



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO

19
2ej.

FACULTAD DE INGENIERIA

EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE CONTROL
UTILIZADOS EN LA PERFORACION DE LAS FORMACIONES
SOBREPRESIONADAS EN LA SONDA DE CAMPECHE

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:

HILARIO SERRANO MARTINEZ



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MEXICO, D. F.

1994



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-088

SR. HILARIO SERRANO MARTINEZ
Presente.

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Walter Friedeberg Merzbach, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE CONTROL UTILIZADOS
EN LA PERFORACION DE LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS
EN LA SONDA DE CAMPECHE

	INTRODUCCION
I	GENERALIDADES
II	PROBLEMAS COMUNES EN LA PERFORACION CON RELACION AL FLUIDO DE CONTROL
III	SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS PARA PERFORAR LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS
IV	EVALUACION DE LOS SISTEMAS
V	CONCLUSIONES
	BIBLIOGRAFIA

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

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

A t e n t a m e n t e
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 9 de diciembre de 1993.
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*EGM*gggt*

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

TITULO:

"EVALUACION DE LOS SISTEMAS DE FLUIDOS DE CONTROL UTILIZADOS EN LA PERFORACION DE LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS EN LA SONDA DE CAMPECHE"

DIRECTOR DE TESIS:

ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

JURADO

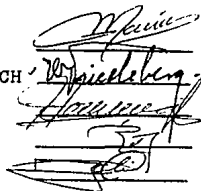
PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

VOCAL: ING. WALTER FRIEDEBERG MERZBACH

SECRETARIO: ING. NEHEMIAS HERRERA PATRON

1ER. SPTE: M.I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

2DO. SPTE: ING. JAVIER MOLINA OCAMPO



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO, D. F., ABRIL 94

Con respeto a mi padre y madre
Sr. Anacleto Serrano Urueña
Sra. Julia Martinez Pérez
Por su apoyo.

Con amor y cariño a mi esposa
Angelina Aquino Martínez
Por su apoyo e invaluable
ayuda para alcanzar esta meta.

A mis hijos
Claudia
Adriana
Esperanza
Angel Hilario

A mis hermanos
Bibiana
Jovita
Rufina
Juana
Susana
Issac

A la Universidad Nacional Autónoma de México
En especial a la Facultad de Ingeniería y a
sus catedráticos, quienes dan su mejor es-
fuerzo para la formación y desarrollo de pro-
fesionistas para el bien de la Sociedad y de
nuestro país.

Mi sincero agradecimiento
al Ing. Walter Friedeberg
Merzbach, por su profesio-
nalismo y su gran calidad
humana que lo caracteriza,
y por la dirección de esta
tesis.

GRACIAS.

CONTENIDO.		PAG.
INTRODUCCION.		8
I.	GENERALIDADES.	11
I.1	Localización geográfica.	11
I.2	Aspectos geológicos.	14
I.3	Conceptos de presión.	25
I.4	Asentamiento de tubería de revestimiento.	33
II.	PROBLEMAS COMUNES EN LA PERFORACION CON RELACION AL FLUIDO DE CONTROL.	38
II.2	Pérdida de circulación.	39
II.3	Pegadura de tubería por presión diferen- cial.	42
II.3	Domo salino y flujo de agua.	45
II.4	Contaminación con sulfuro de hidrógeno (H_2S) y con dióxido de carbono (CO_2).	47
II.5	Lutitas inestables.	49

III. SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS PARA PERFORAR LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS.	52
III.1 Clasificación de los fluidos de perforación.	54
III.2 Sistemas de fluidos de perforación que se utilizaron.	58
III.3 Sistemas de fluidos de perforación que se utilizan.	67
IV. EVALUACION DE LOS SISTEMAS.	78
Interpretación de historias de perforación.	81
V. CONCLUSIONES.	120
BIBLIOGRAFIA.	124

INTRODUCCION

INTRODUCCION.

El fluido de control tiene gran importancia en la perforación de pozos, por ser el componente principal del sistema de circulación. Es el medio para: transportar los recortes a la superficie, evitar derrumbes de la pared del pozo, mantener en suspensión el material cortado por la barrena, equilibrar la presión de formación, minimizar el daño a la formación productora y no permitir flujo de fluidos al agujero. Estas funciones junto con sus propiedades hacen al lodo o fluido de control muy versátil.

La selección del sistema de fluido de perforación a emplear depende de varios factores, pero los de mayor importancia son las presiones a encontrar y el tipo de formación a perforar.

La perforación de estratos formados por lutitas asociados con altas presiones, presenta serias dificultades como derrumbes, fricciones, estrechamiento del agujero y atrapamiento de la sarta, que se deberán de resolver con un lodo que suprima la hidratación de las arcillas de la roca.

El presente trabajo se refiere a los lodos empleados en la perforación de las formaciones del Oligoceno y Eoceno de los campos de la Sonda de Campeche, los cuales están formadas por lutitas hidrófilas sobrepresionadas.

Los primeros lodos usados en la perforación de la zona

de presión anormal alta, dieron buenos resultados que su empleo se generalizó.

Para incrementar la eficiencia en la perforación y evitar la contaminación del medio ambiente, se diseñaron, e valuaron y aplicaron, nuevos sistemas de lodos que reunieran estos requisitos. Estos lodos son llamados: Ligno sulfonato Inhibido, Polynox y el de emulsión inversa Invermul, los cuales están libres de cromo. Este último se usa en caso de que la actividad de la lutita no permita la perforación con los otros dos.

I. GENERALIDADES.

I.1 Localización geográfica.

I.2 Aspectos geológicos.

I.3 Conceptos de presión.

I.4 Asentamiento de tubería de revestimiento.

I. GENERALIDADES.

El conocimiento de los aspectos geológicos, de las presiones, así como de la localización geográfica de los campos de una área petrolera es de gran importancia para el desarrollo de su perforación.

I.1 LOCALIZACION GEOGRAFICA.

La provincia petrolera conocida como Sonda de Campeche, se localiza en el Golfo de México, hacia la porción occidental de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, aproximadamente a 80 Km de la costa. Queda situada en la plataforma continental, en una franja que comprenden las isobatas de 20 a 200 m, con una superficie aproximada de 15 000 Km². Fig. 1.1

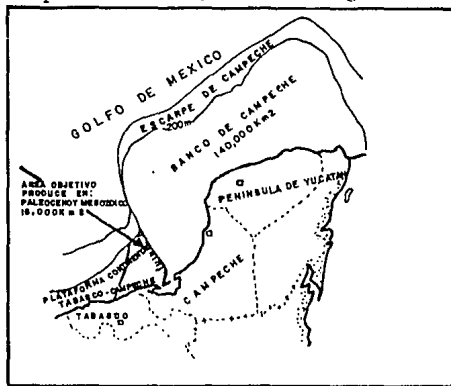


FIG.1.1 AREA PRODUCTORA

ANTECEDENTES EXPLORATORIOS.

Con la información geológica obtenida a través de los pozos perforados, tanto del área "Mesozoica Chiapas-Tabasco" como en la Península de Yucatán y la geofísica existente, se reinterpretaron los conceptos paleogeográficos, fundamentalmente para el Jurásico y Cretácico, llegando a la conclusión de que las condiciones estratigráficas-sedimentarias y estructurales del área Chiapas-Tabasco deberían continuar hacia la región marina del Golfo. Fig. 1.2

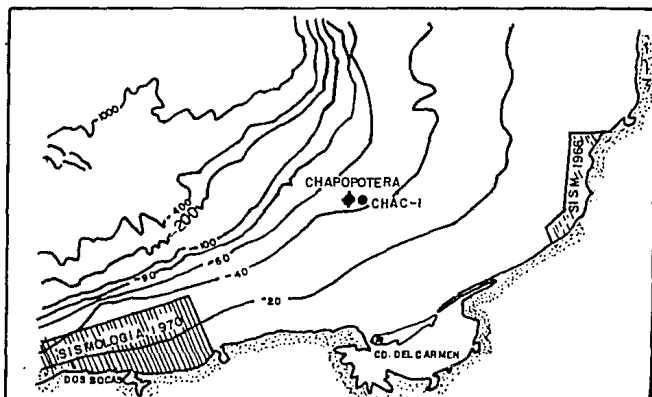


Fig. 1.2 Antecedentes exploratorios en el área productora

Con estos antecedentes, aunados a las manifestaciones de hidrocarburos que se detectaron en esta porción marina, se programaron en el año de 1972 trabajos sismológicos de cuyos resultados se comenzaron a definir las condiciones estructurales de las rocas Jurásicas-Cretácicas y Terciarias, tendiendo a confirmar las tesis postuladas. Por consiguiente, se propuso la perforación del pozo Chac-1, iniciándose en 1974 y terminándose como productor de aceite en julio de 1976, en el intervalo 3545-3567 m, dentro de una brecha calcárea correspondiente al Paleoceno. El pozo cortó una columna de rocas Terciarias y Cretácicas y penetró en rocas Jurásicas del Oxfordiano, con una profundidad total de 4934 m.

I.2 ASPECTOS GEOLOGICOS.

La Sonda de Campeche se ubica geológicamente al occidente de la Plataforma de Yucatán, en el Pilar Tectónico Reforma-Akal, el cual se encuentra entre la Cuenca de Matucpana y la Subcuenca de Comalcalco, estas unidades influyeron en la sedimentación y tectónica del área.

Fig. 1.3

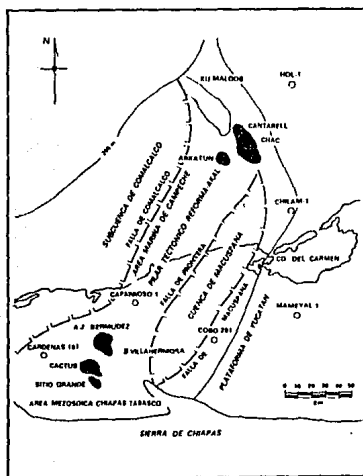


Fig. 1.3 Unidades Estructurales

Los núcleos estudiados de los diferentes pozos perforados en el área, han permitido establecer la paleosedimentología de la siguiente manera:

Los sedimentos que constituyen las rocas Jurásicas tuvieron su origen de un complejo metamórfico aunado a una cuenca evaporítica, en la cual la erosión y la evaporación actuaron en forma continua y simultánea, formando los depósitos de sal, anhidrita, caliza, limo arcilloso y arena de este período. Fig. 1.4

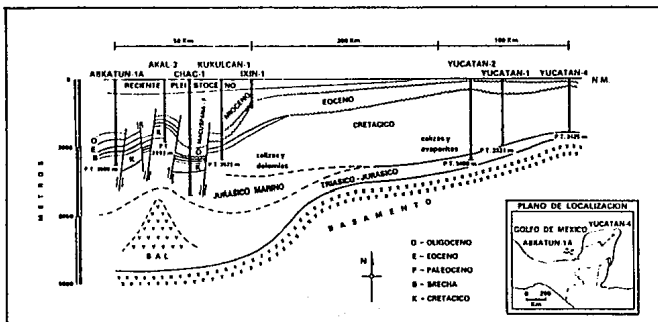


Fig. 1.4 Sección transversal a la Plataforma de Yucatán.

La fuente de suministro de rocas del Cretácico fue sin duda alguna la Plataforma de Yucatán, dando origen a rocas carbonatadas, lo mismo se puede decir de las rocas de la base del Paleoceno (Brecha Paleoceno). Fig. 1.5

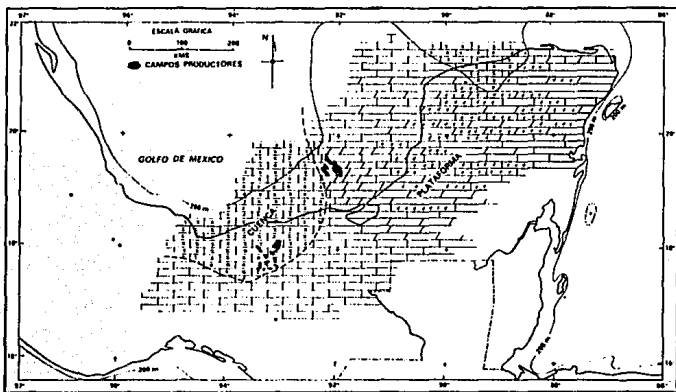


Fig. 1.5 Bosquejo paleogeográfico y litofacies del Cretácico.

La enorme cantidad de lutitas bentoníticas que constituyen a toda la columna Terciaria y parte de la cima del Paleoceno, es atribuida a las grandes efusiones de cenizas que fueron distribuidas en toda el área, por la actividad volcánica registrada en este período.

La paleotopografía del área, se debe a los eventos tectónicos de la orogenia Laramide en el Cretácico y los efectos orogénicos miocénicos en el Terciario, dando origen al Pilar Tectónico Reforma-Akal, el cual tiene estructuras con fallas normales, inversas, plegamientos concéntricos pronunciados y discordancias. La tendencia estructural es en dirección NW-SE y es similar al alineamiento que presentan los ejes de la Sierra de Chiapas.

ESTRATIGRAFIA.

La columna estratigráfica encontrada en el área marina de la Sonda de Campeche, comprende desde el período Jurásico Superior a rocas del período Terciario, que van de profundidades someras (Complejo Cantarell, Ku, etc.) a profundas (Abkatún, Pol, Chuc, Taratunich, etc.), localizadas al occidente del Complejo Cantarell, la cual se define con la siguiente litología:

RECIENTE PLEISTOCENO: Litológicamente esta constituido por lutitas, con alternancias de capas delgadas de areniscas, restos de moluscos y gravilla.

PLIOCENO: Esta constituido por lutita bentonítica, con alternancias de capas delgadas de areniscas.

MIOCENO: Esta constituido por lutitas bentoníticas calcáreas color gris verdoso, con alternancias de capas delgadas de areniscas y calizas.

OLIGOCENO: Estos sedimentos están formados por lutita bentonítica color gris claro ligeramente calcárea.

EOCENO: Lo constituye lutita bentonítica color gris verde claro, con trazas de calcita e intercalaciones de capas delgadas de caliza.

PALEOCENO SUPERIOR: Lo constituye lutita bentonítica de color gris verdoso, con trazas de calcita e intercalaciones de capas delgadas de caliza.

PALEOCENO INFERIOR: Litológicamente esta formado por exoclastos depositados en una matriz bentonítica calcárea (Brecha Paleoceno).

CRETACICO SUPERIOR: Generalmente se presenta en discordancia con rocas del Terciario, esta constituida en su cima por caliza y margas de color gris oscuro. La base esta formada por brecha y dolomía cristalina fina de color café y gris olivo. Fig. 1.6

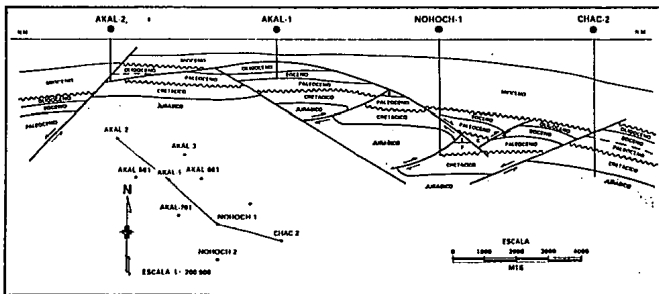


Fig. 1.6 Sección estructural del Complejo Cantarell.

CRETACICO MEDIO: Esta formado por dolomía cristalina gris oscuro, café claro y gris verdoso en su cima. La base es ta constituida por un cuerpo arcilloso.

CRETACICO INFERIOR: Esta constituido por lutita bentonítica ligeramente dolomitizada color gris verdoso.

JURASICO SUPERIOR TITONIANO: Esta constituido por lutita bentonítica con pequeñas intercalaciones de calizas.

JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO: Litológicamente esta constituido por dolomías, con intercalaciones de cuerpos medianos de limolitas, lutitas bentoníticas y capas delgadas de areniscas.

JURASICO SUPERIOR OXFORDIANO: Esta formado por lutitas bentoníticas con intercalaciones de areniscas y capas delgadas de calizas.

ESTRUCTURA.

La acumulación de los hidrocarburos en la Sonda de Campeche, esta controlada principalmente por el factor estructural.

Los plegamientos del área fueron el resultado de los eventos de la orogenia Laramide y de los efectos cascadiños del Terciario, más precisamente durante el Mioceno. La sal encontrada en algunos campos también tiene influencia en la modelación estructural del área.

Los alineamientos estructurales son de gran extensión y con una orientación NW-SE, similar a la tendencia de los ejes de la Sierra de Chiapas. Fig. 1.7

El alineamiento de Akal-Nohoch-Chac (Complejo Cantarell), es un anticlinal asimétrico que tiene una longitud de 30 Km de largo y 12 Km de ancho, su eje principal esta en dirección NW-SE, muestra un echado fuerte al oriente, encontrándose afectado por un sistema de fallas normales e inversas con el mismo rumbo. Fig. 1.3

La estructura Abkatún que se localiza al SW del Complejo Cantarell, es un anticlinal con su eje principal orientado de NW-SE, con una longitud de 10 Km de largo por 7 Km de ancho y es poco afectado tectónicamente en comparación al complejo Cantarell.

La estructura Maloob-Ku-Kutz, se localiza al NW del Complejo Cantarell, con una orientación NE-SE, encontrándose afectada por fallas normales e inversas paralelas a su eje principal y otras fallas normales perpendiculares a las mismas.

La estructura Pol, se localiza al SW de la estructura Abkatún y es un anticlinal cuyo eje principal tiene dirección N-N-SE.

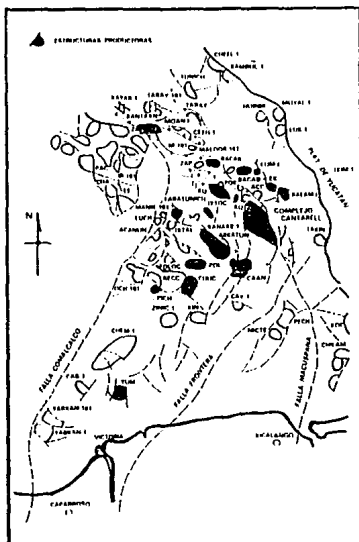


Fig. 1.7 Estructuras en la Sonda de Campeche

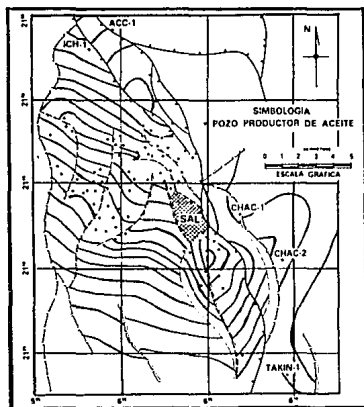


Fig. 1.8 Estructura del Complejo Cantarell.

GEOLOGIA PETROLERA.

ROCA ALMACENADORA.

Las rocas almacenadoras de los campos marinos de la Sonda de Campeche son: Las calizas dolomitizadas y dolomías del Jurásico Superior Kimmeridgiano, las calizas y brechas dolomitizadas y dolomías del Cretácico, así como las brechas calcáreas dolomitizadas de la base del Paleoceno. Las brechas del Paleoceno constituyen los mejores yacimientos del área.

ROCA GENERADORA.

Las rocas generadoras de hidrocarburos en el área marina de la Sonda de Campeche son principalmente, las lutitas del Jurásico Superior Titoniano.

ROCA SELLO.

Las rocas sello en los yacimientos de la Sonda de Campeche, las constituyen las lutitas bentónicas del Terciario.

TRAMPAS.

Las acumulaciones petrolíferas de la Sonda de Campeche, se encuentran en anticlinales afallados.

Las brechas del Paleoceno y las dolomías y calizas fracturadas Cretácicas y Jurásicas, llegan a tener un espesor total saturado de hidrocarburos y en Cantarell se encuentran a profundidades que van desde 1200 hasta 3000 m.

I.3 CONCEPTOS DE PRESION.

La base para una perforación eficiente radica en el conocimiento de las presiones de formación y de fracturamiento de las formaciones atravesadas.

PRESION HIDROSTATICA.

La presión hidrostática, es la presión causada por el peso de la columna de lodo en cualquier punto del pozo. Matemáticamente se expresa como el producto de la densidad del lodo por la profundidad de la columna.

$$P_h = C * \rho * D$$

Donde:

C = 0.10 para el S.I.

ρ = Densidad (grm/cm^3)

D = Profundidad (m)

P_h = Presión hidrostática (Kg/cm^2)

Nota.

La densidad del lodo será igual al peso específico del lodo en valor numérico, para las unidades que se utilizan en el campo.

Una presión hidrostática excesiva, puede provocar una invasión exagerada de agua de filtrado del lodo que daña a las formaciones, así como el riesgo de aprisionamiento de la sarta de perforación por presión diferencial. Si la presión que ejerce la columna de lodo llega hasta el límite de resistencia de la roca, se puede producir pérdida de circulación.

Una presión hidrostática insuficiente puede causar derrumbes, aprisionamiento de la barrena y brotes, que significan costos importantes de pesca y puede terminar con la pérdida definitiva del pozo.

PRESION DE SOBRECARGA.

La presión de sobrecarga esta originada por la combinación del peso de las formaciones suprayacentes y del peso del fluido contenido en los poros de la roca. Matemáticamente se expresa como:

$$S = D ((1 - \phi) \rho_r + \phi \rho_f)$$

Donde:

ϕ = Porosidad

ρ_r = Densidad de la roca

ρ_f = Densidad del fluido

D = Profundidad

S = Presión de sobrecarga

GRADIENTE DE SOBRECARGA.

El gradiente de sobrecarga se define como la variación de la presión de sobrecarga con respecto a la variación de la profundidad.

En las formaciones del Terciario de la zona continental del Golfo de México, el gradiente de sobrecarga se a considerado de $0.231 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ (1.0 psi/pie), que corresponde a la fuerza ejercida por el sistema roca-fluido de una densidad promedio de 2.31 gr/cm^3 . Sin embargo, se sabe que el gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro y de una profundidad a otra.

PRESION DE FORMACION.

La presión de formación, es aquella a la cual están sujetos los fluidos contenidos en los poros de la roca.

PRESION NORMAL DE FORMACION.

La presión normal de formación es aquella que ejerce una columna de agua salada con concentración de 80 000 ppm de NaCl a una temperatura de 25°C .

PRESION ANORMAL DE FORMACION.

La presión anormal de formación es aquella que se desvía de la tendencia normal, es decir, existen altas presio - nes anormales (Sobrepresiones), como tambien presiones inferiores a la normal (Subpresiones). Fig. 1.9

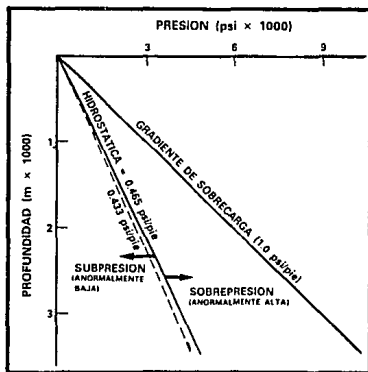


Fig. 1.9 Conceptos de presión del subsuelo.

SOBREPRESIONES.

Las presiones de formación anormalmente altas (Sobrepresiones), no se limitan a ninguna edad geológica en particular. En la Sonda de Campeche se encuentran en formaciones del Terciario (Oligoceno-Eoceno). Fig. 1.10
Las causas de las presiones anormales pueden ser varias, fundamentalmente son de carácter geológico.

Los factores posibles que pueden formar sobrepresiones, en las cuencas sedimentarias del Terciario son:

- Sobrecarga gravitacional y compactación sobre fluidos entrampados
- Compresión tectónica (Plegamientos, afallamiento, diapirismo salino).
- Efectos de diagénesis de los minerales arcillosos.
- Invasión de agua proveniente de intrusiones magmáticas.

Cualquiera que sea la causa inicial de las sobrepresiones, estas representan un riesgo potencial durante la perforación del pozo en una área nueva o en campos ya desarrollados, un buen conocimiento de la presión anormal permite una perforación eficaz del pozo. Fig. 1.11

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

Fig. 1.10 Columna estratigráfica típica de la Sonda de Campeche.

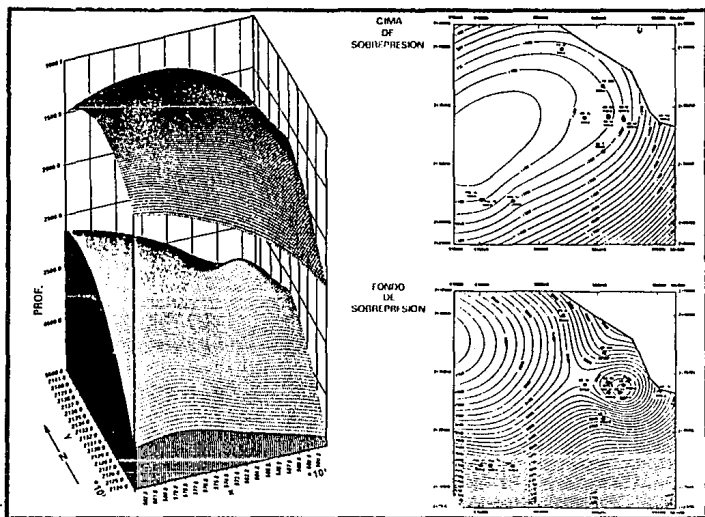


Fig. 1.11 Mapa de sobrepresiones en un campo de la Sonda de Campeche.

PRESION DE FRACTURAMIENTO.

La presión de fracturamiento, es la presión necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca a ser fracturada.

El grado de resistencia que ofrece una formación a ser fracturada, depende de la solidez de la roca y de los esfuerzos de compresión a la que está sometida.

GRADIENTE DE FRACTURAMIENTO.

El gradiente de fracturamiento, se define como la variación de la presión de fracturamiento con respecto a la profundidad.

El gradiente de fracturamiento está relacionado con la presión de formación y la litología.

El conocimiento de las presiones de formación y de fracturamiento, es indispensable para programar y realizar la perforación de los pozos y así como definir los programas de asentamiento de tuberías de revestimiento.

I.4 ASENTAMIENTO DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

La selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento, está condicionada a las presiones de formación y de fracturamiento, encontradas durante la perforación del pozo. Así como a la presión hidrostática.

La presión hidrostática utilizada durante la perforación, deberá de ser mayor que la presión de formación y menor que la presión de fracturamiento, cuando la presión hidrostática es igual a la presión de fracturamiento no se ra posible continuar con la perforación y se tendrá que ademar el tramo ya perforado. Fig. 1.12

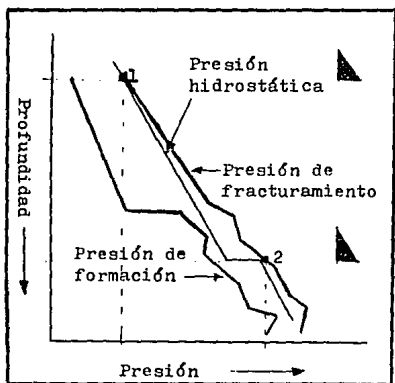


Fig. 1.12 Selección de la profundidad del revestimiento.

El programa óptimo de asentamiento de tubería de revestimiento en la Sonda de Campeche, está determinado por el perfil de presiones que se presentan a lo largo de la columna estratigráfica atravesada. Este perfil de presiones se divide en tres zonas básicas. Las cuales son las siguientes:

- Zona de presión anormal baja
- Zona de presión anormal alta
- Zona de presión normal

La distribución de las tuberías de revestimiento en el área de la Sonda de Campeche, está representada en la figura 1.13 y es la siguiente:

TUBERIA DE REVESTIMIENTO CONDUCTORA.

Es una tubería de 30 pg de diámetro que en ocasiones va cementada o hincada.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO SUPERFICIAL.

Es una tubería de 20 pg de diámetro, cuyo objetivo es la instalación de las conexiones superficiales de control y aislar formaciones poco consolidadas.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA.

Es una tubería de 13 3/8 pg de diámetro, que tiene como objetivo evitar pérdidas del fluido de control y aislar formaciones de cuerpos arenosos.

SEGUNDA TUBERIA DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA.

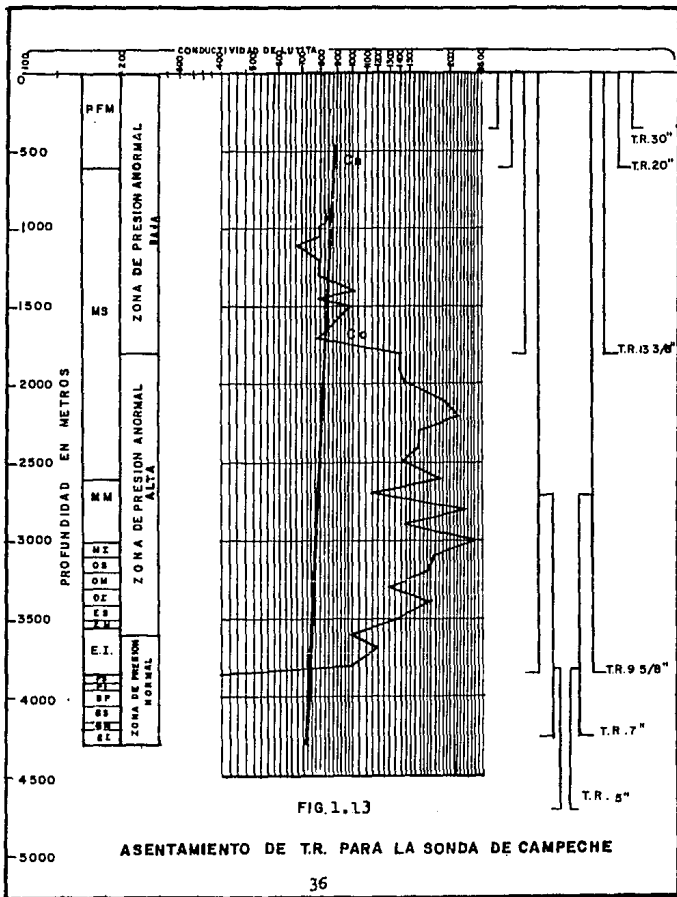
Es una tubería de 9 5/8 pg de diámetro, cuyo objetivo es la de aislar las formaciones sobrepresionadas, las cuales están formadas por lutitas bentónicas.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION.

Es una tubería corta de 7 pg de diámetro, cuyo objetivo es el de aislar los posibles intervalos productores y lograr la explotación de los que ameriten.

TUBERIA DE REVESTIMIENTO DE EXPLOTACION.

Es una tubería corta de 5 pg de diámetro, cuyo objetivo es el de aislar los posibles intervalos productores y explotar los que lo ameriten.



II. PROBLEMAS COMUNES EN LA PERFORACION CON RELACION AL FLUIDO DE CONTROL.

II.1 Pérdida de circulación.

II.2 Pegadura de tubería por presión diferencial.

II.3 Domo salino y flujo de agua.

II.4 Contaminación con sulfuro de hidrógeno (H_2S) y con dióxido de carbono (CO_2).

II.5 Lutitas inestables.

II. PROBLEMAS COMUNES EN LA PERFORACION CON RELACION AL FLUIDO DE CONTROL.

En la perforación de los pozos de los diferentes campos de la región marina, se tienen dificultades como las siguientes:

- Pérdida de circulación
- Pegadura de tubería por presión diferencial
- Domo salino y flujo de agua
- Contaminación con sulfuro de hidrógeno (H_2S) y con dióxido de carbono (CO_2)
- Lutitas inestables

Estos problemas se han resuelto mejorando las técnicas de perforación, así como la utilización de diferentes lodos de control.

A continuación se describe cada uno de estos problemas.

II.1 PERDIDA DE CIRCULACION.

La pérdida de circulación, es un problema serio y costoso para la Industria Petrolera, puede presentarse a cualquier profundidad o formación que se este perforando.

La pérdida de circulación, es el flujo de lodo hacia la formación expuesta a la pared del bozo, esto implica que se tiene menos lodo regresando a la superficie o bien no hay retorno.

Los factores posibles que inducen a la pérdida de circulación son los siguientes:

- Los orificios en las formaciones deberán de ser aproximadamente tres veces más grandes, que la mayor de las partículas existentes en el lodo.

- La presión hidrostática del lodo, tanto al perforar y en la introducción de tuberías, deberá de ser menor que la presión de fracturamiento.

Las formaciones que típicamente se caracterizan por permitir la pérdida de circulación son.

- Formaciones no consolidadas.
- Formaciones con fracturas naturales.
- Formaciones cavernosas.
- Formaciones en las cuales las fracturas se pueden inducir con facilidad.

FORMACIONES NO CONSOLIDADAS.

Las formaciones no consolidadas varían en su permeabilidad, se sabe que una formación admite lodo, cuando tiene una permeabilidad alta, esta situación suele presentarse en estratos someros formados de arena y grava.

FORMACIONES CON FRACTURAS NATURALES.

Las formaciones que tienen fracturas naturales, como grietas y fisuras, inducen a la pérdida de circulación.

Las grietas y fisuras que presentan algunas formaciones, son el resultado de los movimientos tectónicos o fenómenos diagénéticos.

FORMACIONES CAVERNÓSAS.

Las formaciones cavernosas, generalmente están relacionadas con los arrecifes de calizas.

Las calizas que contiene cavernas, se forman por el flujo de agua que disuelve parte de la roca matriz.

FORMACIONES EN LAS CUALES LAS FRACTURAS SE PUEDEN INDUCIR CON FACILIDAD.

Estas formaciones son suaves, naturalmente fracturadas y muy porosas; como las brechas, margas, calizas y dolomías.

En el área marina de la Sonda de Campeche, se presentan pérdidas de circulación en todos los campos, estas son del tipo de formaciones no consolidadas y de formaciones en la cual se puede inducir con facilidad.

Es común que se presenta pérdida de circulación en formaciones del Mioceno, esto se debe a que dicha formación esta constituida por arena, gravilla y caliza permeables no consolidadas.

Para resolver esta situación se procedio a el uso de obturantes y al diseño de lodo de baja densidad y filtrado a base de polímeros con características adecuadas para evitar la pérdida con buenos resultados. Actualmente se utiliza el lodo bentonítico salado con obturante celulósico fino.

La otra situación que se presenta en el área, es la pérdida de circulación inducida en formaciones de carbonatos, como son las formaciones del Paleoceno inferior, Jurásico y Cretácico.

Para la solución de este caso se emplea obturantes y la colocación de tapones diesel-bentonita, cemento con los cuales se tienen buenos resultados.

II.2 PEGADURA DE TUBERIA POR PRESION DIFERENCIAL.

La pegadura de tubería por presión diferencial, se presenta cuando se tiene una diferencia entre la presión hidrostática (P_h) y la presión de formación (P_f), frente a una formación permeable ($P_h > P_f$).

La diferencia de presión origina una fuerza considerable que presiona la tubería contra la pared del pozo, incrustandola en el enjarre. Fig. 2.1a y 2.1b

El tramo de la sarta de perforación mas probable a pegarse a la pared del agujero, son los tubos lastrabarrena, por trabajar siempre recostados.

La situación mas común, es cuando se esta perforando a través de una zona de baja presión y la densidad del lodo es elevada, dando origen a una diferencia de presión suficiente para que la tubería se pegue.

La otra situación que ocasiona pegadura, es el incremento de la presión de formación al profundizarse el pozo, ocasionando un incremento en la densidad del lodo, de tal manera, que secciones de baja presión en la formación que no se encuentren ademadas, quedaran expuestas a una alta presión diferencial que origina la pegadura.

Las posibles soluciones, cuando se tiene pegadura de tubería son las siguientes:

- Reducción de la presión hidrostática.
- El empleo de fluidos especiales.
- Métodos mecánicos.

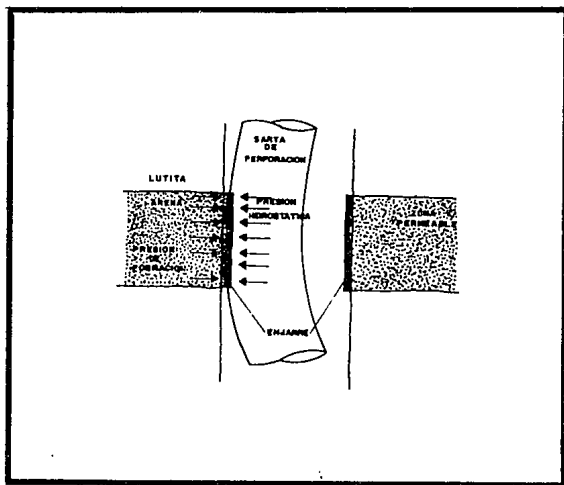


Fig. 2.1a Pegadura por presión diferencial.

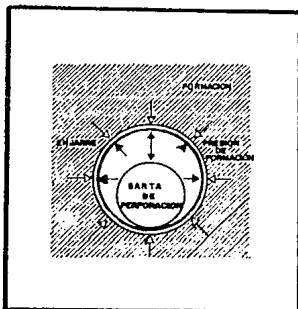


Fig. 2.1b Pegadura por presión diferencial.

REDUCCION DE LA PRESION HIDROSTATICA.

La reducción de la presión hidrostática, ocasiona una disminución de la presión diferencial, la cual reduce la fuerza que adhiere la sarta de perforación a la pared del pozo, teniendo la posibilidad de tensionarla y liberarla.

FLUIDOS ESPECIALES.

Los productos químicos especiales, tienen propiedades tensoactivas y lubricantes, se colocan alrededor de la tubería, generando una película delgada entre ella y el en - jarre, se deja actuar un tiempo razonable, para que des - pues intentar despegarla tensionando.

METODOS MECANICOS.

Si las dos soluciones anteriores no dan resultados, se recurre a los métodos mecánicos, estos métodos son de pesca.

II.3 DOMO SALINO Y FLUJO DE AGUA

La sal en domo salino o estratificada, ocasiona serios problemas en la perforación del pozo, los estratos salinos a profundidades apreciables presentan pseudoplasticidad, causada por la temperatura y la presión.

La sal no tiene estructura rocosa, trasmite su carga igual en todas las direcciones. La presión en un punto cualquiera, dentro de una sección masiva de sal, es igual a la presión de sobrecarga a la profundidad de interes.

La sal al estar sujeta a la presión de sobrecarga, tiende a disminuir el diámetro del agujero atrapando la sarta de perforación. Por la misma razón puede afectar las tuberías de revestimiento, las cuales se deberán de diseñar para resistir la correspondiente presión de colapso. El método que se utiliza para reducir al mínimo el riesgo de flujo de la sal plástica, se deslice hacia el pozo cuando se esta perforando, consiste en mantener la presión hidrostática alta. Aparte de mantener la presión hidrostática alta, se tiene que utilizar un lodo saturado de sal o uno de emulsión inversa, con lo que se evita la formación de cavernas y la contaminación del lodo.

El pozo en calibre tiende a distribuir la carga de sal en forma más regular, sobre el intervalo perforado y por lo tanto minimizar el problema de atrapamiento de la sarta. Si se llegará a producir un aprisionamiento, una simple inyección de agua dulce permitirá la liberación de la tubería.

Se deberá de tener precaución especial en la terminación del pozo, sera necesario un diseño apropiado de la tubería de revestimiento, así como en la cementación.

FLUJO DE AGUA

Cuando se presenta flujo de agua salada, se deberá de aumentar la densidad del lodo para detener su entrada y acondicionar el lodo para contrarestar la contaminación producida por la sal.

En el área de la Sonda de Campeche, se ha encontrado estratos de sal y flujo de agua salada, en los campos Nohoch, Taratunich, Abkatún, Chuc y Yum, los cuales se perforaron con lodo de emulsión inversa saturado con cloruro de calcio en su fase interna.

II.4 CONTAMINACION CON SULFURO DE HIDROGENO (H_2S) Y CON DIOXIDO DE CARBONO (CO_2).

SULFURO DE HIDROGENO (H_2S).

El sulfuro de hidrógeno es también conocido como ácido sulfhídrico, es un gas incoloro, más pesado que el aire, con olor a huevos podridos, es altamente corrosivo y tóxico (0.5 % causa la muerte); es soluble en agua, esta solubilidad disminuye a medida que aumenta la temperatura. Se encuentra como componente de los gases de la formación o disuelto en el agua y/o en los hidrocarburos. La presencia de ácido sulfhídrico en el lodo, representa un problema serio si se liberará, por que se acumula en las áreas bajas del equipo de perforación y pone en peligro al personal que esta trabajando. Como es también corrosivo, causa agrietamiento y fisura a los aceros de alta resistencia, como a la tubería de perforación y de revestimiento.

El tratamiento del lodo es muy importante que se realice antes de que el sulfuro de hidrógeno se libere, se tendrá que hacer reaccionar en el espacio anular para neutralizarlo y evitar la corrosión de la tubería y no poner en peligro al personal.

Las características que presenta el lodo, cuando se tiene ácido sulfhídrico son: Una disminución de la alcalinidad sin tener altas viscosidades, tendrá un color negro y un olor a huevos podridos.

Tener una alta alcalinidad, es el mejor tratamiento para controlar la contaminación con sulfuro de hidrógeno.

DIOXIDO DE CARBONO (CO₂).

El dióxido de carbono es también llamado ácido carbónico, es un gas incoloro, incombustible, de ligero sabor y olor picante, se encuentra libre en el aire y disuelto en el agua de la formación.

Cuando se tiene contaminación con ácido carbónico, se detecta por el aumento de las propiedades reológicas, la disminución de la alcalinidad y en los lodos de emulsión inversa aparece agua en el filtrado.

El mejor tratamiento es mantener alta la alcalinidad ya sea en lodos base agua o en lo de emulsión inversa.

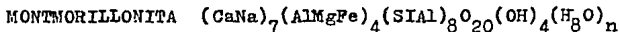
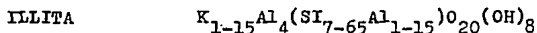
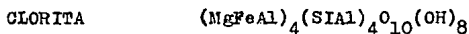
En la Sonda de Campeche, se tiene presencia de ácido carbónico en la mayoría de los campos, Los cuales se perforaron y perforan con los siguientes lodos: Emulsión inversa (PROTEXIL y INVERMUL) y base agua (LIGNOSULFONATO INHIBIDO y CALCICO).

II.5 LUTITAS INESTABLES.

Los estratos que están formados por lutitas hidratables, ocasionan problemas en la perforación del agujero, estos podrán ser: Derrumbes, estrechamiento del diámetro del pozo, fricciones y en caso extremo se tendrá atrapamiento de la tubería.

Las formaciones que contienen lutitas generalmente se encuentran sobrepresionadas, con echados pronunciados, heterogéneas, con pequeños lentes arenosos saturados de gas y son plásticas e hidratables.

Las lutitas son arcillas formadas por silico-aluminato de diversos cationes. Las más comunes son las siguientes:



La arcilla montmorillonita es generadora de lodo o sea que es hidratable, presenta fuerte actividad físico-química al estar en contacto con una salmuera.

Las arcillas caolinita, clorita e illita presentan menor actividad físico-química, son poco hidratables en comparación con la montmorillonita.

La actividad físico-química que presentan las arcillas, es de intercambio de iones de una sustancia a otra por el fenómeno de ósmosis, es decir que las arcillas se hidratan o se deshidratan a través de un medio poroso semi permeable, dependiendo esto de la cantidad de sales disueltas en el agua intersticial de la lutita y la saturación de sales presentes en el lodo.

Los estratos que están formados por lutitas que contienen arcilla montmorillonita, son hidratables y responsables del estrechamiento del agujero, los afecta la química del lodo de control.

Las formaciones constituidas por lutitas que contienen arcillas poco hidratables, como la illita, caolinita y clorita son susceptibles a producir derrumbes cuando se encuentran en formaciones con echados pronunciados.

Los lodos de control ideales para atravesar formaciones con lutitas, son aquellos que no tengan transferencia de iones o agua a la formación, su filtrado no las deberá de afectar.

En la Sonda de Campeche se utilizó el lodo cromolignosulfonato emulsionado y el lodo de emulsión inversa Protexil con bastante éxito. Con la actual política de proteger el ambiente se realizó el cambio a lodos que no contaminen, estos lodos son: El lignosulfonato inhibido, Polynox y el de emulsión inversa Invermul.

III. SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS PARA PERFORAR LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS.

III.1 Clasificación de los fluidos de perforación

III.2 Sistemas de fluidos de perforación que se utilizaron

III.3 Sistemas de fluidos de perforación que se utilizan.

III. SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS PARA PERFORAR LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS.

La perforación de las formaciones sobrepresionadas de los campos de la Sonda de Campeche, presentan problemas como derrumbes, fricciones, pegadura de tubería y estrechamiento del agujero por estar formadas por lutitas. Estas dificultades exigieron probar diversos sistemas de lodos de control, que reunieran las características apropiadas para lograr el objetivo trazado.

Algunos de los sistemas probados son los siguientes:

- Sistema cromolignosulfonato emulsionado (CLSE)
- Sistema cromolignosulfonato potásico emulsionado polímero (CLSKE-P)
- Sistema IMP-LP-102 (salado)
- Sistema Polynox (cálcico)
- Sistema lignosulfonato inhibido
- Sistema de emulsión inversa IMCO KENOL'S
- Sistema de emulsión inversa PERFOIL
- Sistema de emulsión inversa MAGCOMEX
- Sistema de emulsión inversa DRILEX
- Sistema de emulsión inversa PROTEXIL
- Sistema de emulsión inversa INVERMUL

Los fluidos de control que reunieron las características apropiadas para ser utilizados son:

-El sistema cromolignosulfonato emulsionado.

-El sistema de emulsión inversa Protexil.

Estos sistemas se utilizaron con muy buenos resultados. Con la nueva reglamentación para proteger el medio ambiente, se requirió de el uso de nuevos sistemas de lodos que reunieran los nuevos requerimientos.

Los sistemas que se utilizan en la perforación de las formaciones sobrepresionadas con un daño mínimo a la ecología son los siguientes:

-Sistema lignosulfonato inhibido.

-Sistema Polynox.

-Sistema de emulsión inversa Invermul.

III.1 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

Existe una gran variedad de fluidos de control que se utilizan en la perforación de pozos, pero los de mayor importancia son los lodos base agua y los base aceite. Los cuales se resumen en la figura 3.1.

LODOS BASE AGUA.

Los lodos base agua están formados por una fase líquida acuosa, en la cual esta en suspensión arcilla y sólidos inertes. Estos lodos son tratados con dispersantes orgánicos, inorgánicos, sales y con polímeros para mejorar sus características reológicas.

En este trabajo solo se mencionaran los lodos base agua de interés para su desarrollo.

LODO CROMOLIGNOSULFONATO (CLS).

El lodo cromolignosulfonato, es aquel fluido bentonítico tratado con cromolignito y lignosulfonato, tiene la ventaja de combinar la propiedad que tiene el cromolignito de ser buen reductor de filtrado, con la propiedad del lignosulfonato de dar una dispersión total a la arcilla. Este lodo soporta altas temperaturas y tiene un rango de pH de 3.5 a 10 unidades.

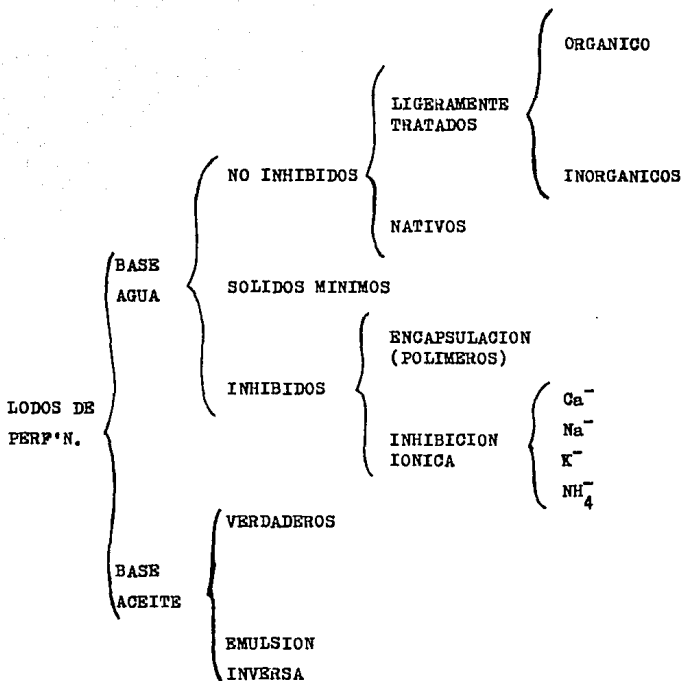


Fig. 3.1 Clasificación de los fluidos de perforación.

LODO CROMOLIGNOSULFONATO EMULSIONADO (CLSE).

El lodo cromolignosulfonato emulsionado, es una extensión del lodo cromolignosulfonato en el cual se adiciona aceite. La incorporación del aceite no cambia sus características dominantes o sea que se comporta como un lodo base agua.

Las ventajas que tiene con respecto a los lodos base agua convencionales son:

- Aumento en el avance de perforación
- Reducción en la torsión de la tubería
- Prevención de pegaduras por presión diferencial
- Permite perforar estratos formados por lutitas.

LODOS INHIBIDOS.

Los lodos inhibidos, son aquellos que suprimen la hidratación y dispersión de la arcilla del lodo y la incorporación proveniente de la formación.

El poder de inhibición de estos lodos puede ser causado por polímeros o por sales (Na, Ca, K, NH_4), los cuales se les adiciona a los lodos para que tengan esta propiedad. La diferencias que tienen estos lodos en relación a los lodos base agua convencionales, es una marcada disminución de las propiedades reológicas, toleran una alta concentración de arcilla antes de alcanzar viscosidades y gelatinosidades altas. Los contaminantes comunes como el cemento, anhídrita y sal no los afecta tan drásticamente.

LODOS BASE ACEITE.

Los lodos base aceite son aquellos que su fase continua es puro aceite y su filtrado también, siendo los de mayor importancia los fluidos de emulsión inversa.

LODO DE EMULSION INVERSA.

El lodo de emulsión inversa está formado por una fase continua que es aceite, una fase dispersa que es agua o sal muera y aditivos especiales, como emulsificantes, viscosificantes y reductores de filtrado.

Estos son lodos muy estables en altas temperaturas, no los afecta los contaminantes comunes, su principal y más dañino contaminante es el agua.

III.2 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION QUE SE UTILIZARON.

Los sistemas de fluidos de control que se utilizaron con éxito en la perforación de la zona sobrepresionada en la Sonda de Campeche son; el sistema cromolignosulfonato emulsionado de bajo filtrado y el sistema de emulsión inversa Protexil. Los cuales se describen a continuación.

SISTEMA CLSE (bajo filtrado).

Este sistema se utilizó desde el inicio de la perforación en el área con muy buenos resultados en formaciones con lutitas de poca actividad química.

FORMULACION.

La formulación que se determinó en el laboratorio para ser utilizada, es la siguiente:

Material	Concentración
Agua	900 Lt
Diesel	80 Lt
Bentonita	130 Kg/m ³
Sosa cáustica	6 Kg/m ³
Cromolignito	12.5 Kg/m ³
Lignosulfonato	25.0 Kg/m ³
Carbonato de sodio (Na ₂ CO ₃)	0.5 Kg/m ³
C.M.C. (Carboxil-metil-celulosa de sodio)	2.0 Kg/m ³
Lubrilex	2.0 Kg/m ³

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES.

Material	Función
Agua dulce.	Es la fase continua del sistema.
Diesel.	Es la fase dispersa del sistema.
Bentonita.	Es una arcilla que proporciona viscosidad, gelatinosidad y forma enjarre.
Lignosulfonato.	Es un reactivo orgánico que actúa como dispersante y emulsificante.
Cromolignito.	Es un reactivo orgánico que actúa como reductor de filtrado y emulsificante.
Sosa cáustica.	Es un compuesto químico que proporciona un medio alcalino al lodo.
C.M.C.	Es un polímero cuya función principal, es la de reductor de filtrado.
Carbonato de sodio.	Es un compuesto químico que se utiliza para neutralizar la contaminación del ión calcio.
Lubrilex.	Es un aditivo cuya función es la de lubricante para disminuir el esfuerzo de torsión a la sarta.

CONTAMINACIONES.

CONTAMINACION CON CEMENTO.

Cuando se tiene contaminación con cemento (Hidróxido de calcio), las propiedades reológicas, el pH, la gelatinosidad y el filtrado aumentan.

La corrección de estas propiedades se logra, agregando bi carbonato de sodio (NaHCO_3) para disminuir el pH y cromo lignito y lignosulfonato, para disminuir las propiedades reológicas.

CONTAMINACION CON AGUA SALADA (NaCl).

En la contaminación con agua salada, se incrementa la gelatinidad, las propiedades reológicas y el pH.

El tratamiento consiste en agregar sosa cáustica y lignosulfonato.

INCREMENTO DE SOLIDOS.

Cuando se tiene una alta concentración de sólidos en el lodo, las propiedades reológicas aumentan y disminuye el pH y la cantidad de agua en el sistema.

El tratamiento es agregar sosa cáustica y lignosulfonato, utilizando el equipo eliminador de sólidos.

CONTAMINACION CON ANHIDRITA (CaSO_4).

Cuando se contamina el lodo con anhidrita o yeso, se incrementan las propiedades reológicas, la gelatinosidad y el filtrado.

El tratamiento es agregar carbonato de sodio (Na_2CO_3) y lignosulfonato.

CONTAMINACION CON SULFURO DE HIDROGENO (H_2S).

Cuando se contamina el lodo con sulfuro de hidrógeno, se incrementa el filtrado, las propiedades reológicas y la gelatinosidad y disminuye el pH.

El tratamiento es agregar sosa cáustica para aumentar la alcalinidad y lignosulfonato para disminuir los valores de las propiedades reológicas.

CONTAMINACION CON DIOXIDO DE CARBONO (CO_2).

En la contaminación con dióxido de carbono, las propiedades reológicas, la gelatinosidad y el filtrado aumentan y el pH disminuye.

El tratamiento es agregar sosa cáustica para mantener alta la alcalinidad y cal, y lignosulfonato.

SISTEMA DE E.I. PROTEXIL.

El sistema de emulsión inversa Protexil utiliza como fase fluida; diesel, salmuera y agua, como fase sólida; barita y cal, como aditivos; Dispersil, Universil y Geltex. El rango de densidades es de 0.92 a 2.20 gr/cm³.

FORMULACION.

La formulación que se determinó en el laboratorio, para utilizarla en la perforación de las formaciones sobrepre-sionadas en la Sonda de Campeche es la siguiente:

Material.	Concentración.
Diesel	616 Lt/m ³
Salmuera	300 Lt/m ³
Dispersil	40 Lt/m ³
Universil	67 Kg/m ³
Geltex	2.5 Kg/m ³
Rel. ac/ag.	70/30

Las proporciones a combinar de estos materiales varían según el valor de la relación aceite/agua y densidad que se requiera dar al lodo.

Las propiedades reológicas esperadas del fluido de control, dependen de la relación aceite/agua. Se sabe que a mayor relación aceite/agua, menores valores reológicos y a menor relación aceite/agua, mayores valores reológicos.

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES.

Material	Función
Agua.	Es la fase dispersa de la emulsión, puede ser cualquiera, menos la de mar.
Salmuera.	Es la fase dispersa de la emulsión y se prepara partir de cloruro de calcio y agua.
Diesel.	Es la fase continua del sistema, utiliza diesel especial, el cual tiene un punto de anilina mayor de 60 °C y un punto de ignición mayor de 52 °C.
Dispersil.	Es un agente tensoactivo y es el emulsificante principal del sistema, también actúa como humedecedor de los sólidos perforados y del material densificante.
Universil.	Es el emulsificante secundario a base de asfalto y es dispersable en diesel, proporciona viscosidad al sistema, es termoestabilizador y reductor de filtrado.
Geltex.	Es una arcilla organofílica dispersable en diesel que genera tixotropía y permite que los sólidos densificantes queden en suspensión cuando se interrumpe la circulación.
Cal viva.	Es óxido de calcio, se utiliza como reductor de filtrado, cuando se tiene contaminación de CO ₂ durante la perforación.

PROBLEMAS DE CAMPO, DIAGNOSTICO Y SOLUCION.

CONTAMINACION CON AGUA.

La contaminación con agua, se detecta por el incremento de volumen en las presas, de las propiedades reológicas, del filtrado APAT y disminuye la densidad, la salinidad y la relación aceite/agua.

El tratamiento es aumentar la densidad, agregar Disper - sil, ajustar la salinidad y la relación aceite/agua.

CONCENTRACION DE SOLIDOS.

La alta concentración de sólidos en el lodo, provoca que las propiedades reológicas aumenten constantemente y disminuye el avance en la perforación.

El tratamiento es aumentar la relación aceite/agua, disminuir el tamaño de malla en la vibratoria y checar que el equipo eliminador de sólidos este funcionando.

ASENTAMIENTO DE BARITA.

Quando se tiene una ligera disminución de la densidad, poco retorno de recortes a la superficie, bajo valor del punto cedente y de la gelatinosidad, y presencia de barita en el fondo de las presas, es que se está asentando la barita.

Para la corrección de este problema; es agregar al lodo Geltex, Dispersil y bajar la relación aceite/agua si está alta.

INESTABILIDAD DE LA EMULSION.

Cuando se presenta la inestabilidad de la emulsión, se tienen los siguientes síntomas; aspecto grumoso del lodo, baja estabilidad eléctrica y presencia de agua en el filtrado APAT y es difícil de emulsificar mas agua.

El tratamiento es ; agregar Dispersil cuando se presenta agua en el filtrado APAT, si el filtrado es alto agregar Universil y Dispersil.

CONTAMINACION CON GAS.

Cuando se presenta gas en el lodo, disminuye la densidad, aumenta la viscosidad, se tiene inestabilidad en la emulsión y el lodo toma un aspecto grumoso.

El tratamiento a seguir es; aumentar la densidad, la agitación y utilizar el desgasificador.

Si el gas es CO_2 , aumenta el filtrado APAT y si la contaminación es alta aparece agua en el filtrado APAT.

El tratamiento es usar el desgasificador, agregar cal viva para mantener alta la alcalinidad.

PERFORACION DE MANTOS SALINOS.

Cuando se perforan mantos salinos, se obtienen recortes de sal en la temblorina y se incrementa la torsión en la sarta de perforación.

El tratamiento es aumentar la densidad y trabajar con el equipo eliminador de sólidos.

DERRUMBES, FRICCIONES Y EMPAQUETAMIENTO DE LA SARTA DE PERFORACION.

Quando se presenta derrumbes, fricciones y empaquetamiento de la sarta de perforación, es que se tiene baja la salinidad, se incrementa la concentración de sólidos y los recortes se obtienen blandos y pastosos.

El tratamiento a seguir es aumentar la salinidad, agregar Dispersil y revisar que las tomas de agua en las presas esten cerradas.

III.3 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACION QUE SE UTILIZAN

Los sistemas de fluidos de perforación que se utilizan en la perforación de la zona de presión anormal alta en los campos de la Sonda de Campeche son:

Sistema lignosulfonato inhibido.

Sistema Polynox (cálcico).

Sistema de emulsión inversa Invermul.

Los dos primeros sistemas son los empleados para la perforación de las formaciones del Oligoceno y Eoceno, estos sistemas cumplen con los requerimientos necesarios de no contaminar el medio ambiente, son lodos inhibidos y libres de cromo.

El tercer sistema es un fluido de emulsión inversa, el cual se utilizará cuando los dos primeros sistemas no reúnan las condiciones necesarias para la perforación de formaciones con una fuerte actividad físico-química.

A continuación se realizará un breve resumen de los componentes, de la formulación y de los problemas, causas y soluciones de cada uno de los sistemas mencionados.

SISTEMA LIGNOSULFONATO INHIBIDO.

Este sistema se emplea con éxito en la perforación de las lutitas de las formaciones del Oligoceno y Eoceno.

FORMULACION.

La formulación de este sistema se determinó en el laboratorio, con los siguientes resultados:

Material	Concentración
Agua dulce	700 Lt/m ³
Bentonita	70 Kg/m ³
Inhibidor de lutita	18 Lt/m ³
Lignosulfonato sin cromo	16 Kg/m ³
Sosa cáustica	6 Kg/m ³
Lignito sin cromo	9 Kg/m ³
Gilsonita	15 Kg/m ³
Asfalto sulfonado	15 Kg/m ³
Lubricante	8 Kg/m ³
Barita	Dens. deseada

Material complementario

Polímero vinilamida sulfonado	4
Polímero poliacrilato de sodio	3

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES.

Material	Función
Agua dulce.	Es la base del sistema.
Bentonita.	Es una arcilla que proporciona viscosidad, gelatinosidad y forma enjarre.
Inhibidor de lutita.	Es un supresor de hidratación.
Lignosulfonato.	Es un reactivo orgánico que actúa como dispersante.
Sosa cáustica.	Es un compuesto químico que proporciona un medio alcalino.
Lignito.	Es un reactivo orgánico que actúa como reductor de filtrado y dispersante.
Gilsonita.	Es un betún natural, se utiliza como estabilizador del agujero.
Asfalto sulfonado.	Es un betún natural, tratado con ácido sulfúrico y trióxido de azufre se utiliza como estabilizador del agujero.
Lubrilax.	Es un lubricante, cuya función es la de disminuir la torsión en la sarta.
Polímero vinilamida sulfonado.	Es un reductor de filtrado.
Polímero poliacrilato de sodio	Es un reductor de viscosidad.

PROBLEMAS DE CAMPO, DIAGNOSTICO Y SOLUCION.

DESPRENDIMIENTO DE LA PARED DEL POZO.

Cuando se tiene desprendimiento de la pared del pozo, se observa gran cantidad de recortes en la zaranda.

El tratamiento es aumentar la densidad y la concentración de gilsonita.

CONTAMINACION CON ANHIDRITA.

Cuando se tiene contaminación con anhídrita, aumentan las propiedades reológicas, se tienen geles progresivas, aumenta el filtrado y disminuye el pH y pF.

El tratamiento consiste en incrementar el valor del pH, agregar un dispersante y reductor de filtrado.

CONTAMINACION CON CEMENTO.

Si se tiene contaminación con cemento, las propiedades reológicas aumentan, se tienen geles progresivas y aumenta el filtrado.

El tratamiento es; aumentar el pH a un valor mayor de 10, aumentar el valor de la alcalinidad del lodo (pM) y mantener la concentración de calcio en el rango recomendado.

GELIFICACION POR ALTA TEMPERATURA.

En este problema se tienen geles progresivas, control de la viscosidad Marsh en la entrada y descontrol en la salida y no existe contaminación química.

El tratamiento consiste en agregar reductor de viscosidad, dispersante y un defloculante para alta temperatura.

INGORPORACION DE SOLIDOS.

Cuando se tiene alta concentración de sólidos en el sistema, aumentan las propiedades reológicas, el MBT y se observan los recortes muy hidratados y se tienen geles progresivas.

El tratamiento consiste en agregar dispersante, aumentar la concentración de inhibidor, mantener el pH en 8.5-9.5 y tener un buen control del equipo eliminador de sólidos.

FLUJO DE AGUA SALADA.

La entrada de agua salada al sistema se detecta por el aumento del volumen en las presas, aumenta la salinidad y disminuye el pH.

El tratamiento consiste en agregar reductor de filtrado, dispersante y material densificante para aumentar la densidad, se deberá de mantener el pH en 9.0-9.5.

CONTAMINACION CON CO₂

Cuando se tiene contaminación con dióxido de carbono, se tiene presencia de gas en el lodo, disminuye la densidad y aumenta el filtrado, se tiene geles progresivas.

El tratamiento consiste en agregar dispersante, aumentar la densidad, aumentar el pH a 9.5 y utilizar el desgasiificador.

RECOMENDACIONES GENERALES.

- Mantener la concentración del inhibidor de lutita en el rango recomendado.
- Mantener el pH de 8.5 a 9.5, a valores bajos de pH se elimina excesiva cantidad de dispersante y a valores altos se activa la lutita.
- Es importante mantener el contenido de sólidos de baja gravedad específica menor de 8 %
- Mantener funcionando eficientemente los equipos de control de sólidos.

SISTEMA POLYNOX.

El sistema "Polynox" combina las características de inhibición de los iones de calcio con las propiedades de encapsulación de los polímeros para perforar con éxito las formaciones con lutitas.

El sistema Polynox es compatible con el medio ambiente por estar libre de cromo, es estable a altas temperaturas y tolera a los contaminantes comunes.

FORMULACION.

El sistema Polynox puede ser formulado utilizando agua dulce o agua de mar. La formulación recomendada con agua dulce es la siguiente:

Material	Concentración
Agua dulce	
Aguagel	57.0 Kg/m ³
Lignox	16.8 Kg/m ³
Hidróxido de potasio (KOH)	11.4 Kg/m ³
Hidróxido de calcio (Ca(OH) ₂)	28.5 Kg/m ³
Baranex	16.8 Kg/m ³
Carbonox	16.8 Kg/m ³

MATERIAL COMPLEMENTARIO

Therma thin

Pac r

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES.

Material	Función
Agua dulce.	Es la base del sistema.
Aguagel.	Es el viscosificante primario y agente de suspensión.
Lignox.	Es un copolímero de lignosulfonato y ácido acrílico termalmente estable, su función primaria es el control de la reología del sistema y es estabilizador de lutas.
Hidróxido de potasio (KOH).	Agente alcalino para el control del pH.
Hidróxido de calcio (Ca(OH) ₂).	La función de la cal es de proveer el ión de inhibición calcio al sistema y del control del pH.
Baranex.	Es un polímero de lignina, su función es la de control de filtrado y de inhibición.
Carbonox.	Agente de control de filtrado a alta temperatura.
Therma thin.	Agente defloculante a alta temperatura.
Pac r. (Celulosa polianiónica)	Agente de control de filtrado.

PROBLEMAS DE CAMPO, DIAGNOSTICO Y SOLUCION.

AGUJERO INESTABLE.

Cuando se tienen derrumbes, aumento en la torsión y en el arrastre, es que se esta activando la lutita.

El tratamiento es incrementar la cal y agregar Lignox.

CONTAMINACION CON CO_2 O H_2S .

Cuando de tiene presencia de CO_2 y/o H_2S , sera necesario aumentar la concentración de cal y mantenerla a un nivel constante. Si el H_2S es abundante se recomienda el cambio del lodo por uno de emulsión inversa.

CONTAMINACION CON CEMENTO.

En la contaminación con cemento, aumenta la viscosidad y la alcalinidad del lodo.

El tratamiento es agregar sosa cáustica, defloculante y diluir.

ALTA CONCENTRACION DE SOLIDOS.

Cuando se tiene incorporación de sólidos de baja gravedad específica, aumenta el MBT y la gelatinosidad.

El tratamiento es agregar defloculante, cal y hidróxido de potasio para ajustar el pH a 12 unidades.

SISTEMA DE E.I. INVERMUL.

El sistema de emulsión inversa Invermul utiliza como fase fluida; diesel, salmuera y agua, como fase sólida; barita y cal, como aditivos; Invermul, Ez mul, Duratone HT y Geltone II.

FORMULACION.

La formulación que se determinó en el laboratorio, para emplearla en la perforación de la zona de presión anormal alta es la siguiente:

Material	Concentración.
Agua	120 Lt
Diesel	600 Lt
Invermul	35 Lt/m ³
Perfox	25 Kg/m ³
Ez mul	15 Lt/m ³
Duratone HT	40 Kg/m ³
Cloruro de calcio	190 Kg/m ³
Geltone II	70 Kg/m ³
Rel. aceite/agua	80/20

Las concentraciones a combinar de estos materiales cambian según el valor de la relación aceite/agua que se requiera.

DESCRIPCION DE LOS COMPONENTES.

Material	Funcion.
Agua.	Es la fase dispersa del sistema.
Diesel.	Es la fase continua del sistema.
Invermul.	Es una mezcla de jabones de sodio y calcio, es el emulsificante principal del sistema, tambien actúa como agente de control de filtrado y de suspensión.
Perfox.	Es óxido de calcio, cuya función es proporcionar alcalinidad al sistema.
Ez mul.	Es el emulsificante secundario a base de poliamida, es termoestabilizador y humedecedor de los sólidos perforados.
Duratone HT.	Es un coloide orgánico (lignito y amina) dispersable en aceite, usado para el control del filtrado en altas temperaturas.
Cloruro de calcio (CaCl_2)	Es una sal cuya función es la de deshidratar la lutita.
Geltone II.	Es una arcilla organofílica que proporciona fuerza de gelatinosidad al sistema aún en altas temperaturas.

PROBLEMAS DE CAMPO, DIAGNOSTICO Y SOLUCION.

CONTAMINACION CON AGUA.

La contaminación con agua se detecta por el incremento del volumen en las presas, de las propiedades reológicas, del filtrado y disminuye la densidad, la salinidad y la relación aceite/agua.

El tratamiento es aumentar la densidad, la salinidad, ajustar la relación aceite/agua y agregar Ez mul y Invermul.

ALTA CONCENTRACION DE SOLIDOS.

La alta concentración de sólidos en el lodo provoca un incremento en las propiedades reológicas, en la gelatinosidad y disminuye el avance en la perforación.

El tratamiento consiste en agregar Invermul, cal y chequear que el equipo eliminador de sólidos este funcionando.

INESTABILIDAD DE LA EMULSION.

Quando se presenta la inestabilidad de la emulsión se tienen las siguientes indicaciones; agua en el filtrado, estabilidad eléctrica baja y es difícil emulsionar más agua.

El tratamiento es agregar Invermul, Ez mul y cal.

MOJADURA DE LOS SOLIDOS CON AGUA.

Cuando los sólidos son mojados con agua se tiene baja estabilidad electrica y se observan los sólidos perforados y la barita humedos.

El tratamiento es agregar Invermul, Ez mul y Driltreat para que los sólidos sean mojados por aceite.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

IV. EVALUACION DE LOS SISTEMAS.

Interpretación de historias de perforación.

INTERPRETACION DE HISTORIAS DE PERFORACION.

SISTEMA CLSE.

POZO ABKATUN 211

Este pozo pertenece al campo Abkatún, a la plataforma Abkatún "H", esta localizado al N 80° 30' S de dicha plataforma, es direccional y productor en la formación brecha Paleoceno.

Para la perforación de la etapa con barrena de 12 1/4" , se utilizó lodo CLSE, la cual se realizó de la siguiente manera;

Se procedio a desplazar lodo bentonítico por lodo CLSE, con barrena de 12 1/4" se perforó el intervalo de 1531 a 3351 m, la perforación de este intervalo fue normal, sacando y bajando libremente en cada viaje efectuado para cambio de barrena. A la profundidad de 3574 m se observó pérdida de circulación, determinandose que está se debió a la ruptura de la tubería de revestimiento de 13 3/8" en el intervalo de 591 a 593 m la cual se controló disminuyendo la densidad del fluido de control de 1.85 a 1.82 gr/cm³, colocandose posteriormente un tapón de cemento a dicha profundidad, se procedió a la toma de registros, decidiendose a la introducción de la tubería de revestimiento de 9 5/8" y a cementarla. Esta operación no tuvo ningún problema.

PLATAFORMA: ABKATUN "H"

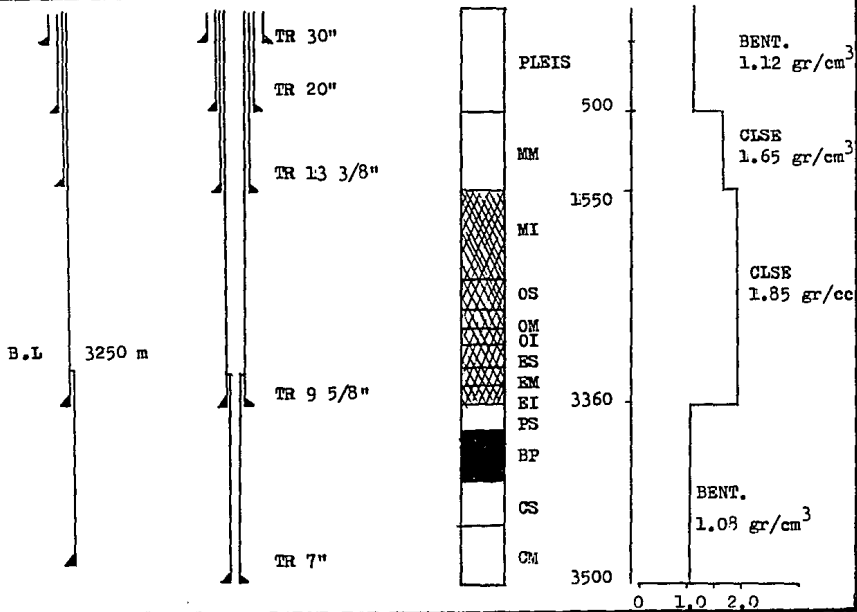
POZO: ABKATUN 211

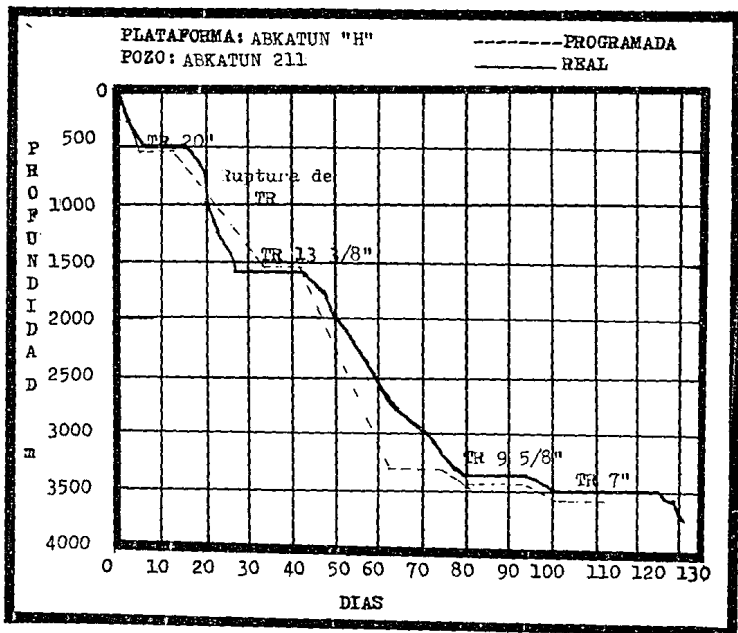
PROF. PROG. 3550

PROF. REAL 3500

OBI. CRET SUP

82





POZO ABKATUN 4

Este pozo pertenece al campo Abkatún y en especial a la plataforma Abkatún "E", el cual es vertical y cuyo objetivo fue la formación brecha Paleoceno, resultando ser productor de aceite.

En la perforación de las formaciones del Oligoceno y Eoceno, se utilizó lodo CLSE siendo el mismo que se empleó en la etapa anterior.

Se perforó con barrena de 12 1/4" iniciando con una densidad de 1.38 gr/cm³ y viscosidad de 45 seg normal en el intervalo de 1547 a 2100 m con aumento gradual de la densidad a 1.80 gr/cm³ y 65 seg de visc. Marsh, se continuó perforando hasta 2602 m donde se observó disminución de la densidad de 1.80 a 1.73 gr/cm³ y 65 seg y de las propiedades reológicas, se procedió a circular desalojando abundante recorte, se acondicionó el lodo a 1.80 gr/cm³ y 60 seg, se perforó 70 m suspendió por no tener avance, se realizó el cambio de barrena y en su introducción se presentó resistencia a 2350 m repasando hasta 2360 m, se continuó con la perforación hasta 2734 m con una densidad de 1.90 gr/cm³ y 60 seg de viscosidad donde suspende por cambio de barrena, en la introducción se presentó resistencia a 2156 m repasando a 2168 m, donde procedió a circular para la limpieza del agujero y acondicionar el lodo por presentarse una disminución de la densidad de 1.90 a 1.82 gr/cm³, aumentando la concentración de cloruros,

se acondiciona el lodo a 1.90 gr/cm^3 y 70 seg de viscosidad Marsh, continuó la perforación del intervalo 2373 a 3429 m donde suspende para acondicionar agujero para la toma de registros, se decide a la introducción y cementación de la tubería de revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ " a dicha profundidad sin ningún problema.

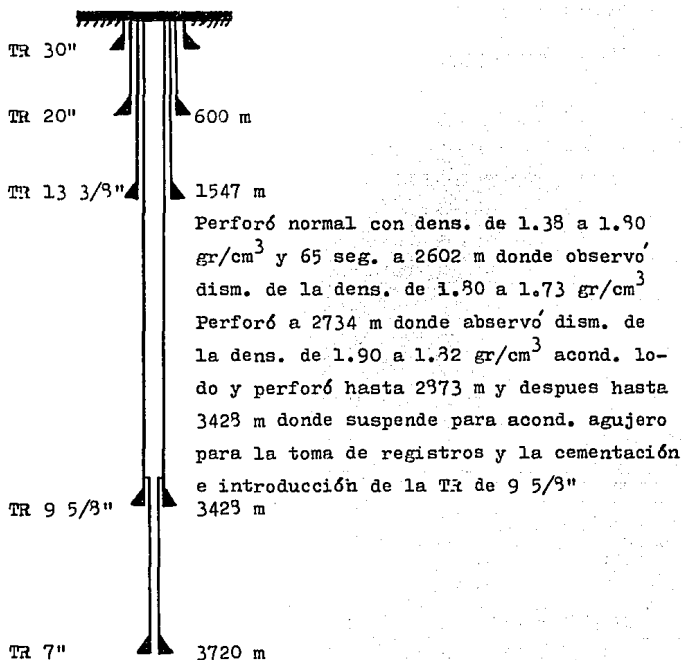
OBSERVACIONES.

- En el intervalo de 2277 a 2602 m se observó derrumbe de la pared del pozo, el cual se debió a la disminución de la densidad del lodo.
- En el intervalo 2734 a 2872 m se tiene inestabilidad de el agujero, la cual se debió a la disminución de la densidad de 1.90 a 1.82 gr/cm^3 .
- En estos dos intervalos se tiene aumento en la viscosidad del lodo, en el pH y disminuye la concentración de cloruros, esto se debió a una posible entrada de agua al sistema.

ESTADO DEL POZO: ABKATUN 4

PLATAFORMA: ABKATUN " E "

CAMPO: ABKATUN



SISTEMA DE E.I. PROTEXIL.

POZO POL 79 A

Pozo vertical perteneciente al campo Pol, localizado en la plataforma Pol "A", cuyo objetivo fue encontrar acumulación comercial de aceite en la formación brecha Paleoceno.

Se empleó lodo de emulsión inversa Protexil para la perforación de la zona de presión anormal alta.

Se preparó 200 m^3 de lodo con una densidad de 1.30 gr/cm^3 y 65 seg de visc. Marsh. Con la tubería de revestimiento de $13 \frac{3}{8}$ " cementada a 1598 m, se perforó a 1630 m efectuando prueba de goteo con 105 Kg/cm^2 obteniendo una densidad equivalente de 1.93 gr/cm^3 sin admitir lodo.

Con barrena de $12 \frac{1}{4}$ " en la zapata aumentó la densidad a 1.80 gr/cm^3 y 110 seg, emparejo columnas e inició a perforar normal hasta 2073 m donde suspendió la perforación por encontrar agua en el filtrado, circuló y acondicionó lodo a 1.80 gr/cm^3 y 110 seg, reamó la perforación en condiciones normales hasta 2630 m donde se observó alta reología, circuló y acondicionó lodo a 1.85 gr/cm^3 por 95 seg y continuó perforando a 3652 m donde acondicionó lodo para la toma de registros, decidiéndose a la introducción de la tubería de revestimiento de $9 \frac{5}{8}$ " y cementándola está a 3648 m.

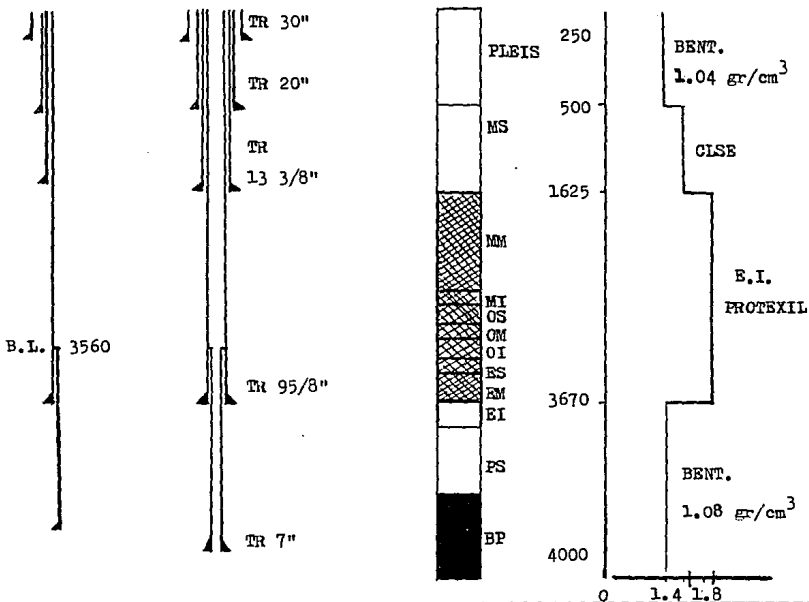
OBSERVACIONES.

-El filtrado se incremento obteniendose valores de 50 ml de aceite y 10 de agua, esto se debió a que la emulsión era inestable.

-Las propiedades reológicas se incrementaron saliendo de lo programado, esto resulto por el exceso de tratamiento de Universil.

PLATAFORMA: POL "A"

POZO: POL 79 A



PLATAFORMA: POL "A"

POZO: POL 79 A

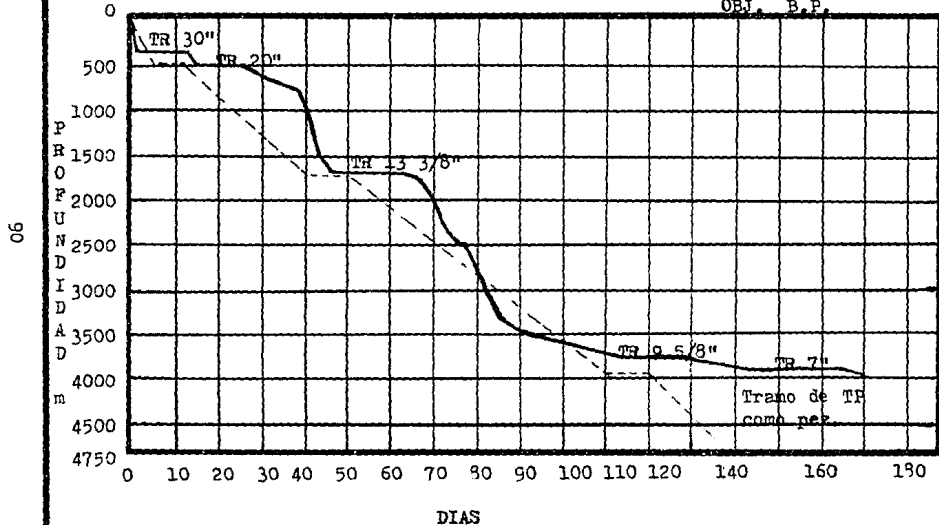
-----PROGRAMADA

——— REAL

PROP. PROG. 4700

PROP. REAL 4000

OBJ. B.P.



a 1.40 gr/cm³, repasando los tramos de 1826, 1845, 1932, 1938 m, circuló y acondicionó lodo a 1.47 gr/cm³ y 55 seg de viscosidad Marsh para proceder a la toma de registros y posteriormente a la introducción de la tubería de revestimiento de 9 5/8", presentandose resistencia a 1919 m intenta sacar sin éxito, teniendo pérdida total de circulación, se llena espacio anular con lodo de 1.54 gr/cm³ y 55 seg manteniendo espejo, cementando la tubería de revestimiento a 1930 m con pérdida parcial.

OBSERVACIONES.

-En el tramo de 1730 a 1797 m se presentó, fricciones, derrumbes y atrapamiento de la sarta. Esto se debió a la baja densidad y salinidad del lodo.

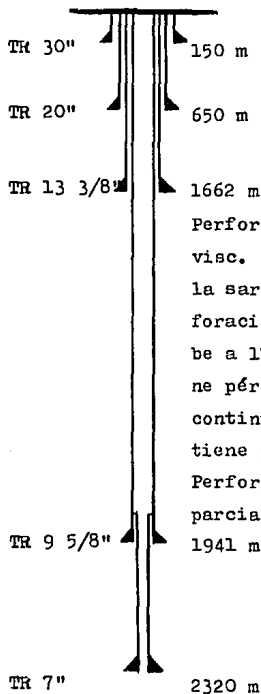
-A la profundidad de 1857 se tuvo pérdida de circulación, ocasionada por alta densidad y reología del lodo.

-Se tuvo pérdida total de circulación a la profundidad de 1941 m por la presencia de la cima de la formación Paleoceno inferior.

ESTADO DEL POZO: CANTARELL 1084 D

PLATAFORMA: AKAL " L "

CAMPO: AKAL



Perforó normal con dens. de 1.44 gr/cm^3 y visc. de 60 seg a 1730 m donde se atrapó la sarta, se libera y continuo con la perforación a 1787 m donde se observó derrumbe a 1745 m. Perforó a 1957 m donde se tiene pérdida parcial de circ. se controla y continuo la perforación a 1960 donde se tiene pérdida de circ. se colocó un TXC. Perforó a 1920 suspende por tene pérdida parcial, se colocó un TXC, se introduce la tubería de revestimiento observando pérdida de circ. y se cementa.

SISTEMA LIGNOSULFONATO INHIBIDO.

POZO CAAN 31

Pozo perteneciente al campo Caan, el cual se localiza al N $76^{\circ} 42'$ E de la plataforma marina Caan "A", cuyo objetivo fue encontrar producción comercial de hidrocarburos en las rocas carbonatadas del Cretácico Superior.

Inició a perforar con barrena de $8 \frac{3}{8}$ " y lodo Lignosulfonato inhibido con densidad de 1.90 gr/cm^3 , el intervalo de 2100 a 2370 m normal, continuó perforando e incrementó gradualmente la densidad a 1.92 gr/cm^3 hasta 2750 m con inestabilidad del agujero, presencia de gas (215 000 ppm) y abundante CO_2 (alto filtrado y gelatinosidad) ocasionando atrapamiento de la sarta de perforación a dicha profundidad, se trabajo con rotación y tensión liberando, acondicionó el lodo a una densidad de 1.98 gr/cm^3 .

Perforó el intervalo de 2750 a 3273 m normal, presentándose atrapamiento de la sarta, se trabajo con tensión y rotación liberando (se produce por tener alta concentración de sólidos que se incorporan al lodo), se acondicionó el lodo a 1.99 gr/cm^3 , continuó con la perforación hasta 3416 m normal, donde se tuvo atrapamiento de la tubería a 3408 m cuando se levantó para realizar conexión de tubería, se trabajo con martillo sin éxito, procediendo a colocar bache de diesel y lubricante alrededor de la tubería, esperó y operó martillo liberando, repaso in

tervalo de 3375 a 3397 m atrapandose la sarta, se colocó bache de lubricante, esperó, trabajo y liberó la sarta, continuó perforando hasta 3424 m.

Perforó normal de 3424 a 3440 m, repaso y aumentó la densidad a 2.01 gr/cm^3 , continuó con la perforación a 3444 m donde observó paro de rotaria y al subir la sarta se encontró atrapada, trabajo con tensión liberando, perforó a 3583 m normal y al subir sarta se observó atrapada, se colocó bache de diesel y lubricante, tensionó y liberó, repaso tramo de 3444 a 3583 m observando incremento de torque e intento de atrapamiento, circuló observando gas en el lodo de 300 000 ppm y H_2S de 80 000 ppm, cerro pozo.

Circuló lodo de 2.03 gr/cm^3 emparejando columnas a 1.98 gr/cm^3 , repaso tramo de 3565 a 3583 m con intento de atrapamiento, continuó perforando a 3623 m con intento de atrapamiento, emparejo columnas a 1.96 gr/cm^3 e inició a la toma de registros, bajo sonda de registros encontrando resistencia a 3414 m, tomó registros de 3623 a 2103 m continuó con la perforación a 3628 m donde se atrapó la sarta, se trabajo y liberó, se procedió a la introducción de la tubería de revestimiento de 7" a 3624 m donde se observó atrapamiento, se ancló colgador y se cementó la tubería.

OBSERVACIONES.

-A la profundidad de 2750 m se tuvo atrapamiento de la sarta ocasionada por inestabilidad del agujero, la cual se controló aumentando la densidad a 1.98 gr/cm^3 .

-La presencia de CO_2 incremento el filtrado y la gelatinosidad, lo cual se controló con agregar cal.

-El punto cedente se salio de los valores recomendados, esto se debió a la gran actividad físico-química de las lutitas en este intervalo, cuya hidratación e incorporación al sistema no se pudo evitarse debido a que el supresor de hidratación no se agregó en las concentraciones recomendadas.

CAAN-31

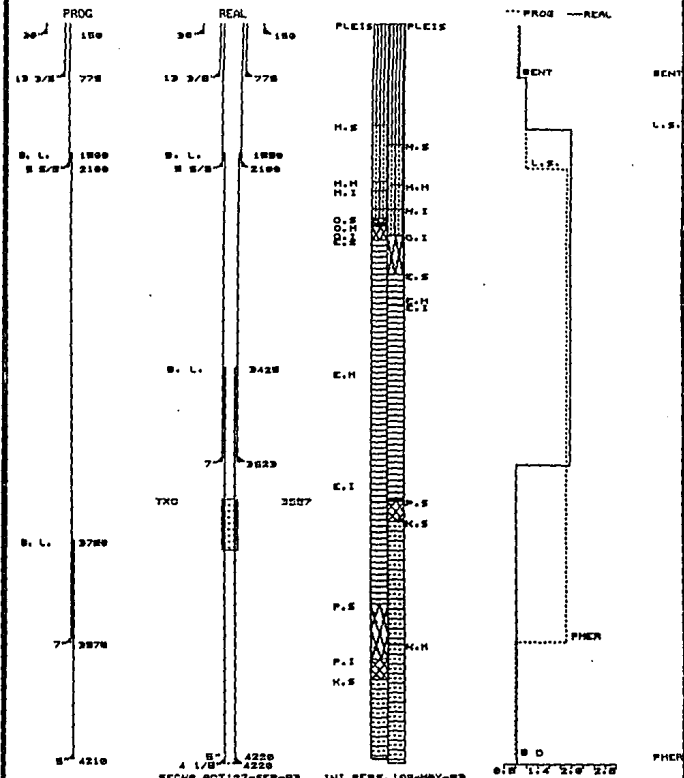
EQ :4048 (CAAN "A")

PROF ACT: 4220

PROF PRO: 4210

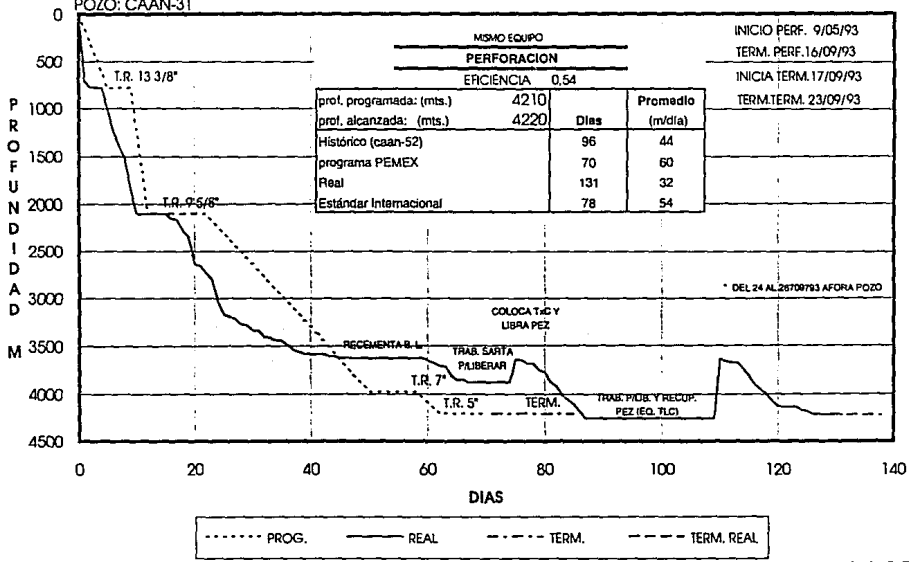
ULT REG: 3823

OBJ : B. P.



GRAFICA DE AVANCE

PLATAFORMA: CAAN-A
POZO: CAAN-31



POZO TARATUNICH 21 D

Pozo del campo Taratunich, localizado a 958.24 m al N 1° 28' E del trípode 201, cuyo objetivo fue encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano productora del campo.

Con barrena de 12" a 1700 m y lodo Lignosulfonato inhibido con densidad de 1.70 gr/cm³, perforó el intervalo de 1700 a 1900 m con aumento gradual de la densidad a 1.79 gr/cm³.

Perforó desviado de 1900 a 2782 m con densidad de 1.80 gr/cm³ normal en presencia de CO₂, donde eliminó el equipo desviador, bajo a fondo libre y perforó a 2880 m con abundante CO₂, levanto sarta observando atrapamiento de la misma, la trabajo con tensión y rotación liberándola, continuó perforando hasta 2917 m y efectuó viaje corto a 2790 m libre.

Perforó a 2942 m en presencia de CO₂ donde suspendió por incrementarse la velocidad de penetración y torque, le levantó barrena a superficie con fricción a 2640 y 2075 m, repaso e intentó tomar registros sin éxito por resistencia a 1742 m, bajo sarta a 2914 m donde encontró resistencia, repaso hasta fondo (2942).

Perforó a 2997 m donde suspendió para realizar la toma de registros de 2997 a 1700 m con éxito. Continué con la perforación a 3002 m y densidad de 1.82 gr/cm³ normal donde suspendió para la introducción y cementación de la tubería de revestimiento de 9 5/8" realizándose sin ningún problema.

OBSERVACIONES.

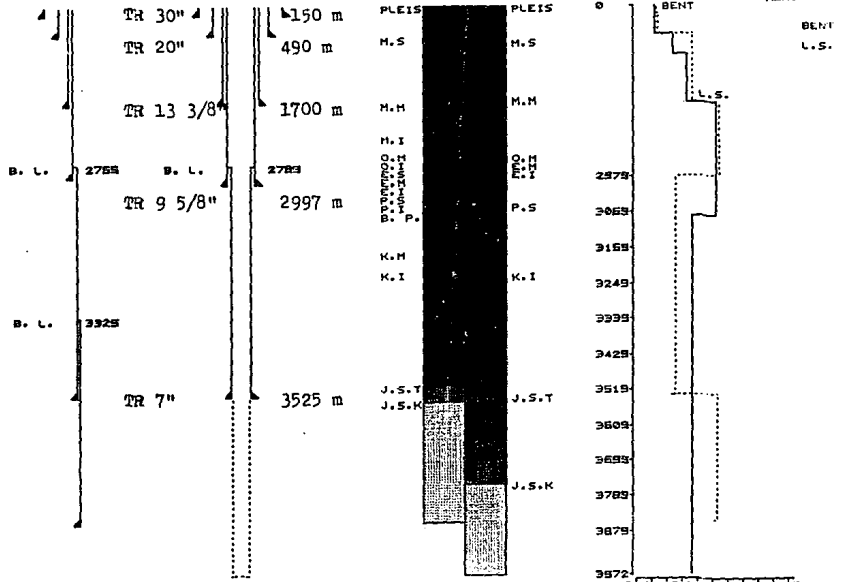
- Las propiedades reológicas siempre estuvieron dentro del rango de valores recomendados, lo cual se logró agregando la concentración adecuada de los dispersantes orgánicos como el lignosulfonato y lignito, así como la adición de gilsonita y asfalto que actúan como estabilizadores.
- El supresor de hidratación cumplió con su objetivo que es el de inhibir la lutita.
- La presencia de CO_2 durante la perforación obligó a trabajar con concentraciones elevadas de sosa cáustica y óxido de calcio que también inhibe a la lutita.

TARATUNICH-21-0

EQ : 4500 (HOLKAN)

PROF ACT: 3972
 PROF PRO: 3842
 ULT REG: 2987
 OBJ : J.S.K

101



<ESC> =

FECHA ACT: 27-OCT-83

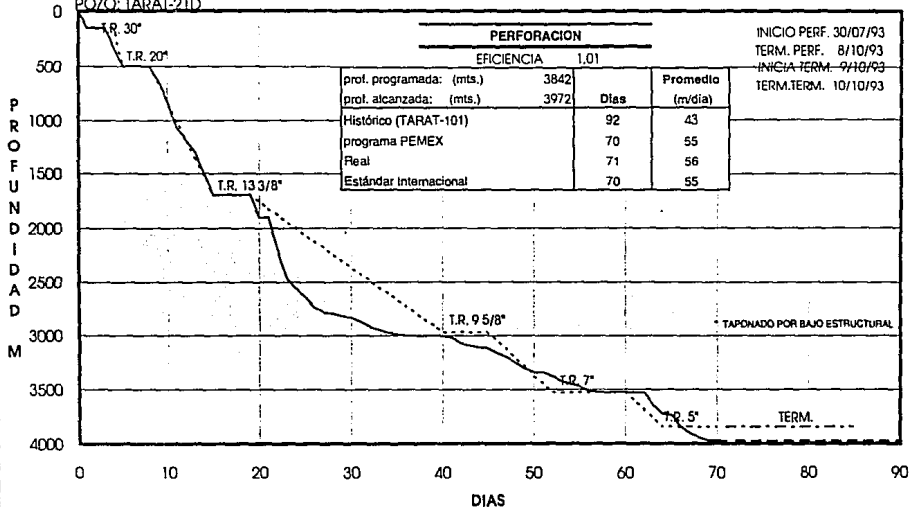
INI PERF: 01-AGO-83

0.8'1.2'1.6'2.0'2.4'2.8

GRAFICA DE PROFUNDIDAD VS. DIAS

PLATAFORMA: HOLKAN

POZO: TARAT-21D



SISTEMA POLYNOX.

POZO CAAN 33

Pozo del campo Gaan, perforado por el equipo de la plataforma fija Marine 301, cuyo objetivo fue encontrar acumulación comercial de hidrocarburos en la formación Cretácico Superior.

La perforación de las formaciones sobrepresionadas se realizó con lodo Polynox y densidades que variaron de 1.97 a 1.99 gr/cm³.

Con barrena de 8 1/2" a 1707 m y densidad de 1.91 gr/cm³ por 45 seg de viscosidad, se realizó prueba de goteo obteniendo una densidad equivalente de 2.08 gr/cm³.

Perforó 37 m presentandose pérdua de circulación de 16 m³ en 25 min; metió y ancló empacador recuperable a 1454 m efectuando cementación forzada. Continuó perforando a 1747 m donde observó ligero flujo, aumentó a 1.97 gr/cm³ la densidad con una viscosidad de 46 seg.

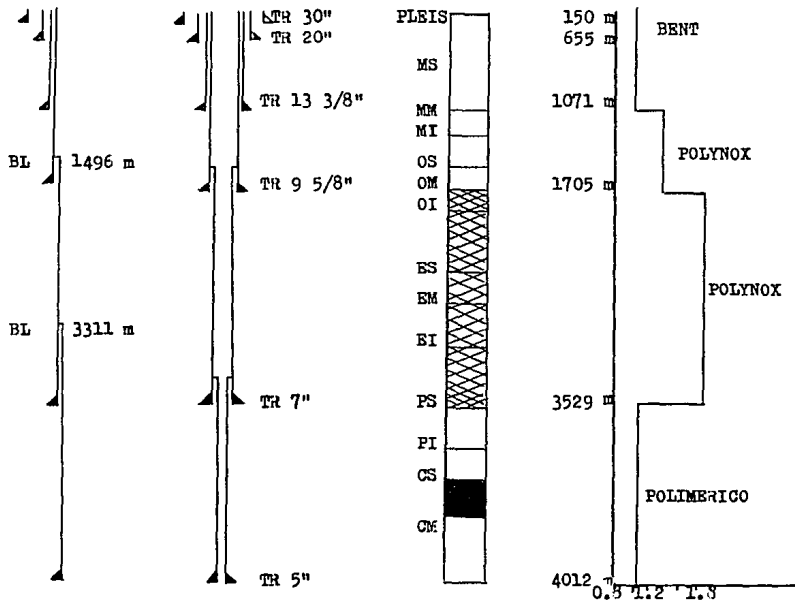
Perforó a 1792 m observando incremento de flujo en la línea de flote, acondicionó lodo a 1.99 gr/cm³ controlando el flujo. Continuó con la perforación hasta 3515 m con resistencias a 3452, 3482, 3467, y 3476 m, repasó a fondo.

Perforó a 3529 m donde suspendió para acondicionar lodo y agujero, tomó registros de 3529 a 1707 m y metió la tubería de revestimiento de 7", cementándola a 3529 m satisfactoriamente.

PLATAFORMA: MARINE 301
POZO: CAAN 33

PROG. PROG. 4026 m

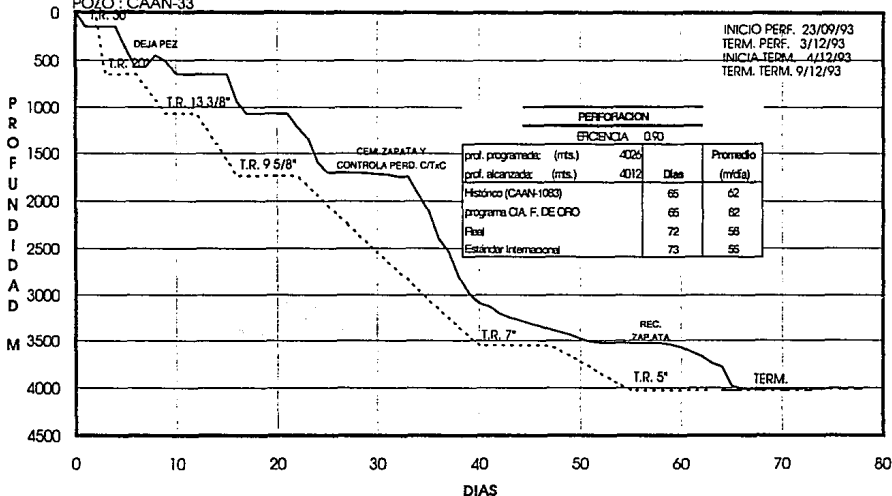
PROP. REAL 4012 m



GRAFICA DE PROFUNDIDAD VS DIAS

PLATAFORMA : MARINE 301
 POZO : CAAN-33

INICIO PERF. 23/09/93
 TERM. PERF. 3/12/93
 INICIA TERM. 4/12/93
 TERM. TERM. 9/12/93



PERFORACION EFICIENCIA 0.90

	(mts.)		Dias	Promedio (m/dia)
prof. programada:	4026			
prof. alcanzada:	4012			
Historico (CAAN-1083)			65	62
programa CIA. F. DE OFO			65	62
Real			72	58
Estándar Internacional			73	55

..... PERF. PROG. ——— PERF. REAL - - - - - TERM. PROG. - - - - - TERM. REAL

POZO CAAN 93

Pozo direccional perteneciente al campo Caan, se ubica a 716 m al S $27^{\circ} 36'$ W de la plataforma fija Marine 303, cuyo objetivo fue la formación Cretácico Superior en la cu al es productor el campo.

Con barrena de 8 1/2" se detectó cima de cemento a 2076 m, rebajó cople y zapata de la tubería de revestimiento de 9 5/8" a 2226 m.

Perforó a 2347 m con lodo Polynox y densidad de 1.92 gr/cm³ por 57 seg de viscosidad Marsh, donde suspendió para realizar viaje corto a zapata, presentandose durante esta maniobra fricciones y atrapamiento de la sarta, trabajo con rotación y tensión liberando. Continúo perforando hasta 3348 m normal, donde se incremento el torque y al sacar observó la pérdida de 3 conos. Trabajo con canasta de circulación inversa recuperando 2 1/2 conos.

Perforó a 3680 m normal, procediendo a acondicionar agujero; tomó registros de 3680 a 2300 m satisfactoriamente. Perforó a 3686 m donde se presentó pérdida parcial de circulación, acondicionó lodo a 1.95 gr/cm³ y agujero e inició la introducción de la tubería de revestimiento de 7 5/8" y cementó a 3000 m sin ningún problema.

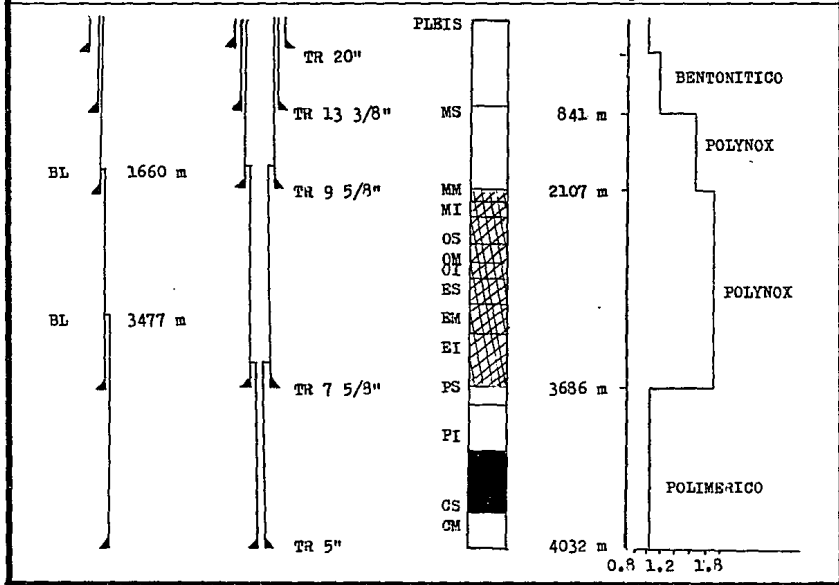
PLATAFORMA: MARINE 303

PROF. PROGRAMADA 4040 m

POZO: CAAN 93

PROF. REAL 4032 m

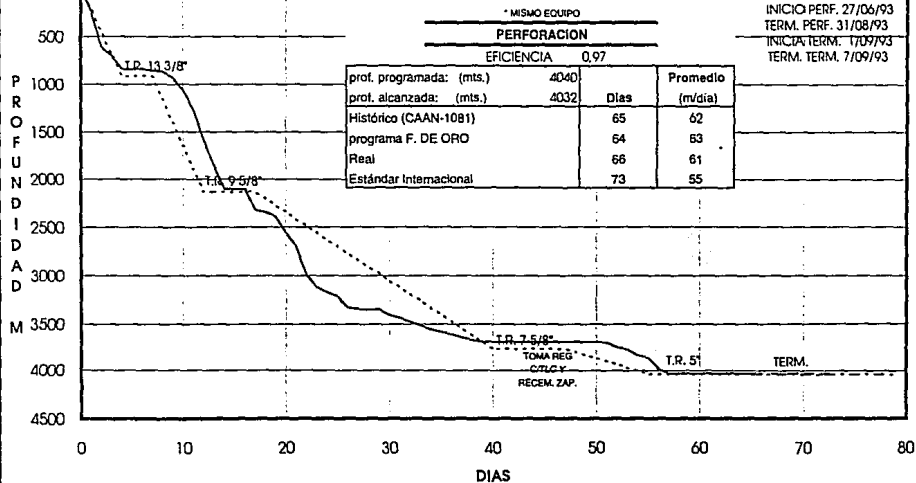
107



GRAFICA DE AVANCE

PLATAFORMA: MARINE 303

POZO: CAAN 93



	Dias	Promedio (m/dia)
prof. programada: (mts.)	4040	
prof. alcanzada: (mts.)	4032	
Histórico (CAAN-1081)	65	62
programa F. DE ORO	64	63
Real	66	61
Estándar Internacional	73	55

T.R. 7 5/8"
TOMA REG.
C/T/C Y
RECEM. ZAP.

T.R. 5"

TERM.

SISTEMA DE E.I. INVERMUL.

POZO CANTARELL 2194

Este pozo se ubica a 1371 m al S 0° 4' W de la plataforma fija Chac "A", cuyo objetivo fue encontrar producción comercial en las formaciones Paleoceno Inferior y Cretácico Superior, en las cuales es productor este campo.

Con barrena de 8 3/8" y lodo Lignosulfonato Inhibido con densidad de 1.75 gr/cm³, perforó el intervalo de 1533 a 2439 m normal.

Perforó el intervalo 2439 a 3367 m con incremento gradual de la densidad a 1.83 gr/cm³ en presencia de CO₂ don de suspendió para tomar desviación y al intentar levantar la sarta observó atrapamiento de la misma, colocó bache de diesel y lubricante, trabajo con rotación y tensión liberando.

Perforó a 3389 m donde suspendió por no tener avance, realizó el cambio de barrena y al introducirla encontró resistencia a 3375 m repaso a fondo, continuó con la perforación hasta 3424 m donde levantó a 3422 m observando atrapamiento de la sarta, colocó bache de diesel y lubricante, trabajo con rotación y tensión sin éxito, efectuó desconexión con cordón explosivo a 3348 m dejando como pez 75 m de tubería y accesorios, colocó tapón de cemento en la boca del pez (3348). Con barrena detectó la cima de cemento a 3236 m, rebajó a 3280 m y desvió a

la misma profundidad, presentándose un nuevo intento de atrapamiento. Por orden del departamento de operación se desplazó el lodo base agua por emulsión inversa Invermul con densidad de 1.80 gr/cm^3 , circuló e incrementó la densidad a 1.82 gr/cm^3 y perforó a 3410 m donde suspende para tomar desviación, al intentar levantar la sarta se observó atrapada, intentó liberar disminuyendo la densidad a 1.65 gr/cm^3 y colocando bache de diesel y lubricante sin éxito, se incrementó la densidad a 1.82 gr/cm^3 observando derrumbe y empacamiento de la sarta, se detectó el punto libre desconectando con cordón explosivo a 3130 m dejando como pez 280 m de tubería y herramienta.

Se procedió a colocar tapón de cemento a 1633 m y metió barrena a 1331 m donde detectó cima de cemento, rebajó mismo a 1544 m, probó con circulación y peso satisfactoriamente.

Con barrena de 8 3/8" y lodo de emulsión inversa Invermul con densidad de 1.78 gr/cm^3 inició a perforar el intervalo de 1544 a 2520 m normal con fricción y resistencia en cada viaje efectuado para cambio de barrena.

Perforó a 2983 m con aumento gradual de la densidad a 1.80 gr/cm^3 donde suspende para realizar viaje corto a la zapata, presentándose resistencias a 2280, 2470, 2632 y 2820 m, repaso tramos hasta fondo, aumento la densidad a 1.82 gr/cm^3 y perforó a 3314 m donde suspendió por observar incremento en el tiempo de penetración, acondicionó agujero para la toma de registros de 3305 a 1533 m,

tomó registros sin ningún problema, metió y cementó la tubería de revestimiento corta de 7" a 3313 m normal.

OBSERVACIONES.

- El punto cedente se mantuvo por encima del valor recomendado, esto se debió a la hidratación de la lutita la cual no se pudo evitar y la incorporación de la misma a el sistema.
- La presencia de CO_2 durante la perforación obligó a mantener alta la alcalinidad para contrarrestar el efecto de este contaminante.
- La viscosidad plástica tuvo incremento ocasionado por el exceso de sólidos que se incorporaron al sistema.

LODO DE E.I. INVERMUL.

- La gelatinosidad de mantuvo con valores mayores a los recomendados, esto fue por el exceso de tratamiento del producto Geltone
- El punto cedente y la viscosidad plástica se mantuvie -ron por encima de los valores recomendados, esto se debio a la incorporación de sólidos al sistema y al exceso de tratamiento del producto Geltone.

-Se presentó pegadura por presión diferencial a la misma profundidad (3424-3410), con la misma densidad de trabajo 1.82 gr/cm^3 , pero con lodo de diferente base. Por lo tanto el cambio de base del fluido no fue la solución adecuada.

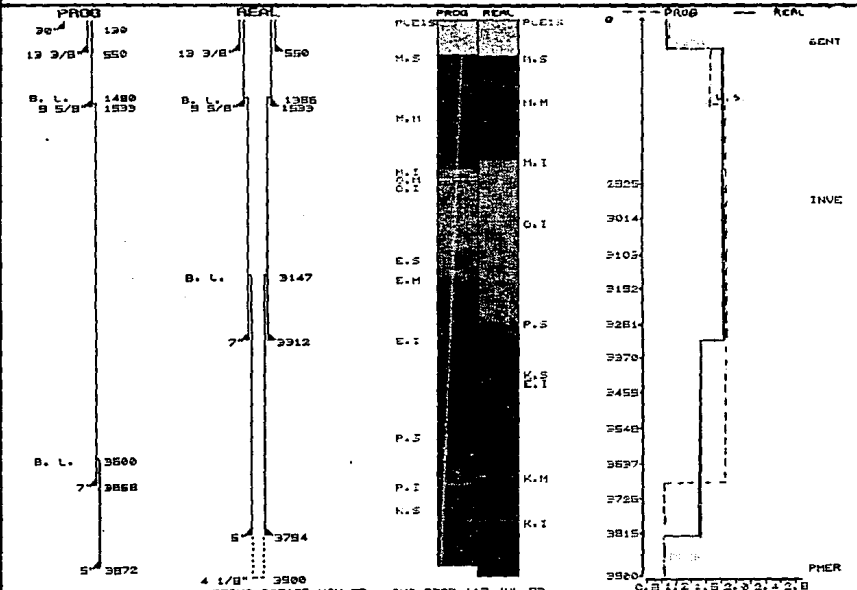
-A la profundidad de 3300 a 3400 m se encontró una zona de baja presión, aunado a una formación permeable y con una densidad de trabajo mayor a la requerida, ocasionaron la pegadura por presión diferencial.

PLATAFORMA: CHAC "A"

POZO: CANTARELL 2194

PROP. REAL 3900 m

OBJ: K.S.



113

<ESC> = MENU

FECHA ACT: 23-NOV-93

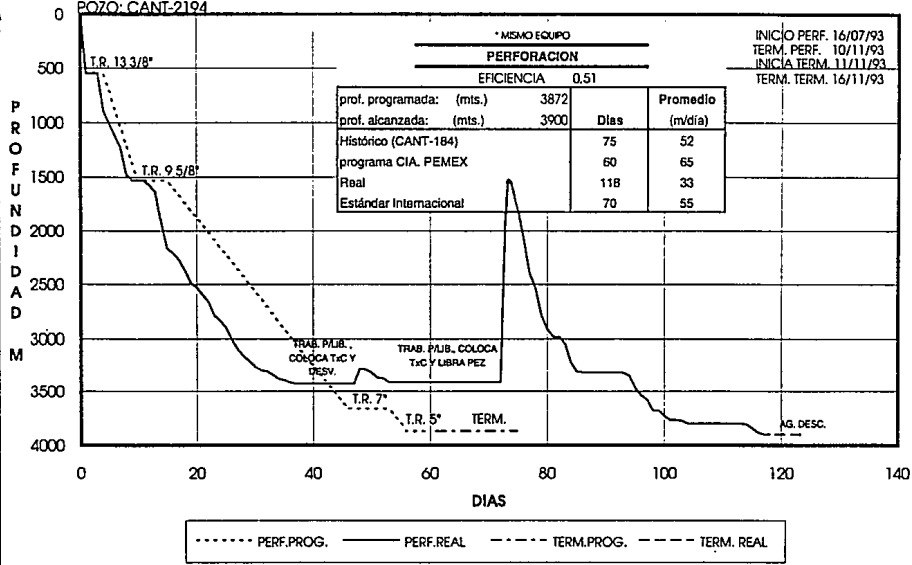
INI PERF. 117-JUL-93

C.B 1 1 2 1 5 2 3 2 4 2 0

GRAFICA DE PROFUNDIDAD VS DIAS

PLATAFORMA: CHAC A

POZO: CANT-2194



POZO KAB 101

Pozo exploratorio del campo Kab, perforado con el equipo de la plataforma Sonat 87, cuyo objetivo fue obtener información de los posibles intervalos productores de hi - drocarburos. La perforación de las formaciones sobrepre - sionadas se realizó de la siguiente manera:

Con barrena de 12 1/4" a 2394 m desplazó lodo Polynox por fluido de emulsión inversa Invermul con densidad de 1.75 gr/cm³ y viscosidad de 55 seg.

Perforó de 2421 a 2431 m donde suspendió por observar empacamiento y pérdida de circulación de 21 m³ de lodo, efectuó cementación forzada y repasó de 2319 a 2332 m presentándose incremento en el torque y atorones, eliminó estabilizadores.

Perforó el intervalo de 2431 a 2844 m normal con aumento gradual de la densidad a 1.81 gr/cm³, donde observó der - rumbe, circuló desalojando abundante recorte, repasó y perforó a 2911 m presentándose atrapamiento, trabajo con rotación y tensión liberando, incremento la densidad a 1.85 gr/cm³ y 59 seg de viscosidad Marsh.

Perforó de 2911 a 3572 m con fricción y arrastre al rea - lizar cambio de barrena, repasó a 3572 m donde observó pérdida de circulación, subió sarta a 3220 m atrapándose trabajó con martillo sin circulación y rotación sin éxi - to. Detectó el punto libre y con cordón explosivo trato de desconectar sin éxito, se realizó el corte de la tube - ría a 3079 m; observándose lodo saliendo por el espacio

anular de 20 x 13 3/8" que se controló con lodo de 1.92 gr/cm³ de densidad y 64 seg de viscosidad satisfactoriamente, dejando como pez 470 m de tubería y accesorios a 3079 m. Con tubería franca colocó tapón de cemento a 3075 m, detectó cima de cemento a 2927 m y rebajó a 2932 m. Perforó desviado para librar pez de 2932 a 3144 m y verticalmente a 3910 m donde suspendió por observar pérdida de circulación, aumentó densidad a 1.95 gr/cm³ por 52 seg observando agujero empacado sin circulación; trabajo sarta logrando circular, desalojando abundante recorte, incrementó la densidad a 1.99 gr/cm³ por 52 seg repasando a fondo.

Perforó verticalmente hasta 4823 m con resistencias y fricciones a 3728 y 3210 m, repaso a fondo, acondicionó lodo para la toma de registros, tomó registros de 4823 m a 2932 m satisfactoriamente. Se procedió a introducir y cementar la tubería de revestimiento de 9 5/8" a 4823 m.

OBSERVACIONES.

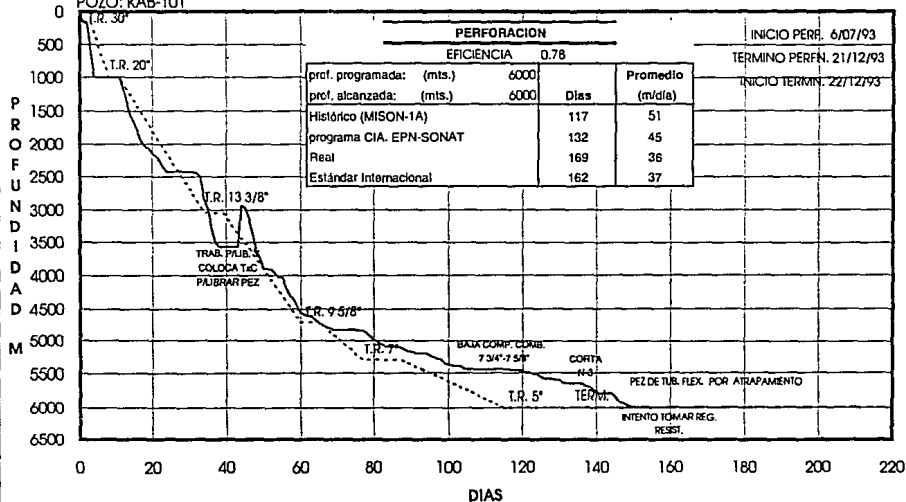
-El atrapamiento de la sarta a 2911 m fue ocasionado por derrumbe de la pared del agujero que se produjo por una inadecuada densidad y propiedades reológicas del lodo. La viscosidad Marsh y la densidad estuvieron bajas.

-La sarta de perforación se atrapó a 3220 m sin circulación por posible hidratación de las lutitas combinado con la presión de sobrecarga (características del lodo inadecuadas).

GRAFICA DE AVANCE

PLATAFORMA: SONAT 87

POZO: KAB-101



V. CONCLUSIONES

V. CONCLUSIONES.

Las conclusiones que se pueden presentar del desarrollo de este trabajo son:

- Los sistemas CLSE y PROTEXIL se utilizaron con bastante éxito en la perforación de las formaciones del Oligoceno y Eoceno, siendo el mejor el lodo de emulsión inversa PROTEXIL, según se observa en la figura 4.1
- Los sistemas que actualmente se utilizan (LSI y POLYNOX) en la perforación de las lutitas sobrepresionadas, son compatibles con el medio ambiente, por estar libres de cromo.
- El sistema Lignosulfonato Inhibido presenta mas problemas de derrumbes, estrechamiento del agujero y atrapamientos de la sarta que el sistema Polynox, por lo tanto es el mejor.
- En general los fluidos de emulsión inversa y el lodo Polynox cálcico, son los que mejor resultado han dado en la perforación de lutitas sobrepresionadas, por controlar los problemas y disminuir las pérdidas de tiempo como se puede observar en la figura 4.1.

AVANCE DE PERFORACION PARA LAS FORMACIONES SOBREPRESIONADAS EN LA SONDA DE CAMPECHE.

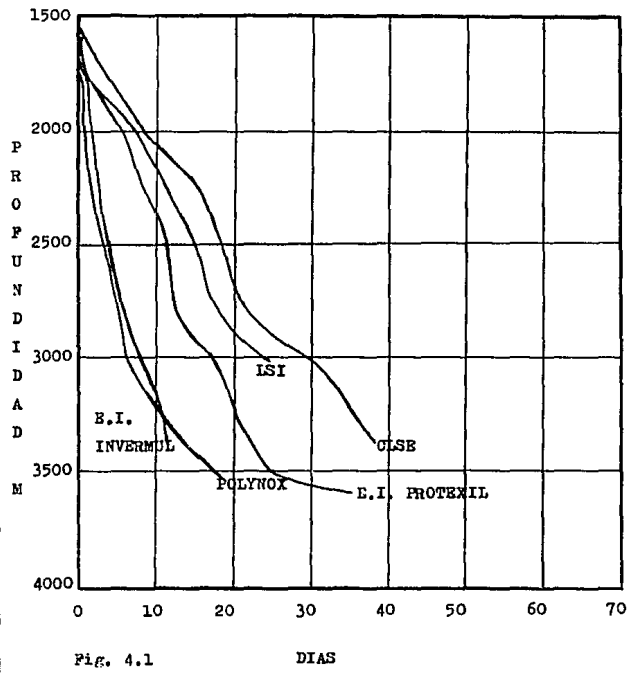


Fig. 4.1

BIBLIOGRAFIA.

-Evaluación de Formaciones en México.

D Marmissolle - Daguerre

SCHLUMBERGER. 1984

-Técnicas para perforar pozos direccionales en la Sonda
de Campeche.

Ing. Luis Alberto Angeles Aquino.

IMP. 1980

-Fluidos de perforación.

BAROID CORPORATION. 1991

-Diseño operativo de fluidos de perforación.

PEMEX. 1993

-Informes finales de fluidos de perforación.

PEMEX. 1993

-Reportes diarios de operación.

PEMEX. 1993

-Manual técnico.

KELCO OIL FIELD GROUP INC.

1991