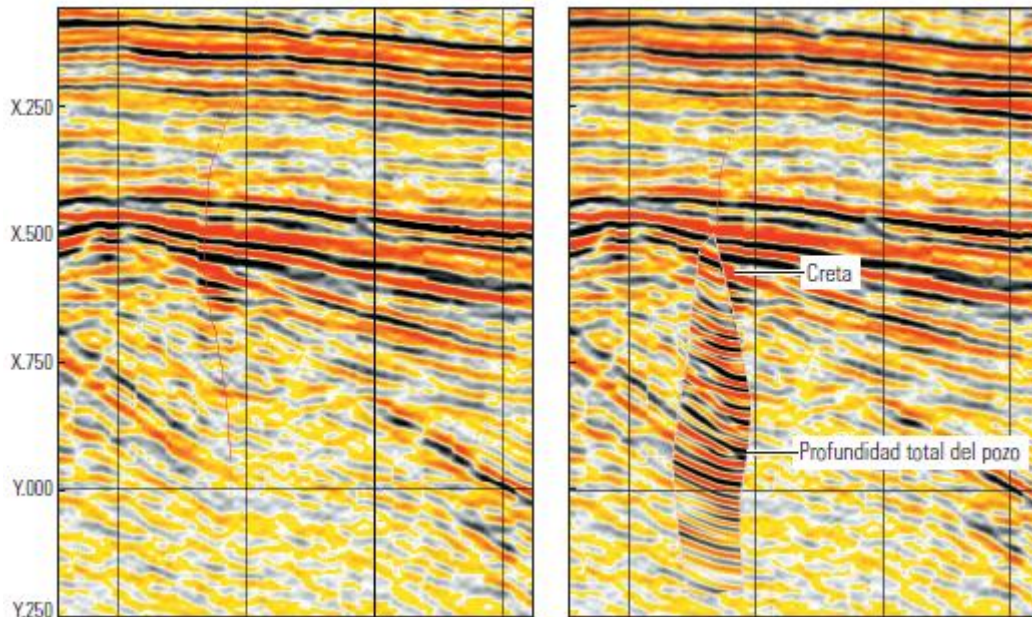
profundidad, estas propiedades se mantienen, en comparación con la sísmica de superficie la cual disminuye su calidad⁸⁷

Las ventajas del registro VSP con respecto al de superficie son mencionadas por, Arroyo, J.(2003)⁸⁸ “El pozo generalmente es un ambiente más tranquilo que la superficie, de modo que los receptores pueden registrar datos con mejores relaciones señal-ruido”, “Los receptores ubicados en el pozo pueden registrar los arribos descendentes directos”, “Los receptores sujetos en el pozo registran multi-componentes de la energía sísmica en la forma de ondas compresionales directas y de cortes convertidas...”. Como se observa en la **ilustración 28**, a la izquierda, el levantamiento obtenido de datos de una sísmica de superficie, y al lado derecho un levantamiento producido de datos de sísmica de superficie y de pozo, en la cual se diferencia la optimización de la imagen obtenida en el sector adyacente al pozo (línea roja).

⁸⁷ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro: 2012. 101p.

⁸⁸ ARROYO, J. Excelentes datos sísmicos de pozos. Oilfield Review, (Verano 2003). Volumen 20. Número 4. 4p.

Ilustración 27. Levantamiento de datos de Sísmica de superficie y de pozo, respectivamente.



Fuente: BLACKBURN, John et al. (2008). Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. [figura]. Oilfield Review, invierno 2007/2008, 36-37 p.

- **Técnicas de mejoramiento de resolución**

El fenómeno de ruido y mala calidad en la sísmica se puede interpretar como lo menciona Brice, T. (2013) “Distorsión de la imagen. La refracción de la luz a través de la superficie irregular de un vaso de vidrio hace que ciertas partes de una cuchara en su interior sean invisibles o estén distorsionadas cuando se ven desde diferentes direcciones. La imagen cambia dependiendo del azimut”⁸⁹

Cuando se llega a capas de alta velocidad y geologías complejas, la dirección de las ondas pueden ser dirigidas a un punto de concentración en superficie. Esto conlleva a que, si los geófonos no se encuentran localizados en un ángulo

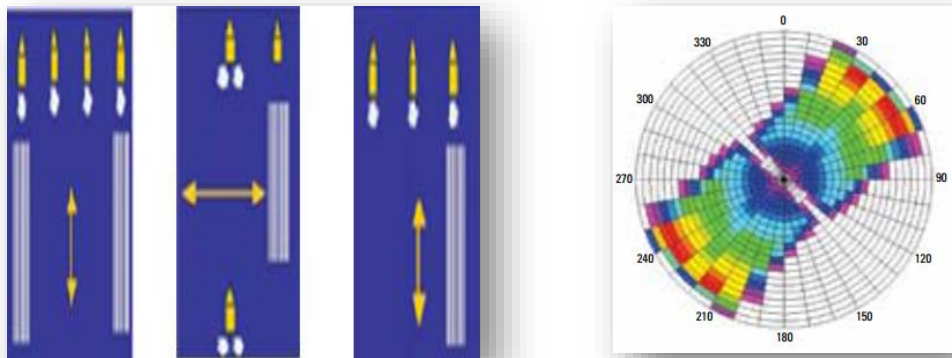
⁸⁹ BLACKBURN, John et al. (2008). Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. [figura]. Oilfield Review, invierno 2007/2008, 36-37 p.

adecuado, los levantamientos sísmicos serán de baja resolución. Este reto llevo a el desarrollo de una técnica con cobertura azimutal amplia denominada (WAZ).⁹⁰

La aplicación de la técnica WAZ se puede observar en la ilustración 29 junto con una configuración que emplea cuatro embarcaciones, las cuales dos remolcan cables sísmicos y fuentes, más otros navíos fuentes adicionales. Su distribución depende de posibles obstrucciones como plataformas, fallas y rocas.

Algunos ejemplos son mostrados en la ilustración 29 junto con un levantamiento con colores que varían de purpura para un numero escaso de trazas, hasta verde amarillo y rojo para un número importante de trazas.

Ilustración 28. Arreglo de la prospección Wide-Azimuth.

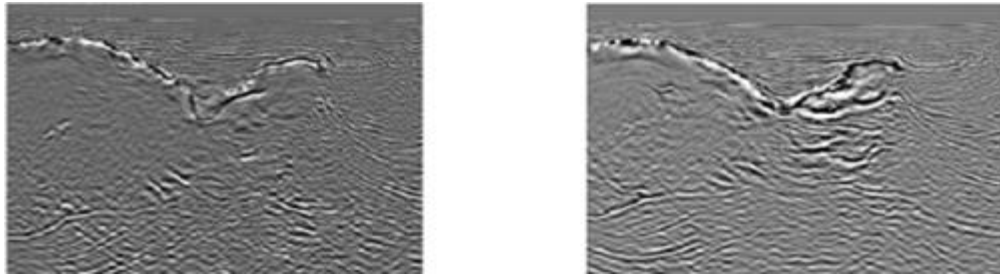


Fuente: BAÑOS, Felipe. SÁNCHEZ, RAMOS. Carlos Adolfo. (2009) Yacimientos petroleros debajo de la sal. [figura]. UNAM. 2009. Pág. 23

Como se puede observar en la ilustración 30, este proceso permite obtener un amplio rango de información del yacimiento, que se ve reflejado en levantamientos de mayor resolución en casos donde se encuentran rocas salinas.

⁹⁰ Ibíd, 27p.

Ilustración 29. Levantamiento sísmico por un método convencional Vs Levantamiento sísmico con el método WAZ.



Fuente: BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. [figura]. México D.F. UNAM. 2009. 41p.

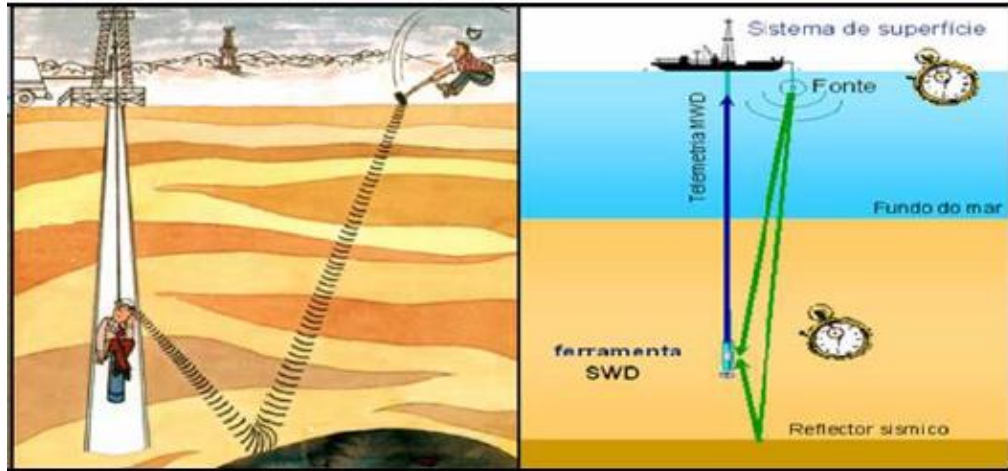
- **Sísmica mientras se perfora – SWD**

Se han desarrollado tecnologías adicionales que facilitan la caracterización de pozos en zonas salinas, entre las cuales se destaca el *Seismic While Drilling (SWD)*, esta herramienta permite la adquisición de datos sísmicos durante la actividad de perforación. Lo que permite verificar la presencia de zonas con cambios de densidad inusuales como las de rocas evaporitas. También, permite obtener datos sísmicos más precisos de las formaciones debajo de la sal⁹¹

Esta tecnología permite dos configuraciones que se pueden observar en la ilustración 31, la primera configuración sitúa los sensores en el BHA realizando el estímulo desde superficie y la segunda configuración intercambia posiciones del sensor y de la fuente del estímulo.

⁹¹ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro: 2012. 102p.

Ilustración 30. Estímulo sísmico realizado desde superficie Vs intercambio de posición del sensor y la fuente de estímulo (imagen derecha).



Fuente: POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. [Figura] Rio de Janeiro: 2012. 102p.

4.2. PRESIÓN DE PORO ANORMAL

Como es común se adquieren estimaciones de la presión de poro a partir de las velocidades obtenidas del procesamiento de datos sísmicos en superficie. Sin embargo, estas velocidades son opacadas por formaciones salinas generando incertidumbre en los datos, por lo cual esta nueva técnica SWD disminuye esta incertidumbre obteniendo relaciones de velocidad más precisas antes de que el pozo atraviese la formación.

Al obtener datos más claros se estima una presión de poro más real, lo que permite obtener una ventana de lodo óptima para atravesar la base de la sal con mayor seguridad.

De la misma forma, es muy importante también contar con un excelente modelo de migración de la sal acoplado a un modelo geomecánico que permita conocer el

sistema de esfuerzos, fracturas, fallas, pliegues, que puedan acercar a predecir cómo ha sido el proceso de migración de la sal y así poder predecir posibles entrampamientos, reduciendo al máximo posible la incertidumbre y evitar encontrarnos con pozos secos.⁹²

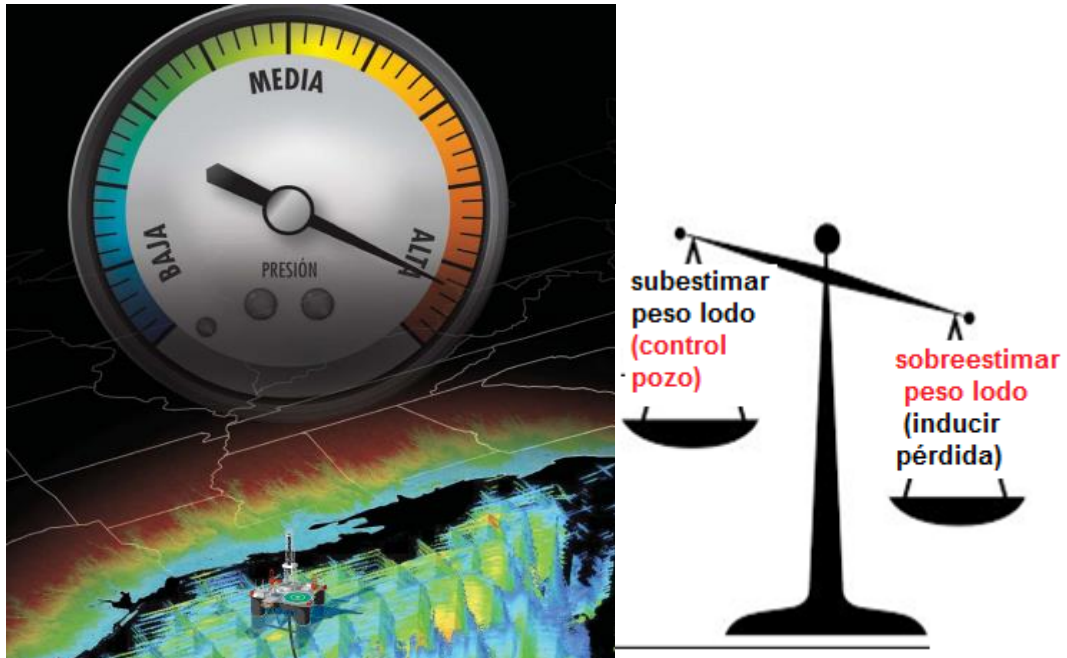
4.3. SOBREPRESIÓN

Aunque es difícil conocer las zonas sobre-presionadas, se ha buscado darle solución a este problema. se debe tener un cuidado extremo en la zona donde se da el cambio litológico entre la sal y la formación sub-yacente donde la presión de poro aumenta y el gradiente de fractura se hace cada vez menor. En el instante en que se supera el gradiente de fractura, es sumamente difícil contener la pérdida de circulación, puesto que, si se quisiera cambiar la densidad equivalente del fluido, se debe recordar que la ventana de operación es supremamente estrecha.

En la ilustración 33 se comparan las dos opciones al perforar en una sección sobre presionada.

⁹² BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008.

Ilustración 31. Presiones anormales encontradas en yacimientos salinos



Fuente: Adaptado de SULLIVAN GLASER, Karen, et al. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Oilfield Review. Invierno 2005/2006. 27p.

Generalmente se opta por disminuir la ROP cuando se está llegando a la base de la sal para evitar al máximo los problemas, para detectar los cambios en la presión y poder controlar un poco la salida de la sal. Sin embargo, la presión de poro en esta zona es demasiado impredecible,⁹³ lo que ha obligado a la industria a poner en una balanza entre sobreestimar el peso de lodo e inducir pérdida de la circulación, o si por el contrario se subestima el peso del lodo, prepararse para hacerle frente a un control de pozo.

Sin embargo, dentro del plan de perforación es vital la planeación de la llegada a la base de la sal, donde la geopresión es el problema más grave.

⁹³ OLIVEIRA KUEHN, Andrej Luigi. Técnicas de perfuração com gerenciamento de pressão aplicáveis aos reservatórios carbonáticos do Pré-sal brasileiro. 2014. 6p

4.4. CIERRE DE POZO (FLUENCIA)

Aunque el cierre de pozo por fluencia de la sal es muy esperado, existen varias soluciones que las empresas han combinado entre sí para intentar evitarlo o mitigarlo, en la ilustración 32 se describen brevemente las herramientas que contrarrestan este problema.

Ilustración 32. Abordaje al cierre de pozo por fluencia.



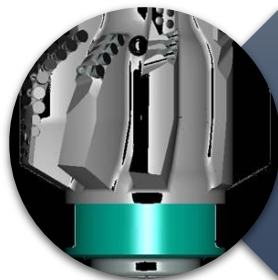
HERRAMIENTAS AMPLIADORAS DE AGUJERO

- Se premedita una disminución en el diámetro del agujero por lo que se opta por sobre-diseñar el pozo, realizando la perforación con un diámetro de broca mayor. La desventaja es que esto repercute negativamente elevando los costos puesto que los yacimientos generalmente se encuentran en aguas profundas o ultra-profundas.



EL PROGRAMA DE LODOS DE PERFORACIÓN

- Si se tiene un control estricto del lodo y se conoce muy bien las propiedades químicas de la formación, se podrán mezclar aditivos que minimicen dicha disolución y al mismo tiempo inhibidores que ayuden a retardar este proceso.



DISPOSITIVOS BICÉNTRICOS

- Con el fin de aumentar la ROP, un mayor valor que las brocas concéntricas. Aunque la perforación se verá afectada por vibraciones causando en daño en los cortadores y en la sarta de perforación, con riesgo inminente a llegar a tener un pescado en pozo.

Fuente: Adaptado de OLIVEIRA DE SOUZA, Diego. Desenvolvimento de Campos Petrolíferos em Reservatórios ligados a Formações Salinas. Tesis Pregrado. Río de Janeiro: Universidad Federal Fluminense, 2013. 47p.

En general, una de las formas de controlar la fluencia y minimizar efectos indeseables es utilizar un peso de fluido de perforación en algunos casos superior al 93% del gradiente de soterramiento.

Para el caso de México, una condición rutinaria para minimizar riesgo de cierre por afluencia es perforar y alargar (de 8 a 18%) simultáneamente el pozo.⁹⁴

4.5. CONSTRUCCIÓN DEL ÁNGULO DE PERFORACIÓN

Actualmente no se cuenta con una solución definitiva con parámetros definidos que permita escoger el punto más conveniente ni el ángulo adecuado de tal forma que se tenga una perforación direccional con la mínima cantidad de problemas.

Se ha recopilado información basada en las experiencias que han tenido diferentes empresas en este tipo de proyectos.

- Entrada a la sal: El plan de perforación debe tener en cuenta los riesgos debidos al cambio del régimen de esfuerzos en el intervalo inmediatamente superior a la sal, estabilidad de pozo y pérdidas de circulación pues son los problemas esperados.

La reducción de ROP y WOB al acercarse a la parte superior de la sal, le permitirá al perforador, mayor tiempo para interpretar y reaccionar ante cualquiera de estos riesgos potenciales antes de entrar a la sal.

- Salida de la sal: No es común la desviación de pozos cuando se está aproximando a la base de la sal debido a la gran cantidad de inconvenientes ya

⁹⁴ POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Rio de Janeiro. 2012. 124.p.

mencionados en la sección de Problemas. Sin embargo, se encuentran investigaciones activas.

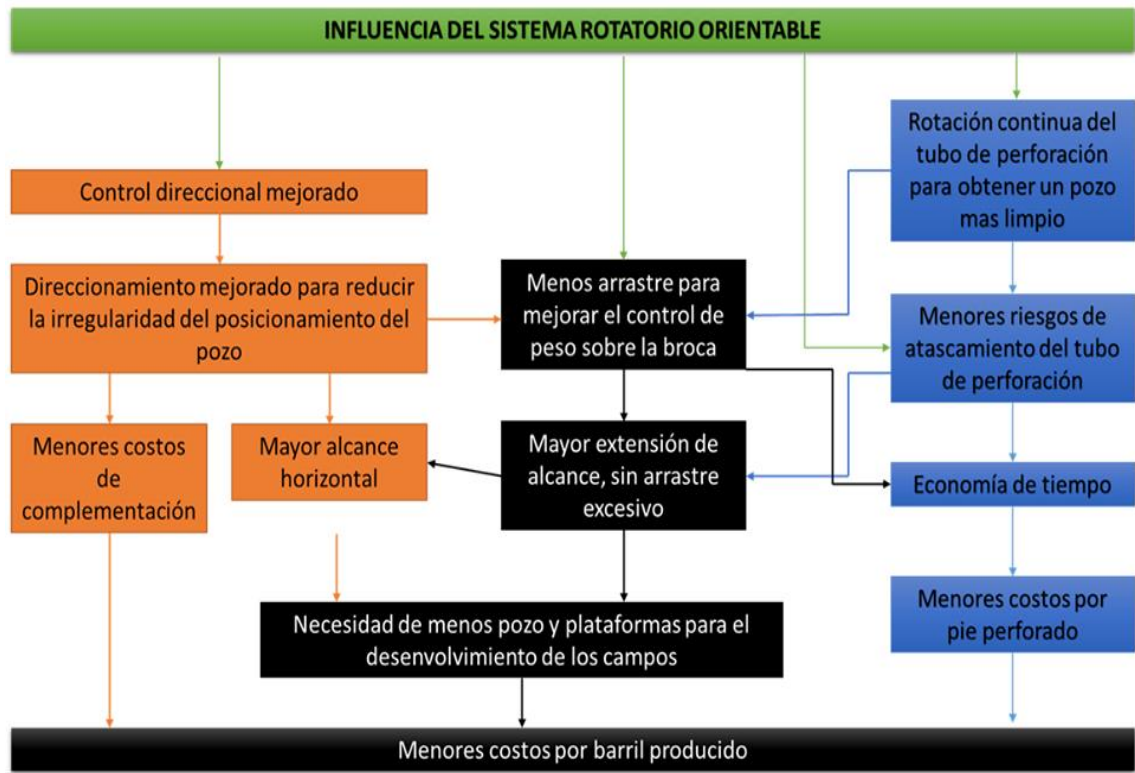
4.6. DISMINUCIÓN ROP Y NPT

Altos valores de NPT (Non Productive Time) causados por la incertidumbre, disminuye la rentabilidad de la perforación de pozos en estos tipos de formación. Por lo que la industria ha encontrado una forma de disminuir los problemas y aumentar la relación de penetración (ROP) mediante el desarrollo de novedosas tecnologías como sistemas de rotación orientables (RSS) haciendo mejoras a las brocas PDC.

Se opta por usar herramientas RSS con motores orientables durante la perforación de camadas salinas porque giran 100% del tiempo, ayudando a un mejor direccionamiento de la perforación logrando mejorar significativas en las tasas de penetración. El resultado de versiones más recientes de herramientas RSS son pozos perforados con diámetros uniformes, más estables y menos sujetos a la deformación.

Algunas ventajas del uso de herramientas RSS se exponen en la tabla 19:

Tabla 19. Ventajas del uso de un Sistema Rotatorio Orientable.



Fuente: Modificado de ANDERSEN, Mark. Perforación a través de domos salinos. Oilfield Review. Invierno 2008/2009. Volumen 20. Número 3. 42p.

Sin embargo, el problema de ROP es necesariamente lento debido a la gran cantidad de problemas presentados al atravesar rocas evaporitas, especialmente, cuando se llega a la base de dicha formación. Encontrando una solución real a los problemas como influjo de la sal, sobrepresiones, pérdidas de circulación, mejorando la sísmica, reduciendo la incertidumbre con que se perfora, es decir, teniendo mejor conocimiento sobre la zona a perforar, se reducirá el porcentaje de los tiempos no productivos.

4.7. CONTAMINACIÓN DE LODOS

Hace algunos años, nació una novedosa y alentadora solución para atravesar este tipo de formaciones. Cuando se tiene programada la perforación de una estructura salina, la mejor solución es emplear un lodo base agua saturado con sal, de manera que no reaccione con los flujos de sal y de agua salada que se esperan. Una de las ventajas es su bajo costo⁹⁵ en comparación a los fluidos base aceite, buena estabilidad reológica en zonas donde se interactúa con las capas salinas, preparación simple y su disposición es menos contaminante. Como desventaja se tiene que son necesarias grandes cantidades de sal para alcanzar la saturación del fluido y en caso de que la saturación se haga con Cloruro de Sodio, este no prevendrá la disolución de otras sales.

Sin embargo, la aplicación de esta técnica no es eficiente en todos los casos, por lo cual, diferentes compañías han realizado otro tipo de experimentos entre los cuales se puede destacar el que realizó BP en el GOM estudiando la litología de la zona y la composición de las rocas evaporitas, alternando varios tipos de lodo variando sus propiedades y composición para cada sección, de forma que se ajuste mejor a las necesidades de cada tramo. Aunque los resultados fueron buenos, no se justifican porque se necesita tener un buen conocimiento acerca de la composición de las sales y las reacciones químicas de con el tipo de lodo. Adicional a esto, se requiere invertir más tiempo y dinero para realizar más pruebas en laboratorio, etc.

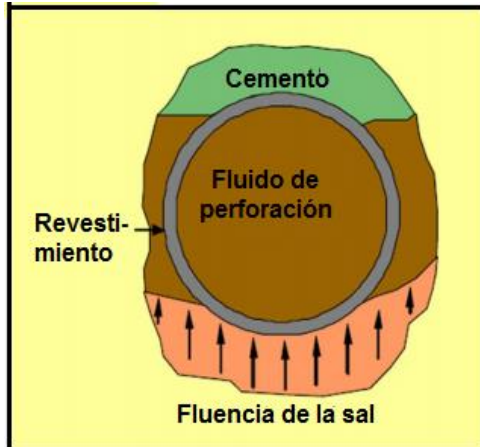
Para cualquier tratamiento de lodo contaminado, será importante determinar el ion contaminante, a fin de no realizar procedimientos o usar productos innecesarios.⁹⁶

⁹⁵ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 76p.

⁹⁶ *Ibíd*, p.74.

4.8. CEMENTACIÓN

Ilustración 33. *Carga no lineal en el revestimiento causado por el movimiento de la sal.*



Si el espacio anular entre la columna de revestimiento y la sal no es llenado correctamente con cemento como en la ilustración 34, se evitará una flexión en el revestimiento como consecuencia de la carga no uniforme provocado por el flujo de la sal. Este es el inicio para la pérdida total del pozo, por lo cual es importante visionar, sobrediseñar, simular bajo peores condiciones y escenarios.

Fuente: FERREIRA A. Inae. Análise numérica da perfuração e cementação de poços de petróleo em evaporitos. 2014. Tesis (Posgrado) Universidad de São Paulo. 82 p.

Nota: Una carga no uniforme es resultado de una inadecuada selección de fluido de perforación, seguidas de una cementación de mala calidad. Para que una operación de cementación de una formación salina sea exitosa, se recomienda realizar una correcta selección de los aditivos del cemento. Esto se puede llevar a cabo teniendo una buena caracterización de la formación a cementar y verificando con los proveedores las posibles investigaciones de compatibilidad de dichos aditivos con diferentes rocas tipo sal.

En las tablas 20, 21 y 22 es presentado las ventajas y desventajas de la reacción de aditivos de cementación disponibles con ciertas concentraciones de algunos tipos de rocas salinas.⁹⁷

⁹⁷ BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 27p.

Tabla 20. Ventajas y desventajas de una lechada “pobre en sal” - 0 a 15% NaCl.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Fácil control del tiempo de fraguado• Buena resistencia a la compresión.	<ul style="list-style-type: none">• El agua intersticial de la lechada disuelve la sal, alterando considerablemente las propiedades de la misma. Por ejemplo, 10% de contaminación aumenta el 30% en tiempo de fraguado y en 100% la reología

Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sismica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 27p.

Tabla 21. Lechadas salinas “ricas en sal”- 15 a 37% NaCl.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Impide la disolución de la sal evitando Washouts.• Mejora la adherencia de la lechada a la sal.	<ul style="list-style-type: none">• Difícil control de las propiedades reológicas de la lechada.• Es necesario el uso de aditivos especiales.• baja resistencia a la compresión.

Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sismica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 28p.

Tabla 22. Ventajas y desventajas de una lechada espumosa

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• La ductilidad de este sistema previene la generación de cargas puntuales alrededor del revestimiento.	<ul style="list-style-type: none">• Logística compleja, más operadores y equipamientos.• Dificultad en el control de la operación

Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sismica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 28p.

Por lo general, se recomienda usar una lechada con propiedades de alta resistencia a la compresión, bajo porcentaje de agua libre y buena compatibilidad química con la formación salina.

4.8. PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

En los casos donde se tiene un problema de pérdida de circulación constante es recomendable una buena selección del tipo de fluido de perforación, base agua o base aceite. En base agua permiten usar una amplia variedad de productos para combatir este problema, y son comúnmente usados en pequeños intervalos de perforación en formaciones salinas, la tabla 23 presenta las ventajas y desventajas de su uso:⁹⁸

Tabla 23. Ventajas y desventajas de los lodos base agua

Ventaja	Desventajas
Bajo costo	La solubilidad aumenta con la temperatura
Formulación simple	Potencial de corrosión elevado
Buena estabilidad reológica	No impide la solución de otras sales
	En la logística son necesarias grandes cantidades de sal para alcanzar la saturación

Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 30p.

En caso de usar un fluido sintético, este permite disminuir su peso específico con facilidad, reduciendo la presión hidrostática aplicada a la formación. Estos fluidos por lo general son a base de n-parafina, una base sintética, o base aceite diésel siendo los fluidos más utilizados en las perforaciones de grandes volúmenes de formaciones salinas. En la tabla 24 se muestra las ventajas y desventajas de su uso.⁹⁹

⁹⁸ BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sísmica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008.

⁹⁹ KUEHN, Andrej. Managed pressure drilling operations in deepwater and total circulation losses environments. Dubái, 2016. p. 13

Tabla 24. Ventajas y desventajas de los fluidos sintéticos.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Mayor estabilidad térmica• Lubricación elevada• Buen potencial de inhibición química de las arcillas intercaladas; ayuda a reducir el alargamiento del pozo• Buena estabilidad del pozo• Menor calíper del pozo	<ul style="list-style-type: none">• El fluido es más caro• Limita la utilización de productos para combatir la pérdida de circulación• Mayor dificultad en la detección de patadas de gas.• Complejo manejo del fluido debido a la legislación ambiental.

Fuente: BLACKBURN, John et al. Levantamientos de sismica de pozos: Más allá del perfil vertical. México D.F., 2008. 30p.

Baños, F. (2009)¹⁰⁰ recomienda en su tesis “Yacimientos petroleros debajo de la sal” una buena planificación y prácticas de perforación apropiadas para este problema, minimizando las presiones excesivas sobre la formación. Como medidas preventivas:

1. Colocar la tubería de revestimiento en la zona apropiada. de manera que sea lo suficientemente resistente para soportar la hidrostática desde los lodos más pesados hasta los más ligeros, son requeridas para balancear las presiones en las formaciones subyacentes.
2. Minimizar las presiones en fondo de pozo. El movimiento de la tubería no debería exceder las velocidades críticas en los viajes. Cuando se mete la sarta de perforación dentro del pozo, la presión aumenta bruscamente debido al efecto de pistón de la barrena y de los accesorios, lo cual incrementa la presión ejercida en el fondo del pozo.

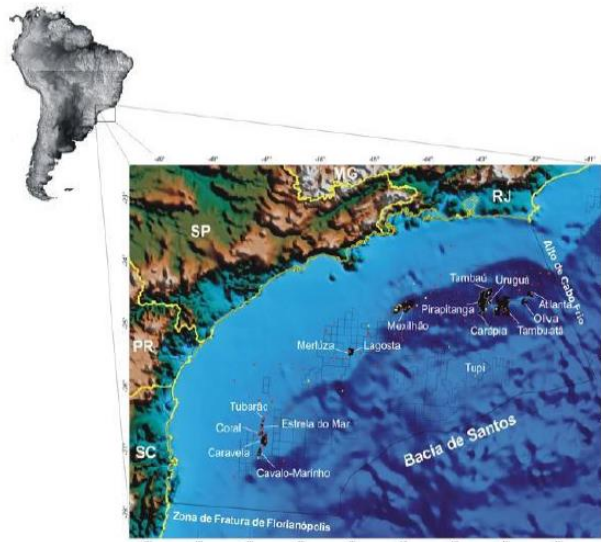
¹⁰⁰ BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 65p.

5. CASOS HIPOTÉTICOS - GOLFO DE MÉXICO Y BRASIL CASO DE ESTUDIO – BRASIL

Este caso de estudio está relacionado con la exploración, perforación y cementación de un pozo vertical hipotético, cuyo objetivo se encuentra a 6200 metros de longitud, siendo 1500 metros de lámina de agua. La zona más crítica del proyecto se encuentra a una profundidad de 5000 metros a 6000 metros, que comprenden una secuencia evaporita conformada por halita, carnalita y taquidrita. Se discute principalmente la toma de los datos sísmicos, la selección del fluido de perforación y cementación, la profundidad de asentamiento de la zapata y el nivel de fluencia de la sal.

LOCALIZACIÓN DEL POZO

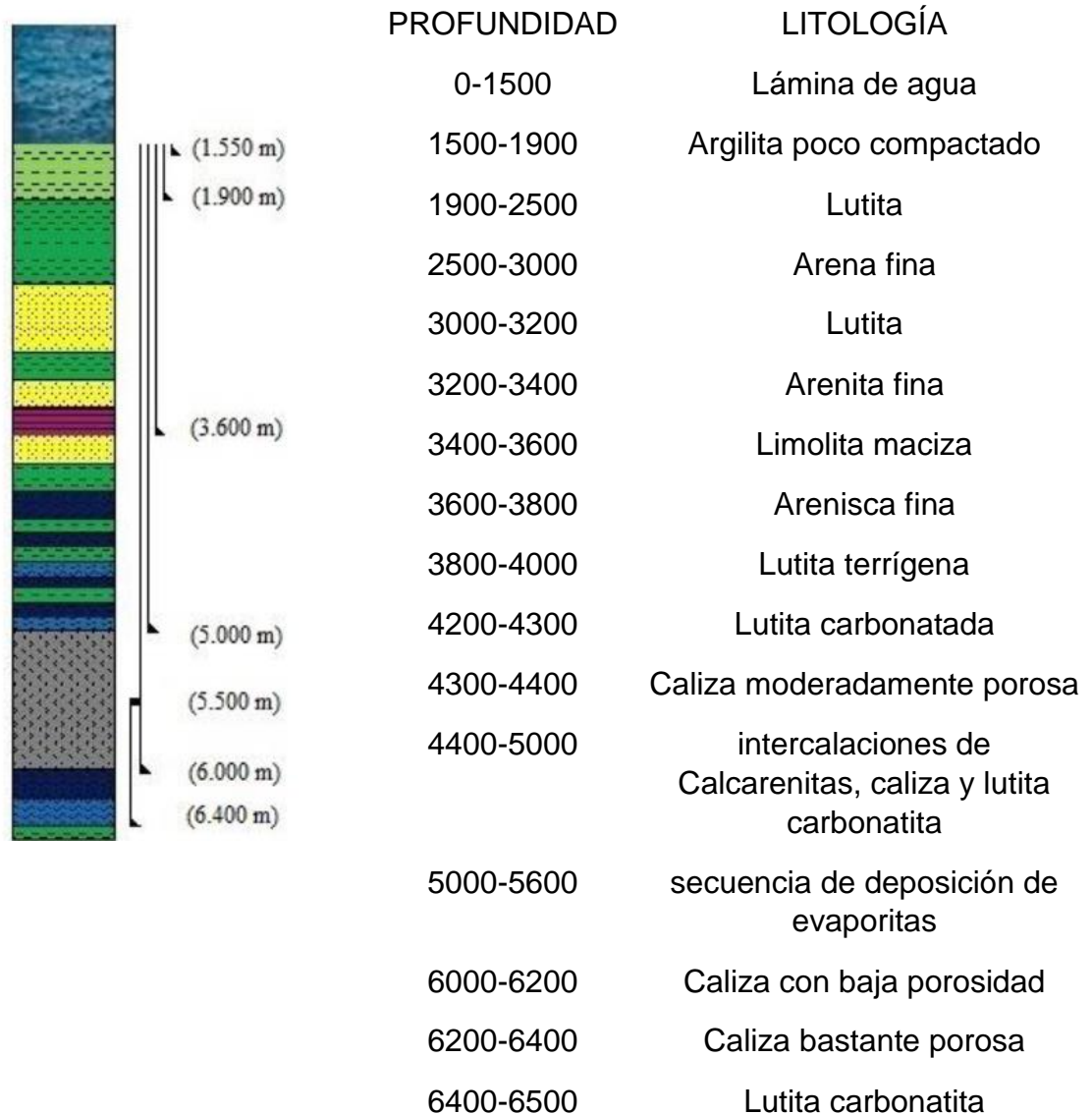
Ilustración 34. *Ubicación del Pozo – Caso de Estudio # 1*



Fuente: Gomes, João. et al. (2014). Evaporitos da Cuenca de Santos: Aspectos Geológicos e de estabilidade de pocos. [figura]. 2014. Cap. 2. Pag 2.

El yacimiento se encuentra ubicado en la Cuenca de Santos, que se encuentra localizado al sur este de Brasil, en dirección norte al estado de Rio de Janeiro como se puede observar en ilustración 35, donde se ubica la cuenca en un mapa. teniendo esta una extensión de 352.00 Km² de área.

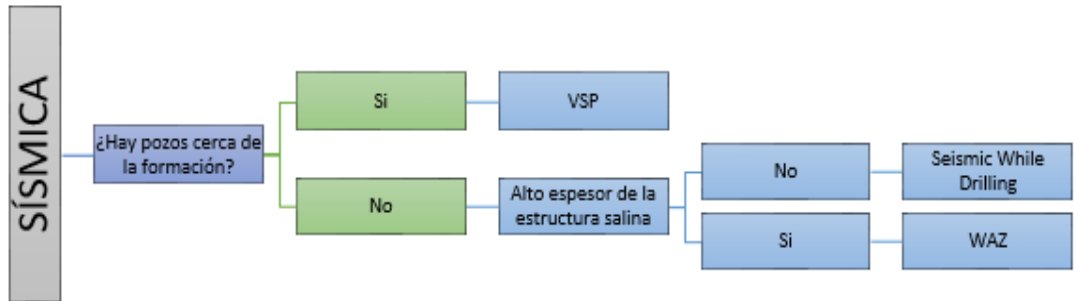
Ilustración 35. Columna litológica Caso de Estudio # 1



Fuente: GOMES JUNIOR, Joao Silveira. Evaporitos da Cuenca de Santos: aspectos geológicos e de estabilidade de poços, 2014. P. 6 y 7. 263.

SÍSMICA

Tabla 25. *Diagrama sísmico de decisión.*



La tabla 25 indica los criterios a tener en cuenta para una buena selección de técnica de sísmica.

Una de las cuencas más exploradas es la Cuenca de Santos, por lo que, es común tener una alta densidad de pozos en los diferentes bloques de perforación. Gracias a esto, la probabilidad de encontrar un pozo cerca a la formación de interés es alta, permitiendo realizar la técnica VSP obteniendo una mejor resolución que la SWD. En el caso de no contar con un pozo de apoyo se recurre a las otras dos metodologías.

El método SWD permite obtener datos sísmicos en diferentes direcciones, sin embargo, si se considera un alto espesor de formación la información no va a ser suficiente para caracterizar la sección salina. Por lo que, se recomienda perforar con precaución y realizar SWD antes de entrar y durante la perforación de la roca salina, para desarrollar planes de prevención.

Selección del fluido de perforación

Como se menciona en el caso, la sección de rocas evaporitas está conformada por halita, carnalita y taquidrita. Las composiciones de estas sales son mostradas en la tabla # 9, por lo cual se esperará la disminución del Pf y pH junto con el incremento de cloruros en el filtrado. Esta contaminación normalmente ocasiona aumento en la reología del fluido de perforación, problemas con el filtrado entre otros. El tratamiento recomendado es:

- Diluir el lodo
- Ajustar el pH
- Utilizar dispersantes
- Ajustar filtrado con polímeros

Observando la tabla 26, que indica la velocidad de fluencia de diferentes minerales, podemos concluir que la velocidad de fluencia cambia con la densidad del fluido de manera inversamente proporcional, por lo que un fluido denso disminuye el fenómeno de fluencia. Sin embargo, como se mencionó en capítulos anteriores, se debe buscar un equilibrio, debido a los problemas de pérdida de circulación que se pueden presentar en los puntos más frágiles de la sal que son el tope y la base.

Tabla 26. Velocidad de fluencia de las rocas en in/h

Mineral	Densidad del fluido (lb/gal)				Composición
	10,5	12	13	14	
Halita	0,0052	0,0018	0,0008	0,0004	NaCl
Carnalita	0,0417	0,0149	0,0067	0,0026	KMgCl3
Taquidrita	0,2345	0,0879	0,0433	0,0196	CaMg2Cl6

Fuente: GOMES JUNIOR, Joao Silveira. Evaporitos da Cuenca de Santos: aspectos geológicos e de estabilidade de poços, 2014. P. 6 y 7. 263.

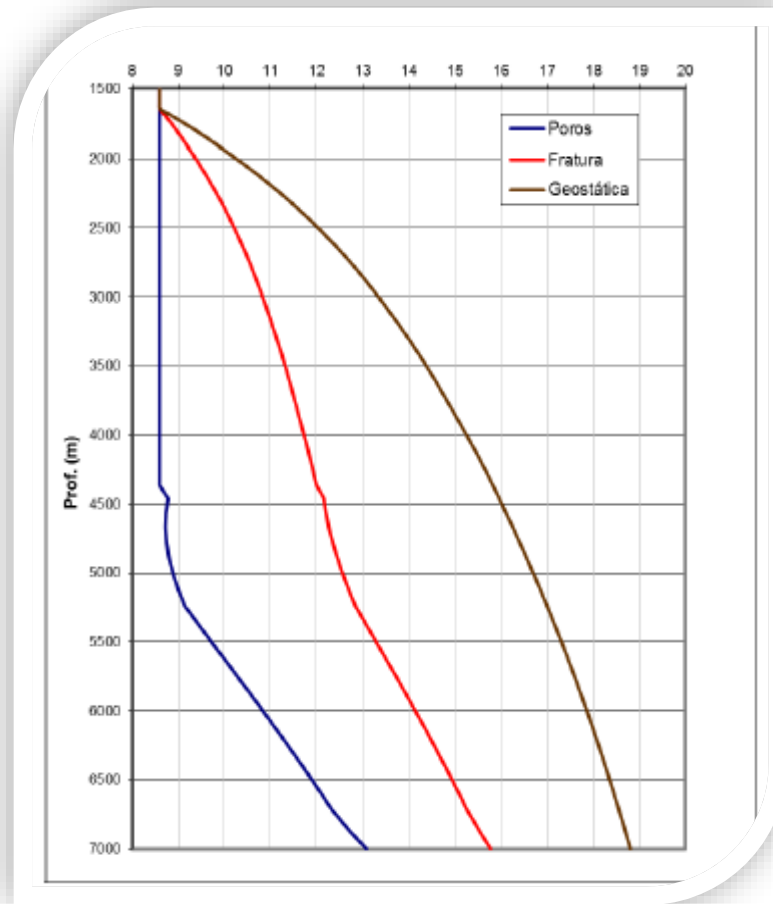
Pérdida de circulación

Como se mencionó en capítulos anteriores, los puntos críticos en la pérdida de circulación son el tope y la base de la sal debido a los creeps desarrollados.

En este caso se tiene la ventaja que el tope de la roca evaporita está compuesto por halita, el mineral que presenta menor fluencia en esta sección. Por lo que se optó por ubicar el asentamiento de la zapata a una profundidad de 20 metros por debajo del tope, sellando la zona con potencial de pérdida de circulación.

El siguiente punto crítico es la base de la sal. Como se desarrolló una buena corrida sísmica, se pudo realizar una adecuada ventana de lodo. Como se puede ver en la ilustración 37 (Ventana de lodo de perforación), a la profundidad de 5100 m, se recomienda usar un peso de lodo entre 10 lb/gal – 11 lb/gal. Sin embargo, al ser una ventana muy estrecha se recomienda usar el peso máximo de lodo y preparar una operación de píldora por si ocurre pérdida de circulación. Esto con el fin de prevenir una patada de pozo que es más difícil de controlar.

Ilustración 36. Ventana de perforación – Case de Estudio #1



Fuente: GOMES JUNIOR, Joao Silveira. Evaporitos da Cuenca de Santos: aspectos geológicos e de estabilidade de poços, 2014. P. 6 y 7. 263.

Localización del zapato del Casing

Según Rocha y Azevedo¹⁰¹ no existe un criterio definido para la determinación de la profundidad de asentamiento del revestimiento conductos, sin embargo, en los pozos marítimos es común asentarlo a una distancia entre 10 a 50 metros, a partir del fondo del mar.

¹⁰¹ Rocha, L.A.S.; Azevedo, C.T. de. (2009) Projeto de poços de petróleo: Geopressões e assentamento de colunas de revestimentos. 2 eds., Inter ciência, Rio de Janeiro 511 pf.

El segundo zapato se optó por colocarla a (1800 m) sobre el nivel de mar y la tercera zapata se colocó a un nivel de (3600 m) sobre el nivel del mar. Estas profundidades cambian dependiendo de la experiencia del operario, la caracterización del yacimiento, la ventana de lodo y zonas de pérdida de circulación presentes en esta área. En este caso se observa que la ventana de lodo es amplia en el intervalo de 1500 m – 5000 m lo que brinda un mayor control de pozo y por ende un mayor rango para la colocación de la zapata.

La profundidad más adecuada para la cuarta zapata es (5100 m), a esta profundidad aún tenemos un buen control de pozo, y permite tener un beneficio adicional sellando un punto crítico de la pérdida de circulación que es el tope de la sal. En esta posición permite utilizar todo el margen de peso de lodo, favoreciendo el control a la fluencia, sin presentar riesgo de fracturar la formación.

La zapata número cinco se colocará a una profundidad de 5650 m, después de atravesar la base de la formación con el fin de sellar las fracturas que puedan ocasionar pérdidas de circulación y ayude a mantener una estabilidad en el pozo.

Cementación

Las opciones que se manejan para la cementación de esta sección salina son 4:

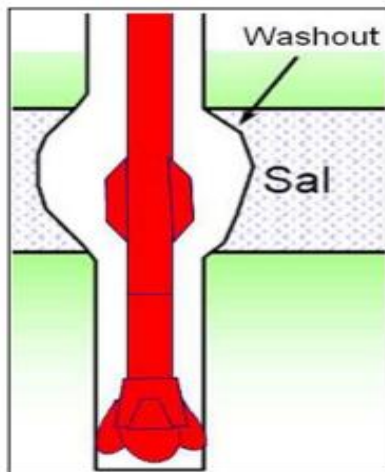
- Lechadas salinas “pobres en sal”- 0 a 15% WOW NaCl.
- Lechadas salinas “ricas en sal”- 15 a 37% BWOW NaCl.
- Lechadas salinas de 3 a 5% BWOW KCl
- Lechadas espumosas

Las tablas desde la 2 hasta la 6, muestran las principales ventajas y desventajas de este tipo de lechadas que permite decantar una opción. Como es bien sabido las

instalaciones offshore cuentan con un espacio y capacidad de operación limitados, por lo que, las lechadas espumosas no sería una buena opción.

La lechada salina con de 3% a 5% de KCl permite tener un buen cálculo de la lechada debido a su buena resistencia a la compresión junto con el buen manejo debido a la buena fuerza gel, sin embargo, será necesario comparar el factor económico de esta lechada salina junto con la pobre y rica en sal, debido a su alto costo. Sí este análisis da un visto negativo a la sal saturada en KCl quedan dos opciones que pueden ser descartadas por la velocidad de disolución de las sales presentes en la formación. Si esta velocidad es muy alta se recomienda el uso de las lechadas salinas “ricas en sal” para evitar cambios abruptos de las propiedades reológicas del cemento, o un rápido fraguado. Por otro lado, si la velocidad es relativamente baja, una lechada salina “pobre en sal” es la mejor opción por su fácil control al tiempo de fraguado y buena resistencia a la compresión.

Ilustración 37. Derrumbamiento del pozo por disolución de las evaporitas (Washout)



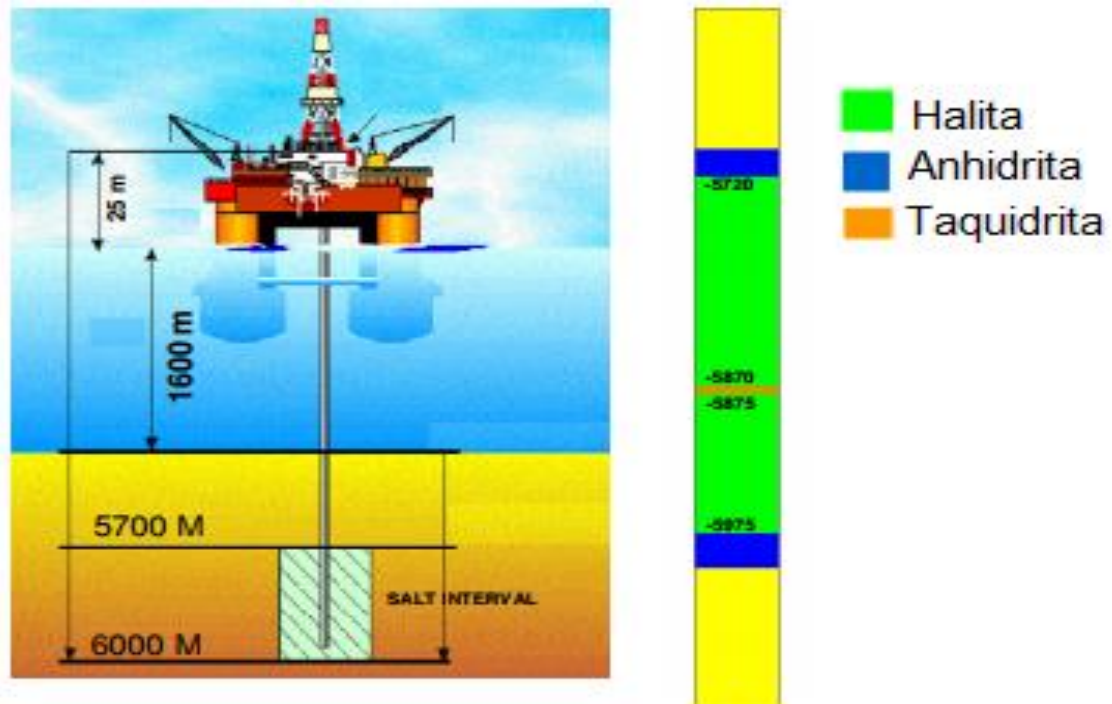
Además, se recomienda una sobre-estimación del volumen de la lechada de cemento debido al diámetro asimétrico del pozo ocasionado por la disolución de los minerales, un ejemplo es la ilustración 38, que es un ejemplo de diámetro asimétrico en la sección salina por derrumbamiento.

Fuente: POIATE, Junior. Mecânica da rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. [figura]. Rio de Janeiro: 2012. 74p.

CASO DE ESTUDIO – GOLFO DE MÉXICO

El caso hipotético es un prospecto sub-salino ubicado en el Golfo de México en aguas profundas entre México y Estados Unidos, en la parte oriental del Escarpe Perdido. La zona problemática comprende 300 metros de espesor, dicho tramo, está compuesto por diferentes tipos de sales. Además de esto, es una sal sucia puesto que se encuentra contaminada con arcilla. Este caso se encuentra representado en la ilustración 39, indicando la profundidad de las formaciones y la composición de la capa salina.

Ilustración 38. Perfil geológico simplificado – Caso de Estudio # 2



Fuente: COSTA, A. M.; Poiate Jr. E.; AMARAL, C. S.; et al. "Geomechanics applied to the well desing through salt layers in brazil: A History of success." ARMA 10-239 American Rock Mechanics Associations. 44rd US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.- Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, UT. June 27-30. 2010. 9p

Datos:

Lámina de agua= 1600 metros

Sección suprayacente a la sal= 4100 metros espesor

Sección problema de sal= entre los 5700 m y los 6000 m (300 m espesor)

Temperatura tope sal: 140°C

Temperatura base sal: 150°C

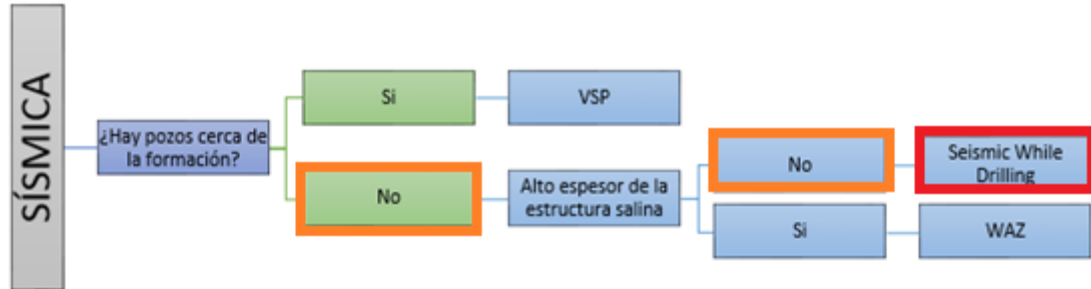
Zona de sal alóctona (migrada desde su posición original)

Diámetro del pozo: 12 ¼"

Casing: 9 5/8"

SÍSMICA

Tabla 27. Selección del método sísmico – Caso 2-



Autor

Para el caso en estudio, no se cuenta con pozos cercanos a la formación, puesto que es el primer pozo exploratorio realizado en una zona inexplorada del Cinturón Plegado Perdido. Siguiendo el mapa conceptual, como primera medida, descartamos la Sísmica (Vertical Seismic Profile). Como segunda medida, debemos revisar el espesor de la camada de sal. Se sabe que aunque la taquidrita es una roca problemática, el espesor de la camada es relativamente pequeño (300 metros), lo cual da una idea de que la técnica más apropiada en este caso es SWD. Además, se debe tener en cuenta que no se tiene conocimiento previo a las capas o características que puedan encontrarse allí, puesto que no hay pozos de referencia y esta técnica de tomar “sísmica mientras se perfora” es lo más recomendable. Se tendrá la ventaja de observar cambios inusuales en la densidad de las rocas y tomar decisiones según los datos que se están recopilando en tiempo real.

Fenómeno de fluencia

Tabla 28. Valores de gamma rey asociados a sales.



En la tabla 28 se asocia la detección de impurezas por medio de Gamma Ray, con el alto índice de movilidad de rocas salinas.

Cuando la perforación está ligada a una larga lista de problemas, como es el caso de la sección de la sal, es necesario realizar una buena caracterización del yacimiento, como fue descrito antes.

La alta temperatura del yacimiento también influirá directamente en la tasa de fluencia.

Recordando la tabla de movilidad de las rocas cuando explicó el fenómeno de fluencia (Sección Problemas comúnmente presentados en los yacimientos salinos), de estos tres tipos de roca, la más soluble es la taquidrita. Las otras dos, presentan

una movilidad relativamente baja, por tanto se deberá tener especial cuidado en dicho tramo.

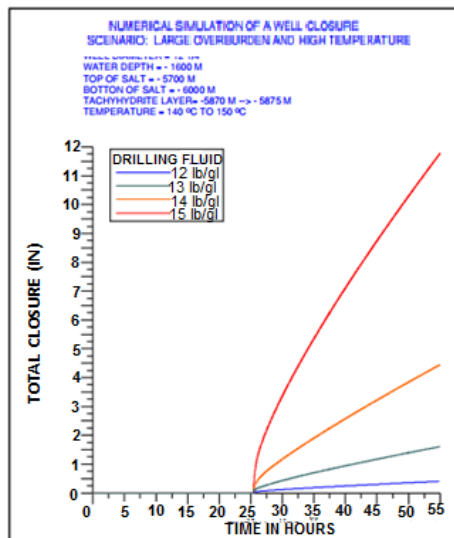
El problema describe que inicialmente que la sal está contaminada con arcilla, lo que la convierte en una sal sucia, siendo otro de los factores claves para pensar en que los planteamientos se deben abordar y planificar para atacar un eminente creep.

Se deberá recurrir a la planear un buen programa de lodos, que aborden el problema (será explicado a continuación).

Lodo de perforación

- **Peso del lodo:**

Ilustración 39. *Curvas de cierre de pozo en medio de la taquidrita para diferentes pesos de lodo – Caso #2*



En la ilustración 40 se observa la información suministrada acerca de los resultados que arrojó la simulación numérica que muestra la evolución del cierre de pozo. Las corridas fueron desarrolladas en la zona media de la capa de taquidrita para cuatro pesos de fluido de perforación diferentes.

Fuente: COSTA, A. M.; POIATE Jr. E.; AMARAL, C. S.; et al. "Geomechanics applied to the well desing through salt layers in brazil: A History of success." [figura]. ARMA 10-239 American Rock Mechanics Associations. 44rd US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S. Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, UT. June 27-30. 2010.

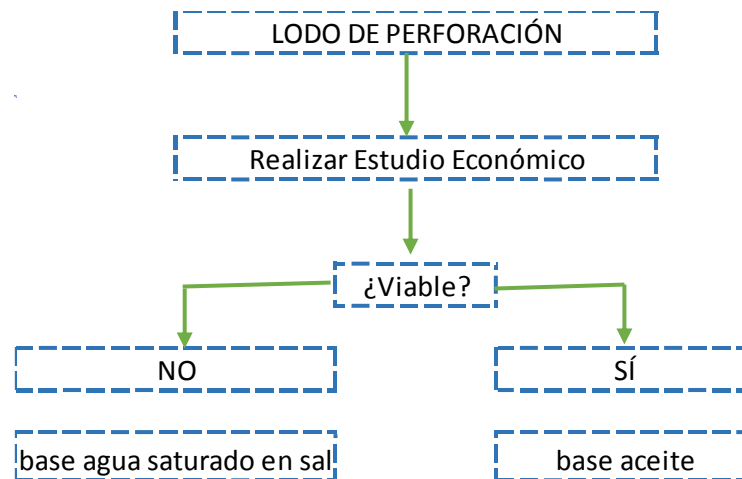
Realizando un pequeño análisis de la gráfica, se empieza a descartar el peso del lodo. Se desecha primeramente la opción del fluido de perforación de 12 libras/galón pues claramente se observa que pasadas algunas horas, el pozo estará completamente cerrado. Como se sabe, realizar una operación de perforación, asentamiento de casing y cementación toma más tiempo que en un proyecto con ausencia de rocas salinas. Esta es la razón por la cual, se escoge el mayor peso del lodo, 15 libras/galón, para que de esta forma, se pueda tener el tiempo suficiente para llevar a cabo las operaciones ya mencionadas.

La rapidez con que se da el cierre de pozo, es causado principalmente por el alto peso del overburden y alta temperatura.

- **Tipo de lodo de perforación:**

Para el caso de estudio, se recomienda usar un lodo base aceite ya que éste tiene muy buenos resultados en grandes profundidades y altas temperaturas (como es el caso). Además, no se corre con el riesgo de ser contaminado con la sal, pero se debe tener en cuenta que es más costoso que un lodo base agua. Sin embargo, se recomienda realizar un estudio económico, para saber si es viable para la empresa, perforar con dicho tipo de lodo.

Tabla 29. Estudio económico simple para elección del tipo de lodo.



En la tabla 29 se muestra el criterio principal para la selección de un lodo de perforación, caso de no ser viable o rentable usar un lodo de perforación base aceite. Se debe perforar con un lodo base agua saturado en sal, para evitar la contaminación de éste con la taquidrita, puesto que ésta es muy soluble y de no ser hacerse así, los iones cloro contaminarían el fluido. Es importante que este lodo sea usado cerca al punto de saturación, para evitar el lavado de las paredes de la formación salina.

En caso de optar por un lodo base agua, también se debe tener en cuenta que éste es vulnerable a sufrir contaminación por temperatura (este caso es alta). Para ello se presentan en la tabla 30, los síntomas y el tratamiento a través del cual se podría abordar el problema, en caso de presentarse.

Tabla 30. Contaminación de lodo por alta temperatura

PROBLEMA	SINTOMAS	TRATAMIENTO
Contaminación por alta temperatura	Incremento del filtrado y contenido de sólidos	Agregar estabilizador para altas temperaturas Incrementar concentración de dispersantes
	Disminución del Ph y alcalinidad	Reducir al mínimo la adición de bentonita

Fuente: Adaptado de BAÑOS TORALES, Luis Felipe; SÁNCHEZ RAMOS, Carlos Adolfo. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. UNAM. 2009. 74p.

Cementación y diseño del casing

En cuanto al diseño del casing, es obligatorio simular varios escenarios de falla de cementación. Con esto se podrá conocer los efectos de la carga no uniforme en la deformación del casing. El diseño del casing debe ser capaz de soportar, en los peores escenarios, altas tasas de flujo de taquidrita.

Debe tenerse en cuenta que es probable que el anular sal-casing permanezca sin cementar. En zonas problemáticas de sal, como ésta, es necesario hacer simulaciones que permitan evaluar 5%, 10%, 15% y 20% de la canalización del cemento (cuando el espacio no queda distribuido uniformemente en el espacio anular, quedando espacios vacíos)¹⁰²

Desde el 15% de la canalización del cemento, es suficiente para que índice al colapso del casing debido a cargas no uniformes.

¹⁰² CORTÉS, A. Paula. GALEANO, F. 2016. Rafael. Diagnóstico de la causa raíz de los problemas que general el NPT (tiempo no productivo) por canalización del cemento que afectan las operaciones de completamiento de los pozos operados en la Vicepresidencia Regional de Orinoquía por Ecopetrol S.A. Tesis. Bogotá. Fundación Universidad de América. 18 p

Es recomendable por tanto planear la configuración del casing a una profundidad de asentamiento en frente de la taquidrita.

En el proyecto, este tramo fue perforado con una densidad de lodo de 16,6 lb/gal, el cual no fue suficiente para contrarrestar la movilidad de la sal, pero la presión en el zapato empezó a aumentar causa del cierre de pozo, se produjo una deformación del casing y el resultado fue la pérdida del pozo.

En esta etapa de cementación, es supremamente importante la comunicación con el ingeniero de lodos puesto que el fluido de perforación debe ser capaz de mantener las paredes del pozo estables a esas condiciones.

Salida de la sal

En este caso, no fue posible alcanzar a atravesar la sal, y aunque no existe una metodología definida para salir de la base de la sal sin inconvenientes (puesto que es la zona más problemática), aquí se deja una mínima que consta básicamente de tres pasos de oro, que se recomiendan tener en cuenta para reducir riesgos. Éstos han sido aplicados en algunos casos de pozos exitosos tanto en el Golfo de México como en Brasil.

1. *En caso de que la incertidumbre de la salida de la sal sea muy alta, se recomienda reducir la ROP a 4^o pies/hora, 200 pies por encima de la base de la sal esperada.*
2. *Monitorear los parámetros de perforación de torque, WOB, temperatura de fondo de pozo, densidad de circulación equivalente y de ser posible, usar registros gamma ray cerca a la broca. Es muy común que una secuencia de shale, se encuentre siguiente a la base de la estructura salina.*

3. Realizar chequeo constante para saber si existen incrementos de presión o pérdida de circulación. Si el resultado no es satisfactorio, la broca se debe retirar y circular desde el fondo, antes de regresar al fondo lentamente.

NOTA: El primer signo de que se está cerca de la base de la sal es usualmente una reducción significativa en el torque, y un incremento de ROP.

6. CONCLUSIONES

- El problema más común en este tipo de yacimientos es lograr visualizar reservas acumuladas bajo la sal, razón por la cual se requiere implementar técnicas no convencionales de sísmica.
- Existe un alto grado de riesgo operacional una vez atravesada la zona salina debido a la geopresión generada por los fluidos entrampados en este tipo de sellos impermeables y el overburden.
- Es necesario usar un completamiento adecuado ya que la fluencia de la sal es característico en este tipo de yacimientos, haciendo inminente el riesgo de colapso del pozo. Los completamientos concéntricos son una alternativa para darle solución a este problema.
- De acuerdo a la información obtenida, se infiere que la mayoría de problemas presentados cuando se desea atravesar la sal están interconectados, de este modo un problema puede desencadenar otros y del mismo modo, una solución orientada a un fin específico puede prevenir varios problemas.

7. RECOMENDACIONES

- Para futuras investigaciones se recomienda una profundización en la simulación que permita realizar tendencias y obtener análisis fundamentados, contrastando la teoría con la práctica.
- Realizar ensayos de laboratorio que permitan corroborar y ahondar un poco más acerca del comportamiento de diferentes tipos de sales, variando condiciones de temperatura y presión que permitan definir una tendencia de comportamiento.
- Para futuros proyectos, se aconseja consultar los diferentes estudios de compatibilidad con los que cuentan las empresas proveedoras de aditivos para cementación, a fin de facilitar una decisión y obtener información más precisa de los cambios mecánicos que presentará la lechada en contacto con la formación.
- Ahondar sobre técnicas y metodologías para la toma de datos sísmicos (geometrías, densidad de sensores, campos y rangos de aplicación) de cada una de las técnicas usadas en este tipo de proyectos, que permita seleccionar para obtener mejores resultados.

BIBLIOGRAFIA

AMARAL, C.S., COSTA, A. MAIA, GONÇALVES, C.J. de Castro, and Fonseca, C.F., “Reavaliação do Comportamento do Poço 1-RJS-480 por ocasião do Fechamento do Revestimento de 9 5/8-in. no Trecho de Travessia da Zona de Sal”, Report CENPES/DIPREX/SEDEM-013, Petrobras, Rio de Janeiro, 1999.

ANDERSEN, Mark. Perforación a través de domos salinos. Oilfield Review. Invierno 2008/2009. Volumen 20. Número 3. 3p.

BAÑOS, F. SÁNCHEZ, C. 2009. Yacimientos Petroleros Debajo de la Sal. Tesis Pregrado. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Fac. Ing. 27 p.

BEASLEY CRAIG J., FIDUCK JOSEPH Carl., Bize Emmanuel. et al. “El play presalino de Brasil” traducción del artículo publicado en Oilfield Review, otoño de 2010: 22, no. 3. Schlumberger.

BLACKBURN, J. (2003). Excelentes datos sísmicos de pozo. Oilfield Review, verano, 2- 23 p

BRICE, T. (2013). Desarrollos en las imágenes sísmicas marinas con cobertura azimutal completa. Oilfield Review, primavera, 44- 58 p.

COSTA, A. M.; POIATE Jr. E.; AMARAL, C. S.; et al. “Geomechanics applied to the well desing through salt layers in brazil: A History of success.” ARMA 10-239 American Rock Mechanics Associations. 44rd US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S. Canada Rock Mechanics Symposium. Salt Lake City, UT. June 27-30. 2010.

COSTA, A. M.; POIATE JUNIOR, E. Rocha Salina na Indústria do Petróleo: aspectos relacionados à reologia e à perfuração de rochas salinas. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. SAL: Geologia e Tectônica. São Paulo: Editora Beca. 2008. cap. XVII.

COSTA, A. MAIA, Poiate, EDGARD J., and FALCÃO, JOSE L., "Triaxial Creep Tests in Salt Applied in Drilling Through Thick Salt Layers in Campos basin-Brazil," paper No. 92629, IADC/SPE Annual Drilling Conference, Amsterdam, Feb. 23-25, 2005

CRISPIN Chatar, SUSHI Mohan. "Overcoming a Difficult Salt Drilling Environment in the Gulf of Mexico: A Case Study." No. 128192. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004.

CUNHA Botelho Fabrício. "Análise Numérica do comportamento mecânico do sal em poços de petróleo." PUC Rio - Certificação digital N. 0521510/CA. Rio de Janeiro, Marco de 2008.

CUVILLIER Gérard. STEPHEN, Edwards. Verano 2008. Soluciones para los problemas de construcción de pozos en aguas profundas (Oilfield Review) Houston, Texas, June 5 – 9, 2004.

DRIBUS, J, JACKSON, M. La recompensa que yace bajo la sal. Invierno 2008/2009. 4-19 p.

DUSSEAULT MAURICE B.; MAURY VICENT.; Sanfilippo Francesco. et al. "Drilling Through Salt: Constitutive Behavior and Drilling Strategies." ARMA/NARMS 04-608. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS):

Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004.

FALCÃO, J. L. Perfuração em Formações Salíferas. In: MOHRIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. SAL: Geologia e Tectônica. São Paulo: Editora Beca. 2008. cap. XVIII.

FALCÃO, Jose L., "Drilling in High-Temperature Areas in Brazil: A Wellbore Stability Approach," paper No. 69516, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Mar. 25-28, 2001

FERREIRA A. Inae. ANÁLISE NUMÉRICA DA PERFURAÇÃO E CEMENTAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓELO EM EVAPORITOS. 2014. Teses (Pós-graduação) Universidade de São Paulo.

FIRME, P. A. L. P.; ROEHL, D. M.; ROMANEL C. et al. "Creep constitutive modeling applied to the stability of pre-salt wellbores through salt layers." ARMA 14-7459. American Rock Mechanics Associations. 48th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Minneapolis, MN, USA, 1-4 June 2014.

FIRME, Pedro A. L. P., DEANE Roehl, and CELSO Romanel. "An assessment of the creep behavior of Brazilian salt rocks using the multi-mechanism deformation model", Acta Geotechnical, 2016.

HIGUERAS, Pablo. MUÑOZ, Roberto. [En línea]. Universidad de Castilla-Universidad Complutense de Madrid. Yacimientos Minerales: Rocas y Yacimientos de Precipitación Química. (Recuperado en marzo 5 2017). Disponible en <https://previa.uclm.es/users/higueras/yymm/ym8.html>

HINOJOSA Israel. “Estado del Arte de la Perforación y Diseño de Pozos en Aguas Profundas para Yacimientos de Pre-sal.” Tesis de Pregrado Ingeniería de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México, 2016. 220p.

JIMÉNEZ, A. Erick. RODRÍGUEZ, Jair. Evaluación Petrolera y Métodos de Explotación de Yacimientos Asociados a Secuencias Evaporíticas. Tesis, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2012. 155 p.

MANTLE Kate. “The Art of Controlling Wellbore Trajectory.” Oilfield Review Winter 2013/2014: 25, no. 4. Schlumberger. Texas USA. 2014.

MARTINEZ IBARRA, Ricardo. “Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del campo Cantarell, Zona Marina – Campeche.” Tesis de Doctorado en Ciencias, mención en Geoquímica y Petrología. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. 2009. 237p.

NAGY Z. R.; LEE D. W.; SAYERS C. M.; “iterative 3D geomechanically modeling to determine distribution and impact of stresses in deep-water Gulf of Mexico subsalt and near-salt environments.” ARMA 13-527. American Rock Mechanics Associations. 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26. June 2013.

NOGUEIRA, Catarina. SETTON.E. Previsão numérica do comportamento do poço 1-rjs-602 durante a travessia da zona de sal e dimensionamento do fluido de perfuração. 6º Congresso Brasileiro de Petróleo y Gás. Octubre de 2011.

OLIVEIRA, J.E., IDAGAWA, L.S., and NOGUEIRA, E.C., “Evaporite in Campos Basin: Geological Aspects and Drilling Problems,” Report CENPES-475, Petrobras, Rio de Janeiro, 1985 (in Portuguese).

PARK, B. Y., HANSEN, F. D. "Anhydrite behavior in a salt formation: WIPP Applications" ARMA 09-081, American Rock Mechanics Association. 43rd US Rock Mechanics Symposium and 4th US – Canada Rock Mechanics Symposium. Asheville June 28th-july 1. 2009.

PEREZ, MARCO, Clyde, R., D'Ambrosio, P., Israel, R., Leavitt, T. y Nutt, L. Verano 2008. Meeting the Subsalt Challenge (Oilfield Review) 32-45 p.

POIATE Edgar Jr.. "Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin—Brazil", Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference DC, 02/2006.

POIATE Edgar, 2012. Mecânica das rochas e mecânica computacional para projeto de poços de petróleo em zonas de sal. Monografia Dr. Rio de Janeiro, Univ. Pontifícia Católica do Rio de Janeiro, Fac. Ing. Civil. 49 p.

R. R. Israel, P D'Ambrosio, A. D. Leavitt.; et al. "challenges of Directional Drilling Through Salt in Deepwater Gulf of Mexico". No. 112669. IADC/SPE Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines.

SULLIVAN GLASER, Karen, et al. Las presiones de las operaciones de perforación y producción. Oilfield Review. Invierno 2005/2006. 28-30p.

TORRICO VALDEZ Karen Gabriela. "Perforación en Formaciones Salinas." Tesis de Pregrado Ingeniería de Petróleos. México D.F: Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Ciencias de la Tierra. ESIA – Ticomán. Febrero 2010. 99p.

WILLSON S. M. "Geomechanics Considerations for Through – and Near- Salt Well Design." N 95621 SPE, Society of Petroleum Engineers. Gulf Rocks 2004, the 6th

North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004.

ZHAO, H.; HARDY, M. P.; Yu. B.; “Laboratory Creep Strain Rate versus Deriatoric Stress for Sylvinite and Halite at Room and Elevated Temperature.” ARMA 16-337. American Rock Mechanics Associations. 50th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in Houston, Texas, USA, 26-29 June, 2016.