



7
201
Universidad Nacional Autónoma
de México

FACULTAD DE INGENIERIA

INTERPRETACION GEOLOGICA APLICADA EN LA
SELECCION DE FLUIDOS DE PERFORACION PARA
EL CAMPO KU-MALOOB

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A N :

Carlos Andrés Machorro

Fabián Vázquez Mundo

MEXICO, D. F. 1986





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
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-119

Señores ANDRES MACHORRO CARLOS Y
VAZQUEZ MUNDO FABIAN.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso la Profra. - - Quím. Rosa de Jesús Hernández Alvarez, para que lo desarrollen como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"INTERPRETACION GEOLOGICA APLICADA EN LA SELECCION DE FLUIDOS DE PERFORACION PARA EL CAMPO KU-MALOOB"

INTRODUCCION.

- I GENERALIDADES.
 - II INTERPRETACION GEOLOGICA.
 - III PROBLEMAS QUE PRESENTA LA COLUMNA GEOLOGICA DURANTE SU PERFORACION.
 - IV CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DE ACUERDO AL ESTUDIO GEOLOGICO DESARROLLADO. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.

Ruego a ustedes se sirvan tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberán prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., junio 23 de 1986.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

0ARCH'MRV'gtg

I N D I C E

| | PAGINA |
|--|--------|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO I | |
| I.- GENERALIDADES | 2 |
| I.1. Conceptos para el desarrollo de un estudio geológico. | 2 |
| I.1.1. Características geológicas regionales. | 2 |
| I.1.1.1. Sedimentológicas | 2 |
| I.1.1.2. Estratigráficas | 3 |
| I.1.1.3. Estructurales | 6 |
| I.1.2. Características geológicas locales | 8 |
| I.1.2.1. Tipos de trampa almacenamiento. | 8 |
| I.1.2.2. Litología y zonificación | 8 |
| I.1.2.3. Tipos de límite | 9 |
| I.1.2.4. Geometría | 10 |
| I.1.2.5. Profundidad, Relieve estructural y Buzamiento. | 10 |
| I.1.2.6. Heterogeneidad | 10 |
| I.1.2.7. Distribución original de los fluidos. | 11 |
| I.2. Definición de las propiedades geológicas | 12 |
| I.2.1. Porosidad | 12 |
| I.2.1.1. Tipos de porosidad | 12 |
| I.2.1.2. Métodos para la determinación de la porosidad. | 13 |
| I.2.2. Permeabilidad | 14 |
| I.2.3. Saturación de fluidos | 16 |
| I.2.3.1. Determinación de la saturación de fluidos | 16 |
| I.2.4. Gradiente de sobrecarga | 17 |
| I.2.5. Gradiente de formación | 19 |
| I.2.6. Gradiente de fractura | 19 |

PAGINA

| | |
|---|----|
| I.3. Clasificación y características físicas y químicas de las rocas carbonatadas | 20 |
| I.3.1. Origen de las rocas carbonatadas | 21 |
| I.3.2. Clasificación de rocas carbonatadas. | 21 |
| I.3.3. Tipos de rocas carbonatadas | 24 |

CAPITULO II

| | |
|--|----|
| II. INTERPRETACION GEOLOGICA DEL CAMPO KU-MALOOB | 29 |
| II.1. Antecedentes del campo KU-MALOOB | 30 |
| II.2. Método de Trabajo | 32 |
| II.2.1. Secciones transversales | 33 |
| II.2.2. Planos de cima del yacimiento | 33 |
| II.3. Características geológicas | 35 |
| II.3.1. Area MALOOB | 35 |
| II.3.2. Area KU-HA | 36 |
| II.4. Aspectos estratigráficos y sedimentológicos. | 39 |

CAPITULO III

| | |
|---|----|
| III. PROBLEMAS QUE PRESENTA LA COLUMNA GEOLOGICA DURANTE SU PERFORACION | 43 |
| III.1. Descripción estratigráfica de la columna geológica | 43 |
| III.2. Tipo de formaciones perforadas | 45 |
| III.2.1. Formaciones no consolidadas | 45 |
| III.2.2. Formaciones con fracturas naturales. | 45 |
| III.2.3. Formaciones con fracturas inducidas | 46 |
| III.2.4. Formaciones cavernosas | 46 |

| | PAGINA |
|---|--------|
| III.3. Principales anomalías durante su perforación. | 46 |
| III.3.1. Pérdidas de circulación | 47 |
| III.3.1.1. Tipos de pérdidas de circulación. | 48 |
| III.3.1.2. Técnicas recomendadas para combatir pérdidas de circulación de acuerdo a su severidad. | 51 |
| III.3.2. Presiones anormales | 52 |
| III.3.2.1. Sobrepresiones | 53 |
| III.3.2.2. Detección de sobre presiones por medio de registros. | 54 |
| III.3.2.3. Evaluación cuantitativa de presiones de poro. | 56 |
| III.3.3. Descripción y problemas de las formaciones en la perforación. | 58 |

CAPITULO IV

| | |
|---|----|
| IV. CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DE ACUERDO AL ESTUDIO GEOLOGICO DESARROLLADO. | 61 |
| IV.1. Propiedades de los fluidos de perforación en base a la columna geológica. | 62 |
| IV.1.1. Densidad | 62 |
| IV.1.2. Viscosidad | 66 |
| IV.1.3. Filtrado o Pérdida de agua | 68 |
| IV.1.4. Contenido de sólidos | 69 |
| IV.2. Fluidos de perforación utilizados en el campo KU-MALOOB | 70 |
| IV.2.1. Etapas durante la perforación | 70 |
| IV.2.2. Composición y características de los fluidos de perforación. | 73 |

| | PAGINA |
|--|--------|
| IV.2.3. Contaminantes que afectan el comportamiento de los fluidos de perforación. | 74 |
| IV.2.4. Materiales químicos utilizados | 76 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 80 |
| BIBLIOGRAFIA | 82 |

I N T R O D U C C I O N

En éste trabajo se define la importancia que tiene el - aspecto estratigráfico, estructural y sedimentológico del campo - KU-MALOOB, para la elaboración de los programas de perforación, - en especial las propiedades y características del fluido para evi - tar en el futuro problemas durante la perforación y terminación - de pozos, lo que reducirá los costos en la producción de hidrocar - buros.

Este estudio geológico se desarrolló con información ob - tenida de manera directa en base a corte y análisis de núcleos e indirecta correlacionando registros geofísicos.

C A P I T U L O I

GENERALIDADES

I.1.- CONCEPTOS PARA EL DESARROLLO DE UN ESTUDIO GEOLOGICO.

I.1.1.- Características Geológicas Regionales.

I.1.1.1.- Sedimentológicas.

a). Ambiente de Depósito.- Es un ambiente geográfico, -
dado en base a características morfológicas en el cual se efectua
el depósito de los sedimentos en donde las condiciones externas -
son lo suficientemente constantes como para formar un depósito ca
racterfstico.

De acuerdo a lo anterior, se establece que cual- -
quier tipo de rocas sedimentarias depende del ambiente en que se
depositó.

b). Estructuras Sedimentarias y Texturas.- Las estruc-
turas sedimentarias se dividen en inorgánicas y orgánicas. Las -
de mayor interés en la explotación de un yacimiento son las es-
tructuras inorgánicas, las cuales son producidas debido a la in-
teracción de la gravedad, características físicas y químicas de
los sedimentos.

La estratificación es el rasgo más importante de -

una roca sedimentaria, el cual representa un plano de no depósito, un cambio repentino en las condiciones de depósito o una superficie de erosión.

La textura se refiere al tamaño, forma y arreglo de los elementos que constituyen una roca sedimentaria.

En las rocas carbonatadas, según H.F. Nelson son 4 las categorías en las cuales se pueden agrupar las distintas texturas y son las siguientes: cristalina, afanítica, fragmental y esqueletal.

I.1.1.2. Estratigráficas.

a).- Litología de la Columna Geológica.- Con información obtenida de la perforación en áreas vecinas o bien en estudios geológicos de superficie, se puede determinar el o los tipos litológicos probables que integran la columna geológica de un área en particular.

b).- Relación Estratigráfica de las Facies.- Es necesario definir de la roca almacenadora, las características estratigráficas tales como: estructuras, secuencias sedimentarias, - naturaleza de los contactos entre las diferentes litologías, etc.

Las rocas sedimentarias de acuerdo a su proceso de sedimentación tienen características texturales y estructurales

definidas, por ejemplo: las rocas depositadas en ambientes de baja energía son de grano fino y generalmente estratificadas; mientras aquellas de alta energía son de grano grueso pudiendo ser masivas.

Las estructuras primarias sedimentarias son el resultado de la energía que ejerce el medio sobre los sedimentos -- durante su depósito; por ejemplo, si en el medio no existe energía y si los sedimentos son de diferente tamaño la clasificación es por gravedad dando una estratificación graduada; si la energía es alta, origina estratificación cruzada, en una o dos direcciones.

El ambiente de depósito ejerce un control en las características petrográficas y mineralógicas de las facies que originan, por lo que cada ambiente en particular genera un tipo litológico o una asociación de varios tipos litológicos con una -- distribución estratigráfica típica.

c).- Procesos Diagenéticos Existentes.- La diagénesis de una roca empieza poco después de su depósito y consiste de -- una serie de procesos que acompañan a los sedimentos durante su litificación.

Los granos de carbonatos son más susceptibles a -- los cambios diagenéticos que los que están constituidos por sí -

lice por lo que una roca carbonatada presenta sistemas porosos - mas complejos que una arenisca, por lo que es necesario conocer cuales son los procesos diagenéticos y cómo actúan sobre dichas rocas almacenadoras. A continuación se enumeran y describen los procesos diagenéticos:

1.- Compactación: Es una reducción en el volumen que -- ocupan los sedimentos. La causa principal de la compactación es el aumento de la sobre carga ejercida por los sedimentos depositados posteriormente con la consecuente expulsión de fluidos.

2.- Cementación: Uno de los cambios diagenéticos más co mún es la precipitación de sales minerales en los intersticios de los sedimentos. El material cementante puede ser derivado de la propia roca o puede ser llevado por solución. La cementación pue de ocurrir en forma simultánea o posterior al depósito.

3.- Recristalización: Se refiere a cambios de textura cristalina, causada por un crecimiento de cristales pequeños, - dentro de un agregado de cristales más grandes. En la recristalización los granos más pequeños tienden a desaparecer.

4.- Reemplazamiento: Es un proceso mediante el cual un nuevo mineral puede crecer a expensas de otro tomando su lugar. Los resultados diagenéticos que incluyen reemplazamiento son - principalmente silicificación, dolomitización, fosfatización y piritización.

5.- Solución diferencial: Es quizá el proceso más común de la diagénesis, el cual se encuentra presente en la cementación, recristalización y reemplazo.

6.- Autigénesis: Es la ocurrencia de nuevos minerales en un sedimento durante o después del depósito, ya sea por introducción directa o por alteración de constituyentes originales.

Debido a que todos los procesos diagénéticos afectan en mayor o menor grado la porosidad, es de suma importancia conocer el proceso y el grado en que afectó las condiciones originales de la roca almacenadora, para poder definir si las propiedades petrofísicas cambiaron o se preservaron.

I.1.1.3. Estructurales.

Para hacer una excelente interpretación geológica estructural local, es necesario conocer a nivel regional la tectónica del área, por lo que es necesario efectuar un estudio para determinar en forma general estas características geológicas.

a).- Estructura Productora.- Dentro de los aspectos estructurales más importantes están: definir el tipo de estructura almacenadora, su origen, la época de su formación, su geometría y relación con otras estructuras existentes en el área. La información anterior se obtiene, construyendo e interpretando seccio-

nes transversales estructurales de correlación geológica del área en estudio.

b).- Fracturas.- La presencia de fracturas en una roca, representa un tipo de porosidad.

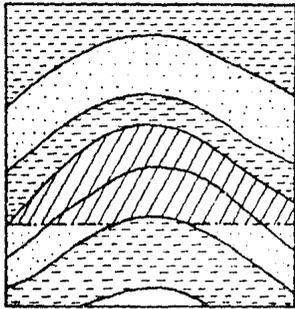
Su identificación se hace por medio de muestras de roca o por análisis de datos de pruebas de presión de los pozos y registros geofísicos.

c).- Fallas Geológicas.- Puede ser el elemento principal que controla la acumulación de hidrocarburos. Algunos de los criterios geológicos que sugieren la existencia de una falla geológica son las siguientes: diferencias estructurales de la cima de un horizonte de correlación, pérdida de espesores en la columna geológica.

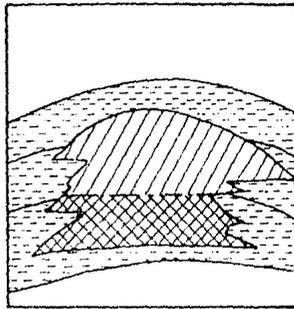
En su definición es importante describir sus elementos, tales como: rumbo, salto, echado, desplazamiento horizontal, así como si constituye o no una barrera al paso de los fluidos.

d).- Bloques Estructurales.- Se originan debido a la presencia de fallas geológicas en las estructuras productoras, las cuales son separados por planos de falla.

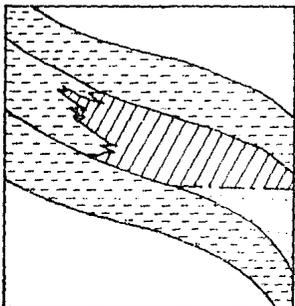
En su descripción es necesario conocer, la profun-



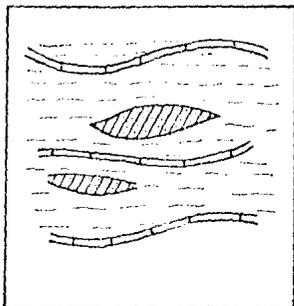
ANTICLINAL



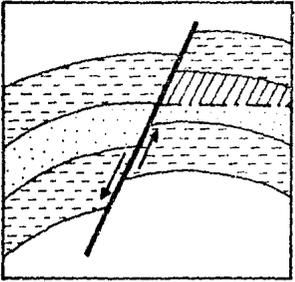
CUERPO ARRECIFAL



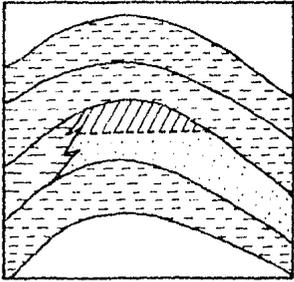
VARIACIONES DE ϕ Y K



LENTE DE ARENAS



COMBINACION PLIEGUE Y FALLA



COMBINACION PLIEGUE Y VARIACION DE ϕ Y K

 Lutita

 Arena

 Yacimiento

Fig. I-1 Trampas geológicas estructurales (A,B), estratigráficas (C,D) y combinadas (E,F).

didad media a la que se localizan, dirección e intensidad de buzamiento.

I.1.2. Características Geológicas Locales.

I.1.2.1. Tipos de Trampa Almacenadora.

Para la acumulación de hidrocarburos en el subsuelo debe existir una trampa geológica la cual esta constituida por una roca almacenadora, sellos laterales y un sello superior que la cubre total o parcialmente, el cual esta constituido por una formación impermeable.

Las trampas almacenadoras pueden ser de tipo estructu--
ral, de tipo estratigráfico, o bien estar formadas por una combi--
nación de ambos tipos.

El la Fig. I.1. se presentan algunas trampas geológi--
cas que caracterizan las antes mencionadas.

I.1.2.2.- Litología y Zonificación.

Las rocas almacenadoras en este campo son las carbona--
tadas; generalmente calizas y dolomías,

Para seleccionar las características propias de la per
foración, terminación, desarrollo y proyectos de recuperación --
primaria y secundaria es necesario conocer los tipos litológicos

y mineralógicas propias de la roca almacenadora.

Las rocas carbonatadas son complejas en su composición y muy heterogéneas, por lo que sus propiedades y características pueden cambiar a distancias relativamente cortas.

La zonificación se realiza con base en datos obtenidos de registros geofísicos de pozos y descripciones litológicas a nivel de pozo, posteriormente estas zonas se correlacionan entre pozos y se establece su probable continuidad.

I.1.2.3. Tipos de Límite.

Los tipos de límites más comunes son los siguientes:

a).- Planos de Falla.- Es la superficie a lo largo de la cual las paredes opuestas se mueven una con relación a la otra con movimiento diferencial paralelo a la superficie de la falla.

El desplazamiento genera una interrupción en la -- continuidad porosa y permeable de la roca almacenadora.

b).- Pérdida de Permeabilidad.- Esto ocurre cuando la roca almacenadora está en contacto con una capa de roca densa o arcillosa o bien cuando presenta un cambio de facies.

c).- Contacto Agua-Hidrocarburos (c/w-o).- Generalmen-

te constituye el límite inferior de los yacimientos.

La intersección del plano del c/w-o, con el plano - de la cima del yacimiento o de la base del sello superior forman límites marginales.

I.1.2.4. Geometría.

Está dada por el arreglo que guarden los límites marginales a la profundidad de la cima del yacimiento.

La representación de la geometría de un yacimiento se logra mostrando en planta la posición de los límites y la configuración de su cima.

I.1.2.5. Profundidad, Relieve Estructural y Buzamiento.

Son de interés principalmente para la selección del método apropiado de recuperación secundaria.

I.1.2.6. Heterogeneidad.

La heterogeneidad petrofísica en las rocas almacenadoras es un factor que afecta la eficiencia de recuperación del aceite de un yacimiento.

Las rocas carbonatadas son heterogéneas debido a la --

complejidad y variabilidad de sus ambientes de depósito, así como a su mayor susceptibilidad a las alternaciones diagenéticas.

Un método para predecir la heterogeneidad entre pozos es el de conocer el ambiente de depósito y el patrón de distribución de facies.

I.1.2.7. Distribución Original de los Fluidos.

La definición de distribución original de fluidos se lleva a cabo por procedimientos directos, haciendo mediciones especiales a las rocas almacenadoras, o en forma indirecta con la interpretación cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos.

Si se considera que los espacios porosos en la formación están llenos de fluidos: hidrocarburos y agua; una de las técnicas más utilizadas, principalmente en una interpretación cualitativa, es la respuesta del sistema roca-fluido al paso de la corriente eléctrica. Estos valores de resistividad describen la distribución vertical de los distintos fluidos que saturan a la roca almacenadora.

Los porcentajes de saturación de fluidos calculados adquieren importancia de acuerdo a la etapa de explotación de un campo, por ejemplo, para la terminación de un pozo perforado en arenas se puede seleccionar el o los intervalos para producir.

I.2.- DEFINICION DE LAS PROPIEDADES GEOLOGICAS.

Para una mejor comprensión de los conceptos geológicos mencionados, es necesario considerar las siguientes propiedades físicas de las rocas.

I.2.1. Porosidad (ϕ)

Es una medida de los espacios vacíos o huecos contenidos en una roca, expresada como una fracción o porcentaje del volumen total de dicha roca. Se expresa matemáticamente como sigue:

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} \frac{(\text{vol. de poros})}{(\text{vol. de roca})} \dots \quad (\text{I.1})$$

I.2.1.1. Tipos de Porosidad.

- A) Porosidad Absoluta (ϕ_a).- Es la razón del espacio total al volumen total de roca, sin tomar en cuenta si los poros están comunicados entre sí o no.
- B) Porosidad Efectiva (ϕ_e).- Es la razón del espacio poroso intercomunicado al volumen total de roca.

La porosidad efectiva es la que interesa ya que es una indicación de la conductividad de los fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

La porosidad efectiva esta en función de muchos factores litológicos, los más importantes son: forma de los granos, distribución o arreglo de los granos, compactación, cementación, cantidad y clase de arcillas.

Geológicamente, la porosidad se clasifica en 2 tipos, de acuerdo con el tiempo de compactación:

1.- Porosidad Primaria o Intergranular.- Es la porosidad formada simultáneamente con el depósito de los sedimentos. Los huecos contribuyentes a este tipo, son los espacios entre los granos individuales de los sedimentos. Las rocas sedimentarias clásticas o detríticas tienen este tipo de porosidad.

Ejemplo: Areniscas, Conglomerados, Caliza, etc.

2.- Porosidad Secundaria.- Está constituida por cavernas, fisuras, fracturas y juntas, formadas después de que los sedimentos fueron depositados, por agentes tales como soluciones circulantes, dolomitización, movimientos tectónicos, etc.

1.2.1.2.- Métodos para la determinación de la porosidad.

Existen dos métodos básicos para la determinación de la porosidad que son:

1).- Método Directo.- La porosidad de la formación pro

ductora se puede obtener directamente a partir de corte de núcleos de la formación, utilizando métodos de laboratorio. En las mediciones de laboratorio de la porosidad, es necesario determinar únicamente dos de tres parámetros básicos (volumen de roca, volumen de poros y volumen de sólidos)

2).- Método Indirecto,- La porosidad de las formaciones productoras se puede determinar por medio de los registros geofísicos. Es el método más comunmente utilizado, ya que se obtiene un valor promedio de la porosidad del yacimiento, que es un valor más aproximado al real.

De acuerdo con la información obtenida de los registros eléctricos, registros sínicos de porosidad, registro de densidad y registros radioactivos, se tendrán los elementos necesarios para que ayudados por correlaciones en algunos casos en forma directa se puede evaluar la porosidad promedio de la formación almacenadora de hidrocarburos.

I.2.2. Permeabilidad (K)

Es la capacidad de un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él.

- Permeabilidad Absoluta. (K)

Se denomina permeabilidad absoluta de la roca, cuan-

do ésta se encuentra saturada al 100% de un fluido homogéneo.

- Permeabilidad Efectiva. (K_o , K_g , K_w).

Se define como permeabilidad efectiva de una roca, a la permeabilidad a un fluido particular cuando la saturación de éste fluido en la roca es menor del 100% (cuando se tiene más de un fluido).

- Permeabilidad Relativa. (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw}).

La permeabilidad relativa se define como la razón de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta, esto es:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} ; \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} ; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \dots \quad (1.2)$$

La razón de permeabilidades relativa expresa la habilidad de un yacimiento para permitir el flujo de un fluido con respecto a su habilidad para permitir el flujo de otro fluido bajo las mismas circunstancias.

La razón de permeabilidades relativas de una roca es sólo función de las saturaciones relativas de los fluidos presentes, aunque es cierto que las viscosidades, tensiones interfaciales y otros factores afectan parcialmente la razón de las permeabilidades relativas.

I.2.3.- Saturación de Fluidos (Sf).

La saturación de fluidos se define como la fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a las condiciones de yacimiento.

Matemáticamente se puede expresar la definición anterior como sigue:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \frac{(\text{vol. de fluidos})}{(\text{vol. de poros})} \dots \quad (\text{I.3})$$

- Definiciones de las diferentes saturaciones

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} ; \quad S_g = \frac{V_g}{V_p} ; \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \dots \quad (\text{I.4})$$

I.2.3.1.- Determinación de la saturación de fluidos.

Existen dos métodos para determinar la saturación de fluidos:

1).- Método Directo.- La saturación de fluidos puede ser obtenida directamente utilizando métodos de laboratorio, basados en el análisis de núcleos cortados.

2).- Método Indirecto.- La saturación de fluidos puede ser obtenida indirectamente midiendo algunas propiedades físicas de la roca. Los métodos mas usuales son: registros eléctricos y

mediciones de presión capilar.

A partir del análisis de los registros eléctricos se -- puede calcular la saturación de agua, utilizando el método desa-- rrollado al respecto por Archie.

La saturación de agua congénita es la información más - importante que se puede obtener del perfil eléctrico, ya que por medio de esta información se puede determinar si una formación -- puede o no contener aceite o gas.

La saturación de agua calculada ayuda también a determi-- nar el lugar donde se pueden terminar los pozos.

I.2.4.- Gradiente de sobrecarga.

-Presión de Sobrecarga.- Esta presión es generada por - el peso acumulado de las formaciones superiores a una profundidad vertical consideradas por unidad de área.

-Gradiente de Sobrecarga.- Puesto que el esfuerzo de - sobrecarga en función de la profundidad debe ser el peso acumula-- do de las formaciones encima de la profundidad considerada, los datos disponibles del área que indican la densidad bruta de la - formación pueden utilizarse para estimular la sobrecarga.

La ecuación utilizada en unidades de campo para "costa

dentro" es:

$$\frac{S}{D} = 0.4335 \frac{\sum_{i=1}^n \rho_n}{n} \dots \quad (I.5)$$

donde:

$\frac{S}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga (psi/pie)

ρ_n = Densidad global de la formación leída del registro de densidad compensado (gr/cc).

i = Número consecutivo de intervalos en la sumatoria -- hasta llegar a n .

En áreas marinas o "costa afuera" el gradiente de sobrecarga esta afectado por el tirante de agua, que es mucho menor -- que el de la roca franca, por lo que la ecuación será:

$$\frac{S}{D} = \frac{0.4335}{H} \left[\rho_w H_w + \left(\frac{\sum_{i=1}^n \rho_n}{n} \right) H^1 \right] \dots \quad (I.6)$$

donde:

$$H = H_w + H^1 \dots \quad (I.7)$$

H = Profundidad vertical a partir del nivel del mar -- (Pie)

H_w = Tirante de agua, desde el nivel del mar hasta el lecho marino (Pie)

H^1 = Profundidad vertical a partir del lecho marino -- (Pie)

si tomamos la densidad promedio del agua marina igual a 1.02 -- (gr/cc) entonces:

$$\frac{S}{D} = \frac{I}{H} [0.4422 Hw + 0.4335 \left(\frac{\sum_{i=1}^n P_n}{n} \right) H^1] \dots \quad (I.8)$$

I.2.5. Gradiente de Formación.

- Presión de Formación.- Es aquella presión a la que se encuentran confinados los fluidos dentro de la formación.

- Gradiente de Formación.- Este parámetro puede obtenerse ya sea por medición directa o indirecta. Para este trabajo se utiliza la segunda alternativa que a su vez se determina por la aplicación de varios métodos que son:

- 1) Antes de la perforación.- Del análisis de datos sísmicos y referencia de pozos.
- 2) Durante la perforación.- Interpretando el registro de los parámetros de perforación como:
 - a) El exponente Dc
 - b) Sig malog
- 3) Después de la perforación.- De la evaluación de los registros tomados al final de una cierta fase de perforación.

I.2.6.- Gradiente de Fractura.

- Presión de Fractura.- Es aquella a la cual la roca -

cede al menor esfuerzo encontrado en el subsuelo.

- Gradiente de Fractura.- Una vez calculados los gradientes de presión de sobrecarga y presión de poro, y se cuenta con datos disponibles de la relación de Poisson, se podrá calcular la presión de fractura con la siguiente ecuación:

$$\frac{Pf}{D} = \left[\frac{S}{D} - \frac{P}{D} \right] \frac{\nu}{1 - \nu} + \frac{P}{D} \dots \quad (I.9)$$

donde:

$\frac{Pf}{D}$ = Gradiente de presión de fractura de la formación - (Psi/Pie)

ν = Relación de Poisson = 0.126 (hm)^{0.158} (adimensional).

I.3.- CLASIFICACION Y CARACTERISTICAS FISICAS Y QUIMICAS DE LAS ROCAS CARBONATADAS.

Las rocas carbonatadas se precipitan extensamente en los procesos de reemplazamiento metasomático y de recristalización, por lo que sus características más importantes se mencionarán a continuación:

- A.- Se originan en el interior de las cuencas.
- B.- Dependen de la actividad orgánica.
- C.- Son susceptibles a la modificación post-deposicional.

I.3.1.- Origen de las Rocas Carbonatadas.

Los sedimentos carbonatados se originan en su mayor parte, en el interior de las cuencas, formándose en o muy cerca del punto final de depósito. El mejor ejemplo de los depósitos in-situ de las rocas carbonatadas son los arrecifes orgánicos, que no tienen equivalencia en los otros tipos de rocas sedimentarias.

La mayor parte de las rocas carbonatadas dependen de la actividad orgánica, que se refleja mostrando elementos bióticos - reconocibles en forma de granos, de restos fósiles intactos o - - fragmentos, o como material animal o vegetal en su posición original de crecimiento.

La textura de las rocas carbonatadas de origen inorgánico son muy difíciles de interpretar.

Por su susceptibilidad a las modificaciones post-deposicionales, las rocas carbonatadas constituyen una clase única. Las analogías más cercanas entre los carbonatos y las lutitas y areniscas, terminan al efectuarse el depósito ya que los procesos - diagenéticos crean cambios característicos y complejos en las rocas carbonatadas altamente solubles.

I.3.2.- Clasificación de Rocas Carbonatadas.

Clasificación Descriptiva y Diagenética.

Los dos tipos principales de clasificación de las rocas carbonatadas se caracterizan como descriptivas y diagenéticas.

El propósito principal de la clasificación descriptiva de las rocas carbonatadas, es permitir el agrupamiento de ellas - basándose en rasgos observables de las rocas como son: químico-mineralógicas, biológicas, físicos, texturales u otros que pueden - determinarse objetivamente.

La clasificación Diagenética tiene como objetivo el de comunicar directamente el origen de las rocas.

De acuerdo a lo anterior, la clasificación práctica que satisfaga mejor los requisitos, no puede ser ni puramente genética ni puramente descriptiva. La clasificación más indicada será - la que este basada lo más ampliamente posible en parámetros descriptivos, pero en la cual se mezclan cuidadosamente interpretaciones genéticas.

En la clasificación de las rocas carbonatadas los parámetros fundamentales son la composición y la textura.

Algunos de los elementos de composición más comunmente usados son la mineralogía y la composición expresada de acuerdo con los tipos de granos.

El valor de cualquier sistema de clasificación depende.

directamente de la selección de las propiedades o parámetros usados para establecer las clases. En la composición de las rocas sedimentarias, los parámetros fundamentales son la composición y la textura, y éstos son empleados en la mayor parte de las clasificaciones de todas las rocas carbonatadas.

Los elementos de composición más usados son, la mineralogía, la composición química o la composición expresada de acuerdo con los tipos de granos, tales como oolitas, fósiles y pelotillas. También se utiliza una amplia variedad de rasgos texturales que comunmente se refieren a texturas de depósito, tales como clasificación por tamaños de los granos o clastos, la interpretación de madurez textural o rasgos texturales diagenéticos.

Dunham en 1962 estableció una clasificación de carbonatos que a continuación se enuncia.

| <u>N O M B R E</u> | <u>D E S C R I P C I O N</u> |
|--------------------|--|
| MUDSTONE | Roca con soporte de lodo y menos de 10% de granos. |
| WACKESTONE | Roca con soporte de lodo y más del 10% de granos. |
| PACKSTONE | Roca con soporte de grano con matriz -- lodosa. |
| GRAINSTONE | Roca con soporte de grano sin matriz lo dosa. |
| BOUDSTONE | Carbonatos con signos de haberse apila- do durante el depósito. |

N O M B R E

D E S C R I P C I O N

CARBONATOS CRISTALINOS Que retienen muy poco de su textura deposicional (Dolomía y Caliza Cristalina).

I.3.3. Tipos de Rocas Carbonatadas.

Las rocas carbonatadas están compuestas esencialmente por minerales de carbonatos. La caliza, la dolomita y rocas afines son las más importantes de las rocas sedimentarias carbonatadas y que a continuación se describen.

A.- Calizas.

Composición y Textura.- Se designa como calizas a aquellas rocas en las cuales la porción carbonosa está compuesta principalmente de calcita (CaCO_3).

La composición química de las calizas esta formada principalmente por calcita: con un alto contenido de CaO y CO_2 , formando en algunos casos mas de 95%. Las calizas magnesianas contienen de 1 a 2% de MgO , que indica la presencia del mineral dolomita. El exceso de sílice indica la presencia de muchos detritos o la presencia de pedernal. Si el contenido de mineral alúmina es también alto, la sílice es probablemente un elemento constituido de la materia pizarrosa asociada en las calizas arcillosas.

Las texturas de la caliza son variables e inigualables

por cualquier otro tipo de roca. Algunas texturas son clásticas, mientras que otras son el resultado de acrecencia orgánica, otras se forman por cambios post-posicionales como la recristalización y las diagénesis.

Algunas variedades de caliza son de textura cristalina tosca y otras de textura de grano fino o aún afanítica.

Las rocas carbonatadas son susceptibles a la disolución. Las calizas que se forman mecánicamente muestran las mismas estructuras que las rocas sedimentarias clásticas, observándose perfectamente la estratificación, ordinaria, la cruzada y aún la estratificación graduada.

Pettijhon distinguió dos tipos de calizas:

- Auctótonas: Son calizas formadas in-situ por una acumulación de estructuras orgánicas que no han sido transportadas desde el lugar en que crecieron. Cuando son de extensión restringida, se les denomina calizas biohermales; si son de carácter extendido se les llama bioestromales.

- Alóctonas: Son calizas sin raíces y que están compuestas principalmente por fragmentos orgánicos depositados en conjunto con los rombos de carbonatos u oolitas, que han sido fragmentados, transportados, clasificados y finalmente depositados como acumulaciones fragmentarias de material orgánico desmenuzado pa-

ra formar la caliza bioclástica, teniendo como ejemplo la calcarenita.

Las calizas más comunes son las formadas principalmente por materiales orgánicos. Las calizas se producen por uno o más modos de depositación como son: mecánica, química, orgánica o por reemplazamiento; en mares, lagos, ríos y sobre la tierra. Los depósitos de máxima extensión se encuentran en el fondo del mar a profundidades someras.

Las calizas marinas son abundantes en las series sedimentarias depositadas en ambientes estables; las calizas arcillosas son más características de los ambientes inestables.

B.- Dolomitas.

Composición y Textura.- Están compuestas principalmente por el mineral dolomita, conteniendo calcita. Generalmente son de claro en fracturas frescas, pero toman un color amarilloso al exponerse al aire, debido a la oxidación del hierro ferroso que está contenido en los cristales de dolomita, de pirita, siderita o marcasita. Su composición química es parecida a la caliza excepto que su contenido de magnesio es elevado $\text{Ca Mg} (\text{CO}_3)_2$.

Las dolomías, así como las calizas dolomíticas se presentan interestratificadas con areniscas, limiolitas, argilitas, calizas y diversas evaporitas; varían desde un manto sencillo --

hasta una formación y sus límites están bien definidos.

Los fósiles son poco comunes en la dolomita debido a -- que son pocos los organismos que habitan en las aguas marinas. -- Las dolomitas están presentes en todo sistema geológico y su máxi-- ma distribución corresponde a sistemas del Precámbrico y del Pa-- leozoico Inferior.

La mayoría de las dolomitas se han formado por altera-- ción post-deposicional de las calizas, es decir, por dolomitiza-- ción y algunas se asocian con las evaporitas que son depósitos -- químicos primarios.

Algunos puntos relativos a la formación de dolomitas -- son los siguientes:

- La dolomita se forma secundariamente a lo largo de fa-- llas, juntas, planos de estratificación u otras zonas de debili-- dad o permeabilidad.

- La mayoría de las dolomías estratificadas se deben a la alteración penecontemporánea de los sedimentos de carbonato - de calcio en el fondo del mar o por depositación primaria de la dolomita.

- Las formas inestable del CaCO_3 reacciona más fácil-- mente con las sustancias químicas.

- Algunos mantos de dolomita pueden mostrar cambios graduales verticalmente a caliza, con cierta brusquedad, aunque los contactos laterales sean de carácter gradual, siendo esta dolomita vesicular y porosa.

- El grado de dolomitización esta relacionado con el -- tiempo durante el cual estuvieron descubiertos los sedimentos originales en el fondo marino.

C A P I T U L O I I

INTERPRETACION GEOLOGICA DEL CAMPO KU - MALOOB

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la interpretación geológica realizada al campo KU-MALLOB, localizado en la Sonda de Campeche, aproximadamente a 105 km. al --NW del Carmen, Camp.

La interpretación geológica se realizó básicamente con la información obtenida de los registros geofísicos de pozos, complementada con datos de secciones sísmicas, descripción de muestras de canal y núcleos cortados en el campo.

Los registros geofísicos de pozos utilizados para su interpretación y correlación se mencionan a continuación.

- 1.- Rayos Gamma; curva que permite medir el contenido de arcilla y el material radiactivo existente, apareciendo ésta curva en el carril izquierdo con respecto a la línea representativa del pozo.
- 2.- Resistividad; utilizando el Doble Laterolog (DLL) y el de Introducción (ISFL), permitiendo medir el paso de la corriente a través de la formación. Esta curva se lee en escala logarítmica y aparece en el carril derecho con respecto a la línea representati

va del pozo.

3.- Porosidad y Densidad de la Formación; siendo el Neutrónico Compensado (CNL) y el de Densidad (FDC) ó Litodensidad (LDT). Apareciendo la curva también en el carril derecho con respecto a la línea representativa del pozo.

La correlación se realizó detalladamente con los registros geofísicos mencionados anteriormente, basándose en un modelo de sedimentación propuesto para el campo KU-MALOOB, definiéndose los diversos cuerpos litoestratigráficos que integran toda la columna geológica sedimentaria productora, comprendida desde el - - Eoceno Medio al Jurásico Inferior Oxfordiano.

La correlación efectuada al área, comprendió los aspectos siguientes:

- 1) Estructurales;
- 2) Estratigráficas;
- 3) Sedimentológicas.

II.1. ANTECEDENTES DEL CAMPO KU-MALOOB

El campo KU-MALOOB, el cual en el año de 1978 se localizó aproximadamente a 105 km al N 22°W de Cd. del Carmen, Campeche, resultando productor de aceite y gas en rocas de las forma-

ciones del Paleoceno Inferior y Cretácico Medio e Inferior.

El aceite encontrado en este campo es del tipo negro - de baja relación gas-aceite que va de 16° API a 22° API.

Se tenían perforados 17 pozos (Tabla II-1) con espaciamiento entre ellos de 800m, en un área aproximada de 90 km².

MALOOB-1 fué el primer pozo perforado en el campo de -- MALOOB (9-JUL-78 / 28-MAR-79), llegando a una profundidad total de 3041 mbmr y penetró 155m en la formación Brecha del Paleoceno; ésta área se encuentra localizada en la porción NW del trend estructural AKAL-MALOOB, delimitada por dos fallas inversas F-I y F-II (plano No. 10), con rumbo NW-SE y con buzamiento al SW, las cuales se detectaron por sismología. Los hidrocarburos están almacenados en rocas deformadas por factores estructurales e influenciadas por el efecto de una masa salina de edad Jurásica.

El primer pozo que se perforó en el campo KU, fue el pozo KU-1 (02-SEP-78 / 02-JUN-79), el cual penetró solamente las rocas del Eoceno Medio a 2500 mbmr y fue suspendido por accidente mecánico.

Posteriormente se perforó el pozo HA-1A(01-MAR-80 / -- 27-JUN-80) llegando a una profundidad de 3310 mbmr atravesando -- 200m de la formación Brecha del Paleoceno y casi 400m de formación cretácica. Este pozo se encuentra ubicado en la misma estruc-

PETROLEOS MEXICANOS
ZONA MARINA
DATOS GENERALES POZOS DESFORDADOS
EN EL AREA MALLOOB-KU-HA-FUTZ
TABLA IX-1

| POZO | CARGIATO DEL COCENO | | | | DIRECIA. PAL. | | CRET. SUP. | | CRET. MED. | | CRET. INF. | | FORMACION PRODUCTORA | INTERVALO PRODUCTOR | | PROF. TOTAL | | ULTIMA T.R. | | | |
|--------|---------------------|------|---------|------|---------------|------|------------|------|------------|------|------------|------|----------------------|---------------------|-----------|-------------|------|-------------|------|--------------|---|
| | CIMA | | BASE | | V | D | V | D | V | D | V | D | | V | D | V | D | V | D | V | D |
| | V* | D* | V | D | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 21 | 2322 | 2540 | 2432 | 2667 | 2710 | 2953 | 3015 | 3260 | 3061 | 3300 | 3180 | 3427 | BP-A,B | 2710-2850 | 2953-3102 | 2850 | 3102 | 2630 | 2800 | 7" | |
| 22 | 2405 | | 2510 | | 2781 | | 3090 | | 3120 | | 3250 | | BP-B,C | 2972-3003 | | 3003 | | 2972 | | 7" | |
| 41 | 2284 | 2541 | 2393 | 2600 | 2330 | 2996 | 2925 | 2275 | 2970 | 3133 | 3003 | 3574 | BP-A | 2630-2710 | 2996-3109 | 2710 | 3109 | 2610 | 2970 | 7" 4 1/2" | |
| 42 | 2340 | 2423 | 2445 | 2527 | 2607 | 2706 | 2995 | 3116 | 3042 | 3166 | 3160 | 3292 | BP-C | 2906-2940 | 3021-3057 | 3314 | 3457 | 3297 | 3439 | 7" | |
| 46 | 2500 | 2757 | 2604 | 2071 | 2046 | 3121 | 3155 | 3432 | 3209 | 3477 | 3100 | 3597 | BP-A,B | 2846-2900 | 3121-3256 | 2900 | 3256 | 2836 | 3111 | 7" | |
| 47 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2402 | | 2715 | | 2750 | | 2850 | | FM-K1 | 2750-2909 | | 2909 | | 2750 | | 7" | |
| 67 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2365 | 2537 | 2692 | 2895 | 2727 | 2933 | 2820 | 3044 | BP-A,B | 2408-2507 | 2502-2693 | 2507 | 2694 | 2408 | 2582 | 7" | |
| 07 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2400 | 2608 | 2573 | 2792 | 2600 | 2820 | 2711 | 2937 | FM-K1 | 2692-2902 | 2917-3034 | 2902 | 3034 | 2692 | 2917 | 7" | |
| 1292 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2853 | | 3190 | | 3230 | | 3336 | | BP-B | 3033-3074 | | 3767 | | 3755 | | 7" 9 5/8" | |
| 101 | 3116 | | 3220 | | 3530 | | 3640 | | 3883 | | 3993 | | | SIN PROBAR | | 3033 | | 3109 | | 7" | |
| HA-1A | AUSENTE | | AUSENTE | | 2490 | | 2705 | | 2733 | | 2852 | | | SIN PROBAR | | 3084 | | 2810 | | 7" 9 5/8" | |
| FUTZ-1 | AUSENTE | | AUSENTE | | 3210 | | 3329 | | 3310 | | 3436 | | | SIN PROBAR | | 3402 | | 3097 | | 7" 9 5/8" | |
| 405 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2875 | 3007 | 3100 | 3230 | 3135 | 3274 | 3236 | 3378 | BP-A,B | 2875-2945 | 3007-3078 | 2945 | 3078 | 2845 | 2976 | 7" | |
| 407 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2855 | | 3177 | | 3116 | | 3216 | | BP-C | 2974-3034 | | 4794 | | 3822 | | 7" 4 1/2" | |
| 445 | AUSENTE | | AUSENTE | | 3000 | 3268 | 3244 | 3520 | 3283 | 3550 | 3391 | 4672 | BP-B | 3040-3060 | 3310-3338 | 3767 | 4060 | 3720 | 4012 | 7" | |
| 427 | AUSENTE | | AUSENTE | | 2890 | 3024 | 3115 | 3550 | 3180 | 3323 | 3272 | 3418 | BP-D | 3065-3099 | 3205-3240 | 3230 | 3374 | 3227 | 3372 | 7" | |
| 487 | 2710 | | 2825 | | 2996 | | 3239 | | 3268 | | 3455 | | BP-B | 3069-3099 | | 3953 | | 3928 | | 7" | |

* m d n m

NOTA: LOS UNICOS POZOS QUE LLEGARON A LA FORMACION JURASSICO SUP. TITHONIANO SON: KU- 407 (3290 m) KU- 487 (3918 m).

tura de KU, la cual tiene una forma d6mica, situada en la prolongaci6n NW del trend estructural AKAL-NOHOCH.

El pozo KUTZ-1 se perfor6 alcanzando la profundidad de 3428 mbmr (14-ABR-79 / 01-SEP-79), penetrando 150 m de Brecha del Paleoceno y 50 m de la formaci6n Cret6cica. Este pozo se encuentra localizado en una estructura de forma d6mica, situada en la prolongaci6n NW del trend estructural AKAL-NOHOCH, el cual prolonga hasta el campo KU.

II.2. METODO DE TRABAJO.

Se interpretaron y correlacionaron los registros geofisicos de 17 pozos, complementandose con informaci6n de cimas estratigr6ficas, descripciones litol6gicas de muestras de canal y pruebas de formaci6n.

El pozo KU-1292 por ser uno de los m6s profundos y no estar afectado por fallas geol6gicas, adem6s por presentar la columna geol6gica m6s completa, se le considera como registro base en la correlaci6n. Se seleccionaron 11 marcas de correlaci6n definidas en las curvas de los registros de Rayos Gamma, resistividad, porosidad y densidad de la formaci6n, que abarcan desde la cima del cuerpo carbonatado del Eoceno Medio hasta la cima del Jur6sico Superior Tithoniano, definiendose 8 unidades litoestratigr6ficas.

II.2.1. Secciones Transversales.

Para la interpretación estructural se elaboran 14 secciones transversales estructurales. En forma general están orientadas en 3 direcciones principales: WE, NW-SE y NE-SW, secciones X, y Z respectivamente (Fig. 2-1). Fueron construidas a una escala horizontal 1:10,000 y a una escala vertical de 1:2000 . Las secciones elaboradas se presentan del plano No. 1 al 9.

II.2.2. Planos de Cima del Yacimiento.

Se realizó la configuración del plano de la cima del yacimiento, así como de los diferentes cuerpos que integran la Brecha del Paleoceno (A,B,C,D), Cretácico Superior (E), Cretácico Medio (F) y Cretácico Inferior (G), que se presentan desde el plano No. 10 al 17.

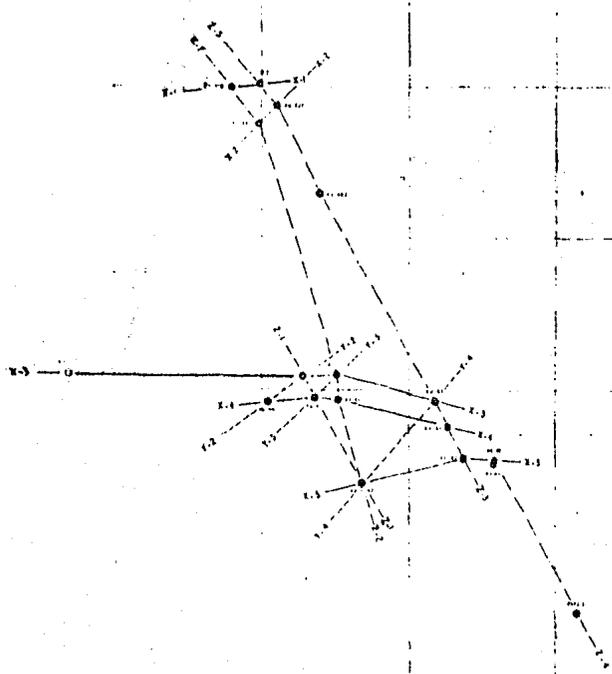
Así mismo se configuraron la cima y la base del cuerpo que se tiene en el Eoceno Medio, denominado Carbonatos del Eoceno, planos 18 y 19.

La definición estructural del yacimiento fue apoyada en secciones sísmicas de reflexión que fueron analizadas y permitieron la detección de fallas geológicas de tipo normal e inverso. Tomando como referencia el registro geofísico del pozo - - - KU-1292, se deduce que las unidades estratigráficas superiores -

CAMPO KU



2,170,000
2,166,000
2,162,000
2,158,000
2,154,000
2,150,000



- LOCALIZACIÓN
- PUNTO PRODUCTOR DE ACEITE
- ★ PUNTO PRODUCTOR DE GAS
- ◆ PUNTO TAPADO INVÁLIDO DE ACERCA SALADA 5/6/00

FIG. 2-1
ESCALA: 1:50,000

500000 500000 500000 500000

A,B,C y D de la formación Brecha del paleoceno tienen mayor porosidad, por lo que se considera tienen mayor capacidad de acumulación. Las unidades E,F y G son menos porosas. Prácticamente todas éstas unidades están presentes en las áreas consideradas, a excepción de la unidad A que no aparece en el pozo KU-87 y en el KUTZ-1. Así también se aprecia un adelgazamiento de las unidades litoestratigráficas hacia la cima del yacimiento.

De la correlación de los registros geofísicos y de las pruebas de formación de los pozos, se determinó que el mayor espesor bruto impregnado de hidrocarburos y el máximo potencial de flujo se encuentra en la cima de la estructura del área de KU y que son los pozos: KU-67A, KU-87, KU-89 y KU-47.

El aspecto sedimentológico se infirió a partir de las descripciones litológicas de muestras de canal y núcleos disponibles, así como de estudios realizados en áreas vecinas y de un modelo de sedimentación propuesto para el área, que consiste en la probable distribución de ambientes de la Plataforma, Borde de Plataforma, Pendiente y Cuenca.

La respuesta de los registros de Rayos Gamma del pozo KU-1292 presenta muchas pequeñas intercalaciones lutíticas que son transicionales. Muestra un incremento en el tamaño de los granos que constituyen la roca hacia la cima del yacimiento. De lo anterior se deduce que el tipo de transporte es de flujo tur-

bidítico progradacional, siendo este tipo de flujo turbulento, generado graduación en la distribución de los elementos que constituyen la roca. Puede considerarse que los depósitos en el área -- KU-MALOOB pertenecen a un sistema de cañón-abanico submarino, el cual está asociado a un ambiente propio de pendiente y cuenca, -- que comúnmente se asocian a bancos calcáreos.

II.3. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS

II.3.1. Area Maloob

La estructura geológica tiene una geometría alargada en dirección NW-SE (plano No. 10) compuesta por dos altos estructura les localizados a una profundidad aproximada de 2900 mbnm. El límite lateral Norte lo constituye una falla geológica de tipo inverso, F-I; de igual manera el límite Sur está delimitado por dos fallas de tipo inverso, F-II y F-III, con un salto aproximado entre 300m y 200m respectivamente, teniendo un posible alcance estratigráfico hasta el Jurásico, que de primera instancia podría considerarse como uno de los límites de acumulación.

Realmente, por datos de presiones se considera la comunicación entre los bloques de MALOOB y KU, a pesar de estar separados 9 km. aproximadamente, y contener estructuras sinclinales y fallas inversas, F-II, F-III y F-IV, y que esta última tiene un salto aproximado de 500m.

Como se observa en la correlación de secciones transversales y planos de cima del yacimiento; los pozos del bloque KU -- son productores del Cretácico Inferior y los pozos del bloque -- MALOOB producen de la formación Brecha del Paleoceno y a pesar de las fallas inversas F-II, F-III y F-IV, la comunicación se debe a que la formación permeable Brecha del Paleoceno que está comprendida entre estas dos áreas, se localiza frente a sus respectivas zonas productoras. Por lo anteriormente expuesto las fallas inversas existentes entre los bloques KU y MALOOB no se consideran como sellos.

El límite Oriental del área de MALOOB esta dado por dos fallas normales, f-1 y f-2 de salto muy pequeño, por lo que podría prolongarse más al Este hasta alcanzar el cambio de facies o sea, pérdida de porosidad y permeabilidad. El límite Occidental puede estar afectado por el relieve estructural y/o contacto entre fluidos.

II.3.2. Area KU-HA.

Tiene una geometría orientada al NW-SE y corresponde -- al alto estructural más importante de toda el área. Se encuentra afectado al Norte por una falla de tipo inverso, F-IV, con un -- salto aproximado de 500m con respecto a la cima del yacimiento, y con un alcance estratigráfico hasta el Jurásico. Hacia el NE -- se encuentra una falla de tipo normal, f-4 con un salto aproximado de 80m respecto a la cima del yacimiento (plano No. 4). Hacia

la parte Este el límite es un tanto incierto y se podría suponer como un cambio de facies, como se observa en el plano No. 10. El límite Sur y Occidental lo constituyen en forma combinada el relieve estructural y el contacto entre fluidos.

Inicialmente se había determinado un contacto agua-aceite a 3530 mbnm, cima de la Brecha del Paleoceno en el pozo KU-101, el cual resultó invadido. Posteriormente, por las pruebas de producción realizadas al pozo KI-1292, se recuperó con cubeta a -- 3175 mbnm agua de formación con una salinidad de 105 000 ppm. Por el resultado del procesamiento de los registros geofísicos del pozo KU-26, recién terminado, se estima un nuevo contacto agua-aceite a 3160 mbnm; lo anterior se confirma por la producción de agua de formación del mismo pozo, con una salinidad de 120,000 ppm.

Es de importancia señalar que durante la perforación -- del pozo KU-407 hubo constantes flujos de agua de formación de alta salinidad que va de 100,000 a 145,000 ppm. a partir del Jurásico Superior Kimmer (3570 mbnm), lo cual se corrobora con la información proporcionada por los registros geofísicos al haber inversión de curvas de resistividad a partir de la misma profundidad. Se realizó una prueba de producción en la cima del Cretácico Inferior a 3200 mbnm, recuperándose aceite asfáltico con agua de formación de 170,000 ppm.

El límite superior de toda el área KU-MALOOB, está - -

constituido por un horizonte denso arcilloso del Paleoceno Inferior con un espesor promedio de 45 m, que actúa como sello a la acumulación. La cima productora se presenta más somera en el área KU-HA, a profundidades que varían de 2400m a 3000 mbnm (plano 10). Así también, como puede observarse en la misma figura, la cima de todo el yacimiento buza suavemente en la dirección NW-SE, mientras que en las direcciones normales el buzamiento es más pronunciado.

Se considera a las rocas Jurásicas como las generadoras de hidrocarburos, por su alto contenido de materia orgánica. Las rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiense, Cretácico Superior, Medio e Inferior y Brecha del Paleoceno Inferior se reconocen como rocas almacenadoras, por sus características de porosidad y permeabilidad. La razón del potencial acumulativo de hidrocarburos en estas rocas se debe a la enorme acumulación de carbonatos detríticos que se fueron agrupando a través de los diferentes periodos de desarrollo del Banco Calcáreo Yucateco, cuya existencia persistió desde el Jurásico hasta el Cenozoico Tardío. Sin embargo, a pesar de la existencia de estos receptáculos, no habrían tenido mayor importancia de no existir las rocas generadoras de hidrocarburos de Jurásico en la parte inferior y a la presencia de la sal en las inmediaciones al escarpe del gran Banco Calcáreo. Las áreas donde se depositó matricial detrítico, posteriormente fueron también los lugares donde se depositarían las rocas sello arcillosas de origen continental. Estas, fueron lodos acarreados en el área por las corrientes fluviales provenientes de las actua

les zonas elevadas de Chiapas y Veracruz, que fueron producto de erosiones y de nudaciones ante el rejuvenecimiento de las tierras del Sur y Occidente al producirse periódicamente los movimientos Orogénicos en Chiapas y en la Sierra Madre del Sur desde fines -- del Cretácico hasta el Mioceno.

II.4. ASPECTOS ESTRATIGRAFICOS Y SEDIMENTOLOGICOS.

La definición estratigráfica de la columna almacenadora se obtuvo en base a la correlación de registros geofísicos de los pozos, identificándose hasta 4 unidades litoestratigráficas para el Paleoceno Inferior (A,B,C,D), caracterizándose como zonas de calizas y dolomías, una para el Cretácico Superior (E) que se considera como un intervalo arcilloso, y el Cretácico Medio e Inferior definiéndose por las unidades (F) y (G) respectivamente considerándose como zonas dolomíticas.

En toda el área, fué posible identificar estas unidades litoestratigráficas, aunque en el caso del pozo HA-1A, el espesor del cuerpo A se adelgaza considerablemente, causando variaciones de espesores tanto para el área KU-11A como para la de MALOOB. En el pozo KU-87 no fue posible identificar éste cuerpo debido a -- que esta cortado por una falla geológica f-5, como se observa en la sección x-5, ilustrada en el plano No. 4.

De acuerdo a las descripciones litológicas de muestras de canal y núcleos disponibles, se pudo establecer la litología

correspondiente a cada unidad litoestratigráfica, como se muestra a continuación:

BRECHA DEL PALEOCENO

Unidades A y B.- Brecha dolomítica, de aspecto sacaroides y constituida por fragmentos de mudstone, wackstone, packstone y grainstone de interaclastos de aspecto cretoso. Coloración que gradúa de gris a café claro por impregnación de hidrocarburos. Presenta porosidad secundaria en fracturas y trazas de bentonita.

Unidad C.- Dolomía de microcristalina a cristalina, con fragmentos de mudstone, packstone y grainstone dolomítico de intraclastos de aspectos microbrechoide, con tonalidades que varían de gris a café por impregnación de aceite. Trazas de bentonita.

Unidad D.- Dolomía de microcristalina fina a media, compacta; trazas de mudstone a grainstone de intraclastos y bioclastos. Fragmentos de brecha con partes subangulosas y subredondeadas; trazas de bentonita verde y huellas de pedernal.

CRETACICO SUPERIOR

Unidad E.- Mudstone arcilloso obscuro, en partes dolomitizado, compacto y con intercalaciones de lutita bentonítica y huellas de pedernal. Se presentan trazas de mudstone y wackstone de intra-clastos.

CRETACICO MEDIO

Unidad F.- Dolomía microcristalina y cristalina de aspecto sacaroide dura y compacta, con cavernas de disolución; trazas de dolomía porosa y fracturada. Presenta fragmentos de mudstone y grainstone de intraclastos, así como huellas de pedernal y lutita bentonítica. La coloración cambia de gris a café oscuro por impregnación de aceite.

CRETACICO INFERIOR

Unidad G.- El área de MALOOB está constituida por mudstone dolomítico compacto, fragmentos de dolomía sacaroide con fragmentos de wackstone dolomítico y mudstone-wackstone de litoclastos; ligeramente arcilloso, duro y compacto y en partes cretoso.

Hacia el área KU-HA la litología esta repre--

sentada por una dolomita microcristalina a cristalina fina a media, porosa, con microfracturas selladas con dolomita, de aspecto sacaroidal y en partes granular; trazas de pedernal y lutita negra, así como fragmentos de packstone de litoclastos.

La tabla II-2 nos muestra la descripción de las características físicas que presentaron las muestras de canal y núcleos obtenidos de algunos pozos que constituyen el campo KU-MALOOB.

En la tabla II-3 se muestran los datos de dicho campo.

RELACION DE NUCLEOS CORTADOS EN EL AREA KU-MALLOB

T A B L A II-2

| POZO | NUCLEO | INTERVALO mbr | REC m | TIPO ϕ | ECHADO | OBSERVACIONES | DESCRIPCION |
|------|--------|------------------|----------------|---|--------------------|--|--|
| 46 | 1 | 2838-2847 | 1.15 (12%) | Primaria Inter cristalina | No se ob serva | 1. No tiene sabor salado 2. Olor a hcs al romper muestra 3. Ligera exulación de - aceite. | Calcarenita crema y café por im pregnación de aceite. Bioclas-- los criptocristalinos compacto. |
| 407 | 1 | 3491-3500 | 8.00 (89%) | Primaria Inter cristalina. Secundaria en fracturas. | No se ob serva. | 1. No tiene sabor salado 2. Olor a gas al romper la muestra. | Mudstone-Wackstone ligeramente dolomítico de color café oscuro de aspecto laminar y compacto - con esporádicas fracturas. |
| | 2 | 3600-3605 | 2.00 (40%) | Primaria Inter cristalina. Secundaria en fracturas y ca vernas. | No se ob serva | 1. No tiene sabor salado 2. Olor a hcs al romper muestra. 3. Se recupero en condi- ciones regulares. | Dolomía microcristalina compac- ta de color crema a café oscuro por impregnación de aceite. - - Fracturas rellenas de aceite. |
| 445 | 1 | 3663-3670 | 0.60 (8.5%) | Primaria Inter cristalina. Secundaria en fracturas y ca vernas | No se ob serva. | 1. No tiene sabor salado 2. Olor a hcs. al romper muestra. | Dolomía gris clara a café claro microcristalina de textura sac- caroide de granulometría media a gruesa dura y compacta. |
| 445 | 2 | 3670-3679 | 1.00 (11%) | Primaria Inter cristalina. Secundaria en fracturas | 10°-20° | 1. No tiene sabor salado 2. Olor a hcs. al romper muestra. | Dolomía gris obscuro microcris- talina a criptocristalina, saca- roide con granulometría fina a media e intercalaciones de hori- zontes de 5 cm de Mudstone-Wa- ckstone dolomitizado de color - café a crema criptocristalino y calcita blanca traslucida, pe- dernal biógeno. |

| POZO | NUCLEO | INTERVALO mbar | REC m | TIPO Ø | ECHADO | OBSERVACIONES | DESCRIPCION |
|------|--------|-------------------|----------------|--|--------------------|---|--|
| 487 | 1 | 3241-3248 | 0.60 (8.5%) | Primaria Inter cristalina Secundaria en fracturas. | No se ob serva. | <ol style="list-style-type: none"> 1. No presenta sabor salado. 2. Olor a hes. al rom por muestra. 3. Recuperados en -- fragmentos de 3cm. | Brecha de fragmentos subangulo- sos y subredondeados con dolo- mia cristalina fina, de color - café a verdoso crema claro y ca fé oscuro; dura y compacta con impregnación de aceite. |
| | 2 | 3500-3509 | 2.00 (22%) | Primaria Inter cristalina Secundaria en microcavernas y fracturas. | No se ob serva. | <ol style="list-style-type: none"> 1. No presenta sabor salado. 2. Olor a hes. al rom por muestra. 3. El núcleo está muy fragmentado. | Dolomía cristalina y microcrista lina café claro a café crema, du ra y compacta con impregnación - de aceite residual en la parte - inferior. |
| | 3 | 3800-3809 | 1.50 (16.6) | Primaria Inter cristalina. | No se ob serva. | <ol style="list-style-type: none"> 1. No tiene sabor salado 2. Presenta impregnación de aceite. | Dolomía gris claro y café claro por impregnación de aceite. |
| | 4 | 3979-3986 | 2.26 (32%) | Nula | 15° | <ol style="list-style-type: none"> 1. No presenta sabor salado. 2. Olor a hes. al romper muestra. 3. Olor a gas sin romper la muestra. | Mudstone gris oscuro a negro du- ro y compacto con fracturas se- lladas por calcita blanco de as pecto fibroso. |

DATOS Y CARACTERISTICAS DEL CAMPO KU-MALOOB

T A B L A II-3

| CAMPO | KU | MALOOB |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| FORMACIONES PRODUCTORAS | BRECHA PALEOCENO Y CRETACICO. | BRECHA PALEOCENO |
| POROSIDAD MEDIA | 7-8% | 5% |
| PERMEABILIDAD MEDIA | 3000 md | 300 md |
| PROFUNDIDAD CIMA DE YAC. | 2350 - 3400 mbrm | 2350 - 3400 mbrm |
| AREA TOTAL APROXIMADA | 55.8 km ² | 35 km ² |
| CONTACTO AGUA ACEITE | 3160 mbrm | 3160 mbrm |
| SALINIDAD DE AGUA PROMEDIO | 115,000 ppm | 115,000 ppm |
| PRESION DE SATURACION | 138 kg/cm ² | 138 kg/cm ² |
| PRESION ORIGINAL DEL CAMPO | 320 kg/cm ² | 320 kg/cm ² |
| PRESION ACTUAL DEL CAMPO | 258 kg/cm ² | 258 kg/cm ² |
| PROFUNDIDAD OPTIMA DE EXPLOTACION | 2800 m.v.b.m.r. | 3000 m.v.b.m.r. |
| PRODUCCION PROMEDIO DEL POZO | 3415 m ³ /día | |
| PRESION PROMEDIO EN T.P. | 34 kg/cm ² | 25 kg/cm ² |
| RELACION GAS-ACEITE | 80 m ³ /m ³ | 50 m ³ /m ³ |
| DENSIDAD DE ACEITE | 21° API | 15° API |

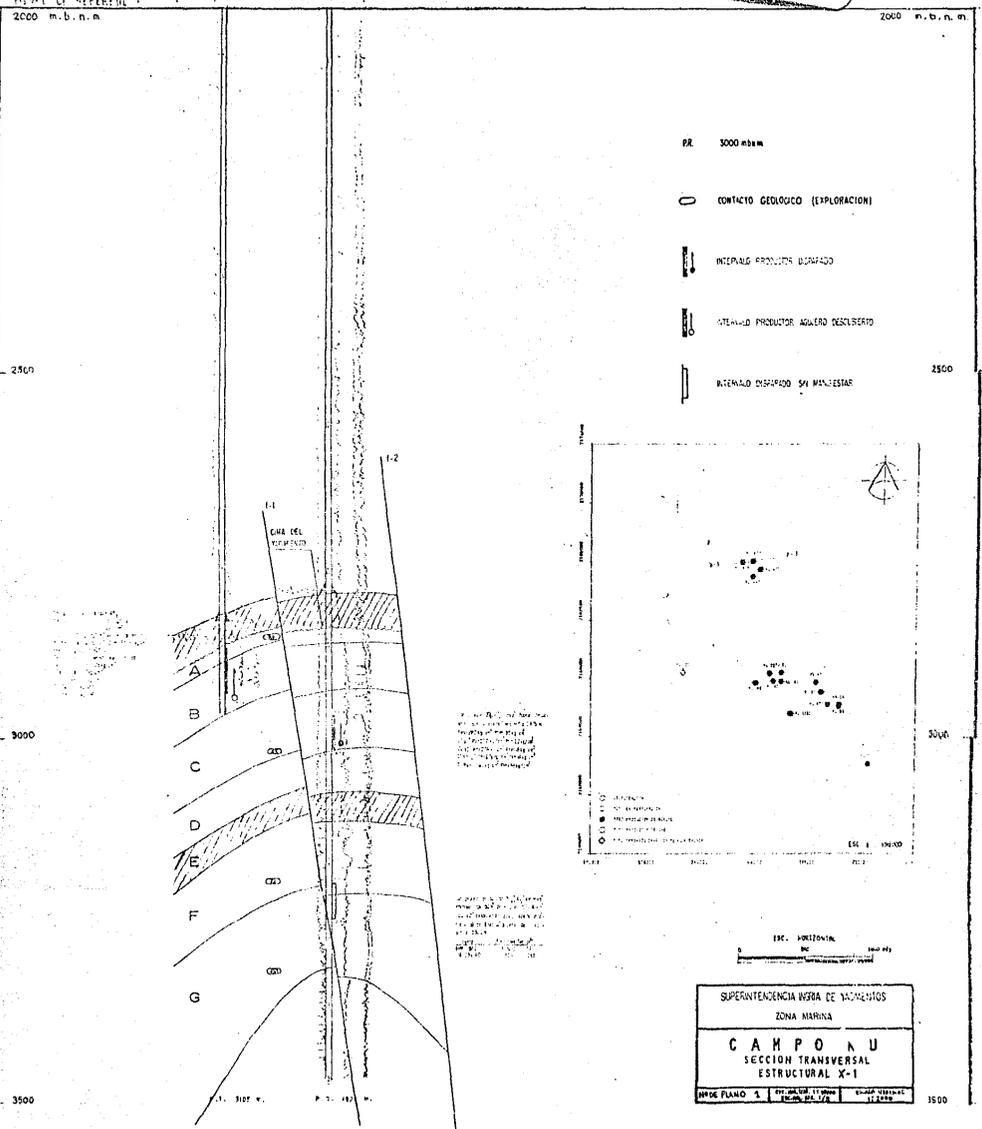
Fallas de origen

d
K0 400

C
K0 411

Fig. 1-1 DE REFERENCIA
2000 m. b. n. m.

2000 m. b. n. m.



PR. 3000 m. b. n. m.

CONTACTO GEOLOGICO (EXPLORACION)

INTERVALO PRODUCTOR BORRADO

INTERVALO PRODUCTOR AGUERO DESLIZADO

INTERVALO DESARROLLADO SIN MANEJOS

2500

2500

3000

3000

3500

3500

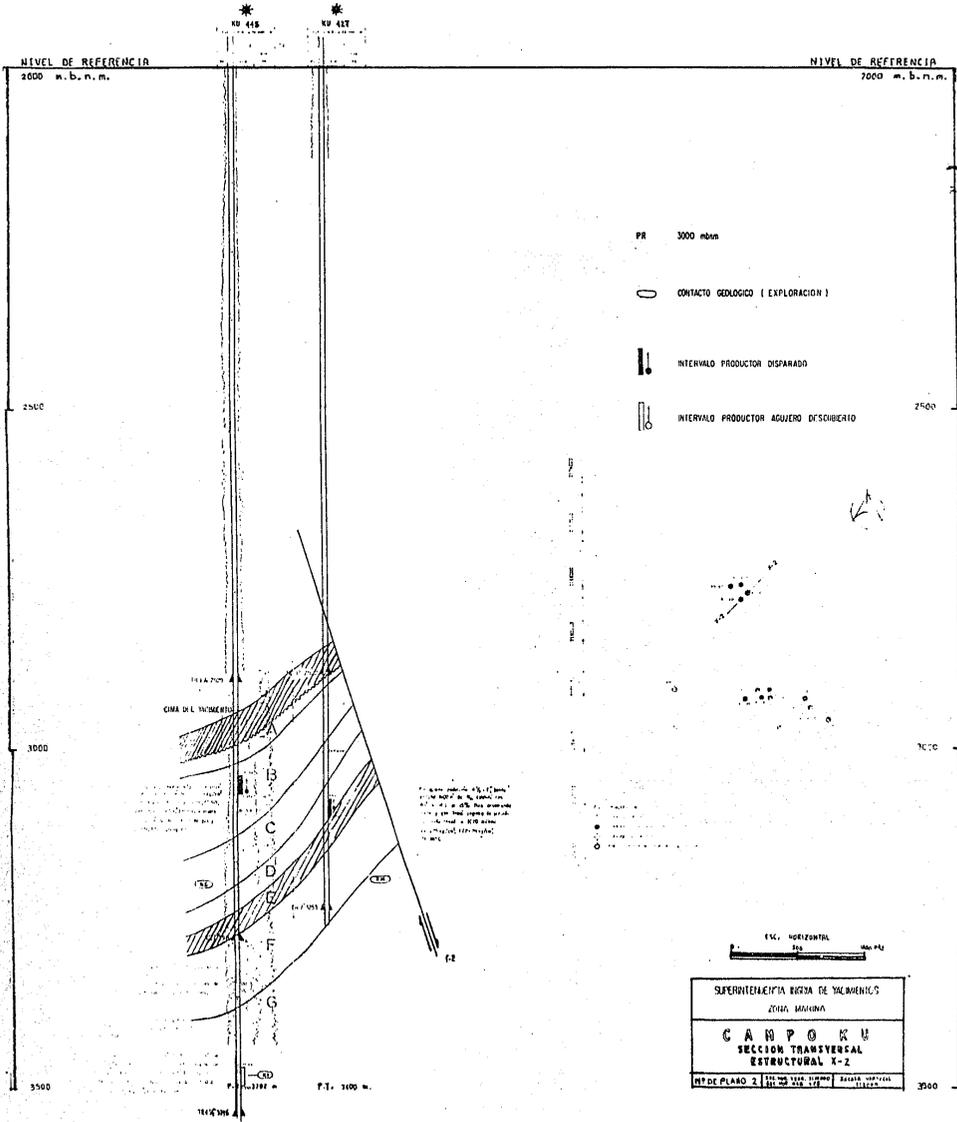
1:1 3100 m. P. 1:1 3100 m.

ESC. HORIZONTAL
1:1000

SUPERINTENDENCIA MARINA DE YACIMIENTOS
ZONA MARINA
CAMPO N U
SECCION TRANSVERSAL
ESTRUCTURAL X-1
HORIZ. PLANO 1 | ESE DEL N. 10° W. | ESCALA 1:1000
Escala 1:1000

1500

Fallas de origen

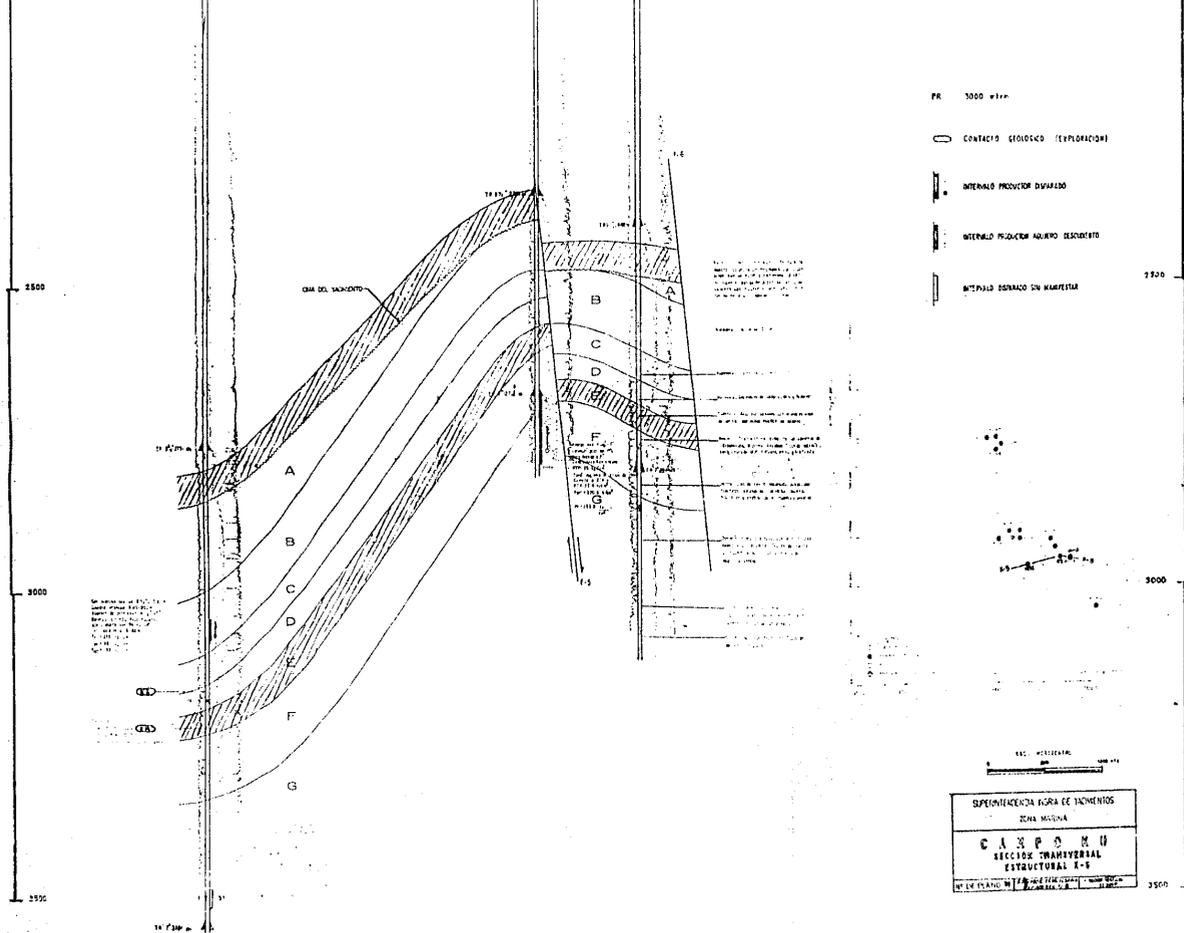


K2-1031

K2-1031

K2-1031

NIVEL DE REFERENCIA
2000 m. s. n. m.



- PR 1000 m
- CONTACTO GEOLOGICO (EXPLORACION)
- INTERVALO PRODUCTOR DIVIDIDO
- INTERVALO PRODUCTOR AGUERO DESCUBIERTO
- INTERVALO DESTAZADO SIN MAMPOSTA

EXC. TELEGRAMA

SUPERINTENDENCIA EJEC. DE YACIMIENTOS
ZONA MARAÑA

CAMPOMU
SECCION TRANSVERSAL
ESTRUCTURAL X-5

3500

EU-46

EU-47

EU-48

EU-49

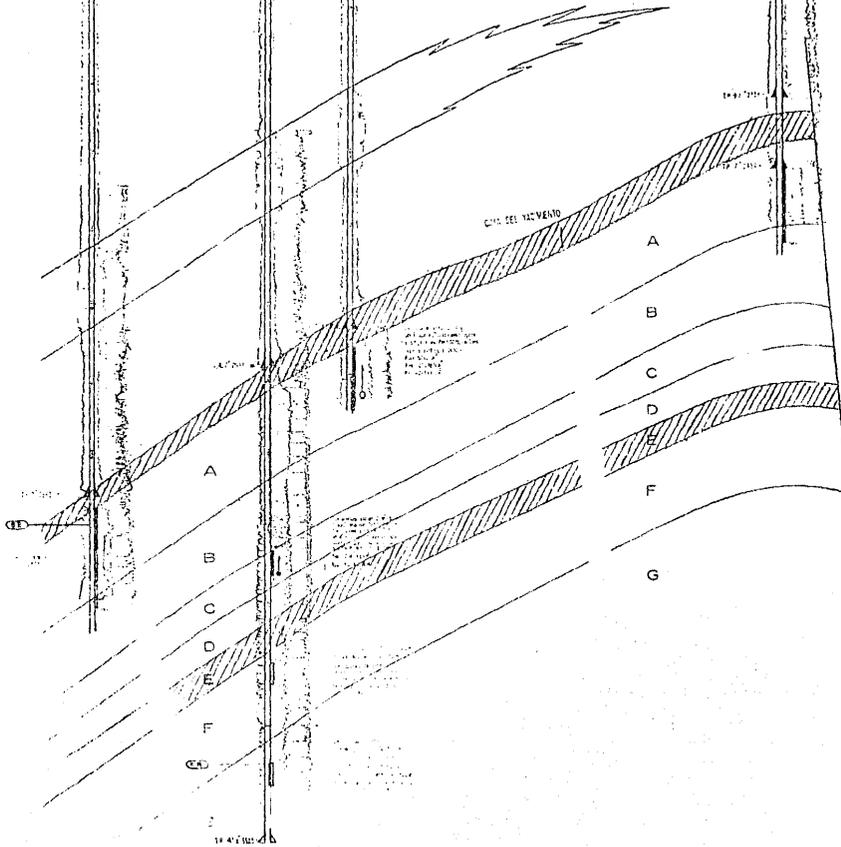
NIVEL DE REFERENCIA

1000 m. D. N. M.

2500

3000

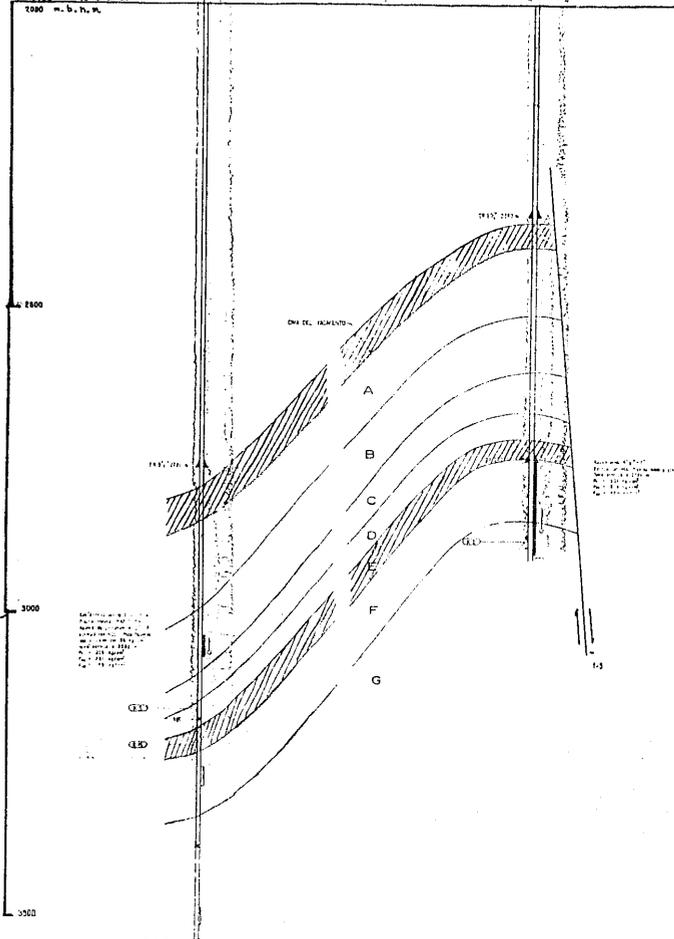
3500



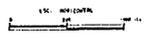
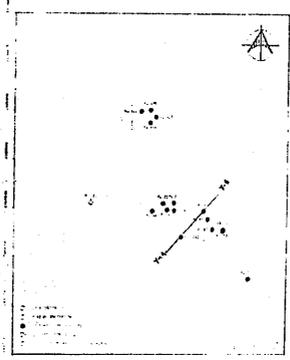
80-4331

80-43

NIVEL DE REFERENCIA
1000 m. s. n. m.



- PR 3000-10m
- CONCRETO GEOLÓGICO (Estratificación)
- INTERVALO PRODUCCIÓN ESPESAS
- INTERVALO PRODUCCIÓN TALLAS DESGASTADAS
- INTERVALO CANTONADO EN VALLEJETA



REPRESENTACIÓN ALFA DE YACIMIENTOS
CINCA VASCA
C R H P O Y U
REGION TRANSVERSAL
ESTRUCTURAL T-4

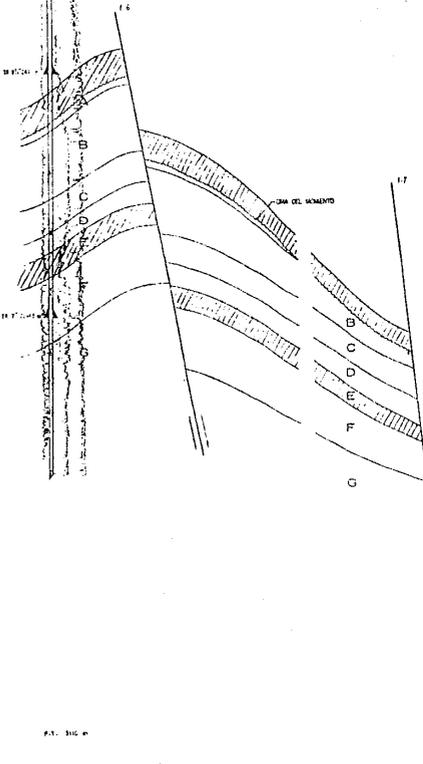
NIVEL DE REFERENCIA
1000 M. S. N. M.

2100

3000

3500

SECCION A-A
SECCION B-B
SECCION C-C
SECCION D-D
SECCION E-E
SECCION F-F
SECCION G-G



1: 3000 m/ra

CONCRETO REJESADO (RE-STRADON)

MATERIAL PRODUCTO CEMENTADO

MATERIAL PRODUCTO AGUERO DESDEBADO

MATERIAL DIFERENTE SIN MANTENIMIENTO

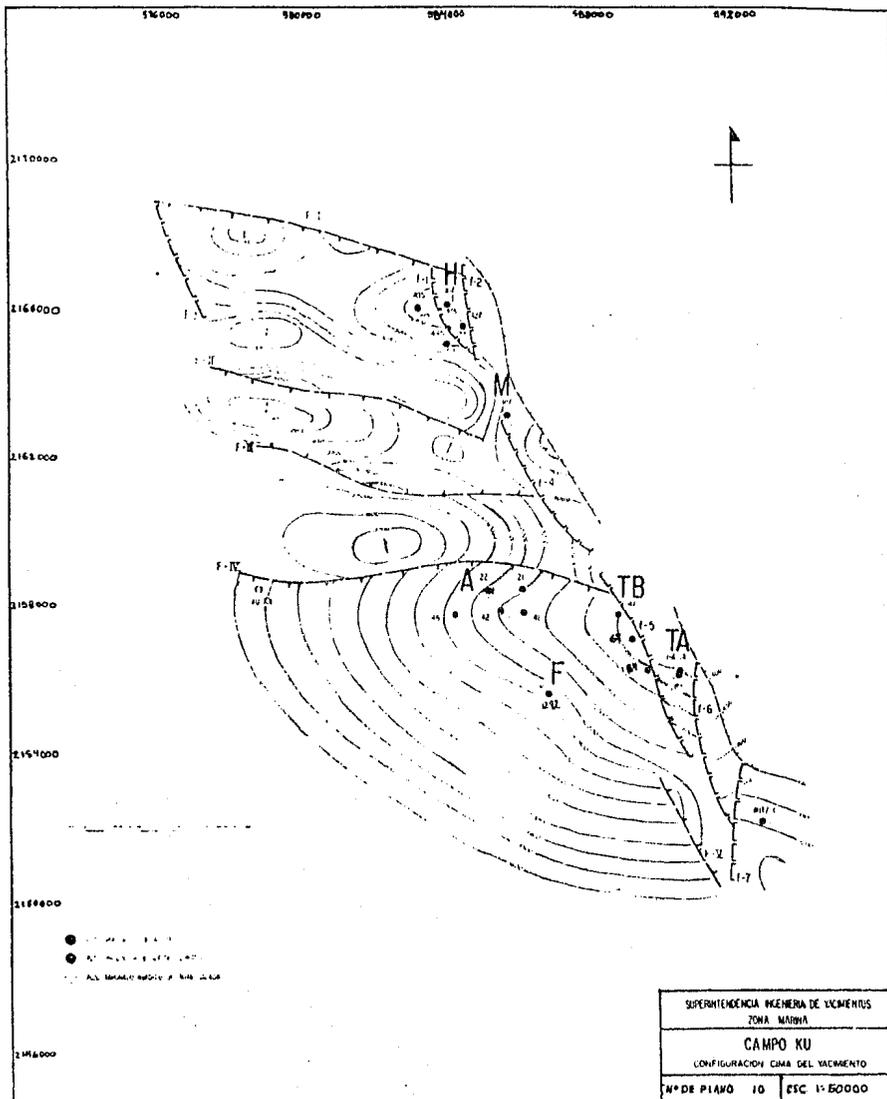
2500

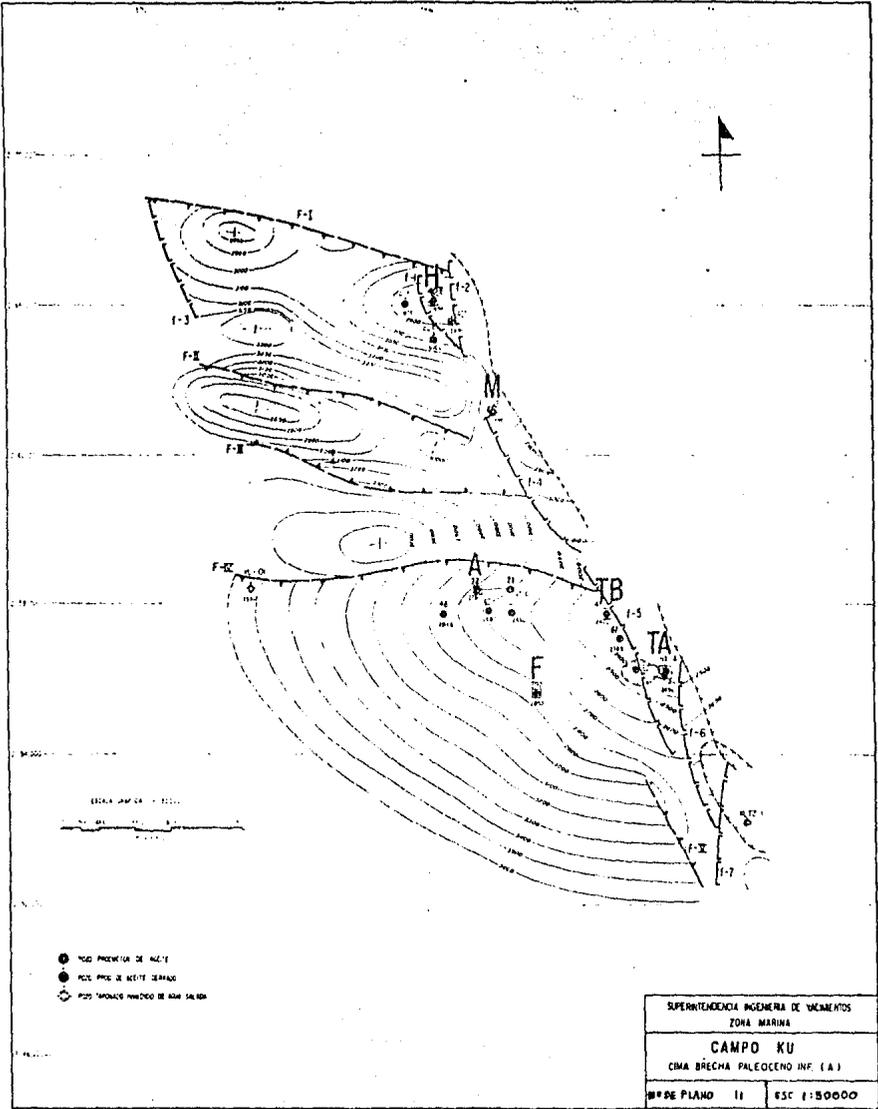
3500

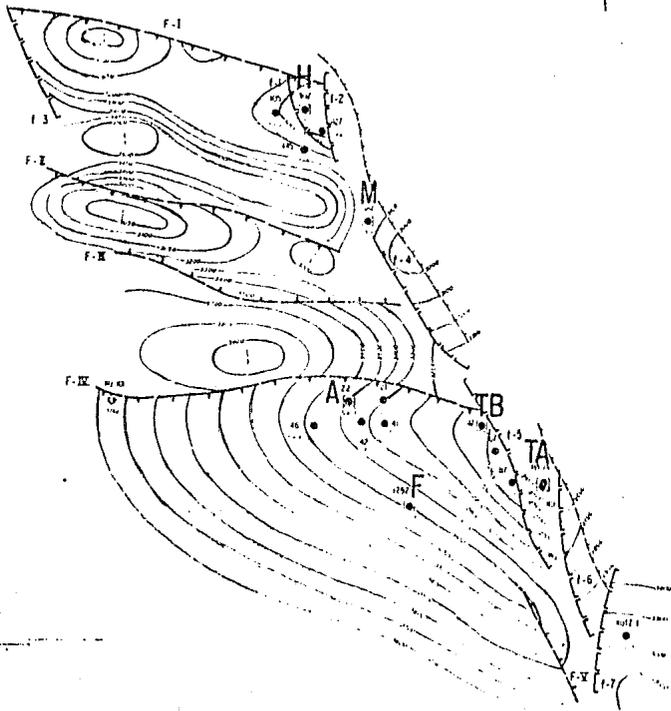
SUPERINTENDENTE DE OBRAS
CAMPORU
SECCION TRANSVERSAL
ESTRUCTURAL 2-A

ENCUADRE DE...
Escala: 1:3000

3600

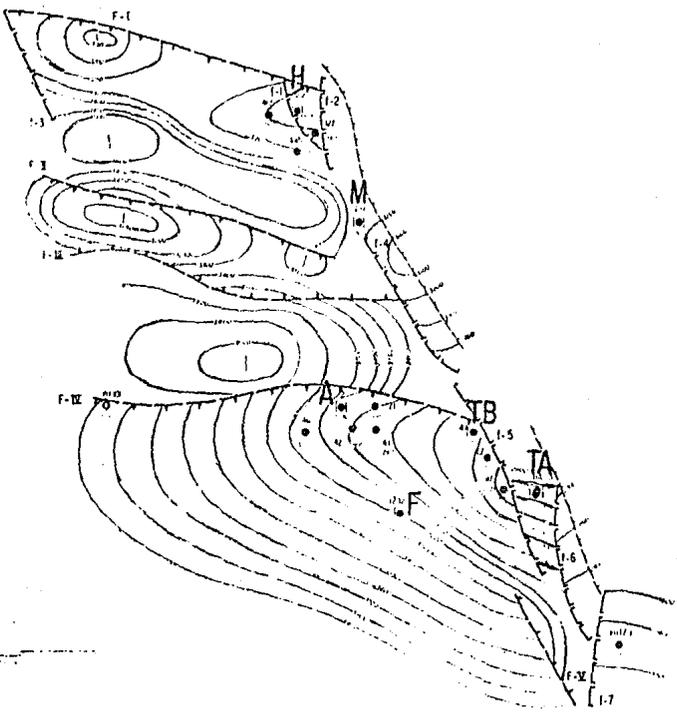






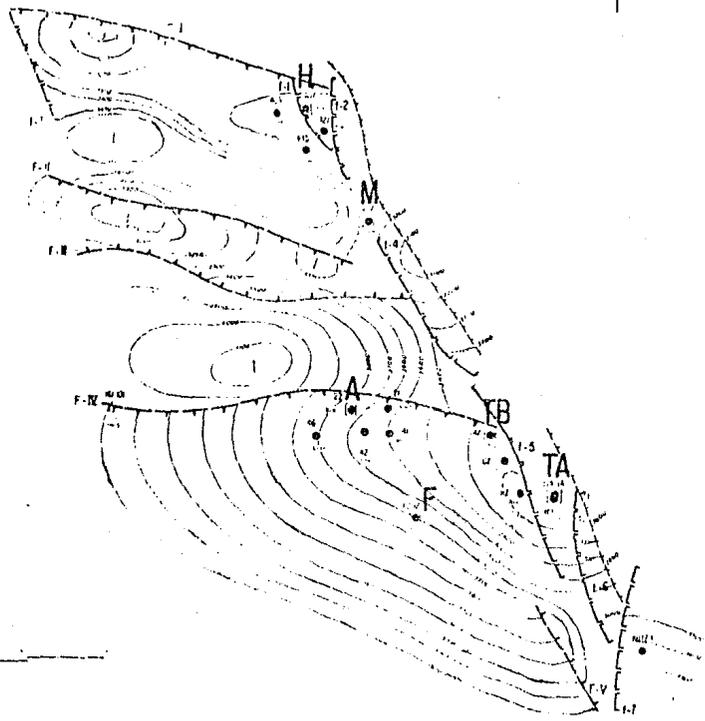
- PUNTO DE MUESTRA DE PETRÓLEO
- PUNTO DE MUESTRA DE SALINIDAD
- PUNTO DE MUESTRA DE AGUA CALDA

| | |
|--|--------------|
| SUPERINTENDENCIA INGENIERIA DE YACIMIENTOS | |
| ZONA MARINA | |
| CAMPO KU | |
| CAMA BRECHA PALEOCENO INF. (C) | |
| MAPA PLANO F3 | ESC. 1:50000 |



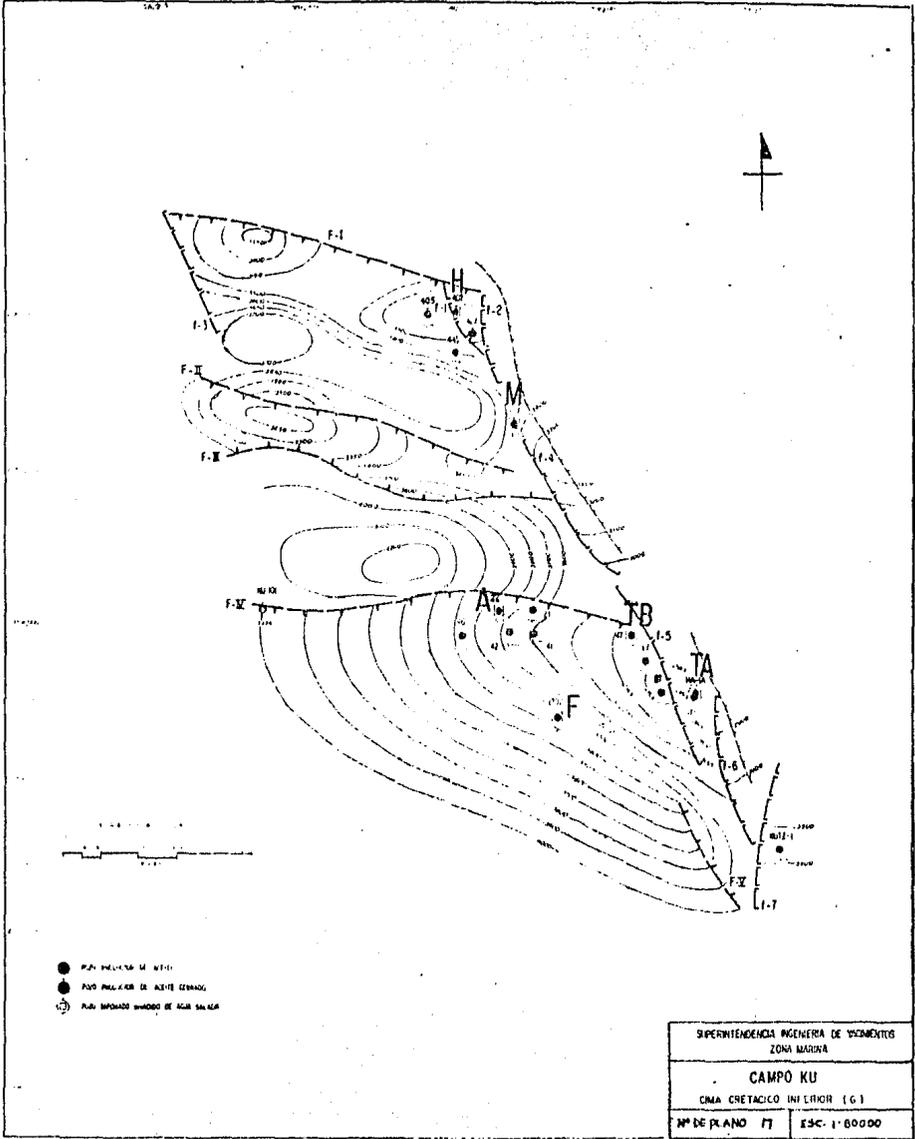
- PUNTO PRECEDENTE DE MIDE
- PUNTO PRECEDENTE DE MIDE EN CERRAMIENTO
- PUNTO ESTACIONADO ANTES DE SER SANEADO

| | |
|---|----------------|
| SUPERINTENDENCIA INGENIERIA DE DISEÑOS ZONA MARITIMA | |
| CAMPO KU | |
| CMA CRETAJICO SUPERIOR (E.E.) | |
| Nº DE PLANO 15 | ESCALA 1:50000 |

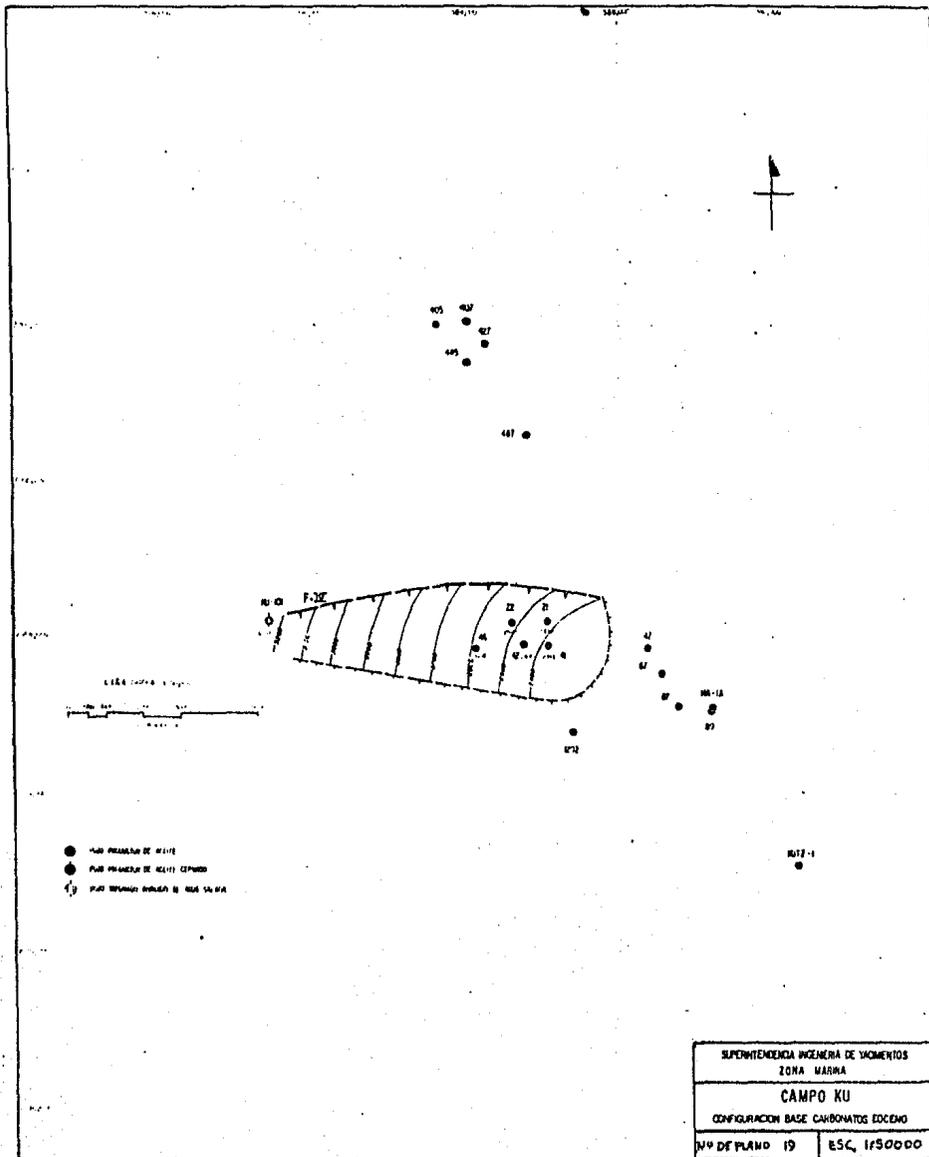


- PUNTO MEDIO
- PUNTO DE ALTO
- PUNTO MEDIO DE LA TALA

| | |
|--|-------------|
| SUPERINTENDENCIA INGENIERIA DE TIERRAS | |
| ZONA MAJUA | |
| CAMPO KU | |
| CINA CHE FACIO MEDIO (F I) | |
| NO DE PLANO 16 | ESC 1:80003 |



| | |
|--|--------------|
| SUPERINTENDENCIA INGENIERIA DE DISEÑOS | |
| ZONA MAQUINA | |
| CAMPO KU | |
| CIMA CRETACICO INTERIOR (G.1) | |
| Nº DE PLANO 17 | ESC. 1:60000 |



C A P I T U L O I I I

PROBLEMAS QUE PRESENTA LA COLUMNA GEOLOGICA DURANTE SU PERFORACION

III.1. DESCRIPCION ESTRATIGRAFICA DE LA COLUMNA GEOLOGICA.

En el campo KU-MALOOB de la Sonda de Campeche, la columna geológica típica se presenta en la Fig. 3-1 y a continuación se comenta su estratigrafía.

Del Reciente al Plioceno son sedimentos terrígenos, lutitas y arenas, depositados en mar abierto de poca profundidad y que no muestran efectos de tectonismos.

Mioceno-Oligoceno.- Está representada por sedimentos terrígenos, lutitas y arenas de ambiente batial.

Eoceno Superior, Medio e Inferior.- Sobre las rocas del paleoceno descansa un cuerpo de sedimentos terrígenos. Se presentan secuencias de lutitas bentoníticas y en ocasiones brechas con impregnación de hidrocarburos, registrándose durante el Eoceno Medio.

Paleoceno Superior.- Está representado por sedimentos terrígenos, con lutitas con intercalaciones de calizas.

Paleoceno Inferior o Brecha del Paleoceno.- Es la forma

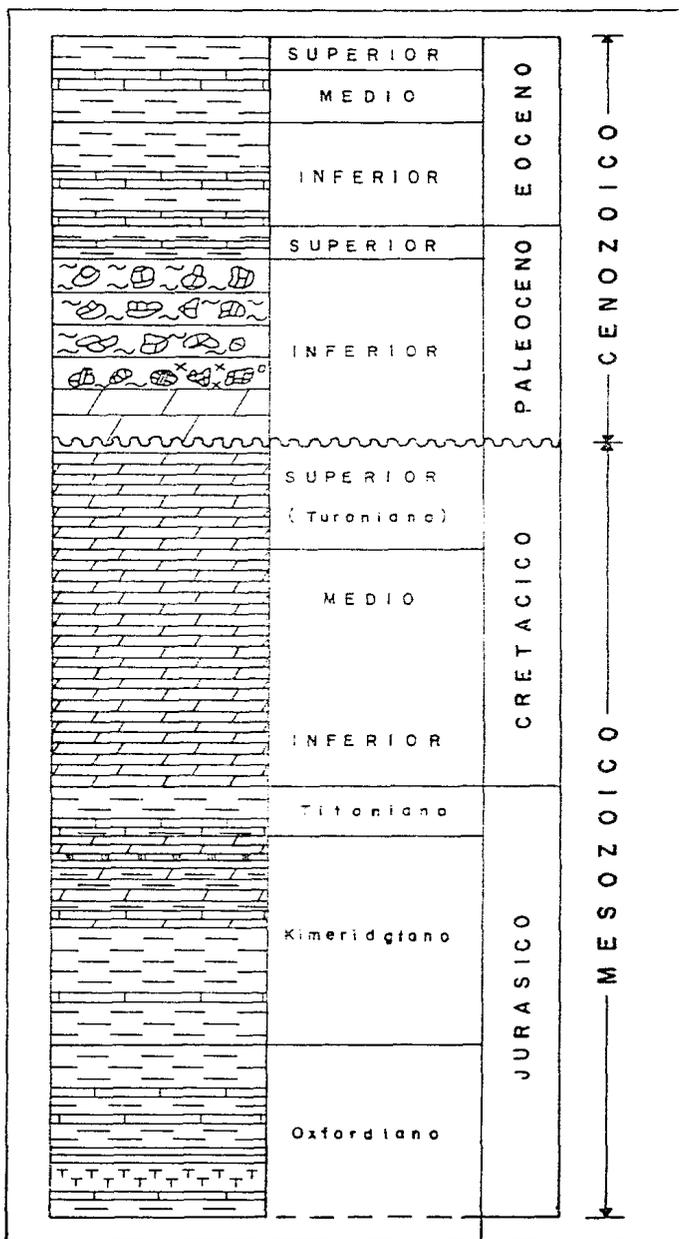


Fig. 3-1 Columna geológica estratigráfica del campo Ku-Malob.

ción de mayor productividad. Su litología consiste principalmente de una brecha dolomitizada, constituida por fragmentos de caliza dolomitizada que proviene de depósitos del paleoceno temprano de aguas someras y en menor porcentaje de fragmentos de calizas de plataforma del Cretácico Medio y Superior. La porosidad llega a tener valores de 20%, así como un alto grado de porosidad secundaria, ya sea de fracturamiento o de cavernas por disolución.

Cretácico Superior, Medio e Inferior.- Separado frecuentemente de la Brecha del Paleoceno por un intervalo arcilloso. -- Aquí es frecuente la dolomitización que se tiene en los carbonatos debido a los clastos calcáreos y soluciones de magnesio. Las condiciones sedimentológicas del Cretácico continúan hasta la base del Paleoceno. La porosidad primaria es generalmente pobre estando en un rango de 1% a 5%. Es frecuente encontrar fracturamiento en los intervalos dolomitizados. La producción está asociada principalmente a la presencia de fracturas.

Jurásico Tithoniano.- En el se localizan depósitos de arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

Jurásico Kimmeridgiano.- Aquí se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos, de ambientes someros que propician condiciones favorables para generar el magnesio de las dolomitas, que se tienen en esta secuencia sedimentaria.

Jurásico Oxfordiano.- Constituido por lutitas con intercalaciones de calizas y areniscas.

La porción arcillosa del Jurásico ha sido considerada como la roca generadora de hidrocarburos.

III.2.- TIPO DE FORMACIONES PERFORADAS.

III.2.1. Formaciones no Consolidadas.

De este tipo de formaciones se tienen las gravas sueltas algunos tipos de caliza y arenas comunicadas, que se localizan a profundidades someras; se caracterizan por presentar una pérdida rápida y porque su espacio intergradual es mayor que las partículas que contengan el fluido de perforación.

III.2.2. Formaciones con Fracturas Naturales.

Estas fracturas son inherentes a la formación y se encuentran en cualquier tipo de roca o en los contactos de éstas.

En este tipo de fracturas basta solamente que la presión hidrostática sea ligeramente mayor que la presión de formación para que se presente una pérdida de circulación. El fluido de perforación penetra estas fracturas permitiendo que la presión actúe en dirección perpendicular a sus planos, aumentando las de tamaño.

III.2.3. Formaciones con Fracturas Inducidas.

Estas fracturas se producen por una excesiva presión -- del fluido de perforación sobre la formación, por lo que la principal recomendación para evitar este tipo de problemas es mantener la presión de fluido de perforación al valor mínimo. Las fracturas sellan con el tiempo, pudiendo ser relativamente corto.

III.2.4. Formaciones Cavernosas.

Las cavernas varían desde el tamaño de un alfiler hasta el de un túnel, aquí el tipo de pérdida esta asociada usualmente con las calizas arrecifales y dolomíticas, debido a fenómenos de disolución de las mismas.

III.3. PRINCIPALES ANOMALIAS DURANTE SU PERFORACION.

Durante la perforación se presentan problemas, como -- son pérdidas de circulación y presiones anormales, lo cual sucede con mayor frecuencia en la Brecha del Paleoceno, por lo que es necesario conocer la columna geológica para evitar los costos ocasionados por los problemas, materiales, tiempo de equipo y pozos pérdidos.

III.3.1. Pérdida de Circulación.

Se ha estimado que el 50% de todas las pérdidas de circulación, pueden evitarse operando correctamente y empleando el fluido de perforación con las características adecuadas.

En algunos casos, la presión de poro determinará la presión hidrostática requerida para limitar el flujo de fluidos hacia la formación.

En el campo KU-MALOOB, la Brecha del Paleoceno se ha visto que durante la perforación llega a límites muy difíciles de controlar.

En base a los datos de los registros que son tomados normalmente Densidad.-Neutrón (Porosidad), Doble Laterolog (Resistividad) y en la información de perforación de acuerdo con el comportamiento del pozo, se determinaron los siguientes puntos, los cuales son la base de cualquier tratamiento por aplicar:

- 1.- Localización de la zona de pérdida
- 2.- Identificación del tipo de pérdida.
 - a) Parcial
 - b) Total
- 3.- Selección del tratamiento de control
 - a) Material o técnica

- b) Volúmenes
- c) Caudales de bombeo
- d) Lugar

4.- Aplicación del tratamiento

- a) Diseño operativo.

La primera herramienta que se tiene disponible es la experiencia de los tratamientos efectuados en los pozos vecinos, un estudio de la forma como se han desarrollado y aplicado dichas -- operaciones, dá una respuesta inmediata al procedimiento actual - de perforación de los pozos del campo KU-MALOOB.

Para controlar la pérdida de circulación, se recurre a la utilización de uno de los métodos tradicionales, el cual con-- siste en el bombeo de tapones compuestos por mezclas de Diesel - Bentonita seguida por cemento.

El tapón Diesel-Bentonita se utiliza con regularidad - debido a las ventajas que a continuación se mencionan:

- 1).- Bajo costo;
- 2).- Se utilizan materiales que siempre están disponibles en los equipos.

III.3.1.1.- Tipos de Pérdida de Circulación.

Las pérdidas de circulación se pueden clasificar en --

2 tipos:

A).- Pérdidas Mecánicas o Inducidas.

Son originadas por la técnica de perforación empleada y ocurren en cualquier tipo de formación cuando la presión del fluido de perforación es mayor a la presión de formación. Este tipo de pérdidas de circulación ocurre con mayor frecuencias en lutitas arenosas y es generalmente instantánea y total.

B).- Pérdidas Naturales o Intrínsecas.

Son las que se originan por las condiciones inherentes a la formación, y que son las siguientes:

- 1.- Pérdidas Naturales en Fracturas: En este caso la pérdida de circulación es lenta y parcial, pero cuando quedan expuestas más fracturas al continuar la perforación, la pérdida puede ser total.
- 2.- Pérdidas Naturales en Formaciones Permeables: Ocurren con frecuencia en gravas superficiales no consolidadas. La pérdida de circulación es parcial, pero puede ser total si se continua la perforación.
- 3.- Pérdidas Naturales en Cavernas: Aparecen generalmente en calizas. La pérdida de circulación es total e instantánea. Algunas cavernas se llenan con

volumenes relativamente pequeños de lodo de perforación y en ese caso se restablece la circulación normal.

Las zonas de pérdida de lodo, o fracturas abiertas, se pueden localizar mediante registros de temperatura tomados en el pozo pocas horas después de terminada la circulación.

Debido a que la circulación de lodo tiende a producir un enfriamiento de la formación, las zonas de pérdida se manifiestan por una desviación del gradiente geotérmico normal, ver Fig. 3-2.

Otra alternativa consiste en desplazar cierta cantidad de barriles de fluido de perforación y tomar inmediatamente un segundo registro de temperatura, para poder comparar los resultados.

El registro de temperatura, que es parte del programa de detección de fracturas, permite confirmar que el sistema de fracturas está abierto.

Otro método de identificación de zonas de pérdida de lodo puede ser proporcionado por un registro de ruido, que consiste en el análisis en diferentes niveles de frecuencia de las amplitudes sónicas generadas por el movimiento de fluidos.

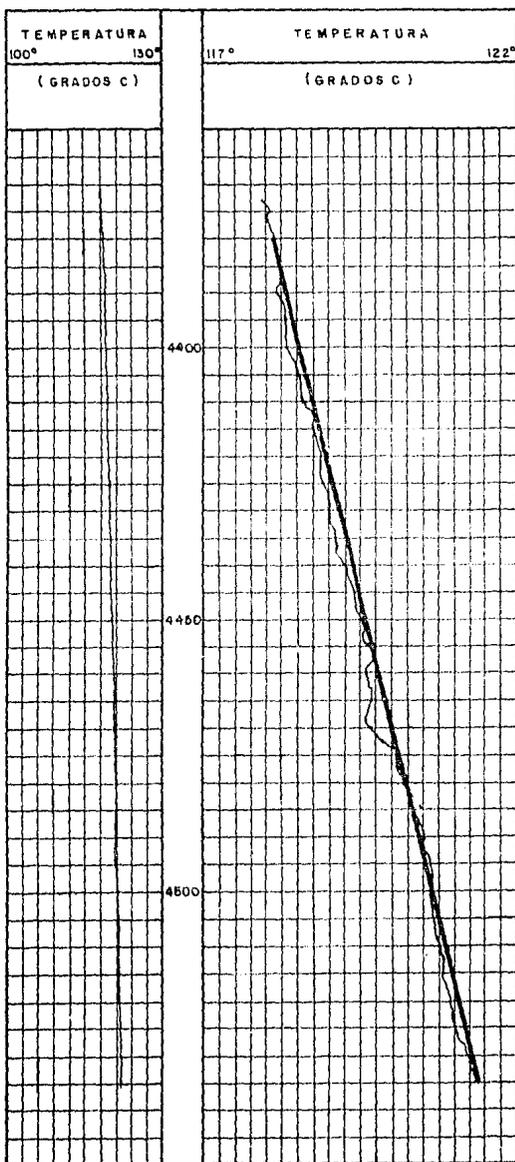


Fig. 3-2 Registro de temperatura indicando una zona de pérdida del fluido de perforación.

III.3.1.2. Técnicas Recomendadas para Combatir Pérdidas de Circu-
lación de Acuerdo a su Severidad.

| RANGO DE SEVERIDAD | TECNICA RECOMENDADA |
|---|---|
| Pérdida de Filtración (160 - 1600 lt/hr.) | Levantar la sarta y esperar durante 4 a 8 hrs. Inyectar a presión fluido o un tapón de alto filtrado con mica fina, cáscara de nuez o almendras molidas, celofán fino y fibra de cuero. |
| Pérdida Parcial (1.6 a 80 m ³ /hr). | Levantar la sarta y esperar de 4 a 8 hrs. Inyectar a presión fluido o un tapón de alta filtración con obturantes medianos (serrín, cáscara de nuez o almendras, celofán y fibras). |
| Pérdida Total (nivel del fluido a 60-150 m. de la superficie). | Inyectar a presión fluido o un tapón de alto filtrado con obturantes granulares (¼ a ½ pg), hojuelas -- grandes de celofán y fibras. Inyectar tapones de tipo cemento, cemento-bentonita, cemento gilsonita o diesel-bentonita-cemento. |
| Pérdida Parcial o total en fracturas inducidas profundas. | Levantar la sarta y esperar de 4 a 8 hrs. Inyectar tapones suaves. |

RANGO DE SEVERIDAD

TECNICA RECOMENDADA

Pérdida total severa (nivel del fluido a 150-300m. de la superficie). Se presenta con grandes intervalos de pérdida - en cavernas, cavidades o fracturas.

Inyectar un tapón de alto filtrado con obturantes granulares de $\frac{1}{4}$ a $\frac{1}{2}$ pg. Hojuelas grandes de celofán y fibras granulares. Inyectar tapones de diesel-bentonita-cemento. Emplear por perforación ciega, con fluidos acreados o programar la tubería de revestimiento.

III.3.2. Presiones Anormales.

La presión de formación es aquella que actúa sobre los fluidos (aceite, agua, gas) contenidos en los poros de la roca. - Una base para una perforación eficiente radica en el conocimiento de la presión de poro y de los gradientes de fracturamientos de - las formaciones. La Fig. 3-3 muestra la distribución de presiones típicas del área de Campeche.

En cualquier ambiente geológico, las presiones normales de formación son iguales a la presión que ejerce una columna hidrostática de agua desde la superficie, hasta la profundidad considerada. Las presiones anormales de formación, por definición, - se caracterizan por una tendencia que se desvía de la normal (superiores a la presión hidrostática del agua), también existen presiones inferiores a la normal, aunque la experiencia adquirida en la perforación, señala que estas últimas son menos frecuentes que las presiones anormalmente altas, ver Fig. 3-4.

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

Fig. 3-3 Columna estratigráfica típica del área de Campeche.

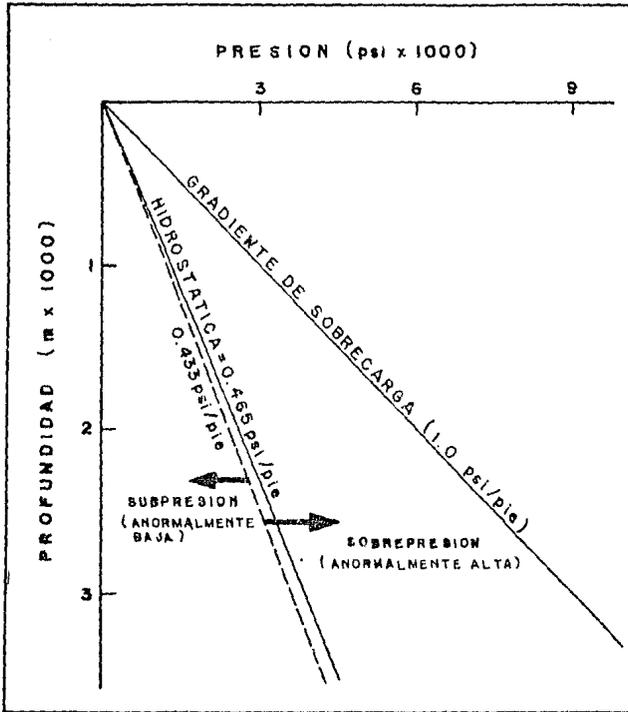


Fig. 3-4 Gráfica que nos muestra la relación de presión contra profundidad.

Un ambiente geológico que se caracteriza por una presión de formación normal, se considera como un sistema hidráulico abierto, es decir, que se mantengan condiciones de equilibrio hidrostático. En cambio, los ambientes caracterizados por presiones anormalmente altas o bajas son cerrados, es decir que impiden total o parcialmente la comunicación de los fluidos.

III.3.2.1. Sobrepresiones.

En el campo KU-MALOOB así como en el resto de la Zona Marina las presiones de poro anormalmente altas, no se limitan a ninguna edad geológica en particular, pero frecuentemente se encuentran en formaciones del Terciario en la era Cenozoica que comprende al Mioceno, Oligoceno y Eoceno. Este tipo de presiones anormales altas se consideran como el resultado directo de la historia estructural y depositacional, que comprende el ambiente de depósito, la geometría y la litología de los sedimentos, el fallamiento local y regional, los procesos de compactación y deformación estructural.

Las formaciones o yacimientos con presiones altas están asociadas generalmente con períodos de deposición rápida, donde el equilibrio hidráulico que acompaña normalmente el proceso de compactación, está interrumpido por la imposibilidad de expulsar el agua debido a un sello, cementación por la sal, calcita y anhidrita.

En cuanto al mecanismo responsable de las sobrepresiones en las cuencas sedimentarias del terciario, se pueden citar algunos factores posibles:

- 1) Sobrecarga gravitacional continua y compactación incompleta debida a una restriccion en la facilidad de expulsar fluidos.
- 2) Compresion tectonica; como fallamiento y diapirismo salino.
- 3) Efectos diageneticos de los minerales arcillosos.
- 4) Cambios de temperatura creando expansion del fluido y/o "cracking" de moléculas orgánicas.
- 5) Presiones osmóticas y efectos de difusion.
- 6) Invasión por agua proveniente de intrusiones magmáticas.

III.3.2.2. Detección de Sobrepresiones por medio de Registros.

Existen numerosos métodos de detección y evaluación de sobrepresiones, pero uno de los mejores es el de los registros, técnica mediante la cual las características de formación quedan registradas en forma continua con respecto a la profundidad.

Sin embargo, los registros y su evaluación son poste--

riores al hecho, puesto que sólo se pueden tomar después de que la barrena ha pasado el intervalo. No obstante, pueden ser de gran ayuda para resolver los problemas en el momento con secciones cortas de registros o para los siguientes pozos en la misma área.

Los registros que mejor permiten detectar las sobrepressiones son:

- Registros de resistividad o conductividad;
- Registros sónicos;
- Registros de densidad y neutrónicos.

Se trata de establecer, para condiciones normales de presión o de compactación, tendencias de las respuestas de las herramientas con respecto a la profundidad. Un cambio con respecto a la tendencia establecida en condiciones normales de compactación, indica presencia de presiones anormales.

En el caso de compactación normal, la resistividad de las arcillas tiende a incrementarse a medida que va aumentando la profundidad, puesto que el volumen de fluido disminuye. Al llegar a una zona sobrepressionada, la resistividad en las arcillas es menor a la normal, indicando así que el contenido de fluido en los poros resulta superior a lo esperado a esta profundidad.

Igualmente, para el registro sónico el tiempo de tránsito es función del contenido de fluido. A mayor porosidad, mayor tiempo de tránsito y viceversa. El efecto de compactación se demuestra como una tendencia decreciente del tiempo de tránsito con respecto a la profundidad. En las zonas sobrepresionadas se observan tiempos de tránsito superiores a la tendencia normal.

A fin de poder observar estos fenómenos, se recomienda utilizar escalas de profundidades como de 1/5000 y escalas logarítmicas para el tiempo de tránsito. Los registros de densidad y de neutrón mostrarían efectos muy similares al sónico. Es necesaria la comparación con registros de Rayos Gamma y Calibración del agujero para la interpretación correcta de los resultados, ver Fig. 3.5.

Los registros de resistividad y sónico son poco sensibles a los efectos del agujero.

III.3.2.3. Evaluación Cuantitativa de Presiones de Poro.

La evaluación cuantitativa de presiones se puede obtener en forma directa por medio de fórmulas empíricas (HOTTMAN, JOHNSON, EATON) o indirectamente con el concepto de profundidad equivalente. La Fig. 3-6 representa la determinación del gradiente de presión de poro.

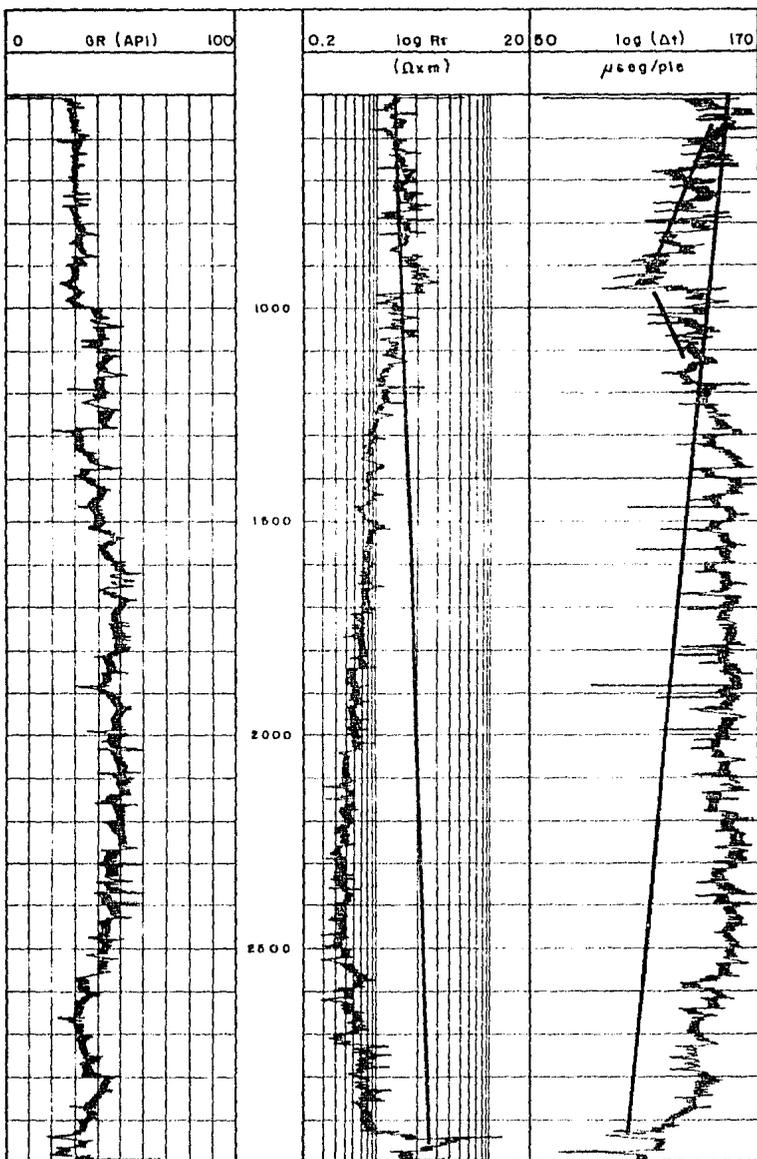


Fig. 3-5 Registros de sónico y de resistividad que detecta una zona sobrepresionada.

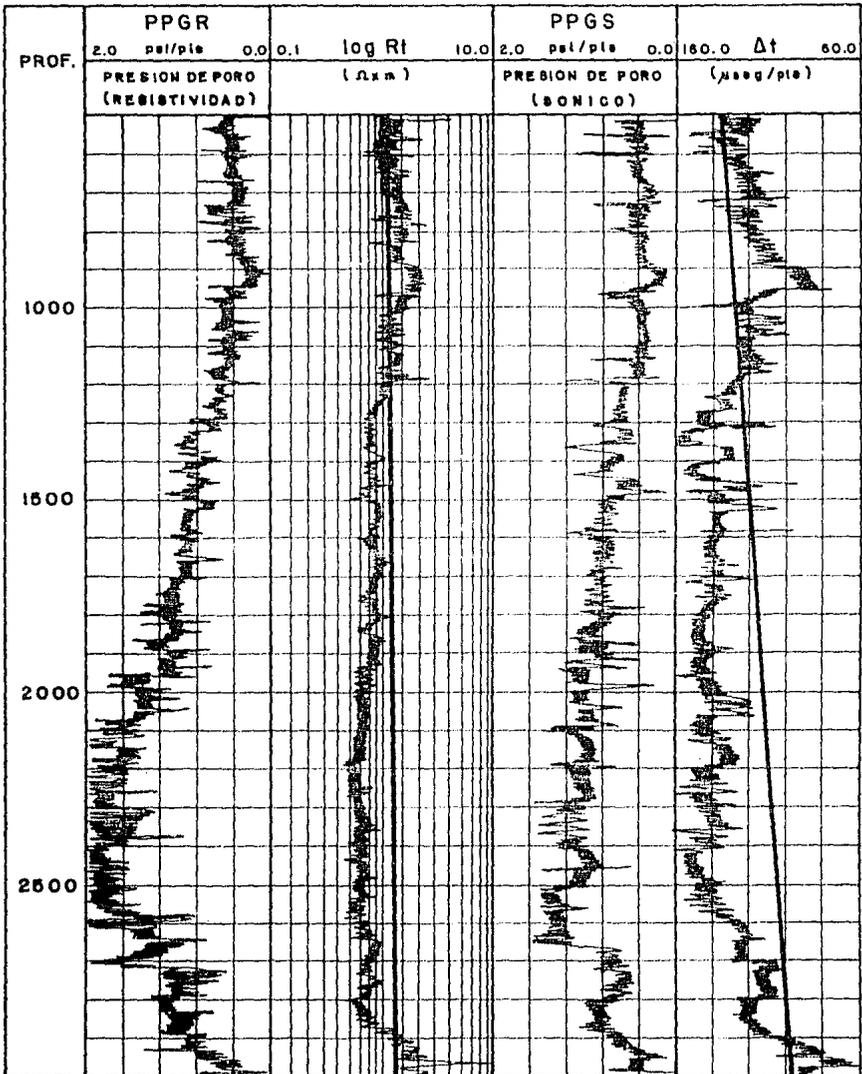


Fig. 3-6 Determinación del gradiente de presión de poro.

- Método de profundidad equivalente.

Este método involucra varios conceptos como son: presión total de sobrecarga P_o (que proviene de la acumulación de rocas desde la superficie), presión de fluidos de la formación P_f , esfuerzos intergranulares, gradiente hidrostático G_h y gradiente de sobrecarga G_o , por medio de las cuales, se llegó al resultado:

$$Q_m = 19.25 \left(G_o \left(1 - \frac{Z_o}{Z} \right) + G \frac{Z_e}{Z} \right) \dots \quad (\text{III.1})$$

que es el peso de lodo necesario para equilibrar la presión de -- poro.

donde:

$$G_h = \frac{dP_f}{dz} = Q_f \quad \dots \quad (\text{III.2})$$

$$G_o = \frac{dP_o}{dz} = Q_b \quad \dots \quad (\text{III.3})$$

Z = Profundidad

Z_e = Profundidad equivalente

y las unidades son:

$$Q_m = [\text{libras} / \text{galon}]$$

$$G_o = [\text{Psi} / \text{Pie}]$$

$$G_h = [\text{Psi} / \text{Pie}]$$

Las relaciones de presión se expresan con mayor claridad si se grafican los gradientes de fracturas de la formación -

como perfil de pared del pozo.

La siguiente tabla presenta los valores para diferentes profundidades.

| CAMPO | PROFUNDIDAD | RANGO DE DENSIDAD | GRAD. FRACTURA |
|------------|-------------|-------------------|-----------------------|
| KU-MALCOOB | m | gr/cc | Kg/cm ² /m |
| | 0 - 550 | 1.04 | 0.109 |
| | 550 - 1500 | 1.04 - 1.30 | 0.130 |
| | 1500 - 3080 | 1.30 - 1.52 | 0.152 |
| | 3080 - 3400 | 1.52 - 1.05 | 0.105 |

Como puede observarse, existe una estrecha brecha entre la presión de fractura y la presión de formación.

III.3.3. Descripción y Problemas de las Formaciones en la Perforación.

A continuación se presenta una breve descripción de las diferentes formaciones atravesadas y los problemas que presentaron durante su perforación en el campo KU-MALCOOB de la Zona Marina.

1).- Al iniciarse la perforación se tiene una secuencia de arenas sin consolidar, que están intercomunicadas. En estas formaciones el gradiente de fractura es muy bajo, siendo del

orden de $0.105 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ a $0.108 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$. Aquí las formaciones -- presentan el problema de pérdidas de circulación, por lo que se -- tiene la necesidad de cementar la tubería de revestimiento superficial (20").

2).- Continuando la perforación, se atravieza una se- - cuencia de arenas arcillosas, algunas con contenido de gas. En és ta etapa los gradientes de fractura van de $0.120 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ a $0.140 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$. En este tipo de formaciones se presentan los problemas de pérdida de circulación y gasificación del lodo de perforación con presiones anormalmente altas. Debido a lo anterior se cementa la tubería de revestimiento (13 3/8").

3).- La siguiente etapa corresponde a una zona de lutitas plásticas, las cuales se caracterizan por tener una presión -- anormalmente alta y se perfora hasta llegar a la zona de presión normal, que corresponde a la cima de carbonatos. Aquí se tienen -- gradientes de fractura relativamente altos, del orden de $0.150 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ a $0.210 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$. Debido a los problemas mencionados se cementa la siguiente tubería de revestimiento intermedia (9 5/8") hasta la cima de presión normal.

4).- La etapa de perforación siguiente, es una de las mas problemáticas, debido a que atraviesa la zona productora, -- que es sumamente fracturada y permeable. Consiste en calizas o dolomías, en la cima de los carbonatos, tiene un aspecto brechoide que pertenece a las edades Paleoceno Inferior, Cretático Supe- -

rior, Cretácico Medio y Cretácico Inferior. Los gradientes de --
fractura en esta etapa son del orden de $0.098 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ a $0.110 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$.

Aquí se tienen problemas de pérdida de circulación y pe
gaduras de tubería por las intercalaciones arcillosas que se tie-
nen; en este caso se cementa la tubería de explotación, que se --
asienta en la cima del Jurásico Thithoniano.

5).- Para casos de pozos muy profundos o pozos explora-
torios, se perfora hasta el Jurásico Superior Oxfordiano, las fo
rmas encontradas en esta etapa son arcillosas compactas, cali-
zas o dolomias y terrígenos. El gradiente de fractura es alto --
que va de $0.140 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$ a $0.185 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$.

C A P I T U L O I V

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION DE ACUERDO AL ESTUDIO GEOLOGICO DESARROLLADO.

Un fluido de perforación se define como un fluido de --
circulación empleado en las operaciones de perforación rotatoria,
para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas.

La elaboración del programa de fluidos de perforación -
debe hacerse de acuerdo con la litología de la columna estratigrá
fica por perforar, y su densidad acorde a las presiones de forma-
ción que se piensen encontrar.

Por consiguiente, los fluidos seleccionados deberán ser
compatibles con las formaciones y además ser resistentes a los ma
teriales contaminantes del subsuelo, lo que permitirá mantener es
tables sus propiedades, para tener una mayor velocidad de penetra
ción y en consecuencia minimizar el tiempo requerido para la per-
foración del pozo.

Criterios para la selección de un programa de fluidos
de perforación:

- 1) Definir el tipo de pozo
 - Pozo exploratorio
 - Pozo de desarrollo

2) Tipo de formación

- Lutitas deleznales
- Anhidritas
- Sal
- Formaciones sobrepresionadas
- Formaciones con pérdida de circulación.

3) Abastecimiento de agua

- Composición del agua
- Disponibilidad del agua

4) Naturaleza de las formaciones productoras

IV.1.- PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION EN LA BASE A LA COLUMNA GEOLOGICA.

Las propiedades que se requieren determinar para obtener y mantener un fluido de perforación en óptimas condiciones operacionales son: densidad, viscosidad, filtrado y contenido de sólidos.

IV.1.1.- Densidad.

La densidad del lodo es una propiedad expresada en términos de la masa por unidad de volumen. Idealmente, se desea que el lodo tenga una densidad baja como la del agua, para obtener velocidades de penetración óptimas y disminuir las pérdidas de

circulación.

Para obtener el valor deseado de la densidad del fluido de perforación, calculamos los valores de gradiente de presión de formación y gradiente de presión de fractura, realizando una gráfica, representando éstos dos valores en el eje de las abscisas contra la profundidad representada en el eje de las ordenadas, de terminando así, la densidad más adecuada del fluido de perforación, así como, el asentamiento de las tuberías de revestimiento. El valor de la densidad del lodo será de tal magnitud que controle el gradiente de presión de formación pero que no rebase el gradiente de presión de fractura, con el objeto de no inducir una pérdida del fluido de perforación.

En el área marina o costafuera, los gradientes de presión de sobrecarga, de formación, de fractura y las densidades del fluido de perforación que se presenten en las gráficas de pozos costafuera, están referidas a profundidades medidas a partir del nivel del mar (ec. I.6). Este nivel de referencia se hizo en base a que la altura de la mesa rotatoria varía mucho en el mar dependiendo, si se perfora de barco, de barcaza o de plataforma. En particular la altura de la mesa rotatoria depende mucho de las condiciones oceanográficas prevaletientes en el área.

La altura de la mesa rotatoria a partir del nivel del mar, es muy importante debido a que la presión de sobrecarga en

un punto determinado en la perforación, está afectada por el tirante de agua, H_w , y esta presión es menor que las de áreas continentales, y disminuye más conforme al tirante de agua sea mayor.- El gradiente de presión de fractura es también muy bajo y es mucho menor en pozos poco profundos con tirante de agua muy grande; ésto significa que en las curvas de gradiente de presión de formación y fractura contra profundidad, la holgura para aumentar o disminuir la densidad del fluido de perforación es muy pequeña y en consecuencia adquiere vital importancia la altura de la mesa rotatoria a partir del nivel del mar. De acuerdo a lo anterior, es de suma importancia considerar el efecto por presión hidrostática que ejerce la columna del fluido de perforación desde la mesa rotatoria hasta el nivel del mar, al diseñar el programa de densidad del fluido de perforación. Esto es, a una profundidad, H , a partir del nivel del mar, con una densidad de control, ρ_c , tendremos una presión hidrostática actuando sobre la cara de la formación de:

$$P_h = 0.43335 \rho_c H \quad \dots \quad (IV.1)$$

donde:

P_h = Presión hidrostática [lb/pg²]

ρ_c = Densidad de control del lodo obtenida de la gráfica [gr/cc].

H = Profundidad vertical a partir del nivel del mar - [pie].

Considerando a Z como la distancia existente entre la mesa rotatoria y el nivel del mar, y puesto que la presión hidrostática es constante para evitar una posible pérdida del fluido de perforación o fracturamiento de la formación, la presión hidrostática a la profundidad de, $H + Z$, es:

$$P_h = 0.4335 \rho_1 (H + Z) \dots \quad (IV.2)$$

Igualando las ecuaciones (IV.1) y (IV.2) y despejando ρ_1 , tenemos:

$$\rho_1 = \frac{H}{H + Z} \rho_c \dots \quad (IV.3)$$

donde:

$$\rho_1 = \text{Densidad real del fluido de perforación [gr/cc]}$$

Las unidades de, ρ_1 , dependen exclusivamente de las de, ρ_c , independientemente de las que se usen para, H y Z , siempre y cuando tengan unidades consistentes.

Los pozos en la zona marina a perforarse, que sean vecinos a pozos ya estudiados, tendrán en la gráfica una curva de densidad que corresponde a una densidad de control, ρ_c , la cual deberá corregirse por el tirante de aire, Z , obteniéndose la densidad real, ρ_1 .

La medición de la densidad se efectúa por medio de la

balanza convencional o con la balanza presurizada mostradas en la Fig. IV-1. Estas balanzas tienen una regla graduada de tal manera que se puede leer la densidad directamente en distintas unidades - la densidad específica del fluido, así como el gradiente de presión correspondiente. Con la balanza presurizada se elimina el efecto de las burbujas de gas atrapadas en el lodo y se determina la densidad real.

La densidad real obtenida deberá mantenerse en un determinado rango de operación, para un mejor avance en la velocidad de penetración. Este control se obtiene, haciendo pasar el fluido a través de vibradores que eliminan los recortes grandes, por mallas 80-100 que eliminaron las partículas finas. La separación se puede mejorar utilizando floculantes químicos, desarenadores y limpiadores para lodos ligeros ó centrifugas para lodos pesados.

IV.1.2. Viscosidad.

De acuerdo al análisis litológico del campo KU-MALOOB, presentado en el capítulo II y III prevalecen las siguientes zonas problema: formaciones con lutitas deleznales e hidrófilas, formaciones con presiones anormales y formaciones con pérdidas de circulación.

Para atravesar las formaciones de lutitas deleznales y arcillas con presencia de gas se utilizaron lodos bentoníticos

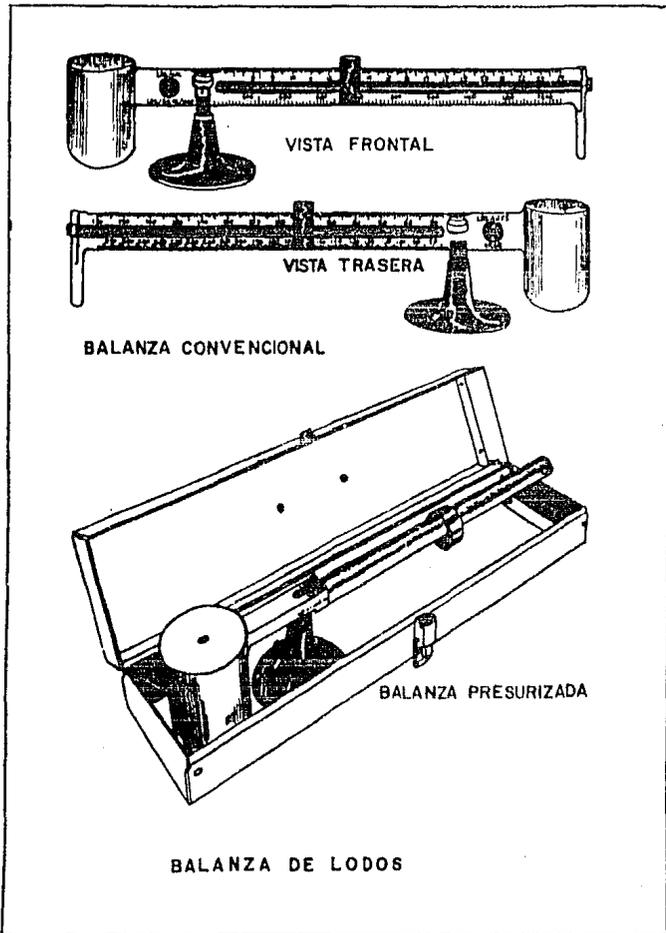


Fig. IV-1. Balanza Convencional y Presurizada de Lodos.

de densidad alta $\rho = 1.0 - 1.5 \text{ gr/cc}$ tratados con reductores de viscosidad y emulsionados con un 20% de aceite con relación al agua.

Los reductores de viscosidad se emplearon con el fin de evitar el incremento de viscosidad al incorporarse partículas sólidas indeseables al fluido de perforación. El valor de la viscosidad en este fluido es de 50 seg. marsh aproximadamente.

La densidad utilizada en éste fluido, evita el flujo de gas dentro del pozo, manteniendo así el control del mismo.

En las formaciones de arcillas hidrofílicas se utilizaron lodos de emulsión inversa con densidades altas $\rho = 1.5 - 2.0 \text{ gr/cc}$ para controlar las presiones altas. Los fluidos de emulsión inversa inhiben la hidratación de las lutitas evitando así las pérdidas de filtrado excesivas.

La viscosidad de éstos fluidos de emulsión inversa son altas, que varían desde 70-90 seg marsh.

En las zonas de pérdida de circulación se utilizaron fluidos bentoníticos tratados y emulsionados de baja densidad $\rho = 0.9 - 1.0 \text{ gr/cc}$ con una viscosidad de 50 seg marsh, evitando así inducir a una pérdida de circulación.

IV.1.3. Filtrado o Pérdida de Agua.

Por la experiencia de pozos perforados en el campo - -- KU-MAL OB, los efectos indeseables, cuando la pérdida de agua en el fluido de perforación se hace excesiva, son:

- 1) Bajo ritmo de penetración.
- 2) Enjarre grueso que propicia el atrapamiento de la tuberfa.
- 3) En lutitas deleznales hay derrumbes y hundimientos.
- 4) En formaciones porosas y permeables causa dificultades en la interpretación de los registros geofísicos.

El mantenimiento de la permeabilidad en el enjarre, así como un valor de filtrado bajo, son propiedades principales para tener una buena estabilidad del agujero.

En éste campo, en las zonas de lutitas deleznales los fluidos de perforación utilizados, fueron tratados con lignitos - que reducen el filtrado o la pérdida de agua, ayudando así a mantener estables las paredes del agujero.

La bentonita son partículas presentes en el fluido de perforación cuyas placas planas absorben agua, quedando distribuidas uniformemente en la depositación del enjarre reduciendo - la permeabilidad del mismo.

En éstos fluidos base agua se utilizaron los cromolignosulfanatos y lignitos modificados que actúan como reductores de viscosidad y agentes de control de filtrado.

En los fluidos de emulsión inversa usados en formaciones de lutitas hidrófilas, los controladores de filtrado para altas temperaturas son resinas minerales oxidadas, polímeros y polvos organofílicos de lignitos coloidales.

IV.1.4. Contenido de Sólidos.

La densidad, viscosidad y filtrado dependen del tipo y cantidad de sólidos agregados desde la superficie a los fluidos de perforación.

En éste campo, las principales formaciones problemáticas para el control de sólidos en los fluidos de perforación son las arenas arcillosas.

En la perforación de éste intervalo se utilizarán lodos de agua dulce bentonítico tratados con cromolignosulfonato (C.L.S.) y emulsionados.

Los cromolignosulfanatos y lignitos tratados controlan las altas viscosidades causadas por la incorporación de sólidos indeseables de la formación a los fluidos de perforación.

Para precipitar las arenas y emulsificar el aceite se utilizan los detergentes.

En el campo el contenido total de sólidos se enfoca a determinar el contenido de arena y el contenido de partículas de bentonita. La arena contenida en el lodo es medida en porcentaje de partículas retenidas en una malla No. 200 tomada en la línea de flujo.

La reducción del ritmo de penetración, las pegaduras de tubería y la disminución de la eficiencia de las bombas son los efectos adversos causados por los sólidos perforados retenidos en el fluido de perforación.

IV.2.- FLUIDOS DE PERFORACION UTILIZADOS EN EL CAMPO KU-MALOOB.

En el campo KU-MALOOB los fluidos utilizados durante la perforación se seleccionaron tomando en cuenta que existen formaciones con acuíferos someros, lutitas hidrófilas, formaciones salinas, formaciones con presión anormal y zonas de pérdidas de circulación.

IV.2.1. Etapas Durante la Perforación.

A continuación se mencionan las diferentes etapas de la perforación, describiendo el tipo de fluido utilizado de acuerdo a las características de las formaciones existentes y los problemas

que se presentaron.

1.- En la primera etapa de perforación no se tiene circulación, se empleo agua salada y baches viscosos de lodo bentonítico para el acarreo y limpieza del agujero que es de gran diámetro (T.R. - 30"). Estos fluidos se desechan después de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que no se tiene -- instalado el equipo de recuperación del fluido.

2.- En la siguiente etapa de perforación se utilizó lodo bentonítico con una densidad de 1.00 - 1.10 gr/cc ya que la -- profundidad es somera. En ésta etapa se tiene instalado el equipo de recuperación perforándose con circulación. Este fluido tiene una buena capacidad de acarreo y su objetivo principal es el de -- controlar los acuíferos superficiales. Las formaciones perforadas en esta etapa generalmente son arenas no consolidadas intercunidades (T.R. - 20").

3.- Continuando con la perforación y debido a que se -- atraviesan secuencias de arenas arcillosas con contenido de gas se utiliza lodos tratados con Lignosulfatos que son adelgazantes efectivos (reductores de viscosidad). El tipo de todo es C.L.S.E. (Cromo Ligno Sulfonato Emulsionado), cuya densidad fluctua entre $\rho = 1.10 - 1.50$ gr/cc, su viscosidad es alrededor de $\mu = 50$ seg. marsh, con un punto de cedencia de P.C. = 20 lb/100 ft². Este -- fluido se utilizó hasta la cima de presión anormal alta (T.R. - 13 3/8").

En ésta etapa el fluido presentó deficiencia en su acarreo y el ritmo de penetración bajó debido a la interacción de -- CO₂.

4.- En la etapa de perforación siguiente se utilizó un lodo de emulsión inversa, cuyo objetivo principal es prevenir la hidratación de las arcillas. En ésta etapa se perforaron zonas de lutitas plásticas que se caracterizan por tener presiones anormalmente altas, por lo que el fluido tiene una densidad de $\rho = 1.9$ - 2.0 gr/cc, una viscosidad marsh de $\mu = 70$ - 90 seg. y un punto cedente PC = 40 - 50 lb/100 pie². Con el fluido de emulsión inversa se perforó hasta llegar a la zona de presión normal (T.R. - 9 5/8").

Los problemas que se tuvieron en el lodo fueron altas viscosidades que se requirieron de tratamiento continuo reduciendo la velocidad de penetración.

5.- La siguiente etapa de perforación corresponde a la zona productora, utilizando el lodo C.L.S.E. (Cromoligno sulfonato emulsionado) de baja densidad $\rho = 0.9$ - 1.0 gr/cc, por ser formaciones fracturadas y altamente permeables por disolución. En esta etapa se perforó sin circulación o perforación ciega, con bombeo de agua salada y baches de lodo de cromolignosulfonato -- emulsionado para estabilizar el agujero y levantar los recortes; con éste tipo de lodo se perforaron calizas y dolomias hasta llegar a la profundidad total (T.R. - 7 "), generalmente en la cima

del Jurásico Superior Tithoniano.

6.- Para el caso de pozos muy profundos o pozos exploratorios se utilizó el fluido de perforación de emulsión inversa, - con densidades de $\rho = 1.90 - 2.10$ gr/cc. o mayor, con una viscosidad marsh alta $\mu = 90$ seg. Este tipo de fluido presentó estabilidades a la temperatura e inestabilidad en presencia del ácido sulfúrico. Con éste fluido se perforó hasta el Jurásico Superior -- Oxfordiano (T.R. - 4 ½").

IV.2.2.- Composición y características de los fluidos de perforación.

1.- Fluido natural o Agua Salada

Composición: Agua salada y sólidos de la formación.

Características: No requiere tratamiento
Se emplearon generalmente para el inicio de la perforación.

2.- Fluido de perforación de agua dulce bentonítico.

Composición: Agua dulce, viscosificante, reductor de filtrado, dispersante, surfactante, densificante, y sosa cáustica.

Características: Mantenimiento simple.
Estables hasta temperaturas de 200°C.
Tiene cierta tolerancia a las contaminaciones con sales.

P.H. = 9 - 10.

3.- Fluidos de perforación de agua dulce bentonítico emulsionado (C.L.S.E.) Cromo Ligno Sulfonato Emulsionado.

Composición: Agua dulce, viscosificante, reductor de filtrado, dispersante, surfactante, densificante, lignosulfonatos y diesel.

Características: Estable a altas temperaturas (400°F).

4.- Fluido de perforación de Emulsión Inversa (E.I.). Aceite - fase continua y agua fase dispersa.

Composición: Diesel, agua o salmuera, emulsificante, viscosificante, reductor de filtrado, gelante, surfactante y densificante.

Características: Son estables a altas temperaturas son inherentes a las contaminaciones químicas.
Inhibe la hidratación de las lutitas
Son altamente lubricantes
Reduce el daño a las formaciones
Puede ser densificada después de ajustarse la relación Aceite-Agua.

IV.2.3.- Contaminantes que Afectan el Comportamiento de los Fluidos de Perforación.

Las características de las formaciones que se perforan, son los principales causantes de los problemas que afectan las propiedades fundamentales de los fluidos de perforación, pero también pueden causarse con materiales empleados en la superficie, por ejemplo el cemento, aire y agua.

A los materiales que penetran al fluido de perforación y alteran sus propiedades en forma indeseable, se les denomina -- contaminantes. Los contaminantes comunmente encontrados en el área fueron los siguientes:

C O N T A M I N A N T E S :

O R I G E N:

| | |
|--|------------------------------------|
| Sulfato de Calcio (CaSO_4) | Formación con Anhidrita o Yeso |
| Hidroxido de Calcio (Ca(OH)_2) | Cemento o cal |
| Cloruro de Sodio (Na Cl) | Flujo de agua salada o domo salino |
| Cloruro de Calcio (Ca Cl_2) | Flujo de Salmueras |
| Bicarbonato de Sodio (Na HCO_3) | Bacterias o de la formación |
| Sólidos (arcillas, lutitas, etc.) | Problemas permanente al perforar |
| Aceite | De la formación |
| Acido Sulfúrico (H_2S) | De la formación |
| Bioxido de Carbono | De la formación |
| Gas Natural | De la formación |

Cuando se tiene una contaminación masiva, se requiere hacer un cambio de tipo de fluido si no puede eliminarse el ión químicamente contaminante.

IV.2.4. Materiales Químicos Utilizados en la Perforación.

| NOMBRE COMERCIAL | DESCRIPCION O COMPOSICION | F U N C I O N | CANTIDAD PARA TRATAMIENTO |
|--------------------------------|--|--|---|
| Barita | BaSO ₄ Sulfato de bario. Densidad: 4.25 g/cc (promedio) | Material inerte, que se utiliza para incrementar la densidad a los fluidos de control. | Se logra densificar hasta 2.40 g/cc (20 lb/gal). $W_B = \frac{V_i (D_f - D_i)}{1 - \frac{D_f}{D_B}}$ |
| Cloruro de Calcio | CaCl ₂ Algunas veces diferente nombre por su grado de pureza. | Sal soluble para dar densidad en salmueras, hasta 1.40 g/cc. | Usado para densificar agua salada hasta 1.40 g/cc. |
| Sal de Campo Cloruro de sodio. | NaCl | Sal soluble para dar densidad a salmueras hasta 1.20 g/cc. | Usadas para densificar agua dulce. |
| Bentonita | Montmorrillonita sódica. | Provee viscosidad, gelatinosidad y control de filtrado, forma enjarre y actúa como agente de suspensión en fluidos para perforación. | Usando 64.5 kg/m ³ (22.6 bbl) se obtiene por lo menos un fluido con 15 cp de viscosidad. |
| Atapulguita | Montmorrillonita cálcica. | Viscosificante para fluidos de agua salada. | Con 43 kg/m ³ (15 lb/bbl) se obtiene por lo menos un fluido con 15 cp de viscosidad. |

| NOMBRE COMERCIAL | DESCRIPCION O COMPOSICION | F U N C I O N | CANTIDAD PARA TRATAMIENTO |
|---------------------------|---|--|--|
| IMP-EI-1A Imco Kenol S | Agentes emul- sionantes. | Se utiliza como emulsionante pa- ra fluidos de -- emulsión inversa. | La recomendada por la compa-- ña. |
| Condet | Detergentes | Usados en fluidos base agua, ayuda a precipitar are- nas y emulsificar aceite. | La recomendada por la compa-- ña. |
| IMP-EI-3A | Arcillas orga- nofflicas en su mayorfa. | (Proporciona gela- tinosidad). Agentes de suspen- sión y viscosifi- cantes para flui- dos de emulsión - inversa. | Las requeridas según la formu- lación de las compañfas. |
| DRILOX | Oxido de cal- cio o hidróxi- do de calcio- | Fuente de calcio para la saponifi- cación en fluidos de emulsión inver- sa. | Las requeridas según la compa- ña. |
| IMP-EI-2 | Son en su ma- yorfa resinas minerales oxi- dadas en pol- vo negro, pol- límeros y -- agentes de -- puenteo, pol- vos organoffli- cos de ligni- tos coloidales | Controladores de filtrado para al- tas temperaturas, para emulsiones - inversas. | Las recomenda- das según la compañfa. |

| NOMBRE COMERCIAL | DESCRIPCION O COMPOSICION | F U N C I O N | CANTIDAD PARA TRATAMIENTO |
|---------------------|--|---|---|
| SUPERCALTEX | Son cromolignosulfonatos. Ferrocromolignosulfonatos modificados y lignosulfonatos modificados. | Reductores de viscosidad, agentes de control de filtrado, inhibidores de arcilla en fluidos base agua dispersantes. | Cuando se usa en concentraciones mayores de 15 kg/m ³ , trabajan como inhibidores, a menor concentración como dispersante. |
| LIGNEX | Son cromolignitos y lignitos caustizados. | Reductores de viscosidad, reductores de filtrado y emulsionantes. | 2.86 kg/m ³ (1 lb/bbl) para fluidos de bajo contenido de sólidos y 11.5 kg/m ³ (4 lb/bbl) para sistemas de fluidos pesados. |
| CMC | Carboximetil celulosa de sodio. | Usados principalmente como reductores de filtrado y como viscosificantes. | Como control de filtrado 1-2.86 kg/m ³ (0.5-1 lb/bbl). Como viscosificante: 2.86-5.75 kg/m ³ (1-2 lb/bbl). |
| XC-POLYMER | Biopolímero de alto peso molecular. | Agentes de suspensión y viscosificante en fluidos de agua dulce y agua salada. | 1.4 a 5 ó 7 kg/m ³ (0.5 a 2 lb/bbl). Se agrega muy lentamente. |
| LUBE-TEX LUBRICANTE | Aceites especiales no contaminantes y surfactantes. | Complemento en fluidos, reductor de fricción anticorrosivo. | De 0.12-0.24 l/m ³ (0.5-2 gal/bbl). |

| NOMBRE COMERCIAL | DESCRIPCION O COMPOSICION | F U N C I O N | CANTIDAD PARA TRATAMIENTO |
|-------------------------------------|---------------------------------|---|------------------------------|
| BICARBONATO DE SODIO | NaHCO ₃ | Para tratamiento de calcio y ce-- mento para flui- dos de alto pH. | |
| CLORURO DE SODIO o SAL COMUN. | NaCl | Fluidos saturados de sal y control de resistividades. | |

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- 1.- De acuerdo al estudio geológico desarrollado, las mejores -- características almacenadoras y productoras del yacimiento -- se presentan en las unidades litoestratigráficas A,B,C y D, pertenecientes a la Brecha del Paleoceno Inferior. En esta parte de la cima de la estructura, en el área KU-HA, los -- cuerpos litoestratigráficos F y G del Cretácico Medio e Inferior respectivamente, presentan buenas condiciones de almacenamiento y flujo de hidrocarburos.
- 2.- El límite inferior, siendo el contacto agua-aceite del área KU, quedó definido a 3160 mbnm en base a la correlación de registros geofísicos de los pozos KU-1292 y KU-26 y a la -- producción de agua salada de éste último.

Analizando el bloque de MALOOB, en la prueba de formación -- realizada al pozo KU-407 a 3200 mbnm. (K.M. - K.I.) se recuperó aceite asfáltico y agua de formación de 170,000 p.p.m.; mientras que en el pozo KU-487 se tuvo flujo de aceite sin presión a 3300 mbnm, por lo tanto se concluye que el límite inferior de éste yacimiento no está bien definido debido a falta de información concreta.

- 3.- En el campo KU-MALOOB se ha visto que a la altura de la -- Brecha del Paleoceno (cima del yacimiento), se tienen pérdi

das de circulación debido a la naturaleza de la formación. En éste intervalo se tienen porosidades y permeabilidades altas, debido a fracturas y cavernas causadas por la disolución.

- 4.- La velocidad en la perforación no fué la deseada debido a - que con los fluidos con los que se perforó, no fueron lo suficientemente eficientes para contrarestar los problemas -- presentados por las zonas problemas durante su perforación, ya que estas afectaron la capacidad de acarreo del lodo y - por consiguiente se tuvo que estar tratando continuamente el lodo.
- 5.- Para la elaboración del problema de los fluidos de perforación es recomendable apoyarse en el desarrollo de un estudio geológico, así como de la información obtenida de pozos vecinos, reduciendo así el tiempo y costo de la perforación.
- 6.- En la estructura productora la perforación se realizó con fluidos bentoníticos tratados (lodo C.L.S.E.) de baja densidad, teniéndose problemas de pérdida de circulación; y daños en la vecindad del pozo.

De acuerdo a lo anterior es recomendable utilizar fluidos - de perforación base aceite (Emulsión Inversa) de baja densidad por sus características afines al yacimiento.

B I B L I O G R A F I A

- Modern concepts and classifications of carbonats rocks
William E. Ham and Lloyd C. Pray.
- Clasificación de las Rocas Carbonatadas
Alvarez, M.
Comisión Nacional de Energía Nuclear
México, 1966.
- El Gran Banco Calcáreo Yucateco
Viniestra O. Francisco
Revista Ingeniería
U.N.A.M. 1981
- Evaluación de Formaciones en México
Marmisolle - Daguerre
Schlumberger, Sept. 1984.
- Apuntes de Fluidos de Perforación
Ing. Miguel A. Benítez Hernández
U.N.A.M. 1984
- Curso de Tecnología de Fluidos de Perforación y Emulsión -
Inversa.
Ing. Enrique de la Garza Aguilar
I.M.P., Marzo 1982