



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMÁN
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

***ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE POZO EN PALEOCENO
SUPERIOR-CRETÁCICO SUPERIOR DEL BLOQUE MALOOB-B,
SONDA DE CAMPECHE, MÉXICO.***

TESIS

**PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS
NATURALES**

**PRESENTA:
ING. CARLOS EDER ESLAVA MORÁN**

**DIRECTOR DE TESIS:
DR. ARTURO ORTIZ UBILLA**



Ciudad de México, Septiembre 17, 2018.



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESION DE DERECHOS

En la Ciudad de México D.F el día 18 del mes de Junio del año 2018, el que suscribe Eslava Morán Carlos Eder alumno del Programa de Maestría en Geociencias y Administración de los Recursos Naturales con número de registro B120841, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura Unidad Ticomán, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Arturo Ortiz Ubilla y cede los derechos del trabajo titulado Análisis de Inestabilidad de Pozo en Paleoceno Superior-Cretácico Superior del Bloque Maloob-B, Sonda de Campeche, México, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: ederipn_84@hotmail.com y arorub@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Carlos Eder Eslava Morán

Nombre y firma



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REGISTRO DE TEMA DE TESIS Y DESIGNACIÓN DE DIRECTOR DE TESIS

México, D.F. a 30 de mayo del 2018

El Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA- Ticomán en su sesión Ordinaria No. 1 celebrada el día 24 del mes de enero conoció la solicitud presentada por el(la) alumno(a):

<u>Eslava</u>	<u>Morán</u>	<u>Carlos Eder</u>							
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre (s)							
Con registro: <table border="1"><tr><td>B</td><td>1</td><td>2</td><td>0</td><td>8</td><td>4</td><td>1</td></tr></table>			B	1	2	0	8	4	1
B	1	2	0	8	4	1			

Aspirante de:

1.- Se designa al aspirante el tema de tesis titulado:
"Análisis de inestabilidad de pozo en Paleoceno Superior-Cretácico Superior del bloque Maloob-B, Sonda de Campeche, México."

De manera general el tema abarcará los siguientes aspectos:

Geología económica del Sureste de México

Problemas mecánicos en pozos petrolíferos

Prácticas efectivas en el proceso de perforación de pozos

2.- Se designa como Director de Tesis al Profesor:
Dr. Arturo Ortiz Ubilla

3.- El trabajo de investigación base para el desarrollo de la tesina será elaborado por el alumno en:
Fuentes bibliográficas, medios electrónicos y trabajos de investigación

que cuenta con los recursos e infraestructura necesarios.

4.- El interesado deberá asistir a los seminarios desarrollados en el área de adscripción del trabajo desde la fecha en que se suscribe la presente hasta la aceptación de la tesis por la Comisión Revisora correspondiente:

Director(a) de Tesis

Dr. Arturo Ortiz Ubilla

Aspirante

C. Carlos Eder Eslava Morán

Presidente del Colegio

Ing. Francisco Javier Escamilla





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 10:00 horas del día 02 del mes de mayo del 2018 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA U-TICOMÁN para examinar la tesis titulada:
"Análisis de inestabilidad de pozo en Paleoceno Superior-Cretácico Superior del bloque Maloob-B, Sonda de Campeche, México"

Presentada por el alumno:

Eslava Morán Carlos Eder
Apellido paterno Apellido materno Nombre(s)

Con registro:

B	1	2	0	8	4	1
---	---	---	---	---	---	---


aspirante de:

MAESTRÍA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACIÓN DE LOS RECURSOS NATURALES

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.


LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis


Dr. Arturo Ortiz Ubilla


M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán


Dr. Julie Roberge


M. en C. Pedro Vera Sánchez


M. en C. Ezequiel rojas Hernández

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


Ing. Francisco Javier Escamilla López



Agradecimientos

A Dios:

Por darme los medios para concluir este trabajo de tesis, inspiración y ánimo en estos momentos de dificultad en mí vida.

A mí madre:

Por tu amor, tu paciencia, tu apoyo durante todos los días de mi vida, por tus sabios consejos que me han ayudado a sobre llevar mis problemas.

A mi director de tesis:

Dr. Arturo Ortiz Ubilla por brindarme su gran apoyo y la oportunidad de concluir éste trabajo de tesis.

A mi amigo:

Ingeniero Sidronio por su incondicional apoyo técnico-científico para la elaboración de éste trabajo.

A mis hermanos:

Por su amor y sus bendiciones para alentarme a concluir.

CONTENIDO

Resumen.

Abstract.

CAPÍTULO I GENERALIDADES.

1.1 Información general.....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	1
1.3 Objeto de estudio.....	2
1.4 Objetivos secundarios.....	2
1.5 Metodología de trabajo.....	3
1.6 Hipótesis.....	4
1.7 Localización.....	4
1.8 Antecedentes.....	5

CAPÍTULO II. INESTABILIDAD DE POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.

2.1 Definición.....	7
2.2 Descripción de las causas.....	8

CAPÍTULO III. MARCO GEOLÓGICO PETROLERO.

3.1 Contexto regional.....	22
3.2 Marco estructural de Reforma Akal.....	25
3.3 Marco estratigráfico.....	27
3.4 Geología económica.....	32

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE POZO EN MALOOB-B.

3.1 Maloob-456.....	38
3.2 Maloob-357.....	50
3.3 Maloob-408.....	54
3.4 Maloob-379.....	60
3.5 Discusión.....	65

CAPÍTULO V. REMEDIACIONES A LA INESTABILIDAD.

4.1 Maloob-456.....	68
4.2 Maloob-357.....	73
4.3 Maloob-408.....	76
4.4 Maloob-379.....	79
4.5 Comparación de resultados.....	82
CONCLUSIONES.....	85
BIBLIOGRAFÍA.....	87

RESUMEN.

El siguiente trabajo se realizó con el objetivo de resolver uno de los problemas que más repercuten en los costos de la perforación de un pozo petrolífero, la inestabilidad, la cual tiene como consecuencia que el pozo se derrumbe o colapso impidiendo el avance de su construcción.

El problema de inestabilidad se presentó en una zona específica de un campo productor de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, al sureste de México.

Inicialmente se hizo una documentación de los factores o causas que originan la inestabilidad de un pozo durante su etapa de perforación y también una indagación de la zona desde el punto de vista geológico para entender mejor el sitio a tratar.

Después por medio de un análisis de la zona de inestabilidad con información tomada de algunos elementos que pueden contribuir al problema se encontraron las causas que lo originan.

Posteriormente se aplicaron remediaciones a la inestabilidad en base a las causas previamente detectadas, consiguiendo resultados favorables en la mitigación de la inestabilidad.

Finalmente se hicieron conclusiones de cuáles eran las causas que más contribuyeron al fenómeno de inestabilidad y como las remediones solucionaron el problema.

(Palabras clave: Inestabilidad, análisis, Maloob, pozo, Sonda de Campeche).

ABSTRACT.

The following work was carried out with the objective of solving one of the problems that most affect the costs of drilling an oil well, the instability, which has as a consequence that the well collapses, impeding the construction progress.

The problem of instability occurred in a specific area of a hydrocarbon-producing field in the Sonda de Campeche, in southeastern Mexico.

Initially, a documentation was made of the factors or causes that cause the instability of a well during its drilling phase and also an investigation of the area from the geological point of view to better understand the site to be treated.

Then, by means of an analysis of the zone of instability with information taken from some elements that can contribute to the problem, the causes that originate it were found.

Subsequently, remediation was applied to the instability based on previously detected causes, achieving favorable results in the mitigation of instability.

Finally, conclusions were drawn as to which causes contributed most to the phenomenon of instability and how the remedies solved the problem.

(key words: instability, analysis, wellbore, well collapse)

CAPÍTULO I. GENERALIDADES.

1.1 Introducción.

La industria del petróleo juega un papel importante dentro de la economía mundial, pues gran parte de los productos y avances tecnológicos giran alrededor de ésta. En los últimos años ha aumentado la necesidad de perforar un mayor número pozos y aunado a esto se han visto incrementados los problemas asociados al fenómeno conocido como inestabilidad de pozo.

En México la actividad petrolera no ha estado exenta de éstas pérdidas económicas por problemas de inestabilidad en pozos exploratorios o de desarrollo (Pavon O.E., Obeid N., 2004).

En este trabajo se realizó un análisis para determinar las causas de la inestabilidad de pozo durante la perforación de algunos pozos en un campo petrolífero conocido como Maloob que se encuentra en la región con mayor producción de hidrocarburos en México conocida como la Sonda de Campeche.

1.2 Planteamiento del problema.

EL campo Maloob está dividido en tres bloques, A, B y C, la inestabilidad ocurrió en algunos pozos del bloque B al perforar los horizontes, Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior y Cretácico Superior también identificado como Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior (BTP-KS).

Los efectos generados a consecuencia de éste fenómeno han sido: la pérdida de circulación, colapso del agujero perforado, atrapamiento de sarta de perforación y pérdida del pozo.

No se tiene claro cuáles son las causas de la inestabilidad de los pozos en el bloque B del campo Maloob, debido a que en los otros dos bloques A y C que lo componen e incluso en los campos vecinos Zaap y Ku, no se presentó este problema, por lo que se hace necesario revisar y analizar la información en relación a este aspecto, evaluar las posibles causas y discutir algunas soluciones.

1.3 Objeto de estudio.

Determinar las causas que originaron la inestabilidad de pozo durante la perforación en los horizontes; Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior y BTP-KS para el bloque Maloob-B, establecer si son controlables para remediarlas y disminuir su efecto.

1.4 Objetivos secundarios.

Establecer un marco teórico del fenómeno de inestabilidad de pozo durante la perforación, analizar dicho fenómeno en el bloque Maloob-B encontrando las causas que lo originan, mitigar las causas que sean controlables y realizar conclusiones.

1.5 Metodología de trabajo.

El trabajo realizado inició con la definición del fenómeno de inestabilidad y las causas que lo originan en el proceso de perforación de un pozo petrolífero y una indagación de la zona de estudio desde un punto de vista geológico para tratar de entender su génesis.

De manera subsecuente se adquirieron datos de: resúmenes del proceso de perforación, muestras de canal, registros de resistividad-rayos gama y trayectoria direccional pertenecientes a la zona de inestabilidad comprendida entre los horizontes Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior y BTP-KS de los pozos: Maloob-456, Maloob-357, Maloob-408 y Maloob-379.

Con los datos se hizo un análisis de inestabilidad a cada uno de estos pozos para determinar las causas del problema. Una vez identificadas las causas se discutió la manera en que cada una de ellas contribuyó a la inestabilidad.

Finalmente se plantearon y aplicaron remediaciones para solucionar el problema en cada pozo directamente en la práctica, haciendo una descripción de cómo se ejecutaron y se elaboraron las conclusiones. La metodología del trabajo se muestra en la figura 1.1.

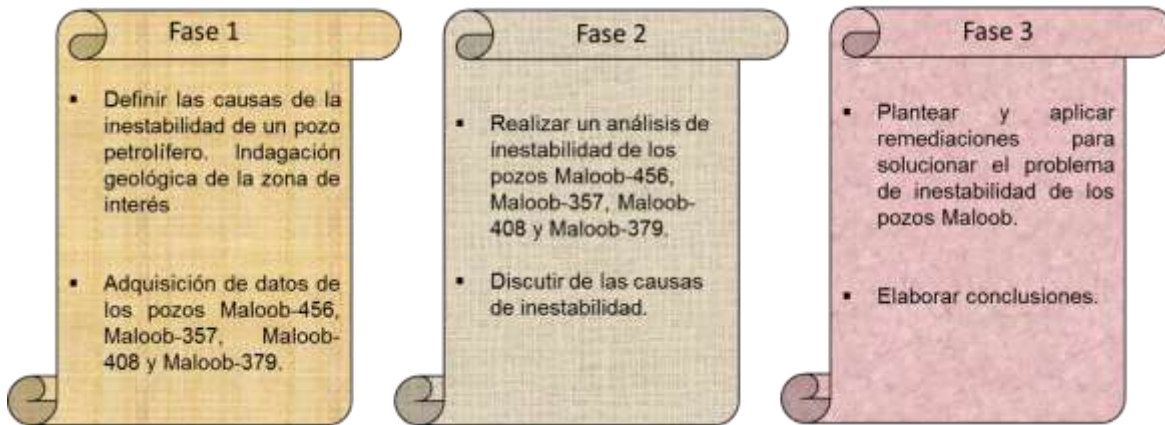


Figura 1.1. Metodología de trabajo.

1.6 Hipótesis.

El análisis de inestabilidad ayudara a identificar las causas que originan el problema en los horizontes Paleoceno Superior-Paleoceno Inferior-Cretácico Inferior de los pozos en bloque Maloob-B, posteriormente se llevarían a cabo acciones que mejoren las condiciones de estabilidad de los pozos durante la perforación atendiendo las causas origen de la problemática, al lograrlo se recuperaría la construcción del pozo para poder llegar a los objetivos productores de hidrocarburos dentro del yacimiento.

1.7 Localización.

El bloque Maloob-B se localiza dentro de los campos petrolíferos Ku-Maloob-Zaap de la Sonda de Campeche, la cual se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México en el sureste de la República Mexicana frente a los estados de Tabasco y Campeche. Geológicamente Ku-Maloob-Zaap queda incluida en la Sub provincia Pilar Reforma Akal que pertenece a la Provincia Petrolera del Sureste. La localización del bloque Maloob-B es mostrada en la figura 1.2.

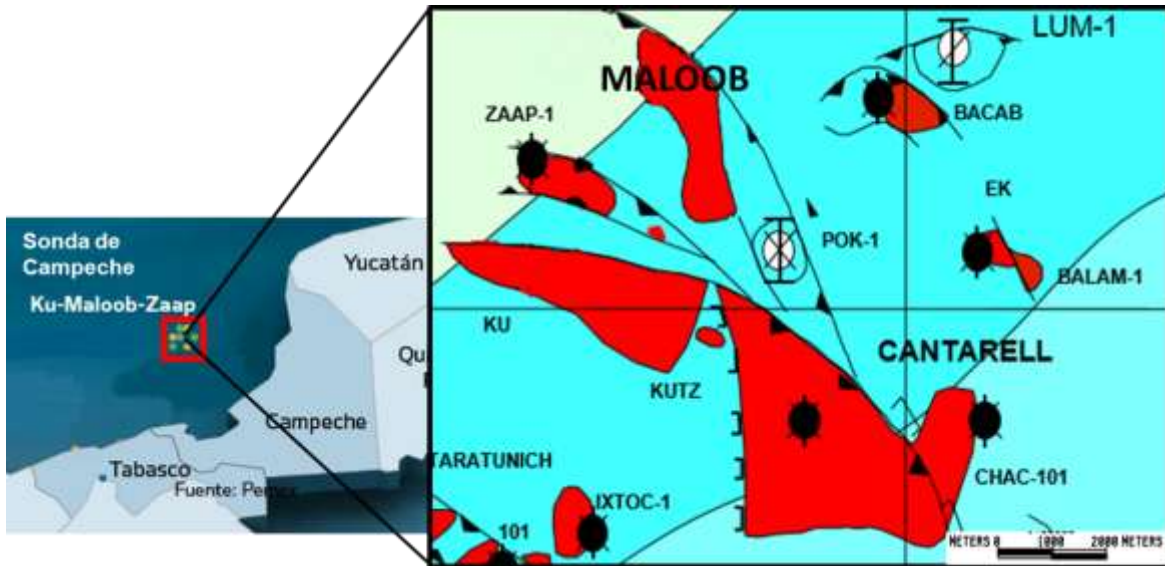


Figura 1.2 Localización del bloque Maloob-B.

1.8 Antecedentes.

No existen antecedentes o estudios realizados a la problemática de inestabilidad de pozo en esta zona.

El campo Maloob comenzó a explorarse entre los años 1991 a 1992 con la perforación de los pozos Maloob-1, Maloob-101 y Maloob-103, de este último existe un informe final en el que se describe al campo Maloob como una estructura anticlinal de forma domica seccionado en su parte media por una falla inversa con dirección NW-SW (C.R.M. 1992).

En cuanto a la perforación del pozo Maloob-103 se hace mención de que se llegó hasta la profundidad de 5600 m en rocas del horizonte Jurásico Superior Kimeridgiano con el objetivo de conocer el potencial petrolero de la parte norte de la estructura, sin embargo no se habla de algún problema de inestabilidad durante la perforación del pozo.

CAPÍTULO II. INESTABILIDAD DE POZO DURANTE LA PERFORACIÓN.

2.1 Definición.

La inestabilidad de un pozo se da en el agujero perforado e inestable que tiende a derrumbarse o colapsarse. Las formaciones no consolidadas, las formaciones fracturadas y las lutitas sometidas a esfuerzos químicos o mecánicos, son formaciones inestables que pueden llegar a derrumbarse (Mitchell J., 2001).

Los problemas estabilidad de pozo ocurren cuando los esfuerzos cercanos al agujero exceden las resistencias de la roca, para prevenir el problema debe haber un balance entre los esfuerzos y la resistencia, el cual debe mantenerse durante la perforación, por medio de la adecuada formulación de lodos de perforación, densidad del lodo, trayectorias del pozo y prácticas de perforación. Se debe tener en cuenta que todas las formaciones a las profundidades que existen son sometidas a esfuerzos in situ (Mitchell J., 2001).

Cuando un pozo es perforado, la roca ubicada alrededor del agujero debe soportar la carga que previamente era tomada por la roca removida, como resultado en el pozo se produce un incremento en el estado de esfuerzos alrededor del mismo.

Las causas que contribuyen a la inestabilidad de un pozo durante la perforación son:

- ❖ Densidad del lodo perforación.
- ❖ Resistencia de la roca.
- ❖ Fluctuaciones de temperatura.
- ❖ Regímenes de esfuerzos en sitio y anisotropía de esfuerzos.
- ❖ Planos de estratificación en lutitas.
- ❖ Invasión por filtrado del fluido de perforación.
- ❖ Limpieza del pozo.
- ❖ Vibración de la sarta de perforación.
- ❖ Geometría del agujero.

2.2 Descripción de las causas.

Es necesario entender cuáles son las causas que originan la inestabilidad del pozo al momento de perforarlo, por consiguiente en este capítulo, se hace una descripción de ellas y como pueden contribuir a dicho fenómeno.

Densidad del lodo de perforación.

La densidad del lodo de perforación está ligada a la presión hidrostática que éste ejerce sobre las paredes del pozo para mantenerlo estable y no llegue a colapsarse. Si la densidad del lodo es excesiva fractura la formación y si es baja el pozo cederá a los esfuerzos de la formación.

La densidad del lodo de perforación se calcula considerando las presiones de formación las cuales son:

- Presión de Sobrecarga (PSC).
- Presión de Poro (PP).
- Presión de Fractura (PF).
- Presión de Colapso (PC).

Al cálculo de la densidad óptima para perforar un pozo se le nombra “Ventana Operativa”, son datos gráficos de las presiones de formación y la densidad de lodo de perforación en función de la profundidad.

La figura 2.1 muestra un ejemplo de la gráfica de una “Ventana Operativa” para la densidad de un pozo, en donde la línea rosa es la presión de sobrecarga, la de color azul es la presión de fractura, la línea de color negro que se ubica entre todas es la densidad de lodo, la roja es la presión de colapso, y la verde es la presión de poro.

El valor de la densidad óptima del lodo debe mantenerse ligeramente por debajo de las presiones de fractura y sobrecarga para evitar fracturar la formación y ocasionar invasión de lodo o una pérdida total de circulación, pero a la vez deberá mantenerse ligeramente por arriba de las presiones de colapso y poro para evitar una invasión de fluidos de formación al pozo que culminen en un descontrol o el colapso de las paredes. Problemas como la pérdida total de circulación hacen que la columna hidrostática de fluido en el pozo descienda a cierto nivel y como resultado el esfuerzo radial disminuya su valor ocasionando

inestabilidad de las paredes del agujero perforado. En ocasiones se utilizan aditivos o materiales obturantes de formación en el lodo de perforación para tratar de restablecer la circulación y mantener la columna hidrostática completa.

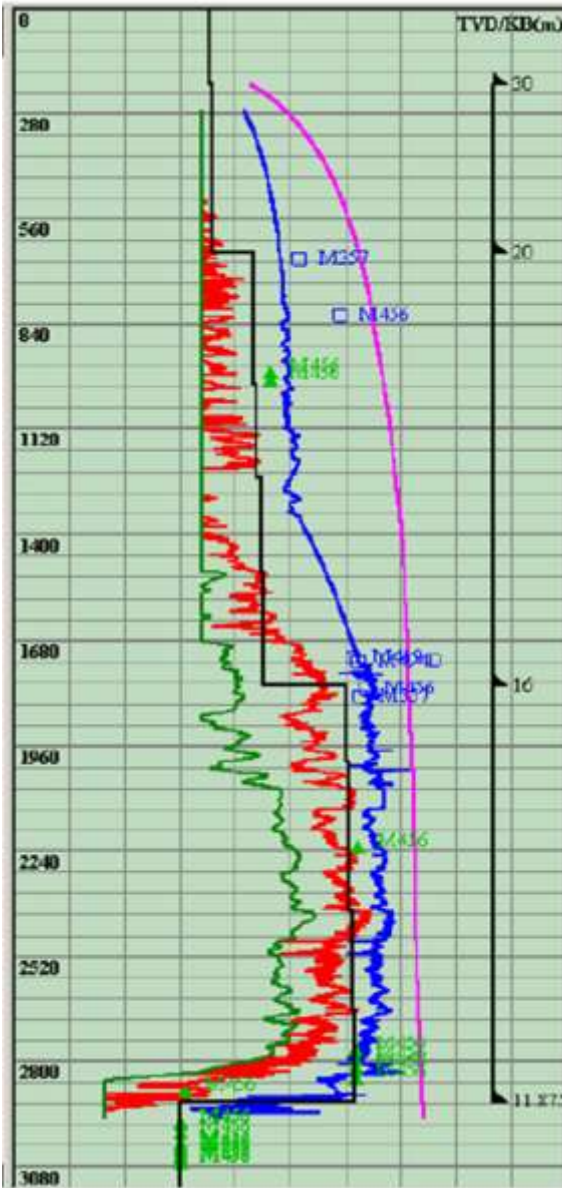


Figura 2.1. Ventana Operativa para la densidad de un lodo de perforación.

Resistencia de la roca.

La resistencia de la roca a los esfuerzos depende de la cementación y la fricción entre las partículas sólidas individuales que la componen (granos), también es afectada por la misma resistencia de los granos individuales que la componen.

Algunos de estos granos se ubican directamente sobre el plano de deslizamiento de micro fallas y deben deformarse o romperse para permitir el deslizamiento (figura 2.2), (López D.B, Téllez H., 2007).

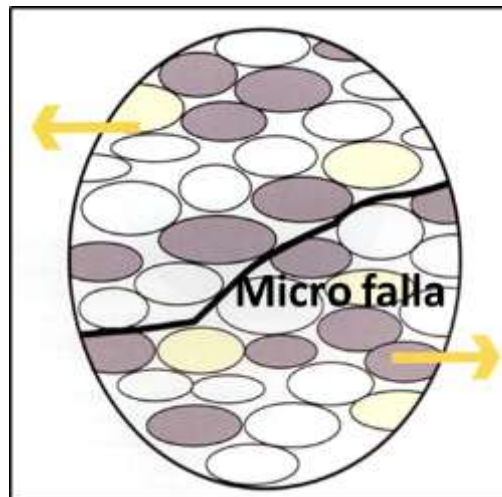


Figura 2.2. Representación gráfica de los esfuerzos a los que son sometidos los granos de una roca sobre un plano.

Fluctuaciones de temperatura.

A medida que se perfora el pozo, la temperatura de las formaciones se incrementa a causa del gradiente de temperatura que en promedio es de 1° F por cada 100 pies de profundidad.

Cuando el lodo de perforación circula a través del pozo altera la temperatura de las formaciones expuestas, el ciclo de circulación del lodo comienza en superficie a una temperatura ambiente, conforme circula a las formaciones del fondo estas disminuyen su temperatura y el lodo incrementa su temperatura. Cuando el lodo regresa a la superficie incrementa la temperatura de las formaciones superficiales (Mitchell, J., 2001).

Estas variaciones de temperatura en la formación pueden incrementar el esfuerzo tangencial en las paredes del agujero reduciendo la fuerza radial que produce la columna de lodo en el pozo (figura 2.3).

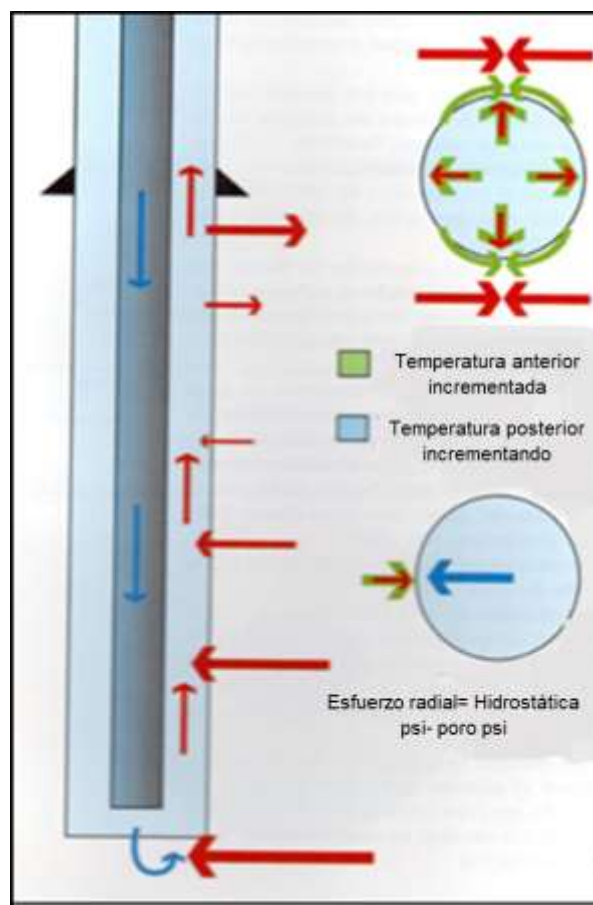


Figura 2.3. Fluctuaciones de temperatura en un pozo debido a la circulación del lodo de perforación.

Regímenes de esfuerzos en sitio y anisotropía de esfuerzos.

El régimen de esfuerzos in-situ se refiere al campo regional de esfuerzos existentes en el lugar de la perforación. El régimen de esfuerzos es el resultado de las fuerzas tectónicas que empujan y jalan la corteza terrestre (Roegiers E.W., 2008).

Los regímenes de esfuerzos tectónicos son definidos como las resistencias relativas de los esfuerzos principales. Existen tres principales regímenes como se muestra en la figura 2.4.

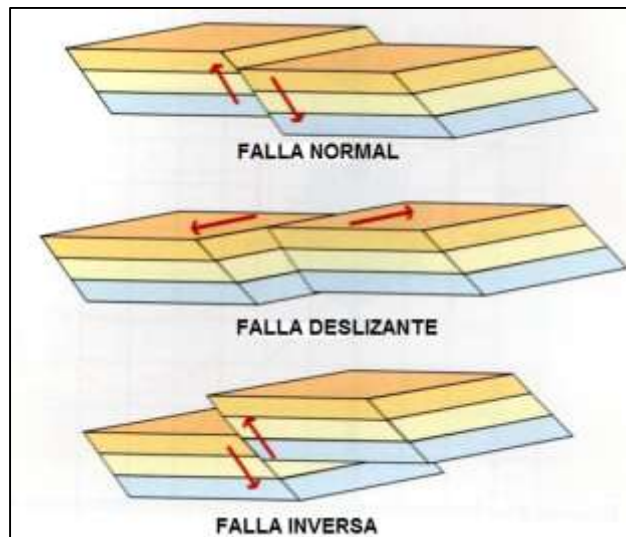


Figura 2.4. Regímenes de esfuerzos tectónicos.

La diferencia en el campo de esfuerzos horizontales es conocida como anisotropía de esfuerzos (figura 2.5). La anisotropía de esfuerzos representa la diferencia entre los esfuerzos horizontales σ_H y σ_h (Roegiers E.W., 2008).

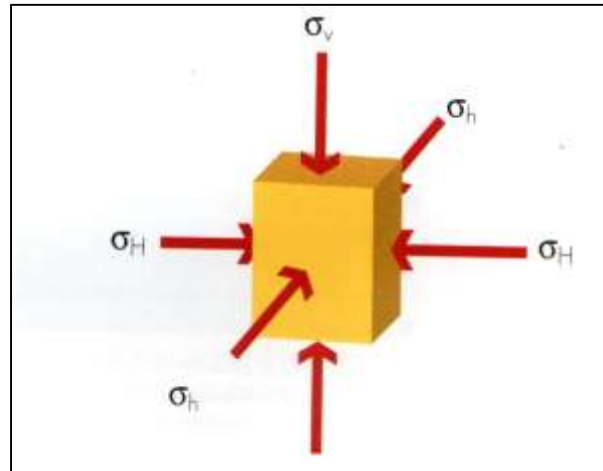


Figura 2.5. Representación gráfica de la anisotropía de esfuerzos.

Planos de estratificación en lutitas.

Las lutitas contienen planos de estratificación que le dan un plano de debilidad. Las lutitas están compuestas por arcilla, que consiste en planos microscópicos estratificados, estos tienden a ser planos de debilitamiento a los cuales puede entrar fluidos invasores y separarlos. Esto da a las lutitas una propiedad intrínseca conocida como resistencia anisotrópica.

Cuando la lutita es expuesta al agua se hidrata y se hincha, produciendo un esfuerzo perpendicular a los planos estratificados. La lutita hinchada tiende a apretar y derrumbar las paredes del agujero y el efecto es mucho mayor si el ángulo de inclinación del pozo con respecto a los planos de estratificación es mayor (Mitchell J. 2001).

El efecto de estos planos estratificados en la estabilidad del pozo está gobernado por los regímenes de esfuerzos en sitio y por la dirección e inclinación del pozo (figura 2.6).

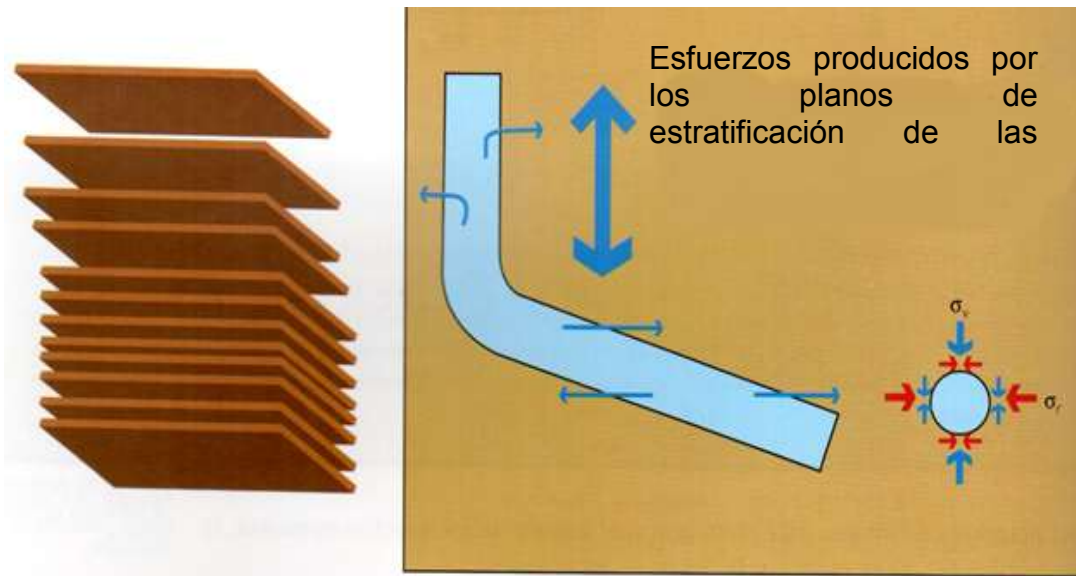


Figura 2.6. Efecto de los planos de estratificación de las lutitas.

Invasión por filtrado del fluido de perforación.

La invasión del fluido de perforación por filtrado es otra causa de la inestabilidad del pozo, ya que esta invasión debilita la roca y altera la distribución de esfuerzos de la misma.

La invasión por filtrado en la formación ocasiona una reducción del esfuerzo radial ejercido por la columna de lodo en el pozo, reduciendo la resistencia aparente de la roca e incrementando el esfuerzo

tangencial. A medida que el filtrado invade los poros de la formación la presión de poro se ve incrementada (Santa Cruz J.P., 2007 (C)).

El fluido filtrado en la formación rompe el contacto entre granos, por lo que disminuye la cementación y la fricción entre ellos. Por si fuera poco, el filtrado reacciona química y mecánicamente con la arcillas de las formaciones de lutitas ocasionando hinchamiento y dispersión (figura 2.7).

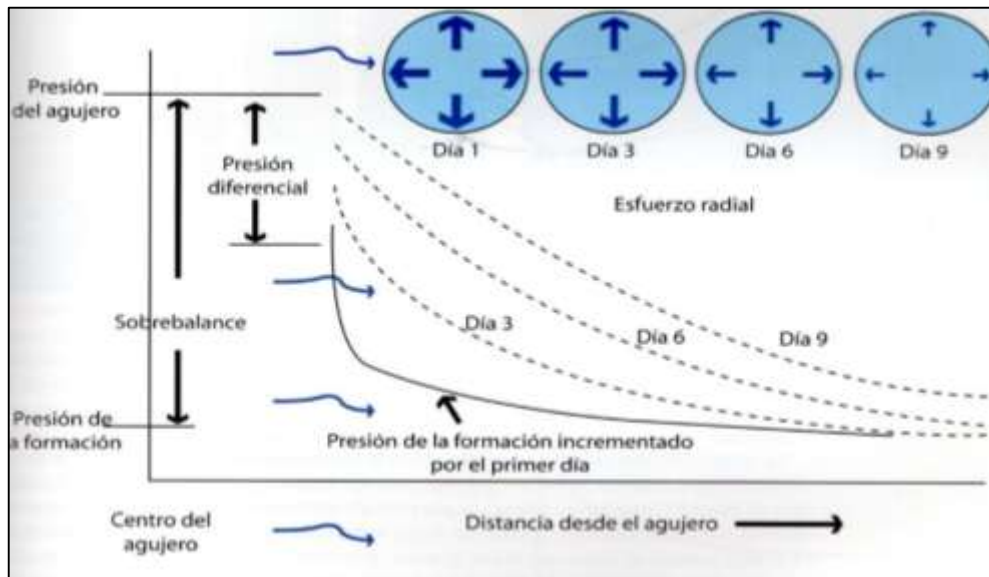


Figura 2.7. Efectos de la invasión por de lodo en función del tiempo.

Limpieza del pozo.

Se refiere al óptimo acarreo de recortes de perforación (fragmentos de la formación perforada por la barrena) desde el fondo hasta superficie en donde serán separados del fluido de control por un sistema de control de sólidos (Mitchell J., 2001).

Las causas que pueden ocasionar una ineficiente limpieza en el pozo son:

- ❖ Alto ritmo o velocidad de perforación (min/metro).
- ❖ Presencia de formaciones deleznales.
- ❖ Tiempos estáticos prolongados sin circulación en el pozo.
- ❖ Presencia de cavernas en la formación.
- ❖ Ángulos de inclinación del pozo mayores a 45° .

Una ineficiente limpieza de pozo puede causar restricciones de flujo del fluido de control, empaquetadura y atrapamiento de la sarta de perforación. (Mitchell J., 2001).

Los estudios y las experiencias de campo indican que los problemas de limpieza del pozo son más severos alrededor de ángulos intermedios ($45-60^\circ$) de inclinación. La figura 2.8 muestra la acumulación de recortes en el pozo debido al ángulo.

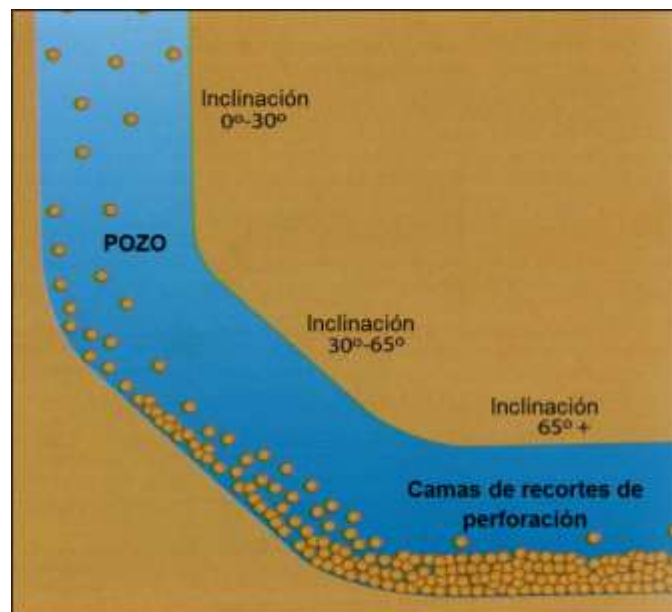


Figura 2.8. Acumulación de recortes debida a diferentes ángulos de inclinación de un pozo.

Vibración de la sarta de perforación.

En presencia de la vibración de la sarta de perforación, los esfuerzos radiales, axiales y tangenciales en la formación fluctúan. La sarta de perforación está siempre en contacto con las paredes del pozo. A medida que rota la sarta, rebota de pared en pared a esto se le conoce como “latigazo de tubería” (Santa Cruz J.P., 2007 (B)).

Debido a que la tubería golpea la pared del pozo, está le transfiere cantidad de movimiento y aplica una fuerza radial. Otro tipo de vibración en la tubería es llamada “onda estacionaria” que ocurre cuando el movimiento axial de la tubería es frenado de repente.

Por lo general si rotamos más rápido la tubería, más daños por vibración tendremos y se generara mayor esfuerzo radial y axial los cuales afectan al esfuerzo tangencial. Cualquier movimiento proveniente de la tubería es cíclico, por lo que las paredes del pozo terminan fatigándose. La figura 2.9 es una representación esquemática de la vibración que ejerce la sarta de perforación en un pozo (Santa Cruz J.P., 2007 (B)).

La configuración de la sarta tiene también mucho que ver, es decir existen configuraciones que llevan estabilizadores con aletas de mayor diámetro que la tubería, o puede tener una configuración lisa (sin estabilizadores), puede llevar como sistema de perforación un motor

de fondo o un sistema rotatorio, todo esto impacta en el efecto de vibración de la sarta en el pozo.

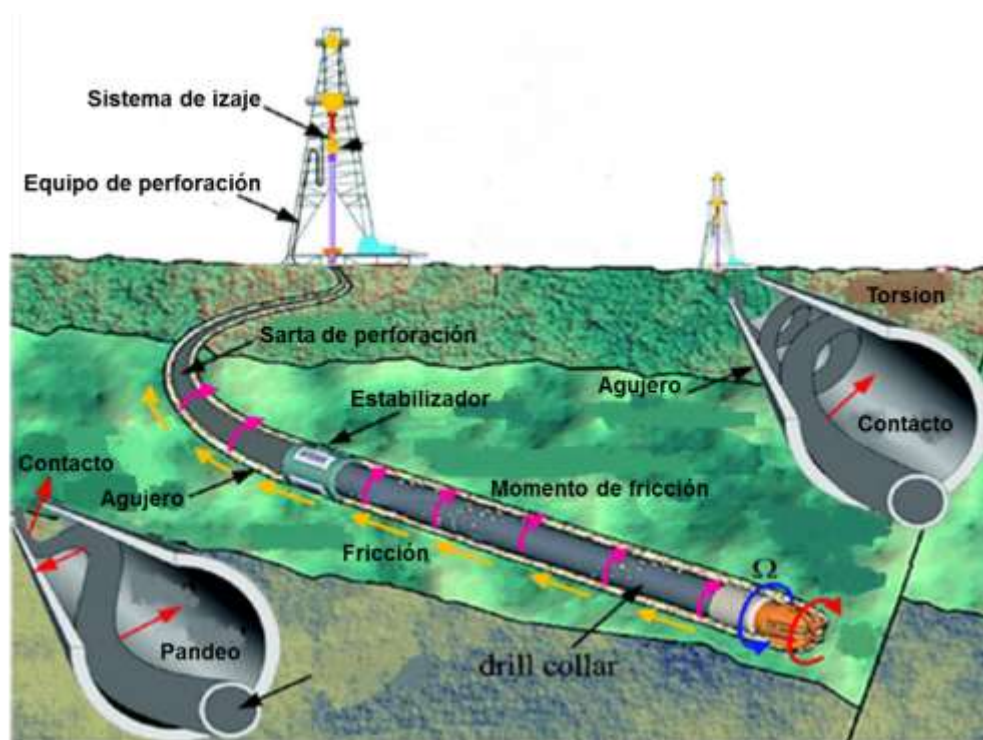


Figura 2.9. Efecto de vibración ejercida por una sarta de perforación en un pozo.

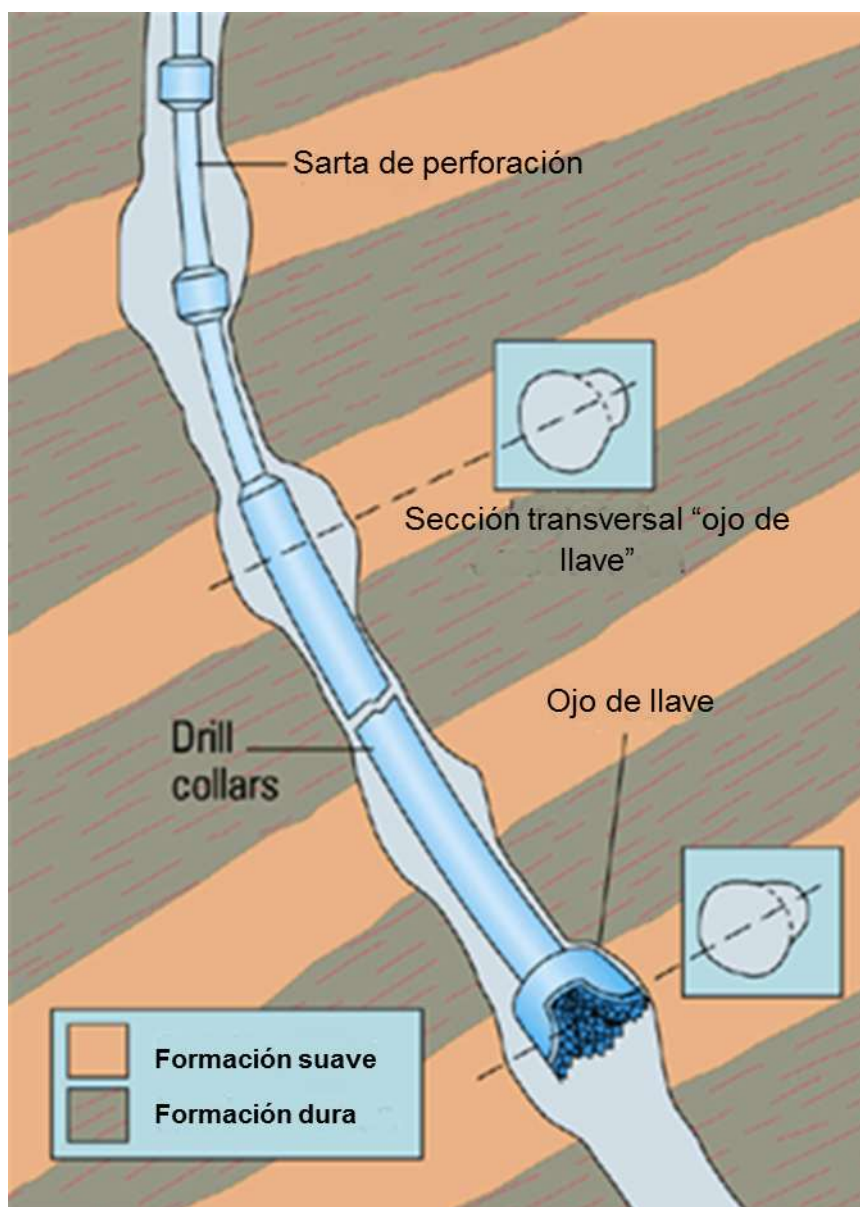
Geometría del agujero.

La forma del agujero tiene un impacto directo en la estabilidad, las cargas laterales de gran magnitud ocasionadas por la tubería al pasar a través de una forma geométrica irregular del pozo generan esfuerzos elevados.

Los diámetros reducidos en el agujero causan cambios en la distribución de esfuerzos, por otro lado si el pozo se ensancha el impacto debido a vibración se incrementa.

Durante la perforación se pueden originar diversas formas geométricas irregulares en el agujero, como una “pata de perro”, una “caverna” o un “ojo de llave” como el esquema que se muestra en la figura 2.10 (Santa Cruz J.P., 2007 (C)).

La sarta de perforación también puede quedar atrapada por este tipo de geometrías principalmente por las herramientas con mayor diámetro conocidas como estabilizadores.



2.10. Ojo de llave en la geometría de un pozo perforado.

CAPÍTULO III. MARCO GEOLOGICO PETROLERO.

3.1 Contexto regional.

En este capítulo se aborda la descripción en términos geológicos-petroleros de la zona de estudio que se localiza dentro de la sub provincia Pilar Reforma Akal la cual pertenece a la Provincia Petrolera del Sureste.

Provincia Petrolera del Sureste.

La provincia petrolera del Sureste está ubicada en la planicie costera del Golfo de México y la parte de la plataforma continental del Sureste de México (figura 3.1). Incluye una parte terrestre y marina poco profunda, cubre un área de 59,004 Km² (CNH, 2018).



Figura 3.1. Provincia Petrolera del Sureste.

Se define como la provincia de petróleo y gas más prolífera del país, que comprende las sub provincias del sureste: Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y Pilar Reforma Akal (figura 3.2), (CNH. 2018).



Figura 3.2. Sub provincias del sureste.

Pilar Reforma Akal.

Consiste de un gran pilar tectónico enmarcado por las fosas de Comalcalco y Macuspana, el cual se extiende desde la parte continental hasta la parte marina en el sureste mexicano.

Es probable que éste pilar esté íntimamente ligado con fallas profundas en la corteza, que formaron bloques escalonados rellenos por flujos de detritus que constituían brechas (Ángeles F.J.A., 1985).

Estos bloques son el resultado de esfuerzos de distensión y compresión a los que ha estado sometida la corteza durante los diferentes eventos ocurridos en la zona. En la figura 3.3 se muestra un esquema que ilustra las provincias morfo estructurales en las que se divide la Provincia Petrolera del Sur.

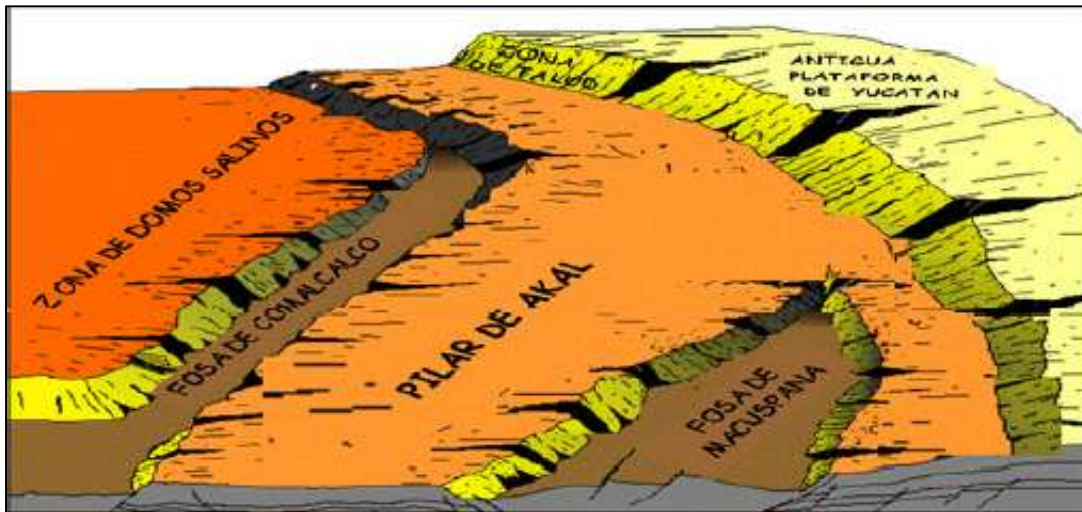


Figura 3.3. División de provincias morfo estructurales.

3.2 Marco estructural de Reforma Akal.

El Pilar Reforma-Akal está limitado al Oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al Este por el sistema de fallas Frontera; limita al Sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al Norte con la Plataforma de Yucatán.

En esta zona se distinguen tres eventos tectónicos sobrepuestos que han conformado el marco estructural regional (CNH, 2018).

Inicialmente un evento extensional en el Jurásico Medio, con una serie de fallas normales como resultado de esfuerzos distensivos, con la consecuente formación de fosas y pilares en el basamento.

Posteriormente un evento compresivo caracterizado por una serie de pliegues y cabalgaduras orientados de NO-SE que despegaron en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, que afectaron las rocas mesozoicas (CNH, 2018).

La figura 3.4 muestra el estilo estructural del Pilar Reforma Akal en la sección A-A¹ (CNH, 2018).

El último evento identificado es durante el Neógeno y corresponde a un estilo de fallas normales con caída al NO que están asociadas con intrusiones de arcilla y/o sal.

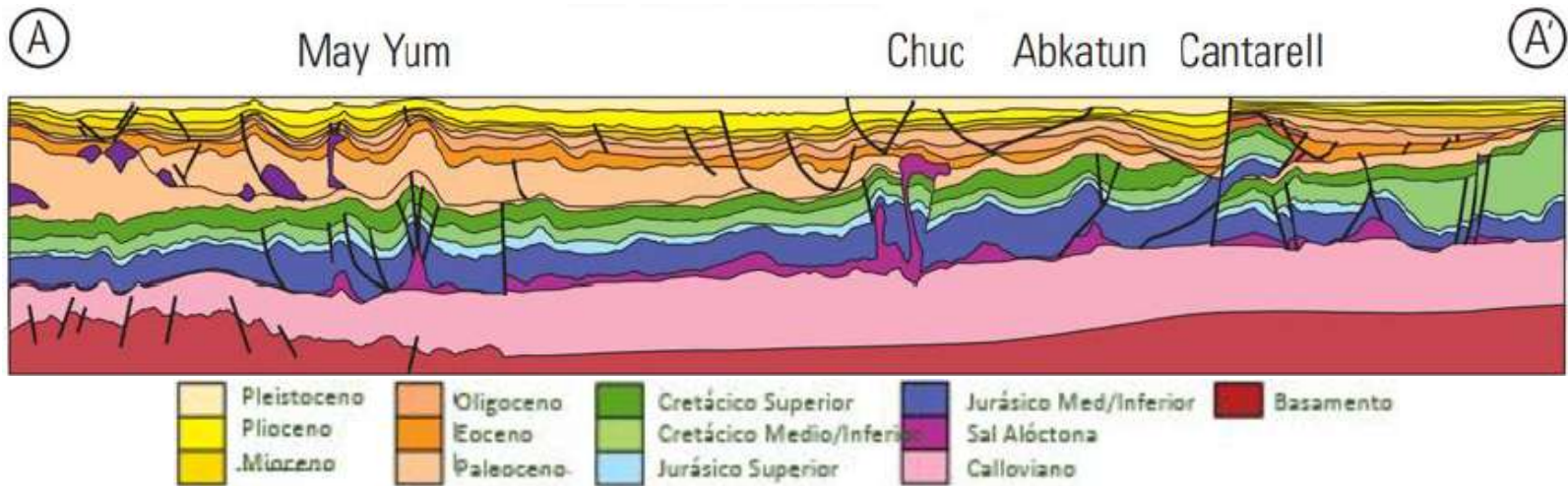
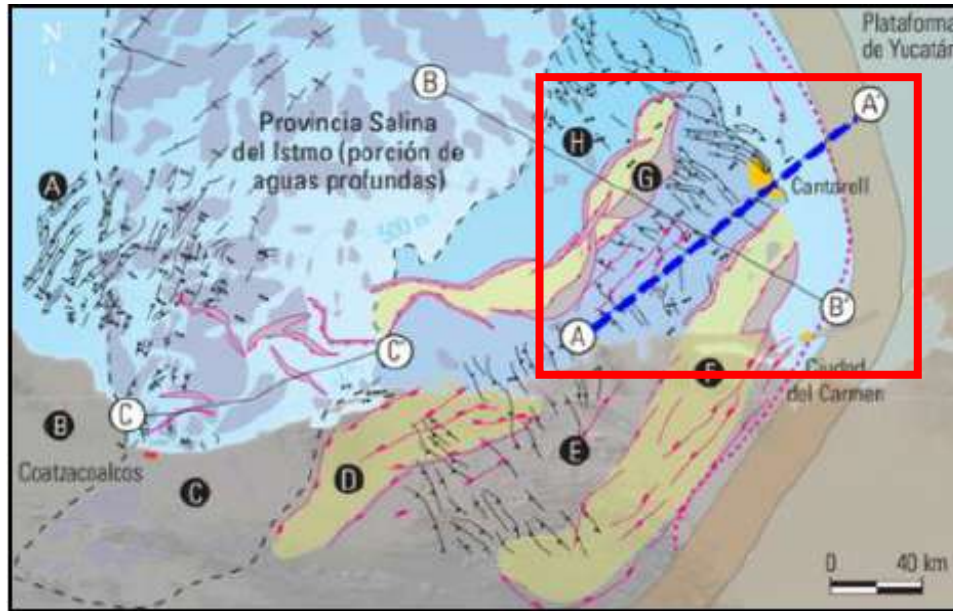


Figura 3.4. Estructuras Pilar Reforma Akal.

3.3 Marco estratigráfico.

La estratigrafía del área de trabajo está basada en los estudios y los resultados aportados por una enorme cantidad de pozos exploratorios que han cortado rocas del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario.

Los depósitos que constituyen la columna sedimentaria desde el Terciario al Mesozoico tardío en la en la sonda de Campeche son principalmente carbonatos y terrígenos, los primeros están presentes principalmente en el mesozoico y los segundos en el terciario.

A continuación se hace una breve descripción de estas unidades (Ángeles F.J.A., 2003).

Jurásico Superior Oxfordiano (formación Ek Balam).

Está formado por mudstone y wackstone café claro, gris verdoso y gris oscuro, que puede presentar dolomitización incipiente, en alternancia con capas de anhidrita blanca y yeso blanco de espesor variable. Incluye packstone de oolitas café claro, compacto.

Jurásico Superior Kimeridgiano (formación Akimpech).

Consiste de una secuencia alternante de packstone y grainstone de oolitas y pelletoides café cremoso, blanco cremoso y gris verdoso, compacto con intercalaciones de anhidrita en capas delgadas, en

algunos campos del área se presentan las rocas descritas ligeramente dolomitizadas o en otras transformadas en dolomía. Se incluye también mudstone verde claro y verde oscuro.

Jurásico Superior Titoniano (formación Edzná).

Está constituido en toda el área por mudstone arcilloso, café oscuro y negro, en ocasiones parcialmente dolomitizado; además puede estar presente dolomía arcillosa café oscuro.

Cretácico Inferior.

Caracterizado por mudstone bentonítico color verde y gris olivo ligeramente dolomitizado, dolomía micro cristalina; color gris verdoso, gris blanquizo y gris olivo, así como calizas cretosas color crema. Existen también horizontes arcillosos caracterizados por lutitas oscuras y bentonitas verdes. Un rasgo predominante de esta unidad es la estilolitización y micritización en algunas de sus partes. Su distribución es amplia y su espesor tiende a adelgazarse hacia el occidente de la Sonda.

Cretácico Medio.

Constituido por mudstone arcilloso, ligeramente dolomitizado y silicificado, de color gris oscuro, se observan también cuerpos de dolomía micro cristalino, gris blanquiza, gris olivo; así mismo horizontes arcillosos de lutitas oscuras y bentonitas gris verdoso y

verde amarillento. Como accesorios presenta abundantes nódulos de pedernal negro y pirita diseminada.

Cretácico Superior.

Está constituido por carbonatos tales como mudstone a wackestone de exoclastos, bioclastos y litoclastos ligeramente bentoníticos color crema, café y gris olivo claro que cambian lateralmente a margas de color oscuro, también contiene dolomías microcristalinas. Hacia su base se presentan calizas arcillosas de color oscuro con trazas de nódulos de pedernal negro y bentonitas. Estas rocas se presentan mayormente en la porción occidental de la Sonda de Campeche.

Cretácico Superior-Paleoceno Superior (Brecha productora).

Entre los límites del Cretácico Superior - Paleoceno Inferior se encuentra una unidad constituida por dolomías y calizas clásticas, integrada por exoclastos tamaño de brechas, por su carácter discordante su distribución crono estratigráfica es muy irregular, sin embargo, se considera que gran parte de ella se encuentra enmarcada en el Cretácico Superior y en la porción Nororiental de la Sonda de Campeche.

Está constituida por fragmentos heterogéneos provenientes de la plataforma, caracterizado generalmente exoclastos tamaño rudita.

Es importante indicar que en los exoclastos se encuentra generalmente fauna de aguas someras y en la matriz fauna planctónica de cuenca, dichos clastos en ocasiones son tan enormes que son confundidos con unidades completas con una excelente porosidad, sin embargo, no son más que bloques exóticos provenientes de la plataforma y acarreados hacia la cuenca incluso como enormes mantos de deslizamiento.

Paleógeno.

El Paleoceno está constituido principalmente por bentonitas verde olivo, grisáceo y lutitas bentoníticas a las que se les intercalan brechas intraformacionales en forma esporádica. El Eoceno es arcilloso con algunos flujos aislados de detritus que constituyen rocas turbidíticas de origen calcáreo. El Oligoceno se presenta de igual manera como un cuerpo arcilloso y su distribución es irregular (formación “la Laja”).

Neógeno.

Está constituido por lutitas bentoníticas con intercalaciones aisladas de arenas que constituyen cuerpos lenticulares empaquetados en potentes cuerpos arcillosos y está conformado por las formaciones: “Deposito”, “Encanto”, “Concepción Inferior”, “Concepción Superior”, “Filisola”, “Paraje Solo”, “Aguexquite” y “Cedral”.

La figura 3.5 muestra la columna estratigráfica anteriormente descrita.

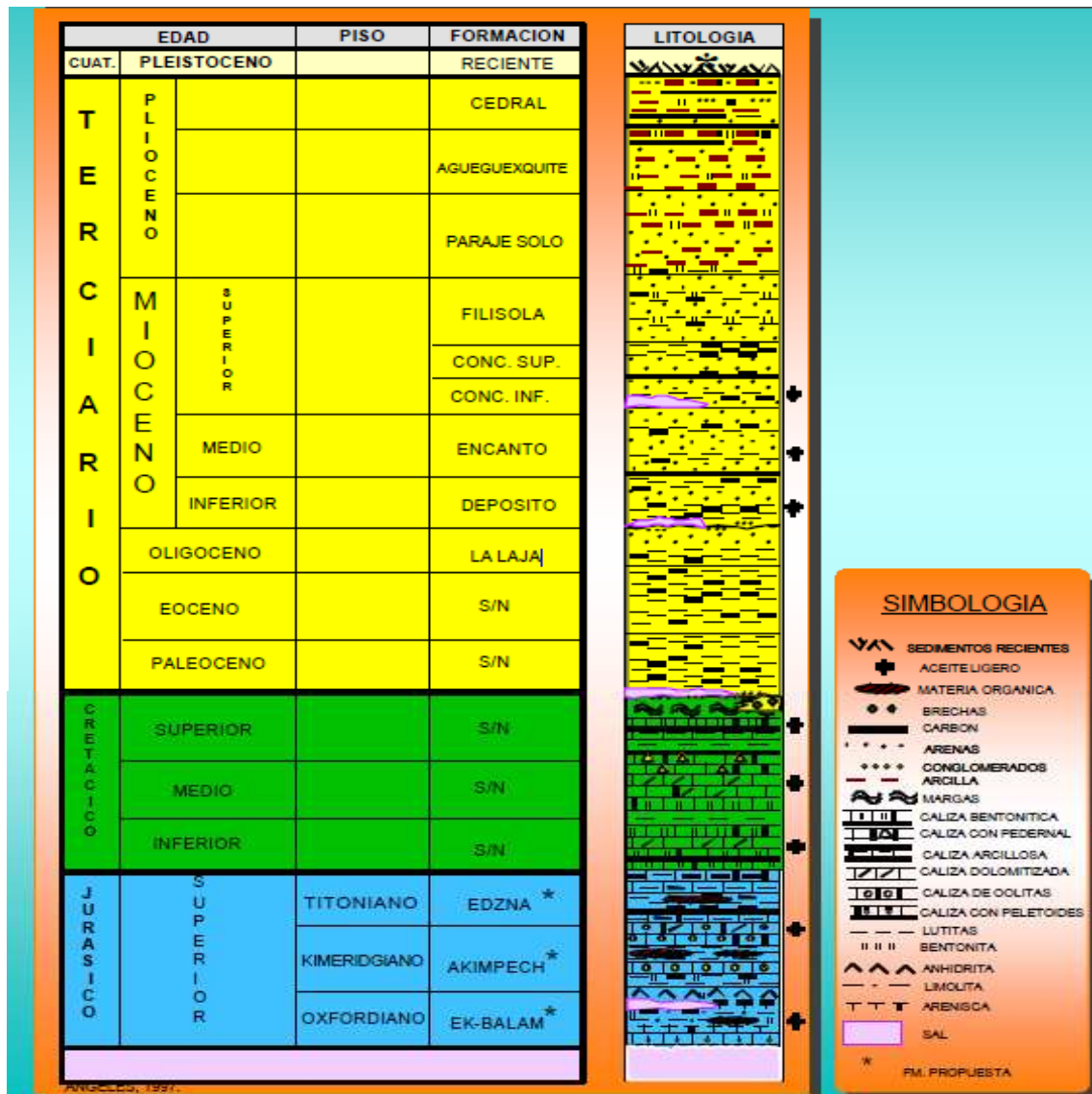


Figura 3.5. Columna estratigráfica Sonda de Campeche.

3.4 Geología económica.

El avance de la prospección petrolera en la Sonda de Campeche ha permitido definir la secuencia estratigráfica del área como un objetivo de primer orden. Mediante la integración de la información obtenida

se plantean sus principales características en cuanto a generación, acumulación y entrapamiento de hidrocarburos.

A partir de ésta información estratigráfica se describen cada una de las características del sistema petrolero (Ángeles F.J.A., 2003).

Roca generadora.

Las principales rocas generadoras de hidrocarburos en el área productora están tanto en el Titoniano como en el Kimeridgiano.

Mientras que en el Kimeridgiano tienden a mejorar sus características de generación hacia la parte norte-occidental del área probablemente por cambios de facies y siempre y cuando existan las condiciones térmicas favorables para ello.

Por otra parte las rocas arcillo carbonosas del Titoniano son las que tienen la mejor calidad como generadoras de hidrocarburos.

Estas rocas están presentes en toda el área y contienen abundante materia orgánica de tipo algáceo-herbáceo, la cual alcanzó un grado de madurez adecuado para la generación de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos. Con relación a su contenido de carbón orgánico total (COT), tienen un potencial generador que varía de bueno a excelente.

Migración.

La migración hacia los yacimientos del Cretácico y Terciario se llevó a cabo a través de fallamientos producidos como resultado del evento Chiapaneco, se considera que estos hidrocarburos a medida que avanzaban hacia la superficie se degradaban perdiendo sus elementos volátiles constituyendo en los yacimientos más jóvenes gas seco.

Roca almacenadora.

Las rocas almacenadoras se encuentran presentes en los cuerpos arenosos del Oxfordiano situados en la parte NE de la Sonda de Campeche constituidos por una gran cantidad de cuarzo, feldespatos y fragmentos de roca con porosidades que varían del 10 a 25%.

En el Cretácico Superior se tienen las brechas calcáreas localizadas en la porción Nororiental, se considera a estas rocas las productoras por excelencia y aunque están restringidas a una porción, constituyen grandes espesores con excelentes porosidades (hasta del 12%) y gran capacidad para almacenar hidrocarburos.

Roca sello.

Las rocas sello están representadas por los cuerpos arcillosos del Titoniano, Cretácico Medio y la gran columna Terciaria que empaqueta cuerpos arenosos lenticulares, así como los carbonatos impermeables del Cretácico, Kimeridgiano y Oxfordiano, además de las evaporitas y

los cuerpos de sal que han intrusionado la columna mesozoica y terciaria.

Entrampamiento.

Todos los yacimientos hasta ahora conocidos que constituyen trampas en el Mesozoico en la Sonda de Campeche, se comportan como trampas combinadas.

Por su origen, se pueden considerar estratigráficas, tanto las de la franja oolítica del Kimeridgiano, como las de las barras arenosas del Oxfordiano, las brechas productoras del Cretácico superior, sin embargo, los procesos diastólicos posteriores generaron deformaciones transformando estos reservorios en anticlinales resultado de la acción de un sistema combinado de esfuerzos.

En el Terciario Tardío posterior a esta deformación se formaron trampas estratigráficas principalmente aunque también podemos encontrar trampas combinadas como resultado de intrusiones salinas o arcillosas.

En la figura 3.6 se muestran los elementos del sistema petrolero de la Provincia Petrolera del Sureste, con rocas generadoras del Titoniano, Oxfordiano, Cretácico y Mioceno Inferior, que cargaron a rocas desde el Jurásico hasta el Plioceno en trampas de tipo estructural, estratigráficas y mixtas con producción de aceite y gas (CNH, 2018).

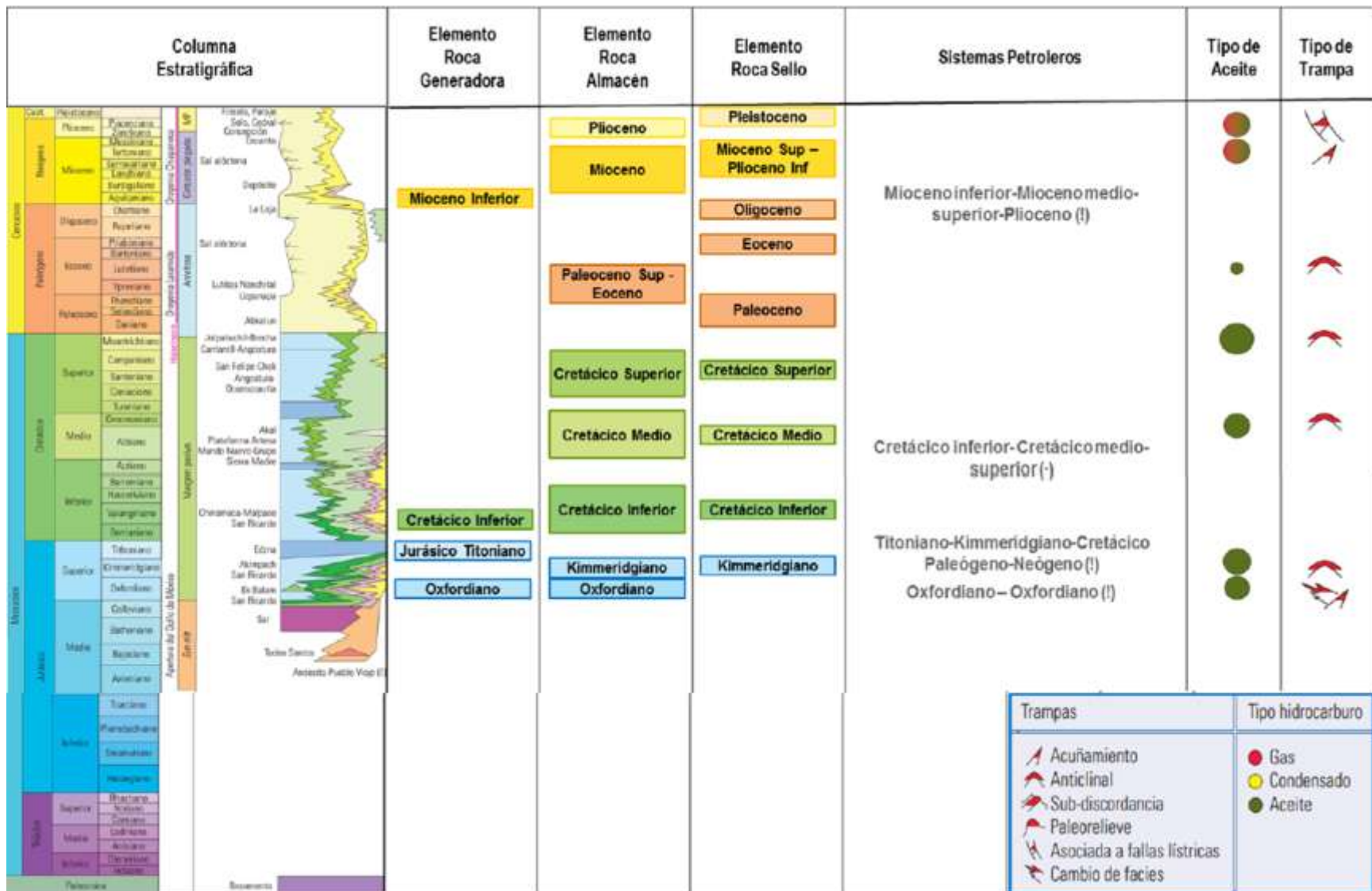


Figura 3.5. Sistema petrolero Provincia Petrolera del Sureste

Plays de la zona.

La tabla 3.1 muestra los Plays presentes en la zona del Pilar Reforma Akal con sus respectivos campos de gas y aceite (CNH, 2018).

En lo que respecta al campo Maloob, éste se encuentra dentro de los Plays de Reforma Akal dentro de la clasificación de brechas Cretácico-Paleoceno.

PLAY	LITOLÓGIA, HORIZONTE	HORIZONTE SELLO	TRAMPAS	TIPO DE HIDROCARBURO, ROCA GENERADORA	CAMPOS REPRESENTATIVOS
Pilar Reforma Akal					
Areniscas Ek-Balam	Areniscas de cuarzo costeras y eólicas porosidad primaria (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Titoniano)	Ek-Balam
Oolitas Ek-Balam	Grainstone oolíticos de rampa interna (Ek-Balam, Oxfordiano)	Anhidrita (Oxfordiano) y lutitas (Terciario)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Oxfordiano-Titoniano)	Ek-Balam
Oolitas del Kimeridgiano	Grainstone oolíticos de rampa interna, en partes dolomitizados (Akimpech Kimeridgiano)	Calizas arcillosas (Titoniano)	Estratigráficas y combinadas (acuñamientos, bloques rotados, anticlinales)	Aceite ligero (Titoniano)	Jujo-Tecominoacan, Luna, Zaap, Tsimin
Caliza arcillosas dolomitizadas del Titoniano	Mudstone arcilloso de rampa externa ligeramente dolomitizado (Titoniano)	Calizas arcillosas (Titoniano y Cretácico Inferior)	Estratigráficas y combinadas	Aceite ligero (Titoniano)	Jujo-Tecominoacan
Caliza de plataforma fracturadas y dolomitizadas	Packstone-Grainstone de plataforma (Cretácico)	Calizas arcillosas (Cretácico) y lutitas (Terciario)	Estructurales (anticlinales afallados)	Gas y condensado (Titoniano)	Catedral, Muspac, Girdas
Brechas Cretácico-Paleoceno	Brechas de talud fracturadas (Cretácico Superior-Paleoceno)	Lutitas (Paleoceno-Eoceno)	Estructurales (anticlinales afallados)	Pesado a ligero (Titoniano)	Cantarell, Abkatun, Ku, Zaap, Maloob, Ayatsil
Calcarenitas del Eoceno	Calcarenitas de litoclastos y bioclastos (Eoceno)	Lutitas y limolitas (Eoceno)	Estructurales (anticlinales)	Aceite pesado (Titoniano)	Ek-Balam

Tabla 3.1. Plays Pilar Reforma Akal.

CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE INESTABILIDAD DE POZO EN MALOOB-B.

A continuación se presenta un análisis de la inestabilidad para los pozos Maloob-456, Maloob-357, Maloob-408 y Maloob-379, la distribución de ellos en el bloque Maloob-B es mostrada en la figura 4.1.

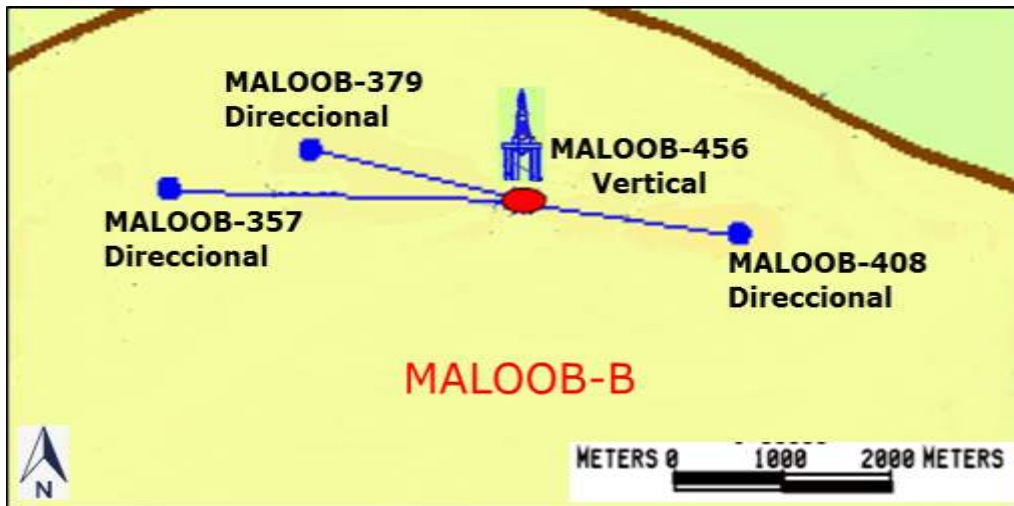


Figura 4.1 Distribución de pozos en el bloque Maloob-B.

El análisis se realiza con base a información obtenida de: eventos problemáticos durante la perforación, la trayectoria direccional del pozo, muestras de canal, registros eléctricos (resistividad-rayos gama), todo correspondiente a la zona de inestabilidad.

3.1 MALOOB-456.

Es un pozo productor de hidrocarburos en rocas del Cretácico Medio en el intervalo 3203-3253, con trayectoria vertical el cual se encuentra dentro del bloque Maloob-B, como se muestra en la figura 4.1.

La inestabilidad del pozo se presentó durante la perforación en el intervalo 2864-3058 m correspondiente a los horizontes Paleoceno Superior, Paleoceno Inferior, Cretácico Superior, y como consecuencia se tuvo pérdida parcial y total de lodo de perforación, atrapamiento de la sarta de perforación y pérdida del pozo. La figura 4.2 muestra en sección estructural el intervalo de inestabilidad.

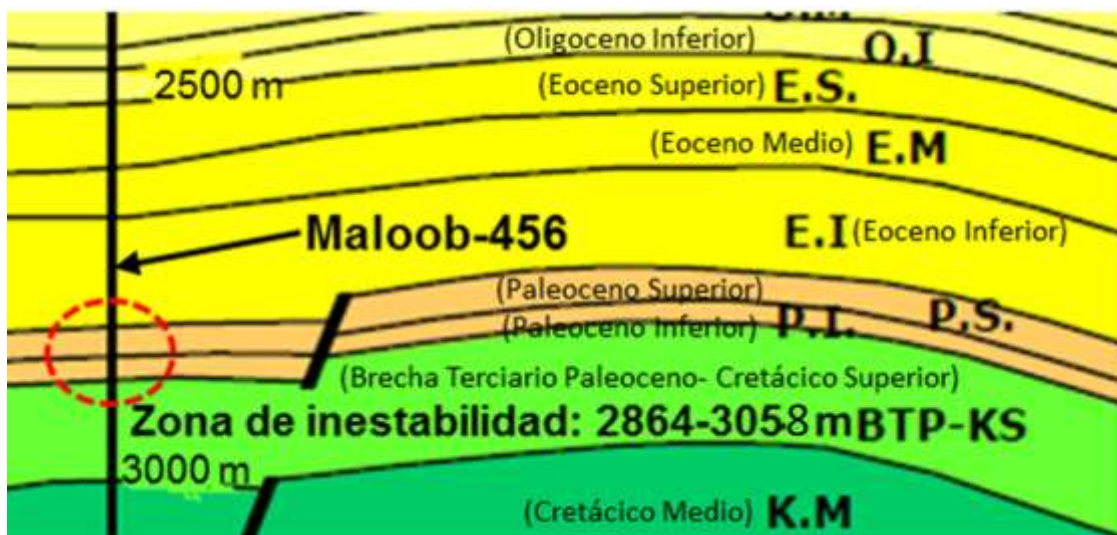


Figura 4.2. Intervalo de inestabilidad Maloob-456.

La tabla 4.1 muestra los problemas ocurridos en la perforación a diferentes profundidades o puntos de la zona de inestabilidad del pozo.

Profundidad	Horizonte	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Problema
2944	BTP-KS	7.22	102.03	Pérdida parcial de lodo
2956	BTP-KS	7.18	100.45	Paro de rotaria
2960	BTP-KS	7.13	99.98	Pérdida total de lodo
2973-3050	BTP-KS	7-5	96.70	Inestabilidad de agujero y atrapamientos de sarta
3059	BTP-KS	5	96.15	Atrapamiento de sarta y pérdida de herramientas de perforación

Tabla 4.1. Problemas por inestabilidad.

La pérdida de lodo hacia la formación era de 42 m³ por hora inicialmente y se pudo reducir paulatinamente a 12 m³ mediante el bombeo de baches con Carbonato de Calcio como material obturante de la formación hasta 2960 m donde se presentó la pérdida total de circulación.

Al presentarse la pérdida total de circulación la columna de lodo en el pozo perdió una altura de 1700 m reduciendo el esfuerzo radial en el orden de 153 kg/cm² de presión, ocasionando inestabilidad, la cual se hizo evidente en los parámetros de perforación.

En el proceso de perforación se cortó un núcleo en el intervalo 3008-3017 m perteneciente al horizonte Cretácico Superior (BTP-KS) del cual solo se recuperó 1 de 9 metros (figura 4.3). Por esta razón se planeó volver a cortar un núcleo en esta zona para que saliera completo.



Figura 4.3. Fragmento del núcleo cortado.

Se realizaron dos intentos por cortar el núcleo pero debido a la inestabilidad de la zona no se logró, en ambas ocasiones la sarta se quedó atrapada, la primera ocasión a 2992 m y la segunda vez a 2992 m sin embargo pudo ser liberada.

La herramienta con la que se realiza el corte del núcleo se llama “corona” y el contenedor donde se almacena desde el fondo del pozo hasta que es recuperado en superficie se le nombra “barril muestrero”. La figura 4.4 muestra un diagrama con las dimensiones de ambas herramientas utilizadas en el corte del primer núcleo.



Figura 4.4. Dimensiones de barril muestrero y corona.

Del núcleo cortado se determinó su porosidad, impregnación, fluorescencia, estratificación, echado y litología, adicionalmente se le realizó un estudio mineralógico que reveló en su composición la presencia de una arcilla llamada Montmorillonita Sódica la cual es un mineral expandible hidratado que representa uno de los mayores problemas por su interacción con el agua y tiene diversos grados de hinchazón.

El lodo de perforación está constituido por un 70% de diésel y 30% de agua, este porcentaje es suficiente para que la arcilla reaccione y se hinche causando inestabilidad, la reacción de la arcilla también está en función del tiempo estático del pozo. En la figura 4.5 se muestra el lodo base aceite utilizado en la perforación del Maloob-456.



4.5. Lodo de perforación base aceite.

Por otra parte cortar el núcleo requirió de un cambio en la configuración de la sarta de perforación, es un proceso llamado “viaje” que consiste en sacar la sarta completa a superficie, modificar las herramientas que se van a utilizar e introducirla nuevamente al fondo perforado, el tiempo requerido para hacerlo depende de la profundidad desarrollada en el pozo.

Los viajes a su vez ocasionan tiempos estáticos, y en el Maloob-456 cada viaje a la profundidad a la que se cortó el núcleo tomaba aproximadamente 14 horas. Los viajes realizados posteriores al corte del primer fueron:

- Primer intento para recuperar núcleo completo (14 horas).
- Segundo Intento para recuperar núcleo (13 horas).
- Sarta para ampliar agujero por corte de primer núcleo (15).
- Sarta para continuar perforando a la profundidad programada (14).

Es un total de 56 horas en las que el pozo se mantuvo en condiciones estáticas debido a estos viajes y durante éste tiempo pudieron ocurrir dos cosas, la primera es que la Montmorillonita reaccionara químicamente hinchándose, y la segunda es que se iban tener variaciones de temperatura en las formaciones del pozo al reanudar la circulación del lodo de perforación en cada operación.

Como evidencia de esto se puede hacer mención que cada vez que se metía una sarta, ésta no podía bajar con facilidad por que el agujero se encontraba cerrado.

Por otra parte el volumen de lodo perdido a formación durante la perforación se dio de la siguiente manera:

- De 2864 a 2944 m no se perdió lodo.
- De 2945 m a 2960 m se perdieron 120 m³.
- De 2960 a 3058 m se perdieron 960 m³.

El volumen total fue de 1080 m³, todo este lodo invadió la formación y debilitó la roca causando derrumbes de las paredes del pozo.

Las muestras de canal son recortes de formación recuperados en superficie en el equipo de control de sólidos al momento de perforar, las cuales son analizadas por un geólogo en la plataforma, él determina el tipo de roca, dureza, color y el horizonte al que pertenecen.

Su recuperación y análisis se hace en intervalos de 3, 5, 10 m etc., dependiendo de las condiciones de circulación que se tengan al estar perforando.

Las muestras de canal de la zona de inestabilidad del Maloob-456 son descritas en la tabla 4.2.

INTERVALO M	DESCRIPCION DE LA MUESTRA	HORIZONTE
2864-2869	LUTITA CAFÉ ROJIZO, GRIS CLARO A GRIS VERDOSO, SUAVE A SEMIDURA, LIGERAMENTE CALCAREA, TRAZAS DE MUDSTONE CREMA.	PALEOCENO SUPERIOR
2869-2879	LUTITA CAFÉ ROJIZO, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA. LIGERAMENTE CALCÁREA	PALEOCENO SUPERIOR
2879-2889	LUTITA CAFÉ ROJIZO, GRIS CLARO A GRIS VERDOSO, SUAVE A SEMIDURA, LIGERAMENTE CALCAREA, TRAZAS DE MUDSTONE CREMA	PALEOCENO SUPERIOR
2895-2900	70% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 30% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2900-2905	70% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 30% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2905-2915	70% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 30% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2915-2925	80% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 20% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2930-2935	80 % MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 20% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETACICO SUPERIOR BTP-KS
2935-2945	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 40% DE DOLOMIA CAFÉ CLARA, CREMA Y EN PARTES GRIS CLARO, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETACICO SUPERIOR BTP-KS
2945-2955	DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 30% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONÍTA VERDE CLARO.	CRETACICO SUPERIOR BTP-KS
2955-2960	DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA; 20% DOLOMÍA CAFÉ CLARO Y TRANSLUCIDA, MESOCRISTALINA Y DE ASPECTO SACAROIDE, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 10% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONÍTA VERDE CLARO.	CRETACICO SUPERIOR BTP-KS

Tabla 4.2. Descripción de muestras de canal del Maloob-

El resultado es que no se observa alguna reacción negativa de las rocas que componen las muestras de canal a causa de la interacción

entre ellas y el lodo de perforación, sin embargo se detectaron derrumbes de formación tipo lutita (figura 4.6), posiblemente pertenecientes al horizonte Paleoceno Superior que es en donde se tiene mayor porcentaje de este tipo de roca.



Figura 4.6. Derrumbes de las paredes del pozo.

El último elemento por analizar son los registros eléctricos de resistividad y rayos gama, que ayudan a encontrar anomalías en las rocas pertenecientes a los horizontes que se perforan.

Las anomalías pueden ser causadas por ejemplo de un alto contenido de arcillas en las rocas, alguna formación muy porosa, permeable o con mayor dureza, y pueden observarse en los valores de las curvas de resistividad y rayos gama.

En el registro de resistividad-rayos gama, se observa un incremento en la radioactividad natural de la roca a la profundidad de 2940 m, de

igual forma en la curva de resistividad se aprecia un incremento en su valor a la profundidad de 2918 m, el registro es mostrado en la figura 4.7.

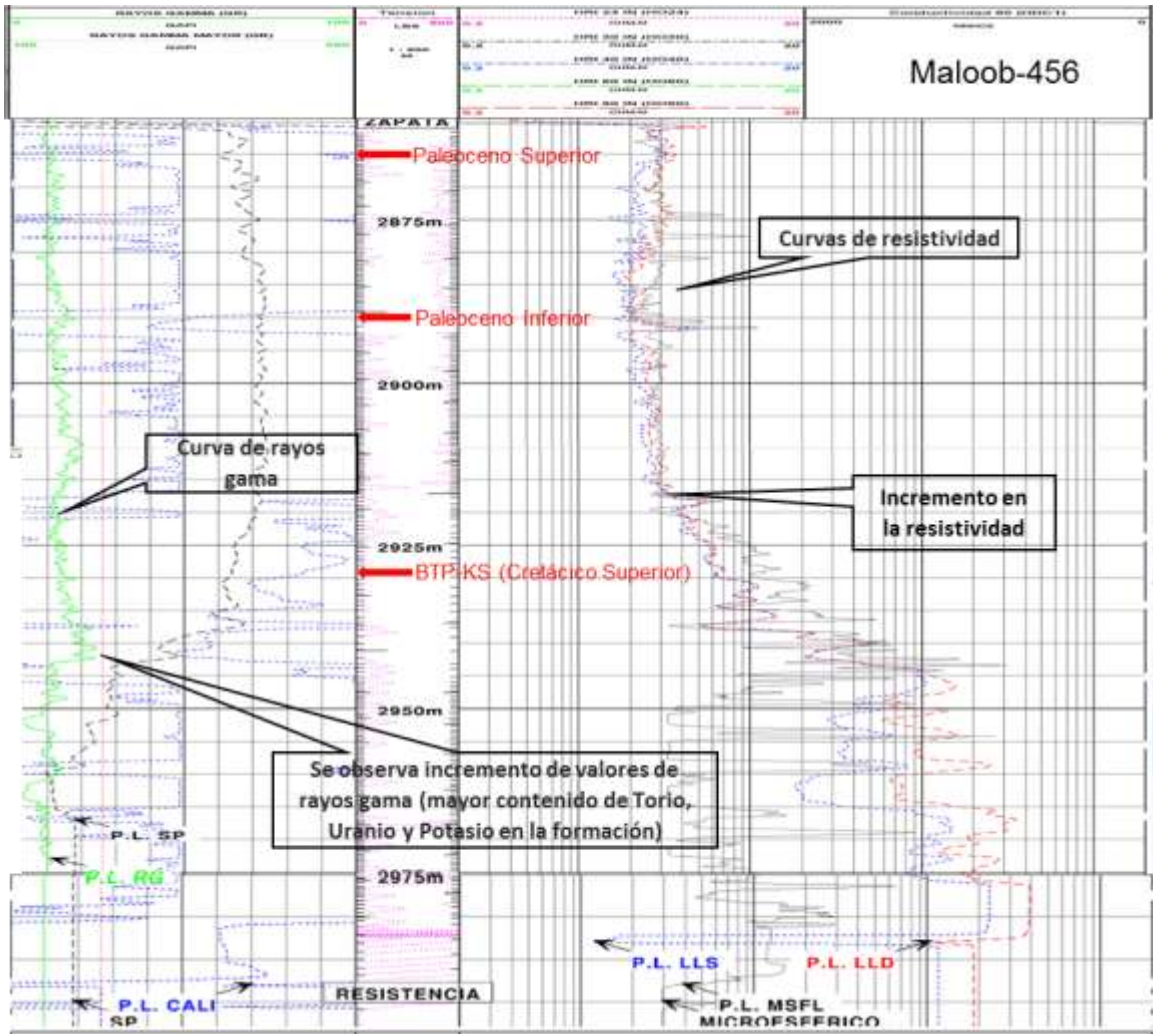


Figura 4.7.Registro resistividad-rayos gama.

El incremento en la curva de rayos gama puede ser a causa de la Montmorillonita presente en la zona de inestabilidad, las arcillas suelen contener un mayor contenido de elementos radioactivos.

El incremento en la curva de resistividad puede ser ocasionado por la presencia de hidrocarburos en los cuales la corriente eléctrica inducida durante el registro no fluye con facilidad a través de ellos y por esa razón se incrementa.

La perforación concluyo al no poder controlar la inestabilidad, la sarta de perforación quedó atrapada, después de varios intentos por liberarla con bombeo de baches con sosa caustica y tensionándola no se tuvo éxito.

Al someter a una tensión constate a la tubería y las herramientas de perforación sufren una fatiga y terminan desprendiéndose, eso ocurrió con la sarta de perforación en este pozo quedando en el fondo del mismo parte de las herramientas y la tubería la cuales fueron:

- Barrena de insertos 10 5/8”.
- Porta barrena estabilizado.
- Válvula de seguridad.
- Collar de perforación.
- Combinación de enlace.
- 2 tramos de tubería extra pesada.

A todo objeto que se quede dentro del pozo e impida la continuidad de la perforación se le conoce como “pez”. Este pez de herramientas sumó una longitud de 41 m y no pudo ser recuperado.

A la operación de recuperar un pez se le llama “pesca”, y en caso de no lograrlo, el agujero perforado deberá ser abandonado llenándolo de cemento, para después perforar un nuevo agujero lateral al que se le conoce con el nombre de “SideTrack”.

Las posibles causas de la inestabilidad del Maloob-456 pudieron ser entonces:

- Los tiempos estáticos del pozo que sumaron un total de 56 horas debido a los 4 viajes que se realizaron para intentar cortar un segundo núcleo que saliera completo en el horizonte BTP-KS. Durante este periodo la Montmorillonita tuvo su reacción química al interactuar con el lodo de perforación, hinchándose y causando inestabilidad.
- Los 1080 m³ de lodo perdido a formación hicieron que su filtración debilitara la roca, reduciendo su esfuerzo causando derrumbes.
- La pérdida de 153 kg/cm² de esfuerzo radial debido a la disminución de la columna hidrostática hizo que el esfuerzo tangencial ejercido por la formación fuera mayor causando inestabilidad.

3.2 MALOOB-357.

Es un pozo direccional productor de hidrocarburos en rocas del Cretácico Superior en el intervalo 3146-3185 metros verticales (mv) ubicado en el bloque Maloob-B como se muestra en la figura 4.1.

Su inestabilidad se presentó en el intervalo 3169-3197 mv correspondiente al horizonte Cretácico Superior (BTP-KS), con problemas de pérdida total del lodo de perforación, atrapamiento de la sarta y la pérdida del pozo, la zona de inestabilidad se muestra en sección estructural en la figura 4.8.



Figura 4.8. Zona de inestabilidad del Maloob-357.

La trayectoria de un pozo es medida por herramientas electrónicas que son parte de la sarta de perforación, dicha trayectoria se controla desde superficie y podemos visualizarla en un registro conocido como Survey, en él se ve la dirección e inclinación del pozo al momento de perforarlo, este registro es tomado cada 30 m aproximadamente.

En el caso del Maloob-357, la inclinación del pozo en la zona de inestabilidad es de 27 grados, con lo cual no se generan problemas de limpieza por acumulación de recortes que empaquen la sarta o que se produzcan anomalías en la geometría del pozo, esto puede ser visualizado en el registro Survey de la tabla 4.3.

Profundidad (mv)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Horizonte
3157	27	277	BTP-KS
3184	27	277	BTP-KS

Tabla 4.3. Registros Survey pozo Maloob-357.

No hay muestras de canal para este pozo debido a que no hubo retorno de recortes de perforación a superficie por pérdida total de circulación.

En el registro eléctrico se observa un incremento en el valor de la curva de resistividad como es normal a la entrada del horizonte Cretácico Superior debido al contenido de hidrocarburos y en la curva de rayos gama los valores se pierden o salen fuera de escala a 3900 m, esto puede ser debido a la presencia de arcilla en esa zona que contiene mayor cantidad de elementos radioactivos.

El registro resistividad-rayos gama correspondiente a la zona de inestabilidad del Maloob-357 se muestra en la figura 4.9.

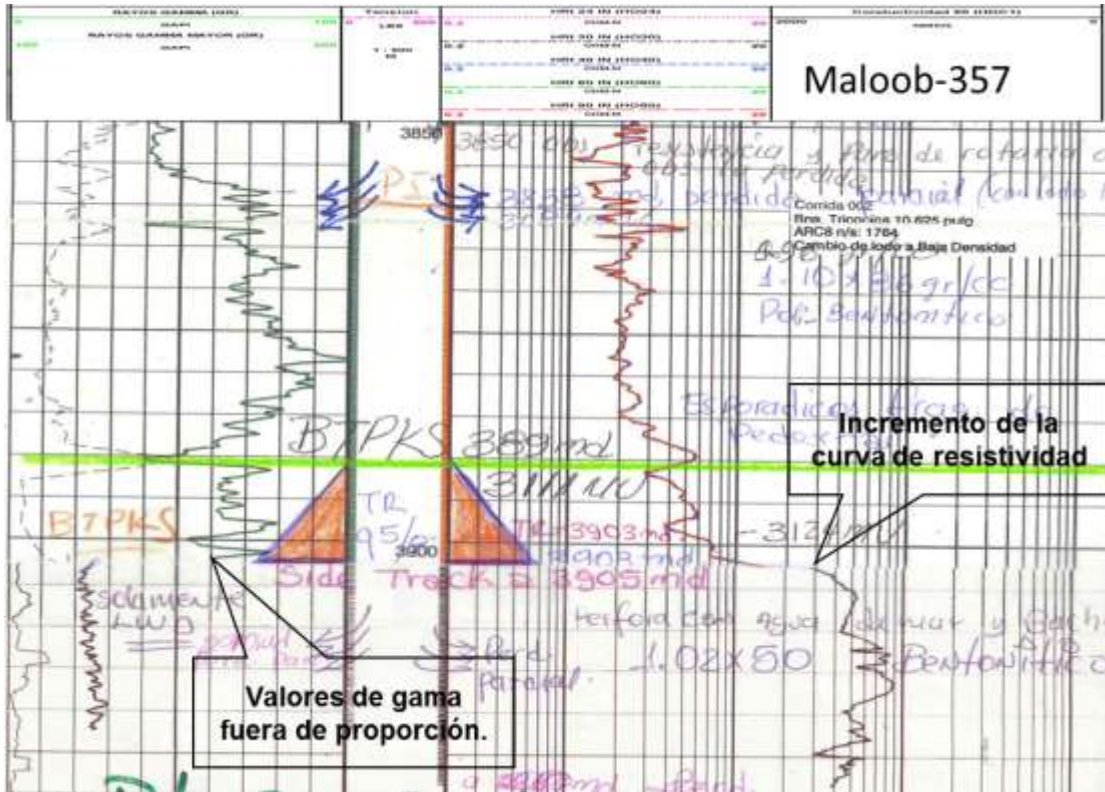


Figura 4.9. Registro resistividad-rayos gama.

En la perforación de la etapa anterior de este pozo se utilizó un lodo base aceite con una densidad de 1.10 gr/cm^3 y la tubería que lo revistió fue asentada 33 m arriba del fondo por problemas para introducirla.

La zona de inestabilidad en el horizonte Cretácico Superior fue perforada con agua de mar de densidad 1.03 gr/cm^3 y pérdida total de circulación, lo cual hace evidente que al no utilizar un lodo base aceite, la Montmorillonita Sódica al entra en contacto con el agua de mar reaccionó químicamente hinchándose rápidamente para ocasionar el atrapamiento de la sarta, aunado a esto la pérdida total de circulación contribuyo a reducir el esfuerzo radial en un orden de 125 kg/cm^2 .

No se recuperaron muestras de canal durante la perforación debido a que la pérdida total de circulación se presentó desde el inicio y hasta el final de la operación.

El objetivo del pozo era llegar a la profundidad de 3280 mv perforando en una sola etapa los horizontes Cretácico Superior e Inferior, considerando que se tendría pérdida total de circulación, se optó por utilizar agua de mar para ahorrar en costos por el uso de lodo base aceite que es demasiado costoso debido a la cantidad de diésel que se requiere para su elaboración, sin embargo los resultados fueron contraproducentes.

Por esa razón se llegaron a perforar tan pocos metros e inmediatamente la sarta quedó atrapada. A pesar de los intentos por liberarla de diversas formas no se tuvo éxito, finalmente se desprendió parte de ella y después de tres viajes de pesca quedó un pez de 21 m del cual no se cuenta con su descripción.

La inestabilidad de este pozo puede atribuirse a lo siguiente:

- La interacción que hubo entre el agua de mar con la Montmorillonita Sódica presente en el horizonte BTP-KS a pesar de que no hubo tiempos estáticos la reacción química de la arcilla es más rápida que con un lodo base aceite.
- La pérdida de esfuerzo radial en el orden de 125 kg/cm^2 .

3.3 MALOOB-408.

Es un pozo direccional productor de hidrocarburos en el intervalo 3378-3406 mv en rocas del Cretácico Inferior situado en el bloque Maloob-B, como se muestra en la figura 4.1.

La inestabilidad del Maloob-408 se presentó en el intervalo 2889-2983 mv con problemas de pérdida parcial de lodo de perforación de 10 a 20 m³ por hora, atrapamiento de la sarta de perforación y pérdida del pozo, esto se encuentra resumido en la tabla 4.4 y la zona de inestabilidad es mostrada en sección estructural en la figura 4.10.

Profundidad (mv)	Horizonte	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Problema
2889-2911	Paleoceno Inferior	33	233	Inestabilidad de agujero
2911-2983	BTP-KS	31	232	Inestabilidad y pérdida parcial de lodo de perforación
2974	BTP-KS	31	232	Atrapamiento de sarta, Pez, Side Track

Tabla 4.4. Problemas origen de la inestabilidad en el Maloob-408.



Figura 4.10. Zona de inestabilidad del Maloob-408.

Durante la perforación y las operaciones de pesca se perdieron 696 m³ de lodo base aceite hacia la formación, de la siguiente manera:

- De 2965 a 2998 mv no se perdió lodo.
- De 2999 a 3064 mv se perdieron 367 m³.
- De 3065 a 3075 mv se perdieron 108 m³.
- En la operaciones de pesca 221 m³.

Debido a que no se contaba con el apoyo de algún barco abastecedor de lodo, la perforación tuvo que ser suspendida en dos ocasiones por falta de suministro de diésel para producir lodo en plataforma, en las siguientes profundidades.

- A la profundidad de 3064 mv, se esperó abastecimiento de diésel y se preparó lodo base aceite en la plataforma, con esto el pozo estuvo estático por 8 horas.
- A la profundidad de 3075 mv, el tiempo estático del pozo fue de 9 horas.

Con respecto al registro Survey de la tabla 4.5 correspondiente a la zona de inestabilidad, se observa un ángulo máximo de 34°, el cual no se considera que pueda ocasionar problemas de atrapamiento de sarta por falta de limpieza de recortes de perforación o por anomalías de geometría del agujero.

Profundidad (mv)	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Horizonte
2888	34	233	P. Superior
2893	33	233	P. Superior
2918	31	232	BTP-KS
2944	31	232	BTP-KS
2970	30	232	BTP-KS
2996	30	230	BTP-KS

Tabla 4.5. Registro Survey del Maloob-408 en la zona de inestabilidad.

Referente a las muestras de canal no se observó alguna reacción negativa a causa de la interacción entre el lodo de perforación y la formación, sin embargo nuevamente se encontraron derrumbes (figura 4.11) a los que se les realizó un estudio mineralógico encontrando Montmorillonita Sódica como la hallada en la composición del núcleo cortado en él Maloob-456.

Las muestras de canal de la zona de inestabilidad son descritas en la tabla 4.6 y en la figura 4.12 dos de ellas correspondientes a los horizontes Paleoceno Inferior y Cretácico Superior (BTP-KS) son mostradas.



Tabla 4.11. Derrumbes de zona de inestabilidad.

INTERVALO MV	DESCRIPCION DE LA MUESTRA	HORIZONTE
2889-2894	70% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 30% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2894-2904	80% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 20% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2904-2909	90% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 10% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2910-2915	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 20% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2915-2925	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 20% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2925-2935	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 20% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2935-2945	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 30% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2945-2955	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 40% DE DOLOMIA CAFÉ CLARA, CREMA Y EN PARTES GRIS CLARO, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2955-2965	MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 40% DE DOLOMIA CAFÉ CLARA, CREMA Y EN PARTES GRIS CLARO, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2965-2975	DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 30% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONÍTA VERDE CLARO.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS
2975-2980	DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA; 20% DOLOMIA CAFÉ CLARO Y TRANSLUCIDA, MESOCRISTALINA Y DE ASPECTO SACAROIDE, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 10% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONÍTA VERDE CLARO.	CRETÁCICO SUPERIOR BTP-KS

Tabla 4.6. Descripción de las muestras de canal recuperadas en la zona de inestabilidad del Maloob-408.



Figura 4.12. Muestras de canal recuperadas de la zona de inestabilidad, la izquierda corresponde al horizonte Paleoceno Inferior, la derecha al Cretácico Superior.

Respecto a los registros eléctricos, la curva de rayos gama nuevamente se incrementa en la entrada al horizonte Cretácico Superior por un mayor contenido de elementos radioactivos en las arcillas ahí presentes, y la resistividad también aumenta por el contenido de hidrocarburos (figura 4.13).

Como consecuencia de la inestabilidad del pozo, la sarta quedo atrapada, en los trabajos de pesca se utilizó una detonación de explosivos controlada para liberarla, sin embargo se quedó un pez de 55 m de longitud conformado por las siguientes herramientas:

- Barrena triconica de 8^{1/2}".
- Motor de fondo de 8".
- Válvula de seguridad.
- Estabilizador.
- Herramienta de registro LWD.

- Herramienta de registro MWD.
- Monel Magnético de 8”.
- 2 tramos de tubería extra pesada helicoidal.

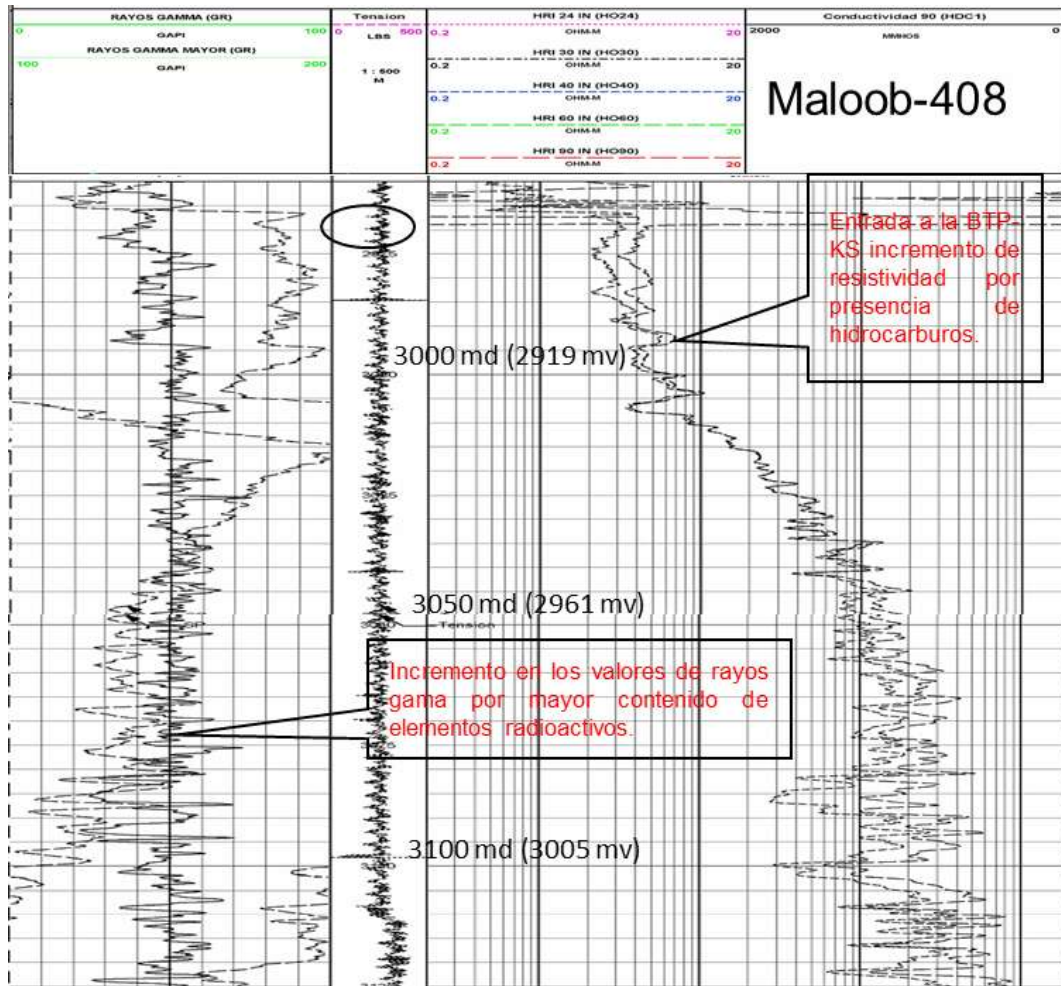


Figura 4.13. Registro de resistividad-rayos gama pozo Maloob-408.

El problema de inestabilidad de este pozo pudo generarse a causa de:

- Los tiempos estáticos del pozo (17 horas en total) a causa de las dos suspensiones de la perforación por falta de diésel le permitieron a la Montmorillonita hincharse.

- El volumen de lodo perdido en el pozo de 696 m³ al filtrarse debilitó la roca alrededor del pozo.

3.4 MALOOB-379.

Es un pozo direccional productor de hidrocarburos en el intervalo 3343-3367 mv en rocas del Cretácico Medio, localizado en el bloque Maloob-B como se muestra en la figura 4.14.

La inestabilidad se presentó en el intervalo 2908-3059 mv, (figura 4.13) con problemas de pérdida total de circulación, atrapamiento de sarta de perforación, pérdida del pozo y daños al equipo de perforación, estos problemas se encuentran resumidos en la tabla 4.7.

Profundidad vertical	Horizonte	Inclinación (grados)	Azimut (grados)	Problema
2908-2940	Paleoceno Superior	39-35	270	Inestabilidad de pozo
2940-2986	Paleoceno Inferior	33-35	270	Inestabilidad de pozo
2986-3059	BTP-KS	35	270	Inestabilidad de pozo
3031	BTP-KS	35	269	Pérdida total de circulación
3059	BTP-KS	35	269	Atrapamiento de sarta y daños al equipo

Tabla 4.7 Problemas de inestabilidad del Maloob-379.

La pérdida total de circulación se presentó a 3171 m y no se cuenta con el dato del volumen de lodo perdido a formación, con lo que si se cuenta es con el valor de la disminución del esfuerzo radial que es de 132 kg/cm².

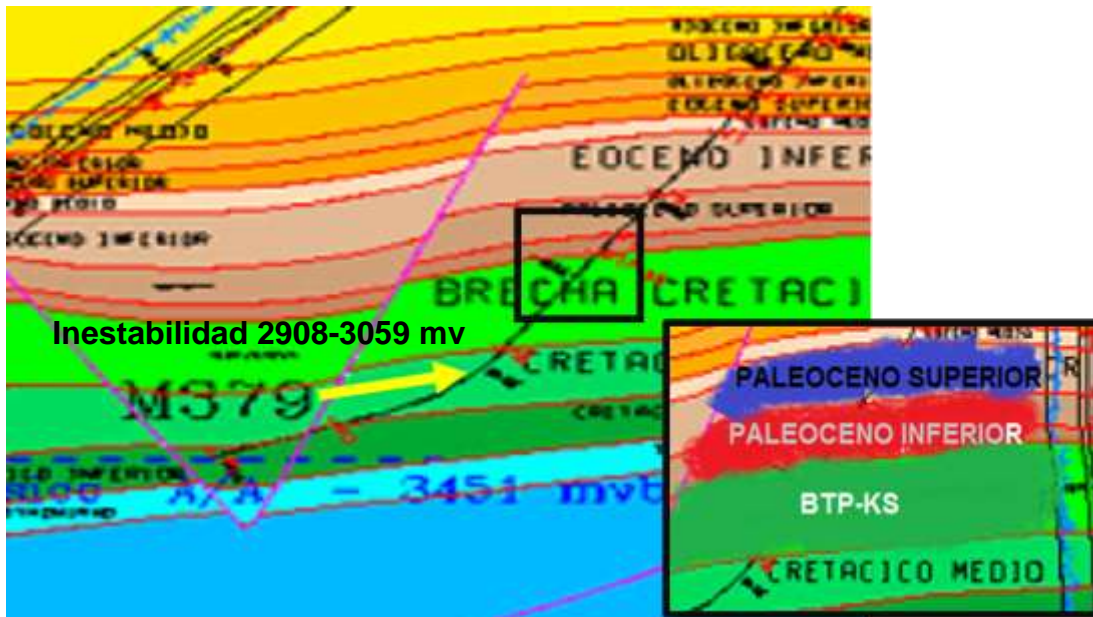


Figura 4.14. Zona de inestabilidad.

- Al estar perforando a 3214 se terminó el lodo y se suspendió la operación por 7 horas.

Se reanuda la perforación y a la profundidad de 3285 se tuvo un evento de atrapamiento de sarta que culminó en daños a un componente del equipo de izaje llamado “Top Drive” y las operaciones nuevamente fueron suspendidas (figura 4.15).

- Las reparaciones al Top Drive se efectuaron en tres días.

Al continuar con las operaciones se recuperó la sarta de perforación pero no en su totalidad, quedando un pez en el pozo de 151 m de longitud con la siguiente configuración:

- Barrena triconica de 10 5/8”.
- Motor de fondo estabilizado de 8”.
- Válvula de seguridad.
- Estabilizador.
- 6 tramos de tubería extra pesada.
- Martillo hidráulico-mecánico.
- 2 tramos de tubería extra pesada helicoidal.

Del registro Survey vemos que el pozo tiene un ángulo máximo de 39° en su zona de inestabilidad, este ángulo no genera problemas de limpieza del agujero o anomalías en la geometría que causaran atrapamientos de la sarta de perforación, esto puede observarse en el registro Survey de la tabla 4.8.

Profundidad (mv)	Inclinación grados	Azimut grados	Edad
2908	39	273	P. SUPERIOR
2926	34	267	P. SUPERIOR
2957	34	269	P. INFERIOR
2989	35	269	BTP-KS
3023	35	269	BTP-KS

Tabla 4.8. Registro Survey en zona de inestabilidad del Maloob-379.

Del análisis de las muestras de canal del Maloob-379 podemos decir que no se observa alguna reacción negativa en los recortes de perforación, sin embargo se tuvo presencia de derrumbes de formación, como en los pozos 456 y 408, la descripción de las muestras de canal se muestran en la tabla 4.9.

INTERVALO MV	DESCRIPCION DE LA MUESTRA	HORIZONTE
2908-2913	90% LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 10% DE LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA;	PALEOCENO SUPERIOR
2913-2923	80% LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 10% DE LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 10% DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO SUPERIOR
2923-2933	70% LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 20% DE LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 10% DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO SUPERIOR
2933-2938	60% LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 30% DE LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 10% DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO SUPERIOR
2940-2950	40% LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 30% DE LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 30 % DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO INFERIOR
2950-2960	20% LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 10% DE LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 70 % DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO INFERIOR
2960-2970	10% LUTITA CAFÉ ROJIZO, CALCÁREA; 10% DE LUTITA GRIS CLARO, GRIS OSCURO Y GRIS VERDOSO, CALCÁREA, DE ASPECTO BENTONÍTICO; 80 % DE MUDSTONE, BLANCO DE ASPECTO CRETOSO.	PALEOCENO INFERIOR
2970-2980	80% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 20% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA.	PALEOCENO INFERIOR
2980-2985	90% MUDSTONE CREMA A BLANCO, SEMIDURO DE ASPECTO CRETOSO, CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, 10% LUTITA, GRIS CLARO, SUAVE A SEMIDURA LIGERAMENTE CALCÁREA	PALEOCENO INFERIOR
2990-3000	80% MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 20% DE DOLOMIA CAFÉ CLARO Y CREMA, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETACICO SUPERIOR BTP-K\$
3000-3010	60% MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS; PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; 40% DE DOLOMIA CAFÉ CLARA, CREMA Y EN PARTES GRIS CLARO, MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA.	CRETACICO SUPERIOR BTP-K\$
3010-3020	70% DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 30% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONITA VERDE CLARO.	CRETACICO SUPERIOR BTP-K\$
3020-3030	80% DOLOMIA BLANCO, CAFÉ CLARO EN PARTES GRIS CLARO Y TRANSLUCIDA MICROCRISTALINA, CON POROSIDAD SECUNDARIA INTERCRISTALINA, CON POBRE IMPREGNACIÓN DE ACEITE; 30% DE MUDSTONE BLANCO Y CREMA; CON POROSIDAD SECUNDARIA EN MICROFRACTURAS, PARCIALMENTE RECRISTALIZADO; ESPORÁDICOS FRAGMENTOS DE BENTONITA VERDE CLARO.	CRETACICO SUPERIOR BTP-K\$

Tabla 4.9 Descripción de las muestras de canal recuperadas en la zona de inestabilidad del Maloob-379.



Figura 4.15. Top Drive dañado por golpe de sarta al tratar de liberarla.

No hay registros eléctricos para este pozo.

Las causas de inestabilidad de este pozo pudieron ser originadas por:

- El tiempo que el pozo estuvo estático por tres días en las reparaciones del Top Drive, la Montmorillonita nuevamente tuvo tiempo suficiente para hincharse.
- La disminución de 132 kg/cm^2 del esfuerzo radial causado por la pérdida total de circulación.
- Aunque no se tiene el dato preciso del volumen de lodo perdido a formación el efecto a debilitar la roca es el mismo.

3.5. Discusión.

Inclinación del pozo.

Considerando los pozos direccionales 357, 408 y 379 vemos que no hay inestabilidad producto de una mala geometría o una deficiente limpieza de recortes de perforación en el pozo, debido a que en ninguno de los tres casos los ángulos de inclinación en la trayectoria del pozo se encontraban en valores intermedios de 45-60° que es en donde se generan los problemas.

Muestras de canal.

En las muestras de canal recuperadas y analizadas por los geólogos en los pozos 456, 408 y 379 no se observó el efecto de hinchamiento, esto se debe a que cuando la barrena corta la roca ésta es desplazada a superficie rápidamente, con lo que la arcilla no tiene tiempo suficiente para reaccionar químicamente.

Los derrumbes encontrados en las muestras de canal del pozo 408 junto con la información del estudio mineralógico hecho al núcleo del 456 ayudaron a confirmar la presencia de la Montmorillonita en la zona de inestabilidad.

Los derrumbes de los pozos 456 y 379 son evidencia de que las rocas estaban inestables, debilitadas y que la arcilla había tenido una reacción química al haber estado interactuando durante tanto tiempo

con el lodo base aceite, y en caso del 357 con el agua mar fue más rápida la reacción.

Registros Eléctricos.

En los registros eléctricos de los pozos 456 y 408 se aprecia como el valor de la curva de rayos gama aumenta por un mayor contenido de elementos radioactivos (Torio, Uranio, y Potasio) en la zona de inestabilidad, pudiendo confirmar la presencia de arcilla que tiene mayor cantidad de dichos elementos.

Suministro de lodo.

Los pozos más afectados por este problema fueron el 408 en donde se suspendió 2 veces por falta de diésel y el 379 por la misma razón pero solo en una ocasión, no se contó con el apoyo de barco abastecedor de lodo y por eso la operación se suspendió dando lugar a los tiempos estáticos que favorecieron a la hinchazón de la Montmorillonita.

Invasión por filtrado de lodo.

Los pozos que tuvieron mayor volumen de lodo perdido a formación fueron el Maloob-456 con 1080 m³ y el Maloob-408 con 696 m³, todo este lodo se filtró en la formación y debilitó las rocas de los horizontes perforados haciendo que hubiera derrumbes, y también que la arcilla tuviera mayor contacto con el agua presente en el lodo base aceite.

CAPÍTULO V.- REMEDIACIONES A LA INESTABILIDAD.

En este capítulo se muestran las remediaciones realizadas a los pozos Maloob-456, Maloob-357, Maloob-408 y Maloob-379 para solucionar el problema de inestabilidad que se presentó en ellos durante la perforación y así solucionado el problema llegar a los objetivos planeados de cada uno de ellos.

5.1. Maloob-456.

Después de no haber tenido éxito en las operaciones de pesca, se planteó que la mejor solución era abandonar el agujero perforado y construir un SideTrack.

Para el Maloob-456 previamente a la perforación del SideTrack se realizó una prueba de inhibición de arcillas al lodo de perforación con muestras de canal recuperadas de la zona de inestabilidad en base a la norma NMX-L-167-SCFI-2004 la cual toma como valores de referencia mostrados en la tabla 5.1.

Estos valores de referencia se obtienen al realizar esta prueba con un fluido base agua y una arcilla conocida como bentonita y sirven para ser comparados con los valores de la prueba de inhibición del Maloob-456 que se encuentran en la tabla 5.2.

Parámetro	Valor de Referencia
Hinchamiento lineal	25%
Dispersión	25%
Tiempo de succión capilar	50 s
Coefficiente de Lubricidad	0.25
Capacidad intercambio Catiónico	8

Tabla 5.1. Valores de referencia para una prueba de inhibición

Pozo	CIC (meq/100 g lutita)	Hinchamiento lineal (%)	CST (s)	Dispersión (%)	Coefficiente de lubricidad
456	31	56	54	33	0.27

Tabla 5.2. Resultados de la prueba de inhibición Maloob-456.

Los resultados en la tabla 5.2 muestran valores arriba de los de parámetros de referencia, esto quiere decir que la inhibición del lodo no había sido suficiente, y que la Montmorillonita estaba reaccionando al interactuar con este fluido, por esta razón se aumentó el porcentaje de diésel de un 70% a un 85% para mejorar este parámetro.

Una vez realizadas las pruebas se hizo el abandono del pozo mediante el bombeo de dos tapones de cemento líquido utilizando tubería de perforación a las siguientes profundidades y volúmenes:

- Primer tapón a 2719 m bombeó 28 m³ de cemento líquido.
- Segundo tapón a 2909 m bombeo 13 m³ de cemento líquido y se esperó tiempo de fraguado.

Los objetivos de colocar tapones de cemento en el agujero originalmente perforado que se pretende abandonar son:

- Aislar las formaciones ya perforadas que puedan aportar fluidos o gas.
- Sentar una base sólida para que las herramientas direccionales que construirán el SideTrack tengan un apoyo sólido al momento de salir lateralmente por la formación.

Cuando el segundo tapón de cemento había fraguado por un periodo de espera de 19 horas se armó una sarta de perforación, se metió y encontró la cima de los tapones de cemento a 2961 m y fue rebajado hasta 2963 m, se sacó la sarta para cambiar su configuración.

Para hacer e SideTrack se utilizó un motor de fondo con una deflexión de 1.2° y una herramienta orientadora MWD como se muestra en la figura 5.1 y se perforó desde 2863 a 2923 m.



Figura 5.1. Motor de fondo con MWD.

Se tuvo a disposición al barco Kimberly Candies para el abastecimiento constante de lodo de perforación un volumen disponible de 600 m³ (figura 5.2) más 250 m³ en plataforma.



Figura 5.2. Barco de suministro de lodo.

La perforación fue continua y no se tuvieron indicios de inestabilidad, finalmente se introdujo y cemento la tubería de revestimiento de diámetro 9 5/8" a 2923 m sin algún contra tiempo.

En el primer agujero del pozo se cortaron 27 m en el horizonte Paleoceno Superior, 38 m en el Paleoceno Inferior y 129 m en el horizonte BTP-KS con la pérdida total de circulación a 2960 m, mientras que en el SideTrack solo se cortaron 28 m en el horizonte Paleoceno Superior, 32 m en Paleoceno inferior y no se presentó la pérdida total de circulación.

Existe un diagrama en donde se puede representar la profundidad final de un pozo y lleva por nombre "estado mecánico", la figura 5.3 muestra el estado mecánico al finaliza de perforar el SideTrack del Maloob-456.

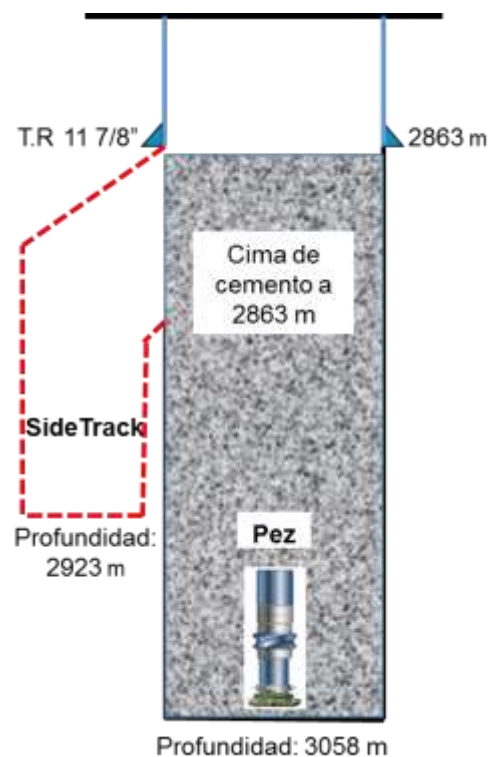


Figura 5.3. Estado Mecánico Final.

5.2. Maloob-357.

A causa de que no se pudo recuperar el pez de 21 m en el agujero original se tomó la decisión de perforar un SideTrack con la siguiente secuencia:

Con tubería de perforación posicionada a 3051 mv se bombearon 9 m³ de cemento líquido y se esperó a que fraguara por un tiempo de 19 horas.

Se armó y metió una barrena PDC de 8 ½" con motor de fondo con 1.8° de deflexión y MWD hasta 3024 donde se tocó la cima de cemento, se desplazó el agua de mar por lodo de perforación base aceite. Rebajo cemento hasta 3147 mv.

Se orientó la herramienta y comenzó a perforar el SideTrack de 3147 hasta 3166 mv con 1.8° de inclinación y una pérdida de lodo de 18 a 28 m³ por hora. Se sacó sarta para cambio de graduación del motor de fondo.

Se cambió la deflexión de la herramienta de 1.8° a 1.5 ° y se continuó con la perforación del SideTrack de 3166 a 3185 mv con una pérdida parcial de circulación en ocasiones pérdida total y se contó nuevamente con el apoyo del barco abastecedor de lodo Kimberly Candies con 800 m³ de lodo base aceite con 85% de diésel en su formulación.

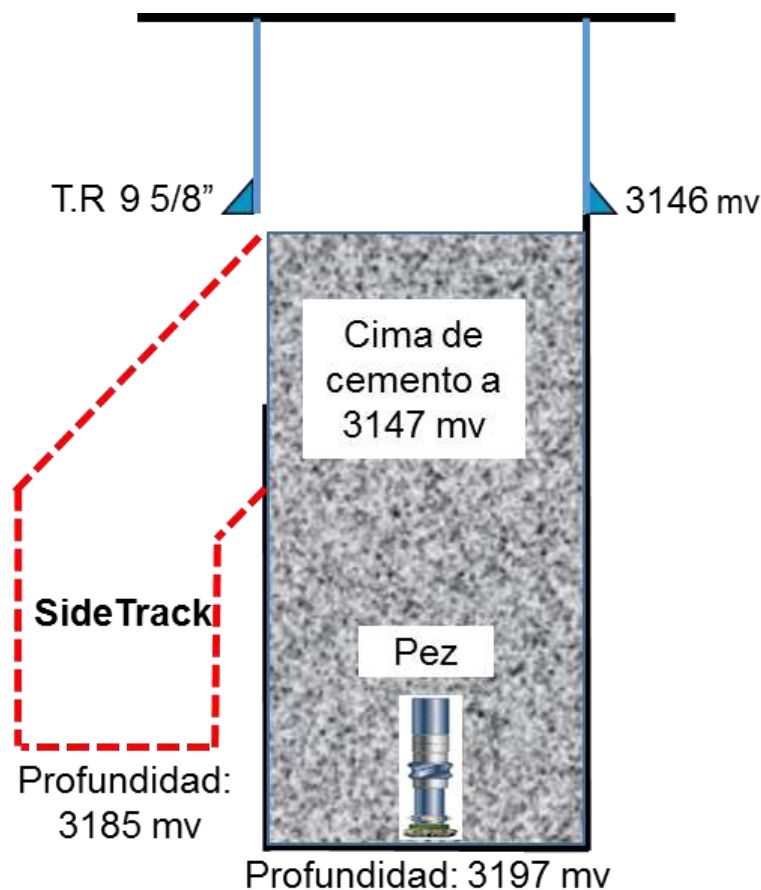
- Se tuvo un atrapamiento de sarta a 3174 mv y pudo ser liberada mediante el bombeo de dos baches, el primero del tipo alcalino con sosa caustica de 8 m³ de volumen y el segundo del tipo despegador de tubería de 3 m³ de volumen.

Para disminuir la pérdida de circulación no solo se utilizó Carbonato de Calcio sino que además se agregó un obturante a base de celulosa (figura 5.4) que tiene la función de crear una malla artificial en las paredes del pozo para evitar que se filtre hacia la formación y se agrega al lodo en una concentración de 10 a 30 kg por metro cubico dependiendo de la severidad de la pérdida, los beneficios de utilizarlo son: ahorro de lodo de perforación, mantener una columna hidrostática constante y evitar la invasión hacia formación. .



Figura 5.4. Obturante de formaciones a base de celulosa.

- Para este caso con la pérdida parcial entre 18 a 28 m³ por hora y en ocasiones total, el producto se utilizó en una concentración de 25 kg/m³ reduciendo la pérdida a 7 m³.
- En el SideTrack se perforaron 38 metros dentro del horizonte BTP-KS con pérdida de circulación parcial de manera general, mientras que en la perforación del primer agujero se perforaron 28 metros solamente en el mismo horizonte con la diferencia de que en este la pérdida total de circulación se mantuvo todo el tiempo. En la figura 5.5 se muestra el estado mecánico del pozo al terminar el SideTrack.



5.5. Estado mecánico Maloob-357.

5.3. Maloob-408.

Debido a la pérdida del agujero original a causa de la inestabilidad y al no poder recuperar el pez de 55 m de longitud se decidió hacer el SideTrack de acuerdo a la siguiente secuencia operativa:

- Se metió al pozo tubería de perforación y se bombearon de 8 m³ de cemento líquido a la profundidad de 2925 mv, se sacó la tubería a superficie y se esperó a que el cemento fraguara por un periodo de 18 horas.

Se armó y metió una barrena triconica con una sarta convencional hasta 2862 mv donde tocó la cima de cemento. Se rebajó cemento hasta 2892 mv, se sacó la sarta a superficie para cambiarla.

Se armó y metió un motor de fondo graduado a 1.5° con una herramienta de orientación MWD y se perforo la primer parte del SideTrack comenzando a desviar el pozo desde 2892 hasta 2904 mv sin observar pérdida de circulación y continuó avanzando hasta 2934 m en donde suspendió por taponamiento interno de la tubería de perforación y por encontrar el lodo en malas condiciones (figura 5.6). Saco la sarta a superficie para revisarla encontrando cemento floculado en su parte interna.

- Se agregaron aditivos para arreglar las condiciones del lodo de perforación y se contó con el apoyo del barco Kimberly Candies que tenía 1500 m³ de lodo disponible.

Se metió la sarta y se continuó perforando de 2934 hasta 3001 mv con pérdida parcial de 6 m³ por hora y de 3002 hasta 3162 mv con pérdida total de circulación, se agregó 25 kg/m³ de obturante tipo celulosa.



5.6. Lodo de perforación floculado.

Luego de perforar el SideTrack se metió la tubería de revestimiento de 9 5/8" la cual en el primer intento no logro pasar por resistencia a 2903 mv.

Se metió una sarta con una herramienta conocida como watermellon para ampliar el agujero, después de esto logro meterse la tubería de revestimiento hasta el fondo perforado a 3162 mv.

- En el SideTrack se perforaron 19 metros en el horizonte Paleoceno Inferior y 251 m en el horizonte BTP-KS, mientras que en el primer agujero se perforaron 22 metros en el horizonte Paleoceno Superior, 72 metros en el horizonte Paleoceno Inferior y 94 metros en el horizonte BTP-KS, y no se tuvo pérdida total de circulación. El estado mecánico al finalizar de perforar el SideTrack se muestra en la figura 5.7.

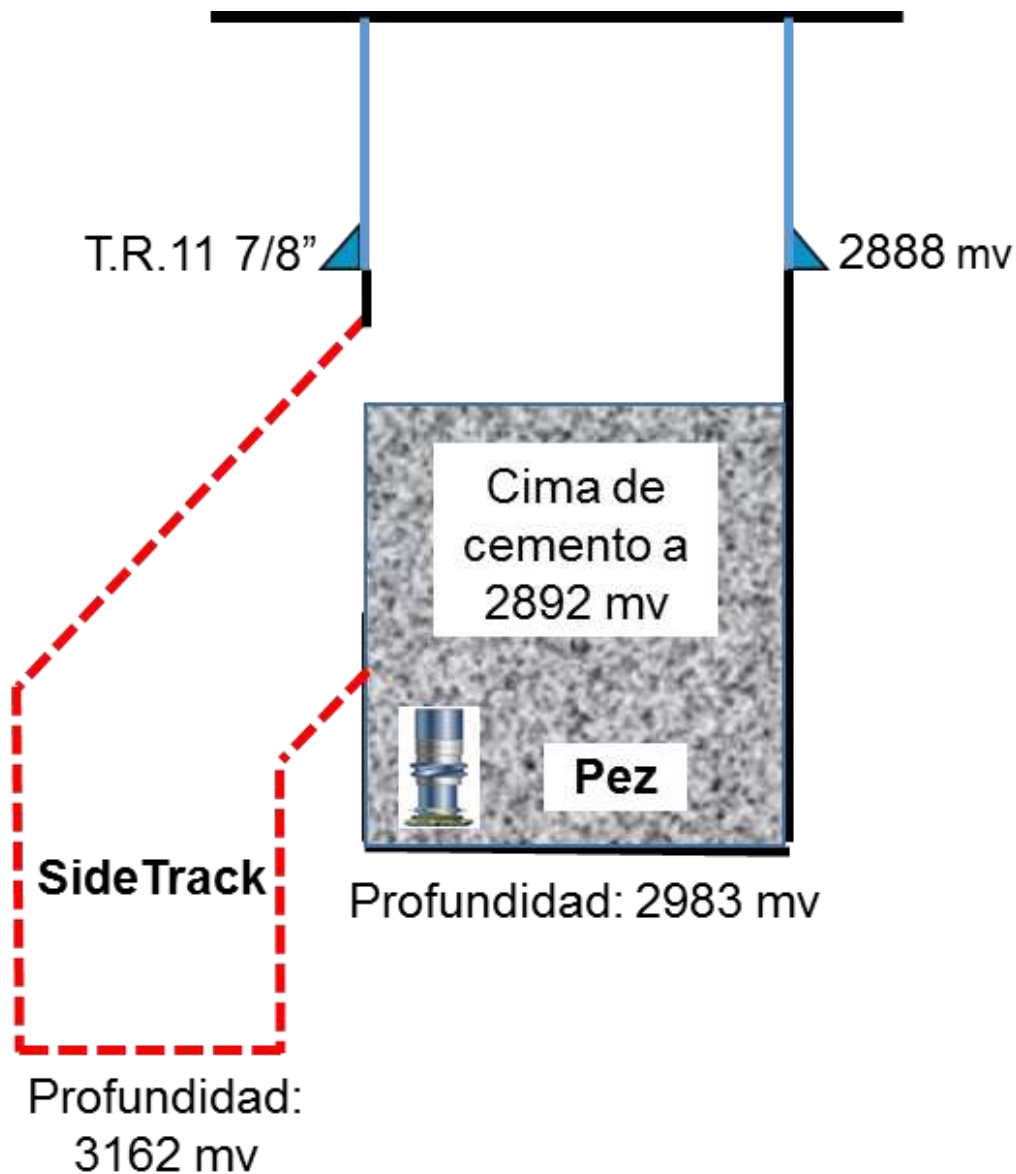


Figura 5.7. Estado mecánico Maloob-408.

5.4. Maloob-379.

La perforación del pozo no pudo continuar por el pez de 151 m que no podía ser recuperado con alguna herramienta de pesca, además de que la inestabilidad ya no era controlable, así que la única opción para solucionar el problema y poder llegar a los horizontes productores era construir un SideTrack con la siguiente secuencia de operaciones:

Con tubería de perforación posicionada a 2945 mv se bombearon 10 m³ de cemento líquido, la tubería fue recuperada a superficie y se esperó un periodo de 24 horas para el fraguado del cemento.

Se armó y metió una sarta con barrena de triconica hasta 2793 mv a donde se localizó la cima de cemento fraguado. El cemento se rebajó hasta 2909 mv, y se sacó la sarta a superficie para cambiarla.

Se armó y bajó sarta con motor de fondo graduado a 1.5° y herramienta orientadora MWD a 2909 y perforó primer sección de SideTrack hasta 2920 mv, saco sarta a superficie para cambiar graduación de motor de fondo, no hubo pérdida de circulación.

- Cambio graduación del motor de fondo de 1.5° a 1.2° y metió sarta para continuar perforando la segunda sección del SideTrack hasta la profundidad final de 2961 mv, se sacó la sarta a superficie, tampoco se tuvo pérdida de circulación.

Metió la tubería de revestir de 9 5/8" hasta 2920 mv en donde tuvo resistencia para continuar bajando y se recuperó a superficie.

- Se armó una sarta navegable con la herramienta watermellon y se metió para conformar el intervalo 2917-2922 mv que es la sección del SideTrack que tiene mayor ángulo de inclinación y después se repasó el intervalo 2922-2961 mv. Recuperó sarta a superficie.

Se introdujo la tubería revestidora de 9 5/8" a 2922 mv y posteriormente fue cementada concluyendo esta etapa del pozo, la siguiente y ultima llego a alcanzar una profundidad de 3481 mv.

- En el SideTrack se perforaron 31 metros en el horizonte Paleoceno Superior y 21 m en el horizonte Paleoceno Inferior por esta razón es que no hubo pérdida de circulación, ya que en el primer agujero ésta se presentó a la profundidad de 3031 mv dentro del horizonte BTP-KS.
- En el primer pozo se perforaron 32 metros dentro del horizonte Paleoceno Superior, 46 metros en el horizonte Paleoceno Inferior y 76 metros en el horizonte BTP-KS.

El estado mecánico al finalizar de perforar el SideTrack e introducir la tubería revestidora es mostrado en la figura 5.8.

Como dato adicional a este capítulo, la siguiente y última etapa del pozo se perforó hasta 3220 mv en el horizonte Cretácico Medio con pérdida total de circulación a partir de 2984 m en el horizonte Paleoceno Inferior y no se tuvo inestabilidad.

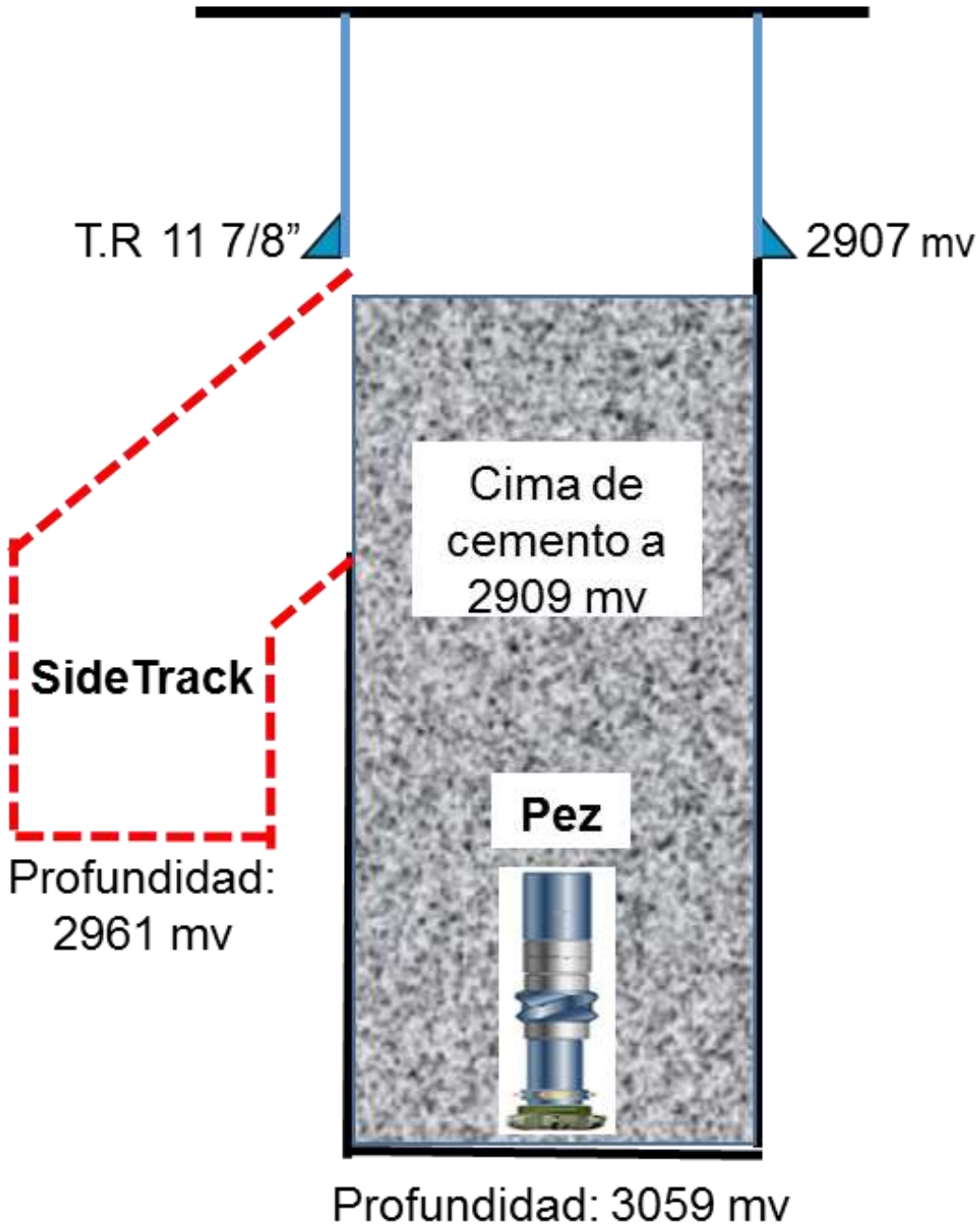


Figura 5.8. Estado mecánico Maloob-379.

5.5. Comparación de resultados.

Abastecimiento de lodo.

Los pozos que contaron con el apoyo del barco abastecedor fueron el 456 con 600 m³, el 357 con 800 m³ y el 408 con 1500 m³ por ser el más prolongado y que tuvo las condiciones más severas de pérdida total de circulación, debido al volumen de lodo disponible la perforación no fue interrumpida por este problema.

Pérdida de circulación y uso de material obturante.

El pozo con la pérdida más crítica fue el 408 y para controlarla se utilizaron dos obturantes el carbonato de calcio y la celulosa, el 456 tuvo una pérdida de 5m³ por hora y se controló agregando únicamente 15 kg de carbonato de calcio, por otra parte el 357 requirió del uso de 25 kg de celulosa para reducir una pérdida de 28 m³ por hora. El único pozo que no necesito del uso de obturantes debido a que no presentó pérdida fue el 379.

En todos los casos el mitigar la pérdida de circulación ayudo a que el esfuerzo radial no disminuyera y que la invasión por filtrado de lodo fuese menos.

Deflexión del motor de fondo.

A mayor deflexión de la herramienta mayor es el ángulo del SideTrack, por esta razón al 456 se le dio una deflexión de 1.2° para salir apenas de la vertical del pozo, a los pozos 408 y 379 fue de 1.5° como máximo valor y para el 357 fue de 1.8° pero después es llevado a 1.5°, a esto se le llama tumbar ángulo y se hace con el objetivo de verticalizar el pozo.

Lodo de perforación empleado.

En los cuatro pozos se utilizó el lodo base aceite con 85% de diésel, la evidencia de la mejora de esta práctica fue el pozo 357 que previamente había sido perforado con agua de mar, y la inhibición a la Montmorillonita fue mejorada.

Metros perforados.

En el SideTrack del 408 se cortaron 270 m mientras que su agujero original tan solo 94, en cambio en el 379 fueron 52 m en SideTrack contra 151 m en el primer agujero, para el 456 fueron 60 en SideTrack contra 194 en agujero original y en el 408 fueron 38 en SideTrack contra 28 en el primer agujero. Como se aprecia el Maloob-408 tuvo mayor alcance en el SideTrack dentro del horizonte BTP-KS y aun así no tuvo problemas de inestabilidad gracias a las remediaciones aplicadas durante la perforación.

Inestabilidad de pozo.

El único pozo que presentó inestabilidad fue el Maloob-357 que tuvo un atrapamiento de sarta a 3174 m, pero fue liberada con la ayuda de dos baches, uno alcalino y el otro despegador de tubería, contribuyo en gran medida que el pozo conservara la columna de lodo hasta superficie.

CONCLUSIONES.

En el análisis de inestabilidad se determinó que la Montmorillonita que se encuentra en los horizontes Paleoceno Superior y BTP-KS por su reacción química al interactuar con el agua que contiene el lodo de perforación se hincha y hace que el pozo tienda a cerrarse causando el atrapamiento de la sarta, por esta razón se considerara como una de las principales causas del problema.

Es posible diseñar fluidos que tengan una interacción mínima con la formación, por esta razón se incrementó el porcentaje de diésel a 85% para inhibir mejor a la Montmorillonita.

El proceso de diseño de fluidos basado en las características de la formación y de su interacción con la misma se relaciona con la construcción de pozos más estables y productivos.

Otra causa de la inestabilidad fue la disminución del esfuerzo radial debida a la pérdida total de circulación, si ésta se controla la columna hidrostática se mantiene completa y la inestabilidad se mitiga como fue el caso de la perforación del SideTrack en cada uno de los pozos.

Es importante una planeación de la logística de barcos abastecedores en formaciones con pérdida total de circulación para no generar tiempos estáticos en la perforación.

Una pérdida total como la que se presenta en la BTP-KS genera problemas serios de inestabilidad de pozo, con el obturante adecuado la circulación se puede restablecer y evitarlo, el ahorro económico por pérdidas de fluido de perforación hacia las formaciones es de miles de dólares.

La inestabilidad de pozo es un problema que puede ser controlado si se cuenta con suficiente información para detectar las causas que la originan para actuar de manera anticipada y mitigarla.

Documentar este tipo de investigaciones es de gran valor para futuros trabajos en los que se presenten problemas de esta naturaleza, es notorio que en estos pozos no hubo una documentación de los problemas de inestabilidad y por esa razón se cometieron los mismos errores una y otra vez

REFERENCIAS.

Ángeles F.J.A. (1985). Monografía Petrolera de la zona Marina, Cd. Del Carmen Campeche.

Ángeles F.J.A. (2003). Bosquejo geológico de la Sonda de Campeche, Cd. Del Carmen Campeche.

Cabrera E. O. (2006). La geomecánica aplicada a la industria del petróleo y del gas, Paradigm, Paraíso, Tabasco.

Coordinación Región Marina (CRM) (1992). Informe Final pozo Maloob-103, Cd del Carmen, Campeche.

Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) (2018). Atlas geológico cuencas del Sureste- Cinturón Plegado de la sierra de Chiapas.

Equipo Multidisciplinario de Perforación y Terminación de Pozos (PEP) (2016). Programa de perforación del pozo de desarrollo Maloob-460, Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, Cd. Del Carmen, Campeche.

López D. B., Téllez H. (2007). Guía para la aplicación de la geomecánica en el diseño de la perforación de pozos, Villa Hermosa, Tabasco.

Mitchel J. (2001). Perforando sin problemas, Drillbert Engineering, Midland Texas.

Pavon O. E. Obeid N. (2004). Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos en los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos, Tesis para obtener el grado de Ma. En Ciencias. Universidad Nacional de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Pérez E.F., Santos R. M (2001). What Have We Been Doing in Wellbore Stability? SPE, Maracaibo Venezuela.

Roegiers E. W. (2008). Rocks Mechanics for Engineers and Geologist, Oklahoma University, U.S.A.

Santa Cruz J.P. (2007). (A) Fundamentos de la mecánica de rocas, curso Fast Track-Geomecánica, Villa Hermosa, Tabasco.

Santa Cruz J.P. (2007). (B) Esfuerzos en el Pozo, curso Fast Track-Geomecánica, SLB, Villa Hermosa, Tabasco.

Santa Cruz J.P. (2007). (C) Estabilidad de Agujero, curso Fast Track-
Geomecánica, Villa Hermosa, Tabasco.