

2430

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



TECNICAS DE PERFORACION DIRIGIDA EN EL CAMPO "POL" GOLFO DE CAMPECHE.

T E S I S QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO PRESENTA :

VICTOR MAXIMILIANO RODRIGUEZ ORTEGA



México, D. F.

1987



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.

I N D I C E .

	Pag.
INTRODUCCION	1
I.- GENERALIDADES DEL AREA	2
II.- PLANIFICACION DE LOS POZOS ORIENTADOS	11
a) GRAFICAS ISOGONICAS	12
b) GRAFICAS DE SEVERIDAD	15
b.1.- METODO TANGENCIAL	20
b.2.- TANGENCIAL PROMEDIO	21
b.3.- TANGENTES PROMEDIO	23
b.4.- RADIO DE CURVATURA	24
c) SELECCION DE LA PROFUNDIDAD PARA INICIAR DESVIACION	27
c.1.- TIPO DE FORMACION	27
c.2.- ASENTAMIENTO DE T.R. (TUBERIA DE REVESTIMIENTO)	28
c.3.- ANGULO MAXIMO DE INCLINACION	30
c.4.- DESPLAZAMIENTO AL OBJETIVO	32
d) CALCULO DEL PROYECTO DIRIGIDO	33
d.1.- DESPLAZAMIENTO	34
d.2.- RUMBO	35
d.3.- ANGULO MAXIMO	36
d.4.- PROFUNDIDAD VERTICAL	36
d.5.- CALCULOS DE SEVERIDAD	38
e) CALCULO DE LA FATIGA EN LA TUBERIA	39
f) DIFERENTES TIPOS DE REGISTROS DEL AVANCE EN LA PERFORACION	50

III.- TECNICAS EMPLEADAS EN EL CAMPO "POL"

	Pag.
Y USO DE HERRAMIENTAS.	62
1.- DESVIADORES RECUPERABLES	63
2.- MOTORES HELICOIDALES	67
3.- LASTRADARRENAL NO MAGNETICO	74
4.- ORIENTADORES	76
5.- CODOS	77
6.- EQUIPO DE TOMA SENCILLA	78
7.- EQUIPO DE TELEORIENTACION	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFIA	87

INTRODUCCION:

La necesidad del hombre de obtener los hidrocarburos necesarios para su subsistencia y comodidad, ha originado , con el tiempo, tener que buscarlos en lugares inaccesibles ocasionando con esto grandes dificultades, como es el caso de su localización en el mar, y los sistemas de perforación en plataformas han tenido que reformarse continuamente para disminuir esas dificultades.

El perforar pozos tiene como objetivo lograr las profundidades programadas, terminándolos en condiciones que permitan la extracción de los fluidos del yacimiento de la manera mas eficaz.

Petróleos Mexicanos, obligado por la creciente necesidad de aumentar sus reservas probadas, ha considerado el perforar a profundidades que rebasan los 6000 M, en busca de tan preciado producto, con los subsecuentes problemas y riesgos por las dificultades que se presentan.

Tomando en cuenta lo anterior y con la intención de tener una guía que sea de utilidad a toda persona relacionada con la perforación, se ha elaborado el siguiente trabajo que pretende informar y transmitir las experiencias que se han tenido en el área marina de Campeche, en el que se emplea lo mejor de la tecnología en la perforación controlada.

a) GENERALIDADES DEL AREA

En la Sonda de Campeche se encuentran quizá, los -- campos de mayor producción del mundo, en el area marina, los depósitos varían desde el Reciente Pleistoceno a sedimentos del Jurásico. Las Formaciones productoras se componen de los estratos del Paleoceno y Cretácico (cuya formación litológica son Brechas Dolomitizadas), las características de estos estratos es que poseen una alta -- porosidad y permeabilidad, lo que origina que al perforarlas se tengan frecuentes pérdidas de fluidos de perforación.

Una columna Geológica prototipo del Area podría representarse por la siguiente secuencia:

FORMACION:

PLEISTOCENO RECIENTE.
MIOCENO SUPERIOR.
MIOCENO MEDIO.
MIOCENO INFERIOR.
OLIGOCENO SUPERIOR.
OLIGOCENO MEDIO.
OLIGOCENO INFERIOR.
EOCENO SUPERIOR.
EOCENO MEDIO.
EOCENO INFERIOR.
PALEOCENO SUPERIOR.
PALEOCENO INFERIOR.
BRECHA PALEOCENO.
CRETACICO.
JURASICO.

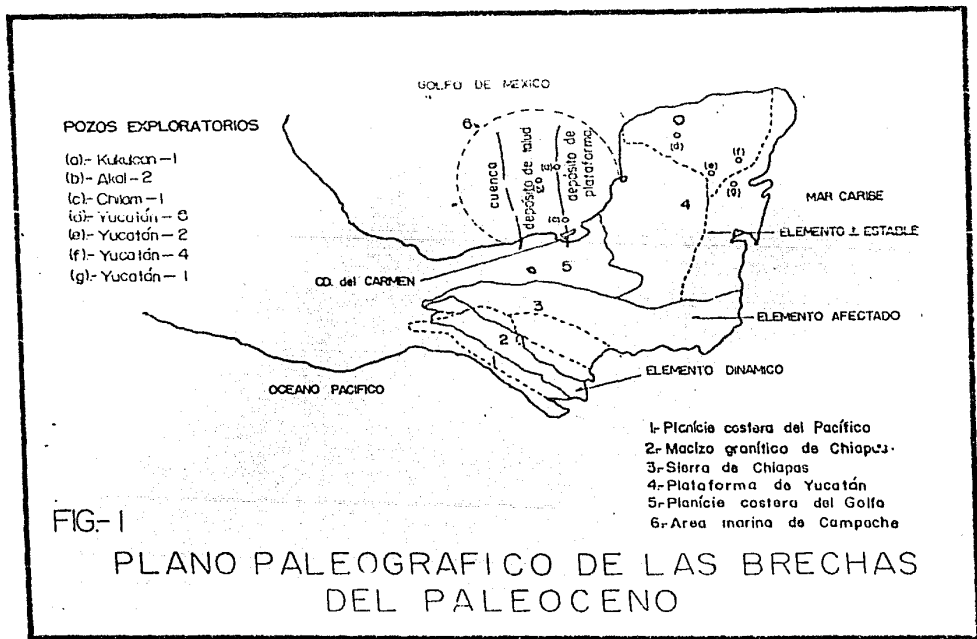
Los núcleos estudiados en diferentes pozos del Área Marina han permitido establecer la paleontología de la siguiente manera:

Los sedimentos que constituyeron las rocas jurásicas tuvieron su origen de un complejo metamórfico aunado a una cuenca evaporítica en las cuales la erosión y la evaporación actuaron simultáneamente en forma continua, constituyendo los depósitos de sal, anhidrita, calizas, limo arcilloso y arena de esta edad.

La fuente de suministro de las rocas del Cretácico fué sin lugar a dudas la Plataforma de Yucatán que actuó como un enorme cretón sedimentario dando origen a la enorme columna de carbonatos que hoy en día se atraviesan. Lo mismo se puede decir de la enorme cantidad de brechas que existen en el Cretácico Superior y parte del Paleoceno; estas rocas cayeron a una cuenca dentro de la misma plataforma en forma caótica formando flujos de detritus, constituyendo estructuras que fueron selladas por sedimentos finos y cuya velocidad de depósito fué muy inferior. (Fig. 1).

La enorme cantidad de bentonitas que constituyen casi toda la columna terciaria y parte de la mesozoica es atribuida a grandes efusiones de cenizas que fueron distribuidas en toda el área.

Durante el Jurásico Temprano, los mares fueron someros existiendo por lo tanto una intensa evaporación que permitió la acumulación de evaporitas (Pozo TUMICH 1) también durante el Jurásico gran parte del continente



estuvo expuesto dando lugar a los depósitos de limo, arcillas y arenas propias del continente (lechos rojos). En estudios hechos en los pozos Yucatán 1 y 2, se encontró una columna potente de sales y se llegó a un complejo metamórfico que en estudios petrográficos hechos por el Dr. Zartman se determinó como un esquisto de cuarzo y clorita, por lo tanto los sedimentos erosionados de este complejo metamórfico fueron probablemente los que formaron las rocas jurásicas del área marina.

Durante el Cretácico tuvo lugar un gran movimiento orogénico conocido en el ambiente Geológico como la Orogenia Laramide; como resultado de estos grandes movimientos las rocas se plegaron y fracturaron constituyendo grandes pilares y fosas tectónicas rellenas por los sedimentos erosionados de las zonas positivas. Mientras todo esto sucedía en lo que ahora es el Continente, la Plataforma de Yucatán permanecía estable permitiendo el desarrollo de bancos calcáreos que hoy en día constituyen la columna Cretácica de Carbonatos y como resultado de los esfuerzos de la Orogenia Laramide, durante el máximo paroxismo de ésta hubo grandes zonas de erosión que se manifestaron durante el Cretácico Superior y Paleoceno, como brechas y conglomerados de discordancia que ponían en contacto rocas terciarias con rocas mesozoicas.

La presencia de estas discordancias ha sido registrado en la Sierra de Chiapas (Brecha Lomas Tristes), en donde la manifestación de esta orogenia fué más fuerte en los campos de Chiapas y Tabasco y en el Área Marina,-

en donde la presencia de esta orogenia se manifiesta en algunos campos (ASHATUM, NOHOCH, TARATUNICH, etc...) por la ausencia de rocas del Mesozoico Superior, aunque los efectos diastróficos no fueron tan intensos como en lo que hoy es el Continente.

Durante el Terciario en el Area Marina tuvo lugar otra orogenia y sus efectos diastróficos fueron mas intensos aún que la de Iruandé, ya que es la causante de todos los plegamientos de la Sierra de Chiapas y de la formación de enormes focas y pilares que constituyen en algunas partes cuencas sedimentarias (Cuenca de Macusana) se trata de la orogenia Cascadiana cuyos máximos efectos están registrados en el Continente y en el Area Marina por la ausencia de rocas del Mioceno Inferior y Oligoceno Superior (Campo FOE, ASHATUM, CANTARELL) (Fig.2)

La enorme cantidad de bentonitas que constituyen la columna terciaria y parte del Mesozóico es atribuida a grandes efusiones de cenizas que salían a través de zonas de debilidad (Zonas volcánicas, grandes fracturas), ocasionadas por los efectos de estas orogenias y distribuidas por medios aéreos y acuosos no solo en el área marina sino en todo el país; actualmente todavía se están depositando los sedimentos (Brechas, Conglomerados, arenas, piroclásticos) que marcan la terminación de esta orogenia y que son registrados en los pozos marinos como sedimentos del Plio-pleistoceno.







La descripción litológica de la columna tipo en el orden de perforación es la siguiente:

5-1

Superintendencia Gral. de Dtos. de Exploracion Z. S.
 Dtto. Sonda de Campeche

M. 2
3

ESTRUCTURAS

-  PRODUCTORAS
-  APROBADAS
-  EN ESTUDIO
-  IMPRODUCTIVAS
-  EN PERFORACION
-  SAL

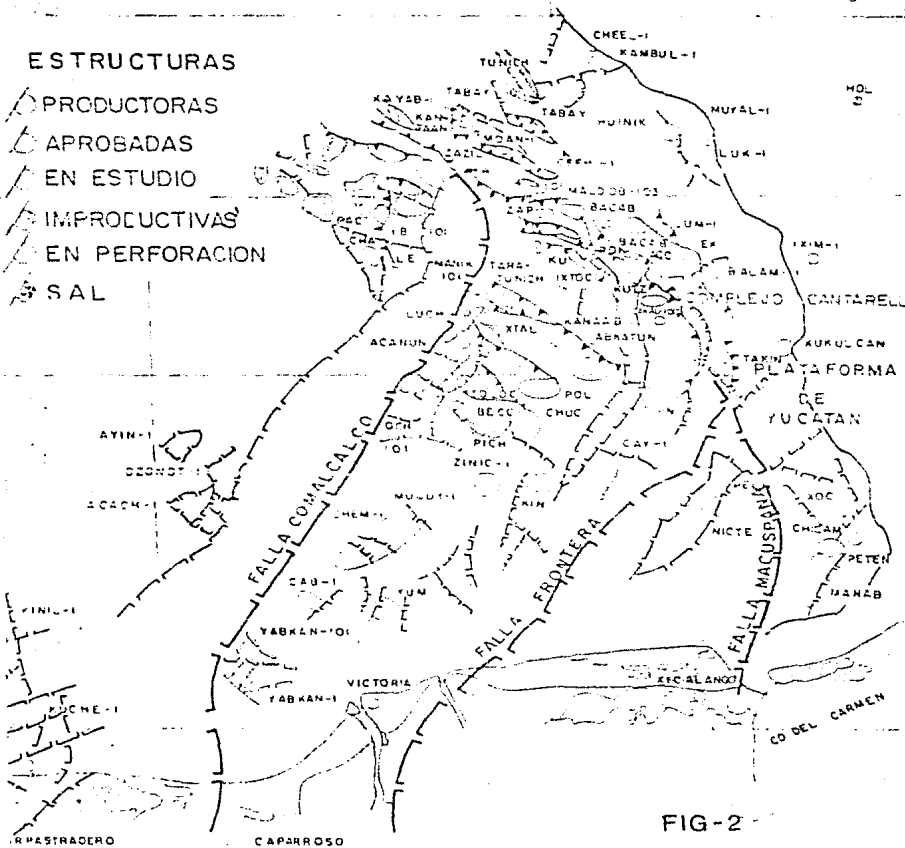


FIG-2

PLIOCENO:

LA CONSTITUYEN ARENISCAS GRISES DE GRANO FINO A -- GRUESO EN PARTES CONGLOMERITICAS CON CEMENTANTE CALCA-- REO, HACIA LA BASE LA CONSTITUYEN BENTONITAS CALCAREAS -- GRIS VERDOSO, EL FOSIL INDICE ES EL "GLOBOROTALIA-trunca_ tulinoides"

MIOCENO SUPERIOR:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS CALCAREAS COLOR GRIS VERDOSO, CON ESCASAS INTERCALACIONES DE ARENISCA -- GRIS, EL FOSIL INDICE ES EL "GLOBOROTALIA-margaritae".

MIOCENO MEDIO:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS CALCAREAS COLOR GRIS VERDOSO EN PARTES MUY COMPACTAS, EL FOSIL INDICE ES EL "GLOBIGERINA-nepentes".

MIOCENO INFERIOR:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS CALCAREAS COLOR GRIS VERDOSO EN PARTES MUY COMPACTAS, LOS FOSILES QUE -- DEFINEN ESTA EDAD "GLOBOROTALIA-fohsi fohsi".

OLIGOCENO SUPERIOR:

ESTA CONSTITUIDO POR LUTITAS BENTONITICAS LIGERAMEN TE CALCAREAS EN PARTES SEMI-DURAS, ESTA EDAD ESTA DETERMINADA POR EL ORGANISMO "GLOBIGERINA-Ciberoensis - - - - Ciberoensis".

OLIGOCENO MEDIO:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS COLOR GRIS - -- VERDE CLARO Y CAFE GRISACEO SUAVE A SEMIDURAS, EL FOSIL-INDICE ES EL "GLOBOROTALIA-*6*ima *6*ima".

OLIGOCENO INFERIOR:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS COLOR GRIS - -- VERDE CLARO Y CAFE GRISACEO SUAVES A SEMI-DURAS LIGERA-- MENTE CALCAREAS, EL FOSIL INDICE ES "GLOBIGERINA-amplia-*settura*".

EOCENO SUPERIOR:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS COLOR GRIS VER- DE CLARO Y CAFE GRISACEO SUAVES A SEMI-DURAS CON OCASIO- NALES INTERCALACIONES DE DOLOMIA CRISTALINA COMPACTA. EL FOSIL INDICE ES "GLOBOROTALIA-*centralis*".

EOCENO MEDIO

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS GRIS VERDE A -- CLARO SUAVES A SEMI-DURAS Y LUTITAS CAFE GRISACEA LIGERA MENTE CALCAREAS, ALGUNAS HUELLAS DE DOLOMIA CRISTALINA E INTERCALACIONES DE CALIZAS. EL FOSIL INDICE ES - - - - - "GLOBOROTALIA-*Lehneri*".

EOCENO INFERIOR:

LO CONSTITUYEN LUTITAS BENTONITICAS CALCAREAS COLOR GRIS VERDOSO CON TRAZAS DE CALCITAS E INTERCALACIONES DE CALIZAS. EL FOSIL INDICE ES "GLOBOROTALIA-*Formosa-Formo-
sa*".

PALEOCENO SUPERIOR:

LO CONSTITUYEN BENTONITAS GRIS VERDOSA CON TRAZAS DE CALCITA E INTERCALACIONES DE CALIZAS GRIS VERDOSA BENTONITICAS. EL FOSIL INDICE ES "GLOBOROTALIA-Velascoensis".

PALEOCENO INFERIOR:

ESTE PERIODO ES MUY IMPORTANTE PORQUE EN EL SE TIENE REGISTRO DE LOS ULTIMOS DEPOSITOS ARCILIOSOS E INICIAN LOS CARBONATOS; ES TAMBIEN IMPORTANTE PORQUE A PARTIR DE AQUI SE INICIA LA ZONA PRODUCTORA EN EL AREA MARINA DE CAMPECHE.

LO CARACTERIZA UN CUERPO DE BENTONITAS VERDE Y GRIS VERDOSO NO SIEMPRE PRESENTE EN LA COLUMNA ESTRATIGRAFICA Y UN CUERPO QUE SE HA DADO EN LLAMAR "BRECHA PALEOCENO" CONSTITUIDO POR EXOCLASTOS DEPOSITADOS EN UNA PATRIZ BENTONITICA CALCAREA, QUE DEBIDO A PROBLEMAS DIAGENETICOS AUN NO BIEN DEFINIDOS (DOLOMITIZACION, SILISIFICACION, etc), LOS LIMITES INFERIORES DE ESTA BRECHA SE DESCONOCEN; SIN EMBARGO, SE SABE QUE ES MUY IRREGULAR Y QUE EN OCASIONES PONE EN CONTACTO DEPOSITOS DEL TERCARIO CON EL CRETACICO SUPERIOR BASAL, POR TAL RAZON LA EDAD DE LA BRECHA NO HA SIDO BIEN ESTABLECIDA Y SOLAMENTE SE INFIERE SU EDAD POR POSICION ESTRATIGRAFICA, SIN EMBARGO, LOS SEDIMENTOS SUPRAYACENTES SI HAN PODIDO SER DATADOS CON LA FAUNA SIGUIENTE DEL PALEOCENO INFERIOR; UN FOSIL INDICE SERIA "GLOBOROTALIA-pseudobulloides".

LOS SEDIMENTOS INFRAYACENTES NO HAN PODIDO SER BIEN ESTABLECIDOS EN EDAD DEBIDO A QUE LA COLUMNA SE ENCUENTRA MUY DOLOMITIZADA, SIN EMBARGO SE SABE CORRESPONDE AL MESOZOICO Y POR ENDE LA "BRECHA PRODUCTORA" DEBE ESTAR SITUADA ENTRE ESTAS DOS EDADES.

CRETACICO SUPERIOR:

GENERALMENTE SE OBSERVAN EN DISCORDANCIA CON LAS ROCAS DEL TERCIARIO; ESTAN CONSTITUIDAS EN SU CIMA POR CALIZAS Y MARGAS GRIS OSCURO EQUIVALENTE A LA FORMACIONES DEL CRETACICO SUPERIOR; LA PARTE MEDIA LO CONSTITUYE UN PAKSTONE DE EXOCLASTOS DE BRECHA FORMADO POR DOLOMITAS CRISTALINAS FINAS COLOR CAFE, GRIS OLIVO Y GRIS.

CRETACICO MEDIO:

LA CIMA LO CONSTITUYE UNA DOLOMITA CRISTALINA FINA COLOR GRIS OSCURO, CAFE CLARO Y GRIS VERDOSO; EN SU ORIGEN FUE UN PAKSTONE DE BIOCLASTOS, LA BASE ESTA CARACTERIZADA POR UN CUERPO ARCILLOSO SITUADO ENTRE LAS DOLOMITAS DE COLOR CREMA Y GRIS VERDOSO.

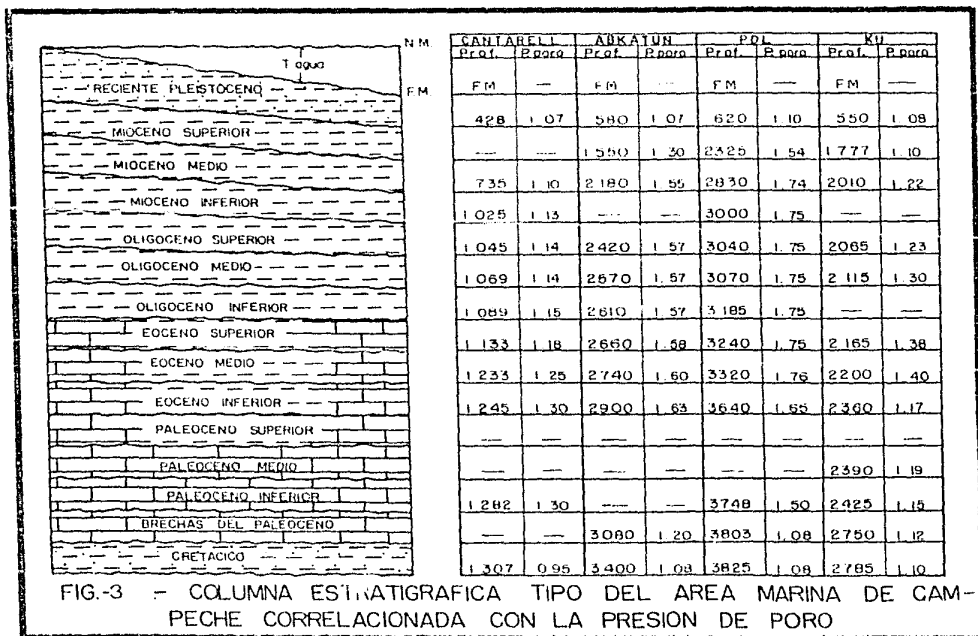
CRETACICO INFERIOR:

LO CONSTITUYE UN MUDSTONE BENTONITICO LIGERAMENTE DOLOMITIZADO, COLOR VERDE OLIVO Y GRIS VERDOSO, PRESENTA ESTRUCTURAS PRIMARIAS TALES COMO BIOPERTURBACIONES, PERTURBACION MECANICA, FLUJO DE DETRITUS, etc., TIENE ALGUNOS ACCESORIOS COMO PIRITA DISEMINADA, CUARZO DETRICO O ARCILLA.

CAMPO "POL":

El aceite de este campo es de tipo ligero, de densidad 28° a 32° API, tiene sedimentos de alta presión -- del Mioceno, una columna tipo sería: f10-3

FORMACION:	PROFUNDIDAD VERTICAL (M):
RECIENTE PLEISTOCENO	FONDO MARINO
MIOCENO SUPERIOR	620
MIOCENO MEDIO	2325
MIOCENO INFERIOR	2830
OLIGOCENO SUPERIOR	3000
OLIGOCENO MEDIO	3040
OLIGOCENO INFERIOR	3070
EOCENO SUPERIOR	3185
EOCENO MEDIO	3240
EOCENO INFERIOR	3320
PALEOCENO SUPERIOR	3640
BRECHAS PALEOCENO	3748
CRETACICO SUPERIOR	3803
DOLOMIAS	3825
CRETACICO MEDIO	3900
CRETACICO INFERIOR	3931



PLANIFICACION DE LOS POZOS ORIENTADOS

a) GRAFICAS ISOGONICAS:

Ha quedado demostrado desde tiempos inmemoriales, - el Magnetismo Terrestre, que sitúa a la tierra como un - gigantesco imán con sus polos magnéticos desplazados con respecto a los polos geográficos. Este polo está situado aproximadamente a 1632 Kms. del Polo Geográfico y - - unas coordenadas de Longitud 90° - 110° W, Latitud 73° - 77° N, tomando como referencia el Polo Norte Geográfico. Esto obliga a pensar que en cada punto que se esté situado, - se tendrá una diferencia angular del Polo Geográfico con respecto al Polo Magnético. (Fig. 4)

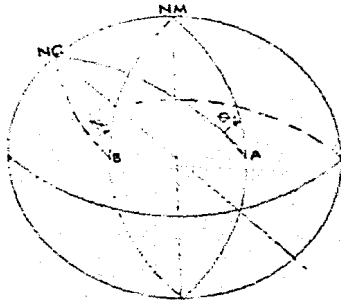


Fig. 4

Por ejemplo los puntos -- "A" y "B" de la Fig. 4, - obsérvese que el ángulo - está formado por el Meridiano que pasa por el punto y la línea que va al - Polo Magnético. Estos -- ángulos son diferentes -- para cada punto del globo terrestre, a este ángulo - se le llama: DECLINACION- MAGNETICA y es bastante - claro que varía de acuerdo al punto donde se esté

situado; tomando en cuenta lo anterior, se elaboraron -- gráficas isogónicas (de igual inclinación). Que en un momento dado proporcionan la declinación para cualquier situación que se tuviere. Cada vez que se está operando

para desviar un poco, es muy importante para el operador el conocer la declinación local para poder referir sus cálculos al Norte Geográfico, dado que el Norte Magnético sufre variaciones con el tiempo; y si se refirieran los cálculos a éste, su vigencia sería temporal.

Para el caso de la República Mexicana, está el Norte Magnético apuntando al Este del Norte Geográfico, por lo tanto, las correcciones para el caso de un azimut - serán sumadas. (Fig. 5)

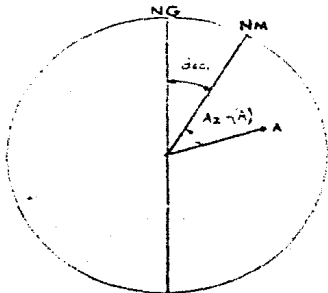


Fig. 5

Az. (A) Geográfico = AZ. Mg. + (A) Declinación.

El Azimut geográfico no tiene problema, ya que su lectura es de 0° a 360° a la derecha, se toma como referencia la línea Norte-Sur y la declinación siempre se suma, pero en el caso de los rumbos, debido a que su lectura es de $0^\circ - 90^\circ$ se toma como referencia la línea - - - - Norte-Sur, su lectura es como sigue: (Fig. 6).

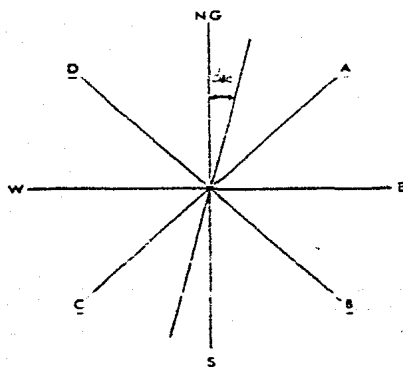


Fig. 6

R Geog. (A) = R (A) Mag. + Declinación.

R Geog. (B) = R (B) Mag. - Declinación.

R Geog. (C) = R (C) Mag. + Declinación.

R Geog. (D) = R (D) Mag. - Declinación.

De la Fig. 6 se deduce la siguiente regla Nomotécnica, para transformación de rumbos Magnéticos a Geográficos. (Fig. 7)

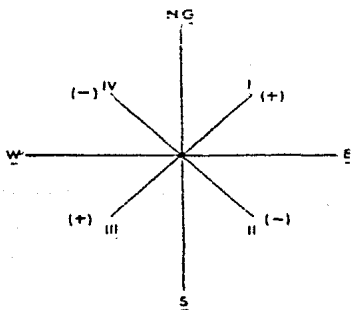


Fig. 7

- 1^{er} Cuadrante - Sumar Declinación.
- 2 Cuadrante - Restar Declinación.
- 3^{er} Cuadrante - Sumar Declinación.
- 4 Cuadrante - Restar Declinación.

No olvidar que esta regla es para el caso de la --
República Mexicana.

b) ELABORACION DE LAS GRAFICAS DE SEVERIDAD.

Para las personas neófitas en la técnica de Perforación Dirigida les resultará hasta un poco fantástico -- el desviar un pozo. El tan solo pensar tener un pozo -- fuera de la vertical y controlar su dirección a un objetivo programado, suele ser un poco difícil de comprender. Esto a pesar de ser en cierta forma real, no es -- tan fantástico, ya que se utilizan principios y propiedades mecánicas de los materiales, en este caso, la herramienta con que se perforará.

Para desviar un pozo, se deben tener en consideración los siguientes puntos:

- 1) Perforar Verticalmente hasta una profundidad de terminada.
- 2) Comenzar a incrementar el ángulo, hasta un valor máximo.
- 3) Calcular que éste ángulo máximo es el apropiado para llegar al objetivo programado.
- 4) Respetar una severidad determinada, de acuerdo al problema que se está considerando, procurando mantenerlo lo más bajo posible.

Es sobre el punto 4 acerca del cual se tratará -- ahora.

Se llamará severidad al número de grados que se logra incrementar en una cierta distancia perforada; en la jerga petrolera se le ha denominado como "PATA DE PERRO" ó "DOG LEG".

De una manera arbitraria, se toma como distancia --
unidad la longitud de 30 m., con esta base se valoriza la
severidad de la curva que se va formando al ir incremen--
tándose el ángulo, en la operación de desviar el pozo. --
Las severidades mas comunes de trabajo son las siguien--
tes:

- 30' / 30 m.
- 1° / 30 m.
- 2° / 30 m.
- 3° / 30 m.
- 4° / 30 m.
- 5° / 30 m.

Las puede haber intermedias a éstas y siempre será --
por la experiencia y necesidad del que proyecta el pozo --
dirigido, pero eso si, se procura que sea de 2°/30m., o --
que en casos extremos no rebase los 5°/30m, para evitar --
posibles problemas mecánicos dentro del pozo.

Para facilidad al proyecto, se han elaborado gráfi--
cas de severidad para una profundidad y un desplazamiento
determinado, de manera que se tenga en forma aproximada --
el ángulo con que se va a trabajar.

Para la elaboración de estas gráficas, tomaremos --
como ejemplo la de 2°/30m., y haciendo las siguientes --
consideraciones:

- 1) Se trazan 2 ejes, uno vertical de las profundidades y otro horizontal de desplazamiento.
- 2) Se trazarán 30 curvas, cada una espaciada 2° o sea, se levantará un ángulo máximo de 60° .

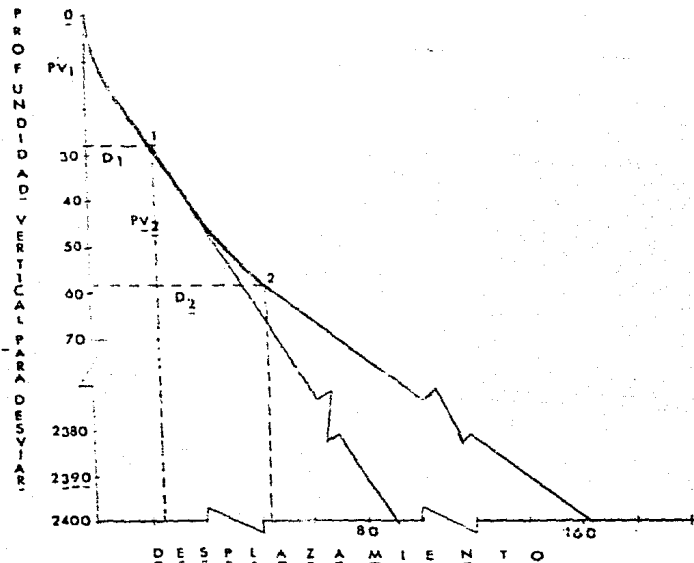


Fig. 8

Considerando el registro de la tabla siguiente, narra la elaboración de la gráfica (Fig. 8), que considera $2^\circ/30$ m.

AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 2° 00'
 POR CADA 30 METROS DE PERFORACION.

METODO RADIO DE CURVATURA.

PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION	PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERTICAL	DESVIACION	INCLINACION.
0.00	0.00	0.00	0°00'	450.00	429.72	115.14	30°00'
30.00	29.99	0.52	2°00'	480.00	455.43	130.59	32°00'
60.00	59.95	2.09	4°00'	510.00	480.59	146.93	34°00'
90.00	89.84	4.71	6°00'	540.00	505.16	164.14	36°00'
120.00	119.61	8.36	8°00'	570.00	529.12	182.19	38°00'
150.00	149.24	13.06	10°00'	600.00	552.44	201.07	40°00'
180.00	178.69	18.78	12°00'	630.00	575.08	220.75	42°00'
210.00	207.92	25.53	14°00'	660.00	597.01	241.21	44°00'
240.00	236.89	33.29	16°00'	690.00	618.23	262.42	46°00'
270.00	265.58	42.06	18°00'	720.00	638.69	284.36	48°00'
300.00	293.94	51.83	20°00'	750.00	658.37	307.00	50°00'
330.00	321.95	62.58	22°00'	780.00	677.25	330.31	52°00'
360.00	349.56	74.30	24°00'	810.00	695.30	354.27	54°00'
390.00	376.75	86.98	26°00'	840.00	712.51	378.85	56°00'
420.00	403.48	100.60	28°00'	870.00	728.84	404.00	58°00'
				900.00	744.29	429.72	60°00'

134

Se procede al cálculo de la estación número 1, lo cual se podría efectuar de 4 maneras:

1.- MÉTODO TANGENCIAL

Considerando un triángulo rectángulo, con un ángulo de 2° en la estación 0 y 1.

2.- TANGENCIAL PROMEDIO

Considerando un triángulo rectángulo, con un ángulo promedio entre la estación 0 y 1.

3.- TANGENTES PROMEDIO

Considerando un triángulo, cuyo ángulo resulta el promedio de las tangentes trigonométricas de la estación 0 y 1.

4.- RADIO DE CURVATURA

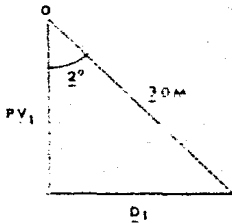
Considerando que por la estación 0 y 1 pasa una circunferencia con una severidad de $2^\circ/30$ m.

En la actualidad, el método de mayor utilidad es el de RADIO DE CURVATURA, por ser el más apegado a la realidad ya que considera una curva, y en los otros tres métodos consideran una recta de un triángulo, lo que no se apega a la realidad cuando las severidades son muy altas.

A manera comparativa, se calcularán 2 estaciones con cada método:

1.- METODO TANGENCIAL

ESTACION 1

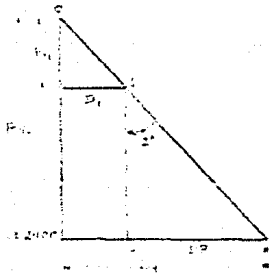


$$Pv_1 = 30 (\cos 2^\circ)$$

$$\therefore \underline{Pv_1 = 29.98 \text{ M}}$$

$$D_1 = 30 (\sen 2^\circ)$$

$$\therefore \underline{D_1 = 1.04 \text{ M}}$$



$$Dt_1 = D_1 + DP_1$$

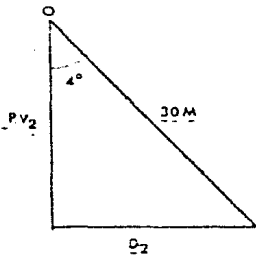
$$Dt_1 = D_1 + (Pvt - Pv_1) \text{Tg} \cdot 2^\circ$$

$$Dt_1 = 1.04 + (2400 - 29.98) \text{Tg} \cdot 2^\circ$$

$$Dt_1 = 1.04 + 82.76$$

$$\therefore \underline{Dt_1 = 83.80 \text{ M}}$$

ESTACION 2



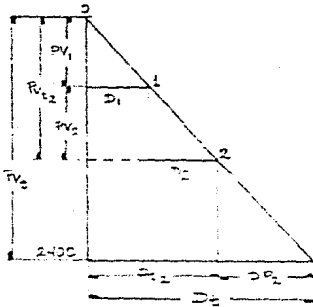
$$Pv_2 = 30 (\cos 4^\circ)$$

$$\therefore \underline{Pv_2 = 29.92 \text{ M}}$$

$$Pvt_2 = Pv_1 + Pv_2$$

$$Pvt_2 = 29.98 + 29.92$$

$$\therefore \underline{Pvt_2 = 59.90 \text{ M}}$$



$$D_2 = \text{sen } 4^\circ$$

$$\therefore \underline{D_2 = 2.09 \text{ m}}$$

$$Dt_2 = D_1 + D_2 = 1.04 + 2.09$$

$$\therefore \underline{Dt_2 = 3.13 \text{ m}}$$

$$D_3 = Dt_2 + D_3$$

$$D_3 = Dt_2 + (Pv_2 - Pvt_2) \text{ Tg } 4$$

$$D_3 = 3.13 + (2400 - 59.90) \text{ Tg } 4$$

$$\therefore \underline{D_3 = 166.76 \text{ m}}$$

Con estos valores se está en condiciones de trazar - la curva de 2 y 4 en la Fig. 8.

2.- METODO TANGENCIAL PROMEDIO

ESTACION 1

$$\text{Promedio} = \frac{0 + 2}{2} = 1^\circ$$

$$\text{Promedio} = 1^\circ$$

$$Pv_1 = 30 (\cos 1^\circ)$$

$$\therefore \underline{Pv_1 = 29.99 \text{ m.}}$$

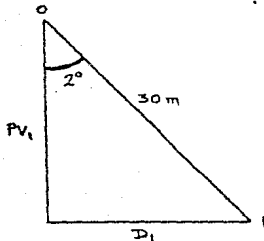
$$D_1 = 30 (\text{sen } 1^\circ)$$

$$\therefore \underline{D_1 = 0.52 \text{ m}}$$

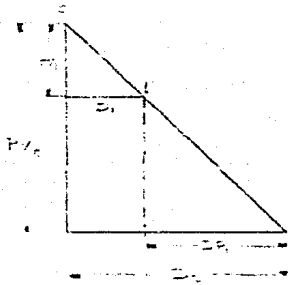
$$D_t = D_1 + D_p$$

$$D_t = 0.52 + (2400 - 29.99) \text{ Tg } 2^\circ$$

$$\therefore \underline{D_t = 83.28 \text{ m}} \quad \text{--- (A)}$$



ESTACION 2



$$Pv_2 = 30 \cos \left(\frac{4 + 2}{2} \right)$$

$$\therefore Pv_2 = 29.96 \text{ m}$$

$$Pvt_2 = Pv + Pv$$

$$Pvt_2 = 29.99 + 29.96$$

$$\therefore Pvt_2 = 59.89 \text{ m}$$

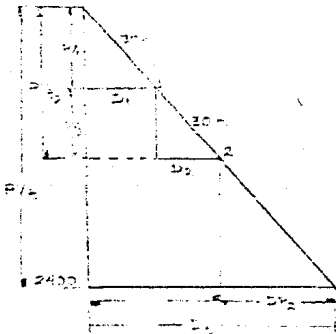
$$D_2 = 30 \cdot \sin \left(\frac{4 + 2}{2} \right)$$

$$\therefore D_2 = 1.57 \text{ m}$$

$$Dt_2 = D_1 + D_2$$

$$Dt_2 = 0.52 + 1.57$$

$$\therefore Dt_2 = 2.09 \text{ m}$$



$$Dt = Dt_2 + Dv_2$$

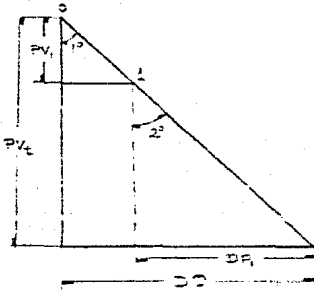
$$Dt = 2.09 + (2400 - 59.89) \text{ Tg} \cdot 4^\circ$$

$$\therefore Dt = 165.72 \text{ m} \quad (B)$$

Con los valores (A) y (B), se está en condiciones —
de trazar la curva de 2 y 4 en la Fig. 8.

3.- METODO TANGENTES PROMEDIO

ESTACION 1



$$Tg \text{ Promedio} = \frac{Tg 0^\circ + Tg 2^\circ}{2}$$

$$Tg \text{ Promedio} = \frac{0 + 0.0349207}{2}$$

$$Tg \text{ Promedio} = 0.0174602$$

$$\text{Promedio} = Tg^{-1} (0.0174602)$$

$$\therefore \text{Promedio} = 1^\circ$$

$$Pv_1 = 30(\text{Cos } 1^\circ)$$

$$D_1 = 30(\text{Sen } 3^\circ)$$

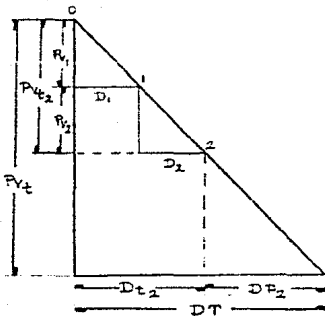
$$Pv_1 = 29.99 \text{ m}$$

$$D_1 = 0.52 \text{ m}$$

$$DT = D_1 + DP_1 = 0.52 + (2400 - 29.99) Tg \cdot 2^\circ$$

$$\therefore \underline{DT = 83.28 \text{ m} \text{ (A)}}$$

ESTACION 2



$$Tg \text{ Promedio} = \frac{Tg 2^\circ + Tg 4^\circ}{2}$$

$$= \frac{0.0349207 + 0.0699268}{2}$$

$$\text{Promedio} = Tg^{-1} (0.0520669)$$

$$\therefore \underline{\text{Promedio} = 3^\circ}$$

$$Pv_1 = 30(\text{Sen } 3^\circ)$$

$$\underline{Pv_1 = 29.96 \text{ m.}}$$

$$D_2 = 30(\text{Sen } 3^\circ)$$

$$\underline{D_2 = 1.57 \text{ m.}}$$

$$Pvt_2 = 29.99 + 29.96 = 59.95$$

$$\underline{Pvt_2 = 59.95 \text{ m.}}$$

$$Dt_2 = 0.52 + 1.57 = 2.09$$

$$\underline{Dt_2 = 2.09 \text{ m.}}$$

Con lo cual se calcula DT.

$$DT = Dt_2 + Dp_2 = 2.09 + (2400 - 59.88) \text{Tg. } 1^\circ$$

$$DT = 2.09 + (2340.12) 0.0699268$$

$$\underline{DT = 165.727 \text{ m.}} \quad (B)$$

Con los valores (A) y (B) en los ejes de la Fig. 8 la curva 2° y 4° .

4.- MÉTODO RADIO DE CURVATURA

Para este método se considera una circunferencia que pasa por las dos estaciones y con la severidad mencionada. Para este cálculo se tienen las siguientes fórmulas:

$$RCV = 57.2958 \left(\frac{Lc}{(\text{Sen } \alpha_2 - \text{Sen } \alpha_1)} \right) \quad (1)$$

$$D = RCV (\text{Cos } \alpha_1 - \text{Cos } \alpha_2) \quad (2)$$

$$PV = RCV (\text{Sen } \alpha_1 - \text{Sen } \alpha_2) \quad (3)$$

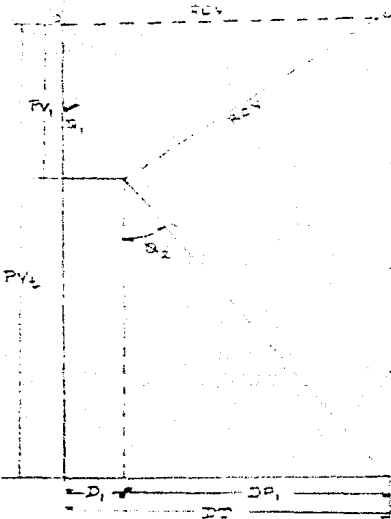
Donde:

R_{CV} = Radio de curvatura vertical.

LC = Longitud de curso.

α_1 = Angulo Vertical de la 1^a Estación.

α_2 = Angulo Vertical de la 2^a Estación.



$$R_{CV} = 57.2950 \left(\frac{30}{(2^\circ - 0^\circ)} \right)$$

$$R_{CV} = 57.2958 \left(\frac{30}{2^\circ} \right) = 57.2958 (15)$$

$$\therefore R_{CV} = 859.437 \text{ m.}$$

$$PV_1 = 859.437 (\text{Sen } 2^\circ - \text{Sen } 0^\circ)$$

$$\therefore PV_1 = 29.99 \text{ m.}$$

$$D_1 = 859.437 (\text{Cos } 0^\circ - \text{Cos } 2^\circ)$$

$$\therefore D_1 = 0.52 \text{ m.}$$

$$DT = D_1 + DP_1 = 0.52 + (2400 - 29.99) \text{Tg. } 2^\circ$$

$$\therefore DT = 83.28 \text{ m} \quad \text{---(A)}$$

Para el punto 2:

$$RCV_2 = 57.2958 \left(\frac{30}{4^\circ - 2^\circ} \right)$$

$$\therefore RCV_2 = 359.437 \text{ m.}$$

$$D_2 = 359.437 (\cos 2^\circ - \cos 4^\circ)$$

$$\therefore D_2 = 1.57 \text{ m.}$$

$$PV_2 = 359.437 (\sin 4^\circ - \sin 2^\circ)$$

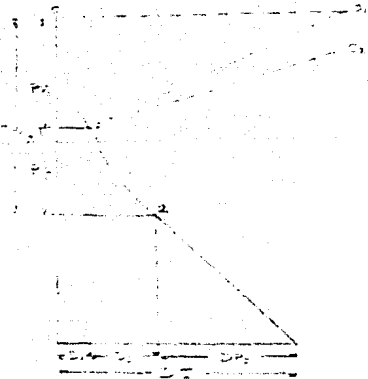
$$\therefore PV_2 = 29.95 \text{ m.}$$

$$DT_2 = 0.52 + 1.57 = 2.09$$

$$\therefore DT_2 = 2.09 \text{ m.}$$

$$Pvt_2 = 29.92 + 29.95 = 59.94$$

$$\therefore Pvt_2 = 59.94 \text{ m.}$$



$$DT = DT_2 + DP_2 = 2.09 + (2400 - 59.94) \text{ Tg} \cdot 4^\circ$$

$$\therefore DT = 165.72 \text{ m.} \quad (B)$$

Con los valores (A) y (B) graficamos en los ejes de la —
Fig. 8.

c) SELECCION DEL INICIO A DESVIAR EN EL CAMPO "POL"

Para hacer la selección del inicio a desviar se requiere tomar en cuenta varios factores, que valorándolos, darán la pauta a seguir, estos criterios variarán de acuerdo al programa y a problemas específicos que se tuviesen en un área determinada.

Todos estos factores se pueden considerar en el siguiente orden:

- 1) EL TIPO DE FORMACION.
- 2) EL ASENTAMIENTO DE LA T. R.
- 3) EL ANGULO MAXIMO QUE SEA NECESARIO ALCANZAR.
- 4) EL PROFUNDIZAMIENTO QUE SEA NECESARIO ALCANZAR.

1) EL TIPO DE FORMACION:

Siempre cualquier proyectista que esté analizando un estudio dirigido, tomará en cuenta la columna geológica del área que se pretende perforar, clasificará la compactación y dureza de las mismas; así como los echados regionales para predecir la variación del rumbo del pozo durante la perforación.

Generalmente se dará preferencia a formaciones suaves y arenosas, pensando en la posibilidad de que se pretenda desviar con "SPUDDING HIT" o con TOBERA, que es la manera más rápida de sacar de la vertical al pozo en este tipo de formaciones someras, y los viajes de la tube-

ría no requieren de mucho tiempo, así como el incremento del ángulo y corrección del rumbo se hacen durante la perforación, lo cual es una ventaja, ya que dá la posibilidad de mayores avances en la perforación.

Cuando el programa sea desviar con motores de fondo o desviador de pared, bastará con seleccionar una formación suave que permita en una forma rizada, incrementar ángulo y corregir el rumbo, tomando en cuenta que con los motores hidráulicos las cargas máximas con las que se pueda trabajar no rebasan las siete toneladas de peso y que a mayor carga se requiere un incremento del gasto de bombeo; tomando en cuenta lo anterior, siempre se seleccionará una formación suave.

Estas formaciones, en diversas ocasiones conviene que sean lo más profundas posible, cuando los desolagamientos son pequeños y se requiere un ángulo de trabajo accesible, además que el avance vertical ahorra días en el tiempo de perforación.

La selección del inicio de desviación en formaciones duras generalmente se hace por problemas mecánicos, como son recuperación de herramientas o tubería (pescados), y que se desea aprovechar la mayor parte del agujero ya perforado.

2) EL ASENTAMIENTO DE T. R.

Todo nozo dirigido, consta en general de las siguientes etapas: (Fig. 9 y 10).

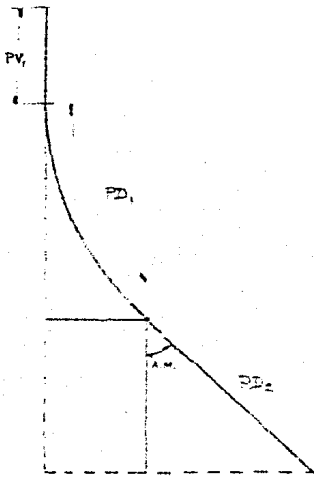


Fig. 9

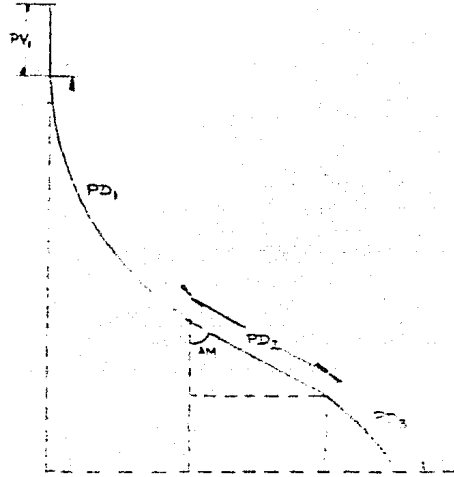


Fig. 10

Ya sea en el caso de curva sencilla (Fig. 9), o de curva doble (Fig. 10), en los que interesa analizar el incremento de ángulo (PD_1), y puede considerarse como el punto más crítico del voze, ya que todas las fricciones al perforar y en los cambios de barrena van a estar ejercidos en esta zona, por lo que deberá quedar siempre cubierta con la T. R. lo que limita a veces el inicio a desviar. En esta etapa es donde el ángulo se va a incrementar para poder afinarlo al objetivo, por lo tanto se debe pensar que la T. R. tenga un intervalo en que el ángulo es constante, lo que tendrá que tomarse en cuenta para la longitud de la T. R. necesaria, porque si se - -

cementara la T. R. incrementando ángulo sin perforar un tramo recto, existe la posibilidad de desprenderse la -- zapata de la tubería de revestimiento. (Fig. 11 y 12).

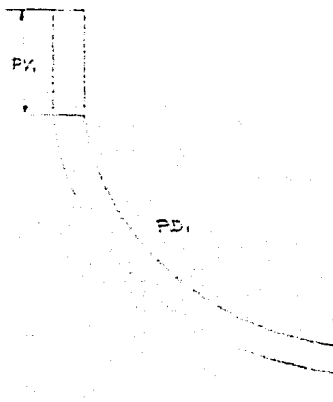


Fig. 11

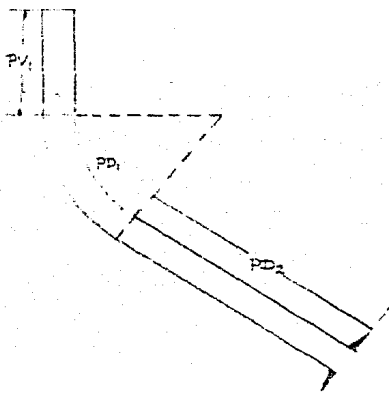


Fig. 12

De las figuras 11 y 12 se desprende el siguiente razonamiento:

a) La tubería de revestimiento que protege la curva, - nunca deberá de quedar incrementando ángulo.

b) La tubería de revestimiento una vez alcanzado el ángulo máximo deberá tener un tramo recto para evitar problemas mecánicos.

3) EL ÁNGULO MÁXIMO DE INCLINACION:

Uno de los factores que más importancia tiene en la

elaboración de un proyecto dirigido, es sin duda el ángulo máximo, este factor bien aplicado le facilita el trabajo al operador: de valores prácticos se puede considerar, que un ángulo que quede entre 15° y 25° es óptimo -- tanto desde el punto de vista de control, como de posibles correcciones en el rumbo que se requieran.

De un análisis de la profundidad vertical contra -- desplazamiento (Fig. 9). se tiene:

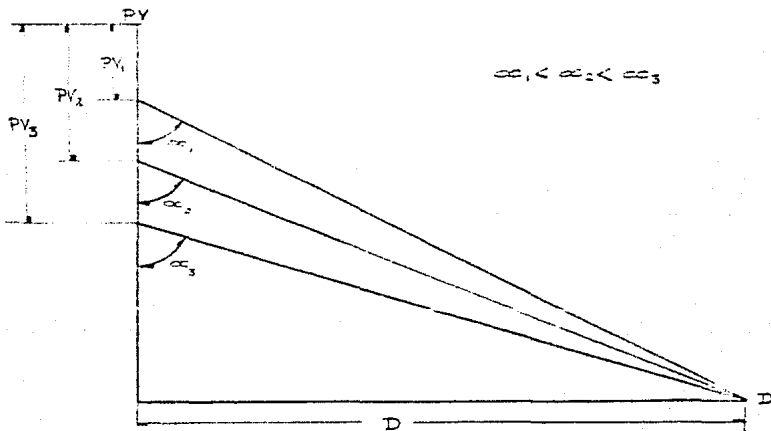


Fig. 13

De la Fig. 13 se concluye que a mayor profundidad el ángulo máximo que se tiene que alcanzar es mayor.

En cada proyecto que se elabore se tendrá que buscar el ángulo que fluctúe entre 15° y 25° , esto no es posible en todos los casos, por lo que a veces en condiciones extremas se tendrán que alcanzar ángulos muy altos.

4) DESPLAZAMIENTO AL OBJETIVO:

El desplazamiento, se podrá decir que es un factor - constante en el proyecto y el que obligará a elegir a determinada profundidad el inicio a desviar. (Fig. 14 y 15)

$$P_{v_1} \neq P_{v_2}$$

$$P_{v_1} \neq P_{v_2}$$

$$D_1 = D_2$$

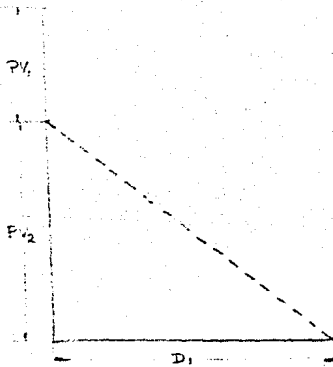


Fig. 14

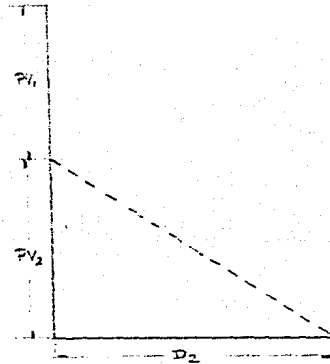


Fig. 15

a) CALCULO DEL PROYECTO DIRIGIDO:

Para el cálculo del proyecto, se deberán de tener --
los siguientes datos:

- DATOS
- 1.- COORDENADAS DEL CONDUCTOR.
 - 2.- COORDENADAS DEL OBJETIVO.
 - 3.- PROFUNDIDAD VERTICAL AL OBJETIVO.

Se tendrán las siguientes incógnitas:

- a) DESPLAZAMIENTO. D
- b) RUMBO R
- c) INICIO DE LA DESVIACION P_v
- d) ANGULO MAXIMO A_{max}
- e) PROFUNDIDAD TOTAL DESARROLIADA AL OBJETIVO. . $PTDO$

Ejemplo:

Calcular el proyecto del pozo POL 71, Plataforma --
"MAYA" Conductor 2.

- DATOS
- 1.- COORDENADAS DEL CONDUCTOR $\left\{ \begin{array}{l} X = 575,965.81 \\ Y = 2,127,032.22 \end{array} \right.$
 - 2.- COORDENADAS DEL OBJETIVO $\left\{ \begin{array}{l} X = 575,181.00 \\ Y = 2,127,030.79 \end{array} \right.$
 - 3.- PROFUNDIDAD VERTICAL AL OBJETIVO = 3,750 m
 - 4.- PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL = 4,000m

La columna geológica es la siguiente:

RECIENTE PLEISTOCENO	F.M.
MIOCENO SUPERIOR	620
MIOCENO MEDIO	2,050
MIOCENO INFERIOR	2,800
OLIGOCENO SUPERIOR	3,000
OLIGOCENO MEDIO	3,040
OLIGOCENO INFERIOR	3,070
EOCENO SUPERIOR	3,185
EOCENO MEDIO	3,210
EOCENO INFERIOR	3,300
PALEOCENO SUPERIOR	3,640
BRECHA PALEOCENO	3,750
PROFUNDIDAD TOTAL	4,000

Se observa que el intervalo 620 m. a 3,070 m.; es -- considerado como formación suave, se requiere que la T.R. de 13 3/8" ϕ abarque una longitud de más de 1,500 m. Con los datos anteriores se obtiene el ángulo máximo favorable para el proyecto; simplificando los cálculos se toman los datos anteriores para el conductor, objetivo, profundidad vertical del objective y profundidad vertical total.

a) DESPLAZAMIENTO:

$$D = \sqrt{(AX)^2 + (AY)^2} = \text{Desplazamiento}$$

$$AX = 575,181.00 - 575,966.81 = - 785.81$$

$$\therefore \underline{AX = - 785.81}$$

$$AY = 2,127,030.79 - 2,127,039.22 = - 8.43$$

$$\therefore AY = - 8.43$$

Sustituyendo valores:

$$D = \sqrt{(-785.31)^2 + (-8.43)^2} = \sqrt{617568.42} = 785.85$$

$$\therefore D = 785.85 \text{ m.}$$

b) RUMBO:

$$R = T_E^{-1} \frac{AY}{AX} = T_E^{-1} \frac{(-785.31)}{(-8.43)}$$

$$R = T_E^{-1} (93.2159) = 89^\circ 24' 33''$$

$$\therefore R = S 89^\circ 24' 33'' W$$

Radio de Curvatura:

$$Rc = 57.29 \left[\frac{Lc}{\rho} \right] \quad \frac{Lc}{\rho} = \text{Severidad de curva.}$$

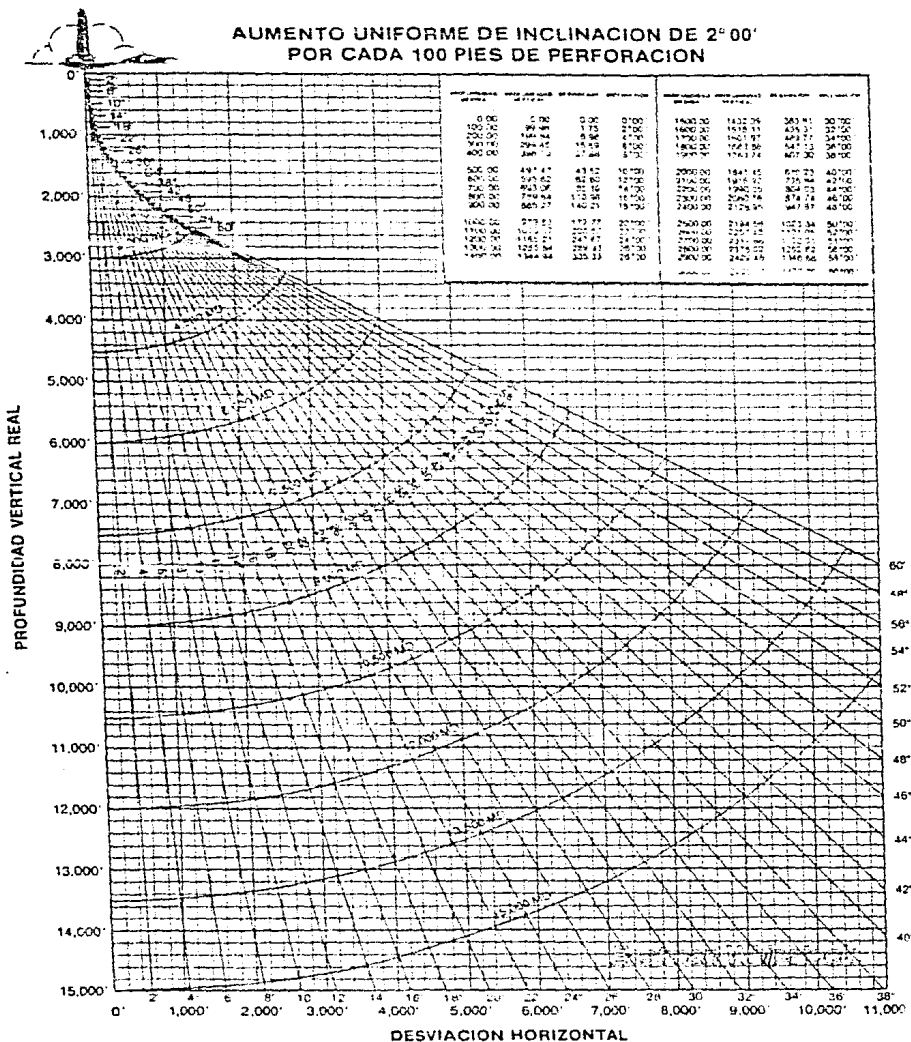
$$Rc = 57.29 \left[\frac{30}{2} \right] = 57.29 (15)$$

$$\therefore Rc = 859.35 \text{ m.}$$

c) INICIO DE LA DESVIACION:

Para determinar el ángulo máximo durante la perforación, se debe considerar el programa de tuberías y hacer uno o mas ensayos para obtener el inicio a desviar (en el area marina de Campeche se tiene un rango de inicio a desviar que va de los 500 m. a 1,500 m.), con relación a la profundidad vertical al objetivo y un análisis de las gráficas de severidad de $2^\circ/30m.$ (Fig. 16)

AUMENTO UNIFORME DE INCLINACION DE 2° 00'
POR CADA 100 PIES DE PERFORACION



PROF. VERTICAL REAL	DESVIACION HORIZONTAL	INCLINACION	PROF. VERTICAL REAL	DESVIACION HORIZONTAL	INCLINACION
0.00	0.00	0.00	1400.00	1432.26	58.14
100.00	39.68	1.73	1400.00	1518.11	43.31
200.00	78.34	3.46	1400.00	1603.97	40.77
300.00	117.01	5.19	1400.00	1689.82	40.10
400.00	155.67	6.92	1400.00	1775.68	40.20
500.00	194.34	8.65	2000.00	1861.53	6.07
600.00	233.00	10.38	2000.00	1947.39	27.60
700.00	271.67	12.11	2000.00	2033.24	27.60
800.00	310.33	13.84	2000.00	2119.10	44.00
900.00	349.00	15.57	2000.00	2204.95	44.00
1000.00	387.67	17.30	2000.00	2290.81	44.00
1100.00	426.33	19.03	2000.00	2376.66	44.00
1200.00	465.00	20.76	2000.00	2462.52	44.00
1300.00	503.67	22.49	2000.00	2548.37	44.00
1400.00	542.33	24.22	2000.00	2634.23	44.00
1500.00	581.00	25.95	2000.00	2720.08	44.00
1600.00	619.67	27.68	2000.00	2805.94	44.00
1700.00	658.33	29.41	2000.00	2891.79	44.00
1800.00	697.00	31.14	2000.00	2977.65	44.00
1900.00	735.67	32.87	2000.00	3063.50	44.00
2000.00	774.33	34.60	2000.00	3149.36	44.00
2100.00	813.00	36.33	2000.00	3235.21	44.00
2200.00	851.67	38.06	2000.00	3321.07	44.00
2300.00	890.33	39.79	2000.00	3406.92	44.00
2400.00	929.00	41.52	2000.00	3492.78	44.00
2500.00	967.67	43.25	2000.00	3578.63	44.00
2600.00	1006.33	44.98	2000.00	3664.49	44.00
2700.00	1045.00	46.71	2000.00	3750.34	44.00
2800.00	1083.67	48.44	2000.00	3836.20	44.00
2900.00	1122.33	50.17	2000.00	3922.05	44.00
3000.00	1161.00	51.90	2000.00	4007.91	44.00
3100.00	1199.67	53.63	2000.00	4093.76	44.00
3200.00	1238.33	55.36	2000.00	4179.62	44.00
3300.00	1277.00	57.09	2000.00	4265.47	44.00
3400.00	1315.67	58.82	2000.00	4351.33	44.00
3500.00	1354.33	60.55	2000.00	4437.18	44.00
3600.00	1393.00	62.28	2000.00	4523.04	44.00
3700.00	1431.67	64.01	2000.00	4608.89	44.00
3800.00	1470.33	65.74	2000.00	4694.75	44.00
3900.00	1509.00	67.47	2000.00	4780.60	44.00
4000.00	1547.67	69.20	2000.00	4866.46	44.00
4100.00	1586.33	70.93	2000.00	4952.31	44.00
4200.00	1625.00	72.66	2000.00	5038.17	44.00
4300.00	1663.67	74.39	2000.00	5124.02	44.00
4400.00	1702.33	76.12	2000.00	5209.88	44.00
4500.00	1741.00	77.85	2000.00	5295.73	44.00
4600.00	1779.67	79.58	2000.00	5381.59	44.00
4700.00	1818.33	81.31	2000.00	5467.44	44.00
4800.00	1857.00	83.04	2000.00	5553.30	44.00
4900.00	1895.67	84.77	2000.00	5639.15	44.00
5000.00	1934.33	86.50	2000.00	5725.01	44.00
5100.00	1973.00	88.23	2000.00	5810.86	44.00
5200.00	2011.67	89.96	2000.00	5896.72	44.00
5300.00	2050.33	91.69	2000.00	5982.57	44.00
5400.00	2089.00	93.42	2000.00	6068.43	44.00
5500.00	2127.67	95.15	2000.00	6154.28	44.00
5600.00	2166.33	96.88	2000.00	6240.14	44.00
5700.00	2205.00	98.61	2000.00	6326.00	44.00
5800.00	2243.67	100.34	2000.00	6411.85	44.00
5900.00	2282.33	102.07	2000.00	6497.71	44.00
6000.00	2321.00	103.80	2000.00	6583.56	44.00
6100.00	2359.67	105.53	2000.00	6669.42	44.00
6200.00	2398.33	107.26	2000.00	6755.27	44.00
6300.00	2437.00	108.99	2000.00	6841.13	44.00
6400.00	2475.67	110.72	2000.00	6926.98	44.00
6500.00	2514.33	112.45	2000.00	7012.84	44.00
6600.00	2553.00	114.18	2000.00	7098.69	44.00
6700.00	2591.67	115.91	2000.00	7184.55	44.00
6800.00	2630.33	117.64	2000.00	7270.40	44.00
6900.00	2669.00	119.37	2000.00	7356.26	44.00
7000.00	2707.67	121.10	2000.00	7442.11	44.00
7100.00	2746.33	122.83	2000.00	7527.97	44.00
7200.00	2785.00	124.56	2000.00	7613.82	44.00
7300.00	2823.67	126.29	2000.00	7700.00	44.00
7400.00	2862.33	128.02	2000.00	7786.15	44.00
7500.00	2901.00	129.75	2000.00	7872.30	44.00
7600.00	2939.67	131.48	2000.00	7958.45	44.00
7700.00	2978.33	133.21	2000.00	8044.60	44.00
7800.00	3017.00	134.94	2000.00	8130.75	44.00
7900.00	3055.67	136.67	2000.00	8216.90	44.00
8000.00	3094.33	138.40	2000.00	8303.05	44.00
8100.00	3133.00	140.13	2000.00	8389.20	44.00
8200.00	3171.67	141.86	2000.00	8475.35	44.00
8300.00	3210.33	143.59	2000.00	8561.50	44.00
8400.00	3249.00	145.32	2000.00	8647.65	44.00
8500.00	3287.67	147.05	2000.00	8733.80	44.00
8600.00	3326.33	148.78	2000.00	8819.95	44.00
8700.00	3365.00	150.51	2000.00	8906.10	44.00
8800.00	3403.67	152.24	2000.00	8992.25	44.00
8900.00	3442.33	153.97	2000.00	9078.40	44.00
9000.00	3481.00	155.70	2000.00	9164.55	44.00
9100.00	3519.67	157.43	2000.00	9250.70	44.00
9200.00	3558.33	159.16	2000.00	9336.85	44.00
9300.00	3597.00	160.89	2000.00	9423.00	44.00
9400.00	3635.67	162.62	2000.00	9509.15	44.00
9500.00	3674.33	164.35	2000.00	9595.30	44.00
9600.00	3713.00	166.08	2000.00	9681.45	44.00
9700.00	3751.67	167.81	2000.00	9767.60	44.00
9800.00	3790.33	169.54	2000.00	9853.75	44.00
9900.00	3829.00	171.27	2000.00	9939.90	44.00
10000.00	3867.67	173.00	2000.00	10026.05	44.00
10100.00	3906.33	174.73	2000.00	10112.20	44.00
10200.00	3945.00	176.46	2000.00	10198.35	44.00
10300.00	3983.67	178.19	2000.00	10284.50	44.00
10400.00	4022.33	179.92	2000.00	10370.65	44.00
10500.00	4061.00	181.65	2000.00	10456.80	44.00
10600.00	4100.00	183.38	2000.00	10542.95	44.00
10700.00	4139.00	185.11	2000.00	10629.10	44.00
10800.00	4178.00	186.84	2000.00	10715.25	44.00
10900.00	4217.00	188.57	2000.00	10801.40	44.00
11000.00	4256.00	190.30	2000.00	10887.55	44.00
11100.00	4295.00	192.03	2000.00	10973.70	44.00
11200.00	4334.00	193.76	2000.00	11059.85	44.00
11300.00	4373.00	195.49	2000.00	11146.00	44.00
11400.00	4412.00	197.22	2000.00	11232.15	44.00
11500.00	4451.00	198.95	2000.00	11318.30	44.00
11600.00	4490.00	200.68	2000.00	11404.45	44.00
11700.00	4529.00	202.41	2000.00	11490.60	44.00
11800.00	4568.00	204.14	2000.00	11576.75	44.00
11900.00	4607.00	205.87	2000.00	11662.90	44.00
12000.00	4646.00	207.60	2000.00	11749.05	44.00
12100.00	4685.00	209.33	2000.00	11835.20	44.00
12200.00	4724.00	211.06	2000.00	11921.35	44.00
12300.00	4763.00	212.79	2000.00	12007.50	44.00
12400.00	4802.00	214.52	2000.00	12093.65	44.00
12500.00	4841.00	216.25	2000.00	12179.80	44.00
12600.00	4880.00	217.98	2000.00	12265.95	44.00
12700.00	4919.00	219.71	2000.00	12352.10	44.00
12800.00	4958.00	221.44	2000.00	12438.25	44.00
12900.00	4997.00	223.17	2000.00	12524.40	44.00
13000.00	5036.00	224.90	2000.00	12610.55	44.00
13100.00	5075.00	226.63	2000.00	12696.70	44.00
13200.00	5114.00	228.36	2000.00	12782.85	44.00
13300.00	5153.00	230.09	2000.00	12869.00	44.00
13400.00	5192.00	231.82	2000.00	12955.15	44.00
13500.00	5231.00	233.55	2000.00	13041.30	44.00
13600.00	5270.00	235.28	2000.00	13127.45	44.00
13700.00	5309.00	237.01	2000.00	13213.60	44.00
13800.00	5348.00	238.74	2000.00	13299.75	44.00
13900.00	5387.00	240.47	2000.00	13385.90	44.00
14000.00	5426.00	242.20	2000.00	13472.05	44.00
14100.00	5465.00	243.93	2000.00	13558.20	44.00
14200.00	5504.00	245.66	2000.00	13644.35	44.00
14300.00	5543.00	247.39	2000.00	13730.50	44.00
14400.00	5582.00	249.12	2000.00	13816.65	44.00
14500.00	5621.00	250.85	2000.00	13902.80	44.00
14600.00	5660.00	252.58	2000.00	13988.95	44.00
14700.00	5699.00	254.31	2000.00	14075.10	44.00
14800.00	5738.00	256.04	2000.00	14161.25	44.00
14900.00	5777.00	257.77	2000.00	14247.40	44.00
15000.00	5816.00	259.50	2000.00	14333.55	44.00

DESVIACION HORIZONTAL
FIG. 16

Tenemos con 500 m. para iniciar a desviar:

$$P_v = P_{vao} - P_{vid} = 3750 - 500 = 3250$$

$$\therefore P_v = 3250 \text{ m.}$$

d) ANGULO MAXIMO:

$$A_{\max} = \text{Tr}^{-1} \left[\frac{D - R_c}{P_v} \right] + \text{Sen}^{-1} \left[\frac{(R_c) \text{Cos} \left(\text{Tr}^{-1} \left(\frac{D - R_c}{P_v} \right) \right)}{P_v} \right]$$

y $P_v = 3250 \text{ m.}$, resulta $A_{\max} = 14^\circ$, el cual queda fuera - del rango de $15^\circ - 25^\circ$

Si calculamos para 1000 m, como inicio a desviar tenemos:

$$P_v = P_{vao} - P_{vid} = 3750 - 1000 = 2750$$

$$\therefore P_v = 2750 \text{ m.}$$

Sustituyendo valores:

$$A_{\max} = \text{Tr}^{-1} \left[\frac{785.85 - 859.35}{2750} \right] + \text{Sen}^{-1} \left[\frac{(859.35) \text{Cos} \left(\text{Tr}^{-1} \left(\frac{785.85 - 859.35}{2750} \right) \right)}{2750} \right]$$

$$A_{\max} = \text{Tr}^{-1} (-0.270) + \text{Sen}^{-1} (0.3124)$$

$$A_{\max} = -1.5466 + 18.2039 = 16.6573$$

$$\therefore A_{\max} = 16^\circ 41' 53''$$

e) PROFUNDIDAD TOTAL DESARROLLADA AL OBJETIVO:

$$P_{tdo} = R_c \cdot \text{Sen} A_{\max} + P_t$$

$$P_{tdo} = (859.35) (\text{Sen}(16.6573)) + 4000$$

$$\therefore P_{tdo} = 4246 \text{ m.}$$

PETROLEOS MEXICANOS

SUPERINTENDENCIA DE PERFORACION MARINA

DISTRITO CO. DEL CARMEN CAMP.

Pozo POL-71 Conductor 3 Plataforma MAYA

COORDENADAS CONDUCTOR

X = 575.966.81

Y = 2.127.039.22

COORDENADAS OBJETIVO

X = 575.181.00

Y = 2.127.030.77

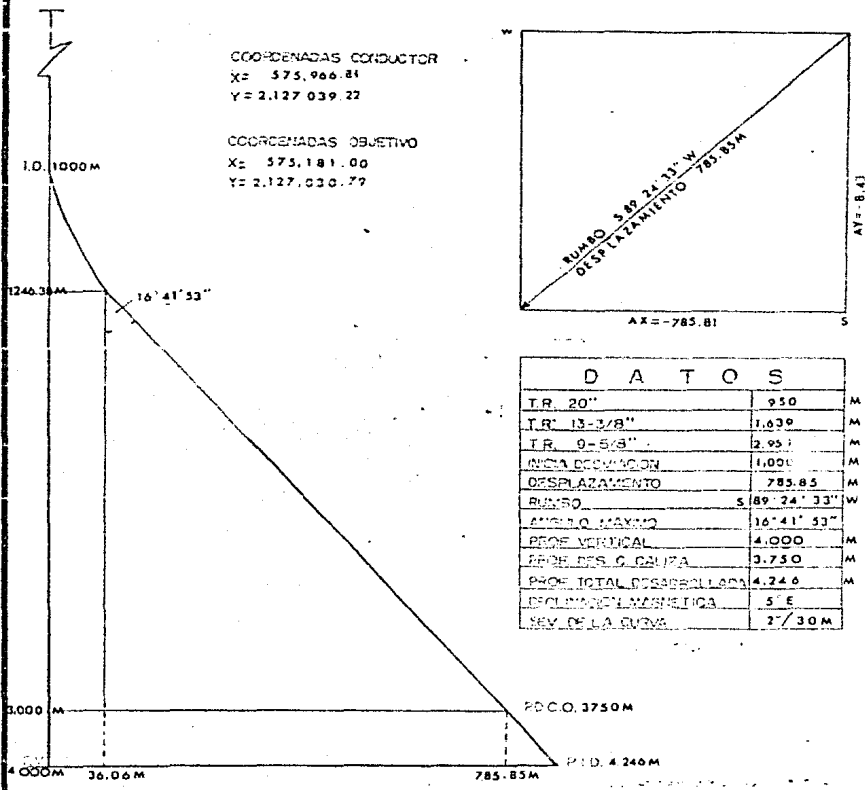


FIG 17

PROFUNDIDAD VERTICAL PRIMERA ESTACION:

Donde se obtiene la profundidad necesaria para tener el ángulo máximo. (Fig. 17)

$$P_v = R_c (\text{Sen } A \text{ max}) + P_{vid}$$

$$P_v = 859.35 (\text{Sen } 16.6573) + 1000$$

$$\therefore \underline{P_v = 1246.55 \text{ m.}}$$

DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL PRIMERA ESTACION:

Donde se tiene el ángulo máximo alcanzado. (Fig. 17)

$$D_H = R_c (1 - \text{Cos } A \text{ max})$$

$$D_H = 859.35 (1 - \text{Cos } 16.6573) = 859.35 (0.0420413)$$

$$\therefore \underline{D_H = 36.06 \text{ m.}}$$

e) CALCULO DE SEVERIDADES (PATA DE PERRO)

Se llama severidad al cambio de ángulo por unidad de longitud o sea, es el valor de un cambio de ángulo.

Se ha tomado como unidad la distancia de 30 m. y las severidades aceptables van de 1°/30 m a 5°/30 m. Cabe hacer mención que los pozos petroleros son curvas en el espacio y por tanto su severidad se calcula en el espacio - de tres dimensiones.

La siguiente fórmula sirve para determinar la severidad en el espacio:

$$P.P. = \text{Cos}^2 \left[\text{Sen } V_1 \cdot \text{Sen } V_2 \cdot \text{Cos}(R - R_1) + \text{Cos } V_1 \cdot \text{Cos } V_2 \right]$$

donde:

P.P. = Pata de Perro en grados.

V_1 = Angulo Vertical estación 1 en grados.

V_2 = Angulo Vertical estación 2 en grados.

R = Rumbo de la Estación 1 en grados.

R_1 = Rumbo de la Estación 2 en grados.

Para evaluarla a 30 m:

$$S.P.P. = \frac{(P.P.)(30)}{L.C.}$$

Esta fórmula permite calcular los cambios de ángulo en un pozo de una forma rápida.

donde:

S.P.P. = Severidad de la Pata de Perro

L.C. = Longitud de Curso Analizado (m.)

FATIGA DE LA TUBERIA:

WOODS y RUBINSKI diseñaron un método gráfico para -- calcular las fatigas en la tubería de perforación ocasionada por cambios de dirección en los pozos. Ellos no ven saben en un pozo orientado, sino en los problemas que se presenten por ojos de llaves para pozos verticales, sin embargo su teoría es aplicable al tema en estudio.

Según la hipótesis de MINER: "TODA TUBERIA EXPERIMENTA UNA FATIGA ACUMULADA AL SUJETARLA A FLEXIONES SUCESIVAS Y REQUERIRA DE "N" CICLOS PARA QUE SE ROMPA".

Con cada giro o rotación de la tubería de perforación que pasa por una desviación se origina un ciclo de esfuerzo que ocasiona un desgaste o fatiga correspondiente a $1/N$ ciclos de la vida de la tubería.

La fatiga acumulativa en la tubería de perforación está en función de la severidad de la curvatura y de la flexión, el esfuerzo de tensión y de peso que esté soportando en el punto de desviación, de la rigidez y calidad del acero de la tubería y del número de revoluciones a -- que esté sujeta.

Conociendo el total de revoluciones que puede soportar en determinadas condiciones de operación, solo restará calcular las revoluciones que da en la práctica para --

conocer el porcentaje de fatiga que sufre la tubería por medio de la siguiente fórmula:

$$\% F = \frac{n}{N}$$

donde:

% F = % de la fatiga de la tubería.

n = número de revoluciones reales.

N = número de revoluciones que puede soportar antes de romperse.

El problema entonces consiste en calcular cuantas revoluciones o esfuerzos de flexión soportará la tubería antes de romperse "N".

ARTHUR LUBINSKI lo resuelve poniendo a "N" en función de los esfuerzos de tensión y giros de la tubería y correlacionando dichos esfuerzos que calcula matemáticamente, con experimentos prácticos en los cuales se ha determinado el comportamiento de algunas tuberías sujetas a flexiones y fatigas sucesivas.

Tomando como base los datos aportados por esos estudios y experimentos, se han derivado gráficas como las que se incluyen en este trabajo, que aunque no son rigurosamente extensas servirán para determinar las fatigas que están sufriendo las tuberías cuando se giran en cambios de curso. Por principio se pueden deducir las siguientes conclusiones:

PRIMERA: Para un mismo número de revoluciones y conservando la misma severidad en la curvatura, LAS FATIGAS AUMENTAN EXPONENCIALMENTE AL INCREMENTARSE LOS ESFUERZOS DE TENSION, POR UNIDAD DE AREA A QUE SE SUJETA LA TUBERIA.

SEGUNDA: Para un mismo número de revoluciones, manteniendo la misma tensión a la tubería en el punto de flexión, la fatiga a que se sujeta aumenta en FORMA EXPONENCIAL CON LOS INCREMENTOS EN LA SEVERIDAD DE LA CURVATURA.

TERCERA: Manteniendo constante la severidad de la curvatura y la tensión en el punto de flexión, la fatiga varía en forma directamente proporcional al número de revoluciones a que se sujeta la tubería de perforación, o sea, que si se aumenta o disminuye el número de revoluciones, la fatiga en la tubería aumentará o disminuirá en la misma proporción siempre y cuando no se varíen las severidades de la curva y el esfuerzo que esté soportando la tubería en el punto de flexión.

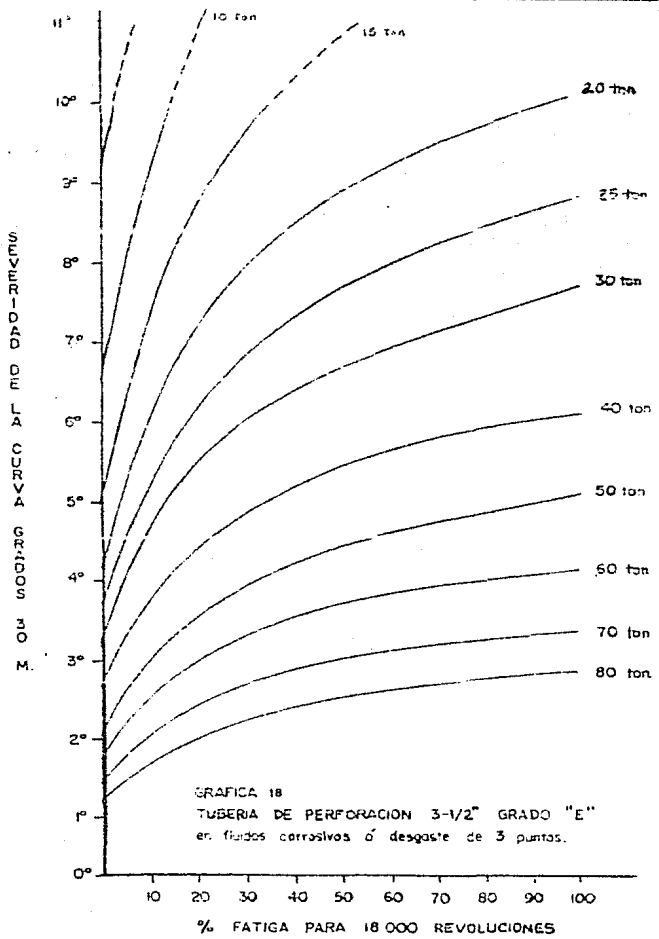
De las primeras conclusiones salta a la vista, si se reduce el esfuerzo de tensión por unidad o área que está soportando el punto de flexión y la severidad de la curva, se reducirá exponencialmente la fatiga de la tubería de perforación.

Para una misma profundidad a que esté perforando, -- reducir la tensión por unidad de área, se logrará aplicando sobre la barrena el peso de la herramienta que se ten-

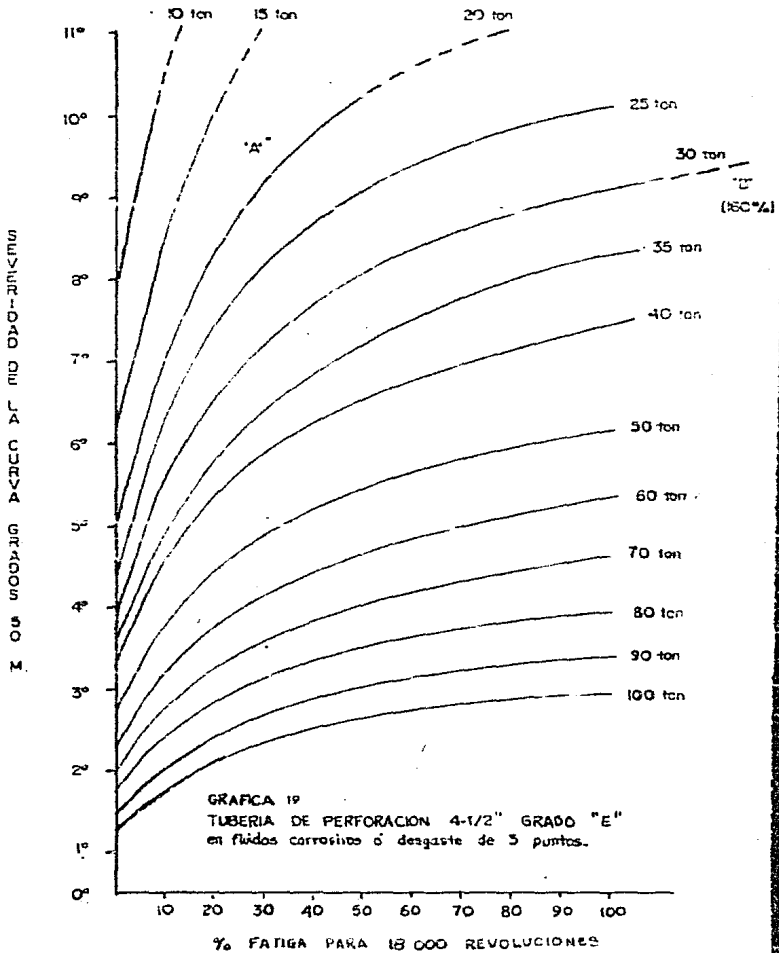
ge en la sarta de perforación o empleando tubería de aluminio que darán menos tensión por unidad de área. El empleo de la tubería de aluminio quedará condicionada a sus limitaciones de costos y características del lodo por emplear.

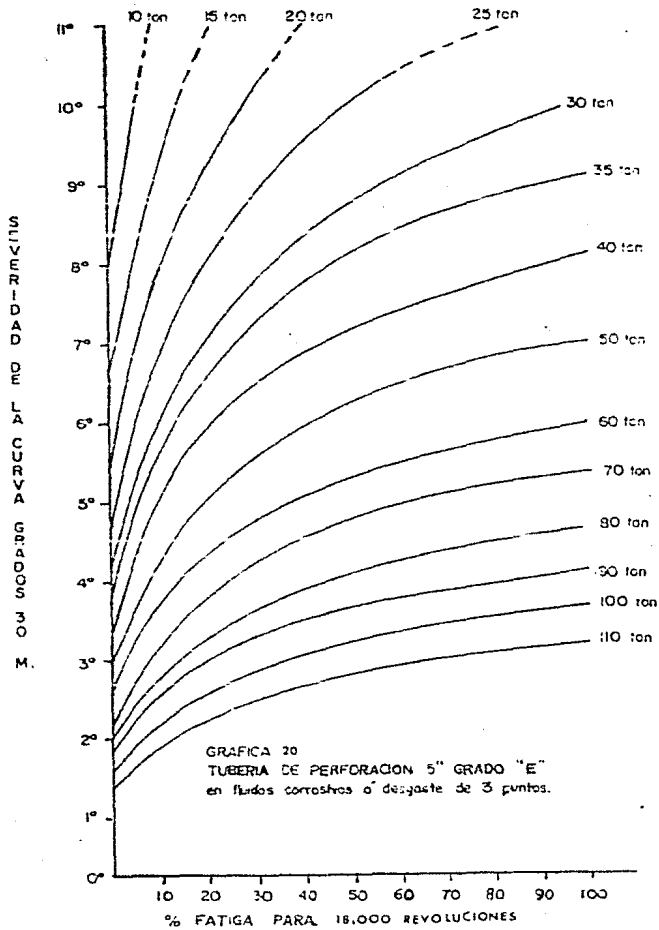
A una misma profundidad por perforar, empleando tubería de igual grado de acero; será menor peso por unidad de longitud, o sea de menor diámetro, no se logra reducir el esfuerzo de tensión por área transversal, ya que aunque se tendrá menor peso o tensión que soportar en el punto de flexión, también se tendrá menor área transversal de tubería y el esfuerzo por unidad de área viene siendo aproximadamente equivalente.

En cambio, si a la misma profundidad se emplea tubería de igual diámetro, pero de mejor calidad de acero, se dispondrá de mayor resistencia remanente para soportar los esfuerzos de fricción en los puntos de flexión. La severidad de una curva no tan solo está determinada por un cambio de inclinación, sino que es la resultante de los cambios de inclinación (Proyección Vertical), los cambios de dirección (Proyección Horizontal) y la longitud del curso entre dos estaciones consideradas. Se han desarrollado varios métodos para calcular la severidad de una curva, uno de ellos es el efectuado por LUBINSKI, que después de determinar la fórmula matemática, construyó gráficas que facilitan el cálculo de la severidad real de una curva entre dos estaciones dadas. Las gráficas 18, 19 y 20 se consideraron para tuberías de 3 1/2", 4 1/2" y 5" de diámetro exterior, trabajando en condiciones severas -



GRAFICA 18
 TUBERIA DE PERFORACION 3-1/2" GRADO "E"
 en fluidos corrosivos ó desgaste de 3 puntos.





de desgaste, no tan solo cuando el fluido en que operan es corrosivo, como agua salada, sino también cuando el desgaste o grado de uso es de 3 puntos de acuerdo con la clasificación de inspección tubular.

Comparándolas con las gráficas 21, 22 y 23 para tuberías de los mismos diámetros pero de poco uso (uno o dos puntos) y empleadas en fluidos no corrosivos se nota la gran diferencia que existe para soportar los esfuerzos de balanceo entre tuberías.

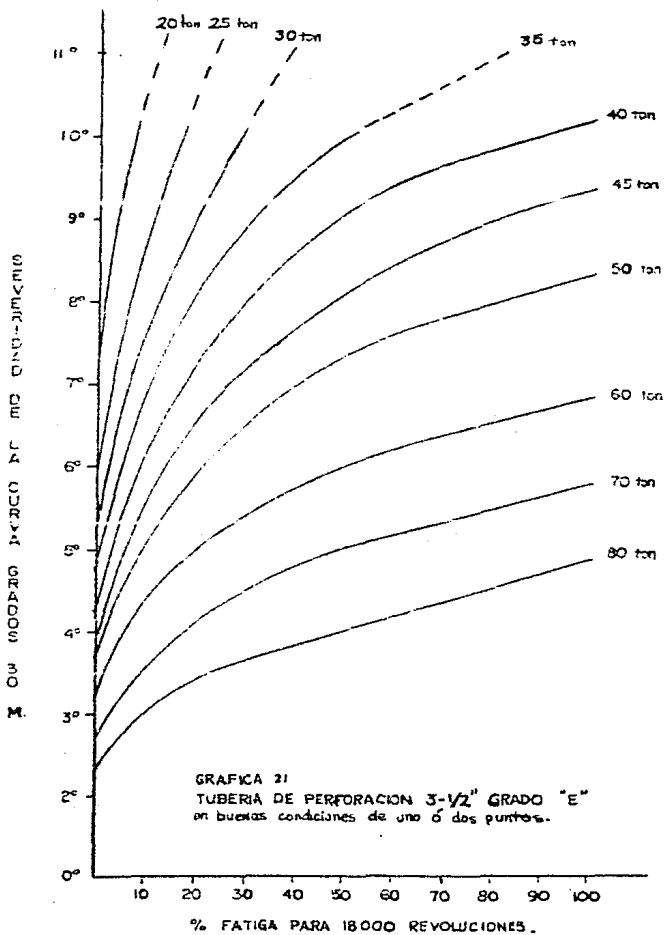
En algunas ocasiones al estar operando normalmente en la perforación de un pozo ocurren rupturas de la tubería de perforación, que aparentemente no tienen explicación, porque en el momento de ocurrir la falla, no se le estaba sometiendo a esfuerzos de tensión excesivos; no se alejaría de la realidad si se afirma que muchas de esas fallas se debieron a una tubería fatigada por choques y fricciones en los puntos de flexión anteriores.

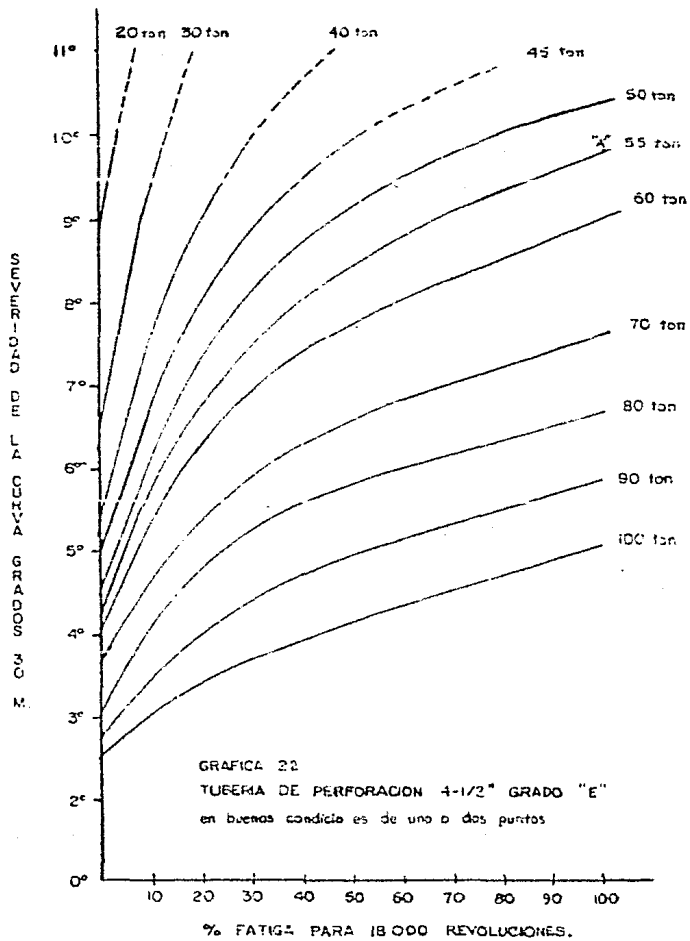
Un caso típico es el de un pozo inclinado que se perforó a fines de 1969, en él se efectuó el cálculo de las fatigas que sufrió la tubería hasta el momento de romperse.

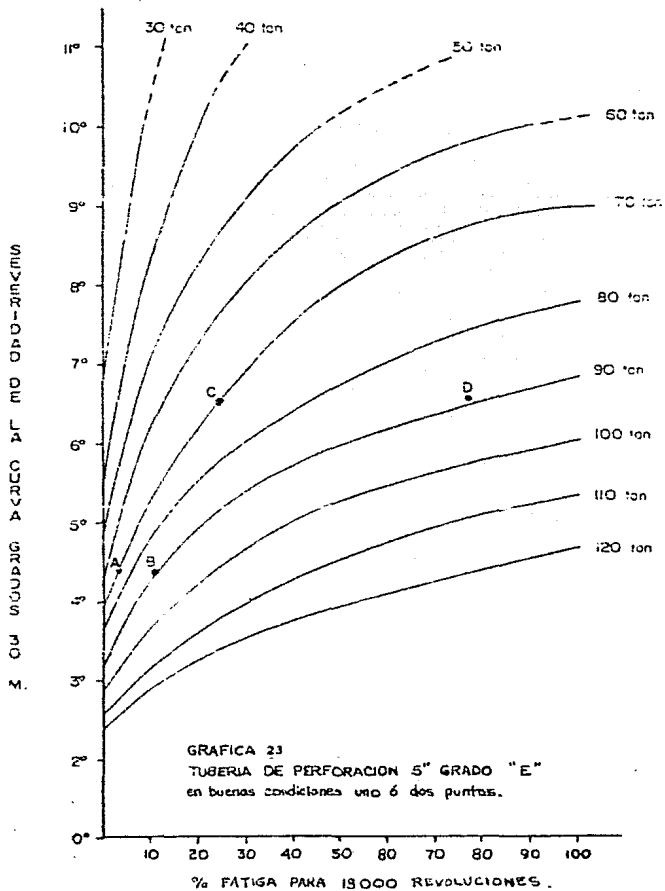
CONDICIONES QUE SE TENIAN EN EL MOMENTO DE OCURRIR LA FALLA:

El pozo, que se perforaba, tenía una profundidad de 1,004 m, con barrena de 8 5/8" ϕ y tubería de diámetro exterior de 4 1/2" grado "E".

A esta profundidad y al hacer una conexión se rompió la tubería; posteriormente se despegó con un bacheo y des







pués de estar circulando aproximadamente una hora acondicionando el fluido de perforación y girando la tubería, - esta se rompió a la profundidad de 465 m.

Los resultados del cálculo, indica las consideraciones que se hicieron para efectuarlo.

CONSIDERACIONES: El tubo que se rompió sufrió fatigas mientras estuvo girando en puntos de flexión: primero cuando al estar girando pasó por el intervalo de 450 a -- 460 m., y segundo, cuando estuvo girando a 465 m. después de despegar la tubería.

Al estar perforando, el peso de la herramienta se estaba aplicando sobre la barrena, por lo cual solo se tomó la tensión de la tubería abajo del punto de ruptura.

Cuando se estaba circulando, además de la tensión se observó el peso de los lastrabarrenos, la severidad de la curva era de $9^{\circ}45'$ para los 30 m, los resultados del -- cálculo fueron los siguientes:

FATIGA AL ESTAR PERFORANDO	43.08%
FATIGA AL ESTAR CIRCULANDO	42.67%

Como son acumulativos, el total por flexión del tubo fué de 85.75%, lo que ocasionó su falla.

Mas importante que determinar las causas de las fallas de la tubería es predecir las mismas y tomar las medidas necesarias para evitarlas. Esto es posible conociendo los datos del pozo, su programa de perforación y - el empleo de la gráfica apropiada.

En el ejemplo anterior con la severidad que tenía la curva de $3^{\circ}45'$ cada 30 m. aún con tubería en buenas condiciones al estar perforando a una profundidad aproximada de 2,800 m. y una tensión de 55 toneladas se hubiera ocasionado una fatiga de 100% y también seguramente hubiera fallado la tubería de perforación. Gráfica 22, Punto "A".

Como se estableció, la severidad de la curva es un factor determinante para fatigar la tubería por flexión; sin embargo, en las gráficas se puede observar que cuando la severidad de la curva es de $2\ 1/2'$ ó $3'$ cada 30 m. las fatigas son mínimas o despreciables y solo deben tomarse en cuenta cuando la tubería está muy desgastada y se emplean fluidos corrosivos, cuando se tengan grandes esfuerzos por tensión en el punto de flexión con el peso a gran profundidad o cuando la perforación es muy lenta y se tienen que dar demasiadas revoluciones a la tubería que se encuentra pasando por la curva.

El otro factor cuyo análisis es importante es la tensión en el punto de flexión.

Mientras mas somera sea la profundidad donde se inicie la desviación del bozo las tensiones en los puntos de flexión serán mayores, de donde podría deducirse que la desviación de un bozo debería de iniciarse hasta una profundidad avanzada. La deducción anterior en la práctica está gradualmente limitada y condicionada a varios factores, uno de los cuales es el desplazamiento horizontal -- programado en el bozo, mientras mayor sea el desplazamiento, la desviación deberá de iniciarse más someramente, si no se requiere rebasar un límite aceptable en la severi-

dad de la curva, otros factores los imponen las características de las formaciones por atravesar y el mayor o menor grado de dificultad que ofrecen para desviar el bozo y -- controlar su dirección.

CALCULO DE FATIGA DE TUBERIA POR FLEXION EN UN POZO INCLINADO.

DATOS REALES DEL POZO:

Profundidad	1,404 m.
Longitud de la tubería de 4 1/2" Ø bajo el punto de flexión	870 m.
Longitud de la herramienta de 7 3/4" Ø	69 m.
Densidad del lodo	1.20 gr/c.c.
Velocidad de Perforación	10.77 m/min
Velocidad de rotación	80 r.p.m.
Boca del pescado	465 m.

Desviaciones:

Profundidad Vertical	Angulo	Rumbo
450 m.	0° 00'	
470 m.	8° 30'	N 33° E
480 m.	9° 45'	N 20° E
495 m.	13° 15'	N 1° W

Para entrar en la gráfica 19 se necesita conocer la severidad de la curvatura y las tensiones en el punto de flexión.

Tomando en cuenta que hasta antes de 450 m. el bozo perforaba verticalmente y para la facilidad del cálculo, se consideró como severidad de la curva $9^{\circ}49'/30m.$ para el intervalo de 450 m. a 480 m.

Para calcular el peso de la tubería y herramienta en el fluido de perforación se empleó la fórmula siguiente:

$$P_e = P_a \left[1 - \frac{D_i}{D_a} \right] \text{ donde:}$$

P_e = Peso en el fluido de perforación.

P_a = Peso en aire.

D_i = Peso específico del fluido de perforación.

D_a = Peso específico del acero.

Para una densidad del fluido de perforación de 1.20 gr/c.c. el factor de flotación

$$F = 1 - \frac{D_i}{D_a} \text{ es de } 0.8472$$

De donde resultó:

Peso de 870 m, T.P. 4 1/2" \emptyset en 7.85 lb/ft en lodo de 1.20 gr/c.c.; 18,300 Kg.

Peso de 69 m, de la herramienta de 7 3/4" \emptyset en lodo de 1.20 gr/c.c.; 11,874 Kg.

La tensión total en el punto de ruptura fué:

$$\therefore \text{Tensión} = 18,300 + 11,874 = \underline{30,174 \text{ Kg.}}$$

1.- FATIGA AL ESTAR PERFORANDO (F₁)

Tensión en el punto de flexión = 18,300 Kg.

En la gráfica 19, interpolando entre 9 y 10 grados de severidad y 15 y 20 ton. en el punto "A" la fatiga para - 18,000 revoluciones es de 30%.

De acuerdo con la velocidad de perforación y la velo cidad de rotación, la tubería dió:

$$(30)(10.77)(80) = 25,848 \text{ revoluciones.}$$

Como la fatiga es proporcional a las revoluciones, - la fatiga que sufrió la tubería pasando por el intervalo de 450 a 480 m. fué:

$$\therefore F_1 = \frac{(30)(25,848)}{18,000} = \underline{43.08 \%}$$

2.- FATIGA AL ESTAR CIRCULANDO (F₂)

Tensión en el punto de flexión = 30,174 Kg.

En la misma gráfica se tiene que para 30 Ton. de ten sión y 9'45' de severidad, se sale de escala la fatiga en la tubería; pero extranolando la pendiente de la curva se observa que cuando menos la fatiga sería de 160% para -- 18,000 revoluciones.

Como se estuvo girando una hora con 80 r.p.m., las - revoluciones que alcanzó a dar la tubería fueron 4,800

Por lo tanto, la fatiga (F_1) fué:

$$\therefore F_1 = \frac{(160)(4,800)}{18,000} = \underline{42.67\%}$$

Como la fatiga es acumulativa, el total por flexión-
del tubo fué:

$$\therefore F_1 + F_2 = 43.08 + 42.67 = \underline{85.75\%}$$

F) DIFERENTES TIPOS DE REGISTROS EN POZOS DIRIGIDOS

Cuando ya se está operando en el campo, el problema a que se enfrenta el operador es el tipo de registro que llevará; en la actualidad se conocen tres a saber:

- 1) METODO TANGENCIAL
- 2) METODO TANGENCIAL PROMEDIO
- 3) RADIO DE CURVATURA

1) METODO TANGENCIAL.- Es sin duda el más simple pero el más inexacto pues considera triángulos rectángulos, cuyo ángulo es el de la última estación, lo cual deja de ser muy apartado a veces de la realidad cuando la severidad es muy alta. (Fig. 24)

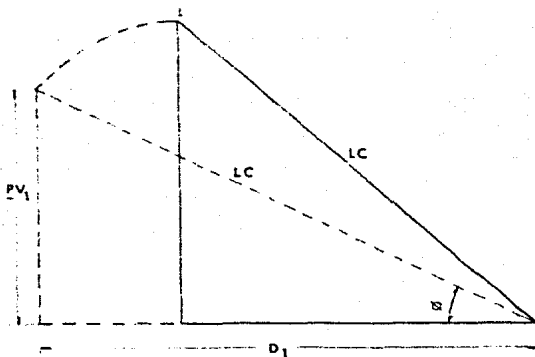


Fig. 24

Se observa que la profundidad vertical siempre será menor al incrementar el ángulo y el desplazamiento mayor, lo cual va haciéndose acumulativo en cuanto más se perfora. Para este método, su registro se lleva como se muestra en la Fig. 25, en el siguiente orden de columnas de izquierda a derecha.

- a) NÚMERO DE ESTACION PROGRESIVA.
- b) ANGULO REGISTRADO.
- c) RUMBO DEL POZO.
- d) PROFUNDIDAD.
- e) LONGITUD DEL CURSO, SE OBTIENE DE LA DIFERENCIA DE LAS ESTACIONES.
- f) PROFUNDIDAD VERTICAL PARCIAL. (Se obtiene de multiplicar la longitud del curso por seno del ángulo de inclinación.)
- g) PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL. (Suma de las profundidades verticales parciales).
- h) DESPLAZAMIENTO. (Desplazamiento total del pozo en la estación considerada).
- i) DESPLAZAMIENTO PARCIAL. (Se obtiene de multiplicar el curso de desviación (inciso J) por el coseno del ángulo).
- j) CURSO DE DESVIACION (Se obtiene de multiplicar la longitud del curso por seno del ángulo de inclinación).
- k) COORDENADAS PARCIALES (Se obtiene de multiplicar el curso de desviaciones por coseno del rumbo (N-S) por seno rumbo (E-W).
- l) COORDENADAS FINALES. Son acumulativas de las parciales.

2) METODO TANGENCIAL PROMEDIO.- Se utiliza la media -- aritmética de los ángulos de inclinación y de los rumbos del pozo de acuerdo a las siguientes fórmulas: este método es más aceptable respecto a su exactitud comparado con el tangencial, pero todavía continúa considerando la trayectoria, como la hipotenusa de un triángulo rectángulo. (Fig. 26).

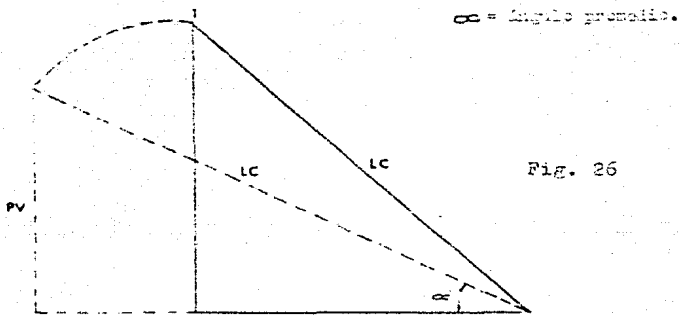


Fig. 26

El registro que se utiliza es el mostrado en la -- Fig. 27, en el siguiente orden de columnas de izquierda a derecha:

- a) NUMERO DE ESTACIONES PROGRESIVAS.
- b) ANGULO REGISTRADO.
- c) RUMBO DEL POZO REGISTRADO U OBSERVADO.
- d) PROFUNDIDAD DE LA TOMA DE REGISTRO.
- e) LONGITUD DEL CURSO. (Se obtiene de la diferencia de estaciones).
- f) ANGULO PROMEDIO. (Se obtiene de la media aritmética de las inclinaciones entre la estación que se toma - la desviación y la que le precede).
- g) PROFUNDIDAD VERTICAL PARCIAL. (Se obtiene de multiplicar la longitud del curso por el coseno del ángulo promedio de inclinación.
- h) PROFUNDIDAD VERTICAL TOTAL. (Es la suma de las profundidades verticales parciales).
- i) DESPLAZAMIENTO TOTAL. (Desplazamiento medido del conductor a la última estación de registro, proyectado a lo largo del rumbo programado del pozo).
- j) DESPLAZAMIENTO PARCIAL. (Este valor se calcula multiplicando el curso de desviación columna k, por el coseno de la diferencia de rumbo columna m).
- k) CURSO DE DESVIACION. (Este valor se obtiene de multiplicar la longitud de curso columna e, por el seno de columna f ángulo promedio de inclinación.
- l) RUMBO PROMEDIO. (Esta columna es la media aritmética de los rumbos del pozo entre la estación que se toma la desviación y la que le precede.)
- m) DIFERENCIA DE RUMBO. (Es la diferencia entre rumbo -- del pozo programado y la real tomado con el registro de desviación).

- n) COORDENADAS PARCIALES. (Se obtiene de multiplicar la columna k curso de desviación, por el coseno del rumbo promedio columna l para (N-S), y por el seno del rumbo promedio columna l para (E-W).)
- o) COORDENADAS FINALES. (Son acumulativas de las coordenadas parciales).

Si consideramos:

α = ANGULO OBSERVADO .

R = RUMBO OBSERVADO .

LC = LONGITUD DEL CURSO .

C.D = CURSO DE DESVIACION (DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL ENTRE DOS ESTACIONES).

P.V = PROFUNDIDAD VERTICAL. (DISTANCIA VERTICAL ENTRE DOS ESTACIONES.)

N-S = NORTE O SUR (DESPLAZAMIENTO SITUADO ENTRE DOS ESTACIONES).

E-W = ESTE U OESTE (DESPLAZAMIENTO SITUADO ENTRE DOS ESTACIONES).

El método se puede resumir al siguiente formulario:

$$P.V. = LC \cos \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2}$$

$$C.D. = LC \sin \frac{(\alpha_1 + \alpha_2)}{2}$$

$$N-S = C.D. \cos \frac{(R_1 + R_2)}{2}$$

$$E-W = C.D. \sin \frac{(R_1 + R_2)}{2}$$

3) METODO RADIO DE CURVATURA.- Para el Método de Radio-de Curvatura considerando que por dos estaciones basa una circunferencia de la severidad calculada, Fig. 28; es sin duda en la actualidad uno de los métodos que más se utilizan por ser el más abegado a la realidad, dado que considera una trayectoria curva y no recta como los métodos en tes mencionados. Las fórmulas que se usan son las que 2- continuación se desarrollan:

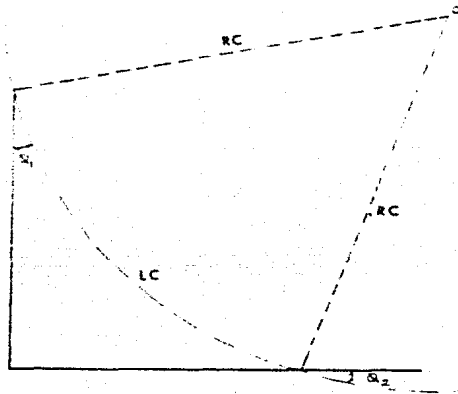


Fig. 28

El radio de curvatura considera la trayectoria como una curva.

CALCULO DE RADIO DE CURVATURA VERTICAL:

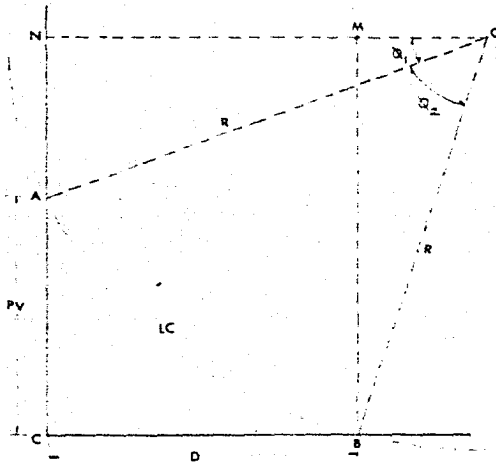


Fig. 29

Para calcular el "RCV" de la figura 29, de un ángulo inicial de inclinación vertical a otro ángulo final - - - (Q_1 a Q_2) se despeja de la siguiente fórmula:

$$LC = R (Q \text{ rad}),$$

$$R = \frac{LC}{Q \text{ rad}}$$

$$RCV = \frac{LC}{(Q_2 - Q_1) \text{ rad}} = \frac{180}{\pi} \cdot \frac{LC}{(Q_2 - Q_1)}$$

$$RCV = 57.2958 \cdot \frac{LC}{(Q_2 - Q_1)}$$

CALCULO DE PROFUNDIDAD VERTICAL Y DESPLAZAMIENTO.

Para calcular la profundidad vertical y el desplazamiento. Una vez obtenido el "RCV", se trazan dos triángulos de los puntos "MOA" y "MOB", el punto "O" depende de la longitud del Radio. considerando que los ángulos que forman ambos triángulos son iguales a α_1 y α_2 respectivamente, en donde:

$$PV = MB - MA$$

siendo:

$$MB = R \operatorname{sen} \alpha_2$$

$$MA = R \operatorname{sen} \alpha_1$$

sustituyendo:

$$PV = R \operatorname{sen} \alpha_2 - R \operatorname{sen} \alpha_1$$

$$PV = RCV (\operatorname{Sen} \alpha_2 - \operatorname{Sen} \alpha_1)$$

ahora:

$$D = NO - MO$$

siendo:

$$NO = R \operatorname{cos} \alpha_1$$

$$MO = R \operatorname{cos} \alpha_2$$

sustituyendo tenemos:

$$D = R \operatorname{Cos} \alpha_1 - R \operatorname{Cos} \alpha_2$$

$$D = RCV (\operatorname{Cos} \alpha_1 - \operatorname{Cos} \alpha_2)$$

CALCULO DE LA DISTANCIA "S" O DIFERENCIA DE SECCION:

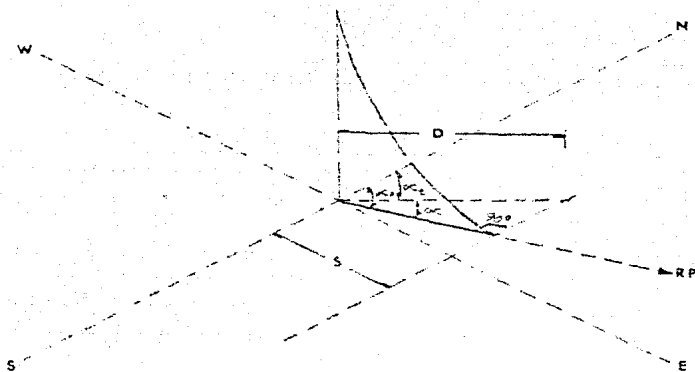


Fig. 30

De la figura 30 para calcular la distancia "S" o diferencia de sección, que en realidad es el avance efectivo con respecto al objetivo, se obtiene de la siguiente fórmula:

$$S = D \text{ Cos } \alpha$$

donde:

$$D = RT - RP$$

$$\alpha = \alpha_T - \alpha_P$$

$$S = D \text{ Cos } (\alpha_T - \alpha_P)$$

siendo:

RT = Rumbo del pozo.

RP = Rumbo programado del pozo.

CALCULO DE RADIO DE CURVATURA HORIZONTAL

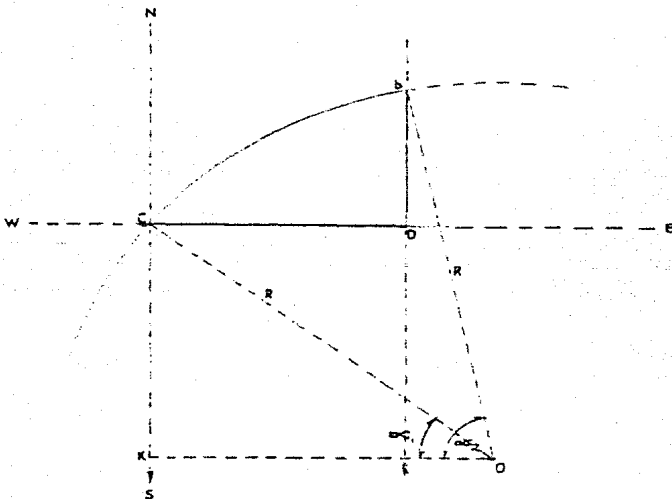


Fig. 31

De la figura 31, para calcular el "RCH" de un Rumbo-inicial a otro final (α_1 a α_2), se obtiene de la siguiente fórmula:

$$D = \text{RCH} (\alpha) \text{ rad.}$$

Despejando "RCH":

$$\text{RCH} = \frac{D}{(\alpha) \text{ rad}} = \frac{D}{(\alpha_2 - \alpha_1) \text{ rad}}$$

$$\text{RCH} = \frac{180}{\pi} = \frac{D}{(\alpha_2 - \alpha_1) \text{ grados}}$$

$$\text{RCH} = 57.2958 \cdot \frac{D}{(\alpha_2 - \alpha_1) \text{ grados}}$$

CALCULO DE COORDENADAS NORTE - SUR, ESTE - OESTE.

Una vez obtenido el "RCH" podemos calcular las coordenadas N-S, E-W. Se trazan dos triángulos "bLO" y "cKO" que a su vez forman dos ángulos iguales a α_2 y α_1 . El punto "O" lo determina la distancia de "R". Con lo anterior las coordenadas N - S las obtenemos restando de la distancia "KO" la distancia "LO" de donde:

$$N - S = bD$$

siendo:

$$bD = bL - cK = R \operatorname{sen} \alpha_2 - R \operatorname{sen} \alpha_1$$

$$bD = R (\operatorname{sen} \alpha_2 - \operatorname{sen} \alpha_1)$$

$$\text{Coordenadas N - S} = RCH (\operatorname{Sen} \alpha_2 - \operatorname{Sen} \alpha_1)$$

$$E - W = cD$$

siendo:

$$cD = KO - LO = R \cos \alpha_1 - R \cos \alpha_2$$

$$cD = R (\operatorname{Cos} \alpha_1 - \operatorname{Cos} \alpha_2)$$

$$\text{Coordenadas E - W} = RCH (\operatorname{Cos} \alpha_1 - \operatorname{Cos} \alpha_2)$$

NOTA: En la inteligencia de que si los rumbos están en --
distinto cuadrante los ángulos se restan en Azimut.

RESUMEN DEL CALCULO DIRECCIONAL POR RADIO DE CURVATURA

RADIO DE CURVATURA VERTICAL:

$$RCV = 57.2958 \frac{LC}{(\alpha_1 - \alpha_2)}$$

PROFUNDIDAD VERTICAL:

$$PV = RCV (\text{Sen } \alpha_2 - \text{Sen } \alpha_1)$$

DESPLAZAMIENTO:

$$D = RCV (\text{Cos } \alpha_1 - \text{Cos } \alpha_2)$$

DISTANCIA "S" O DIFERENCIA DE SECCION:

$$S = D \text{Cos } (\alpha_1 - \alpha_2)$$

RADIO DE CURVATURA HORIZONTAL:

$$RCH = 57.2958 \frac{D}{(\alpha_2 - \alpha_1) \text{grados}}$$

COORDENADAS:

$$N - S = RCH (\text{Sen } \alpha_2 - \text{Sen } \alpha_1)$$

$$E - W = RCH (\text{Cos } \alpha_1 - \text{Cos } \alpha_2)$$

El registro que se utiliza es el mostrado en la ---
figura 32.

TECNICAS EMPLEADAS EN EL CAMPO "POL"

a) HERRAMIENTAS E INSTRUMENTOS:

Las herramientas e instrumentos que se utilizan para desviar los pozos en el área marina, la podemos resumir - de la siguiente forma:

- 1) DESVIADORES RECUPERABLES.
- 2) MOTORES DE FONDO.
- 3) LASTRA BARRENAS NO MAGNETICOS.
- 4) ORIENTADORES DE FONDO.
- 5) CUBOS. (SUSTITUTOS ACODADOS).
- 6) EQUIPOS DE FOMA SENCILLA O MULTIPLES.
- 7) EQUIPO DE TELEORIENTACION.

1) DESVIADOR RECUPERABLE:

Esta herramienta consiste de una cuña larga de metal invertida, cóncava de un lado (Fig. 33-a), para sostener y guiar la barrena en una dirección predeterminada a medida que se perfora.

En la parte superior de la misma hay un anillo o collar - con un diámetro exterior de la barrena utilizada con el - desviador. Con estas características es posible recuperar la herramienta al sacar la tubería. La aleación es de --- acero fundido y se trata a bajo calor para darle un máximo de resistencia y rigidez, la sección cóncava se recubre con metal duro para hacerla resistente al desgaste.

Existe entre el anillo desviador y la parte cóncava un trazo recto lo bastante largo para permitir el uso de los siguientes conjuntos de perforación. (Fig. 33- b).

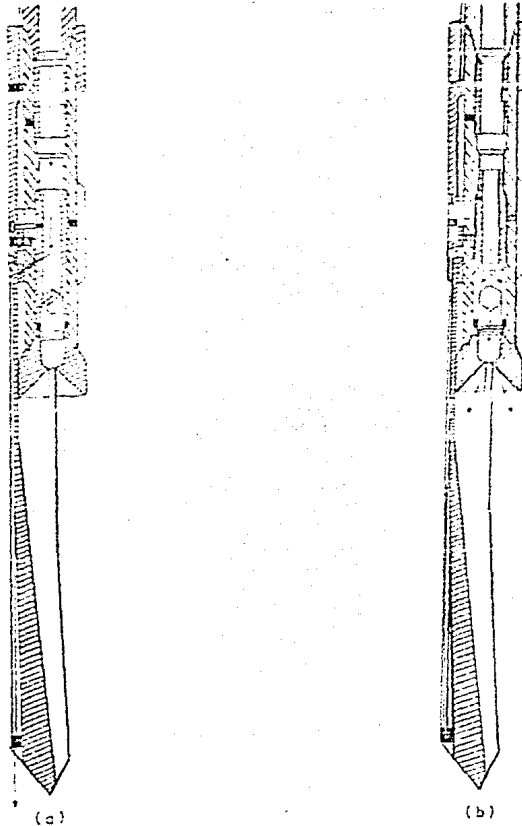


FIG. 33 - DESVIADOR RECUPERABLE

(a) CON CIRCULACION EN EL FONDO

(b) CON CIRCULACION EN LA BARRENA

- 1) DESVIADOR.
BARRENA
COMBINACION.
TUBERIA DE PERFORACION.

- 2) DESVIADOR.
BARRENA.
PORTABARRENA ESTABILIZADORA.
TUBERIA DE PERFORACION.

- 3) DESVIADOR.
BARRENA
PORTABARRENA ESTABILIZADORA.
JUNTA UNIVERSAL.
TUBERIA DE PERFORACION.

Cada conjunto nos dá las siguientes severidades:

- | | | | |
|----|-----|---|--------|
| 1) | 3/4 | a | 1 1/2" |
| 2) | 2" | a | 4" |
| 3) | 5" | a | 7" |

Estos aparejos se describen en la figura 34.

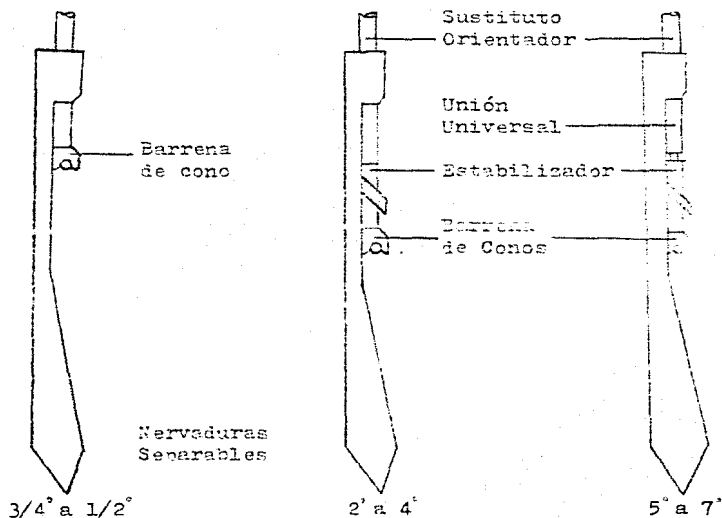


Fig. 34

RESULTADOS ESPERADOS:

Cuando un desviador se tiene que utilizar en agujeros más grandes para el que está diseñado, se le puede poner aletas cerca de la parte inferior posterior. Tiene adaptado un sistema de circulación que se ha desarrollado para remover recortes del fondo del pozo, cuando se baja para romper el perno, la circulación se desvía por la barrena. (Fig. 33-a).

A pesar de que el desviador de tared es una herramien

ta que va disminuyendo su uso, se sigue utilizando para -- desviar pozos y librar pescados, cuando se ha programado - utilizar el desviador, es conveniente tener en cuenta las- siguientes recomendaciones:

- Una vez que se está llegando a la profundidad del ini cio a desviar, circular dos veces el tiempo de atrazo en el fondo, acondicionando el lodo.
- Sacar rotando con cadena hasta la última zapata de tu bería de revestimiento.
- Armar el aparejo de desviación, procurando alinear lo más correcto posible el orientador.
- Bajar hasta 3 metros arriba del fondo del pozo y -- orientar desviador.
- Conectar la flecha y verificar fondo en varias ocasio nes.
- Romper perno y salir del desviador con 20 rom, y 1 6-2 toneladas de peso.
- Una vez que se ha salido del desviador continuar au- mentando la carga y perforar 3 m. (Agujero de ratón).
- Sacar y bajar barrena ampliadora.

Se debe tener especial cuidado con la determinación - del fondo real del pozo, si se tiene duda al respecto es - mas conveniente sacar el desviador, porque es muy posible- que con fondo falso al bajar con la barrena ampliadora no- se encuentre el agujero de ratón.

2) MOTORES DE FONDO (DYNA-DRILL)

Los motores de fondo representan el último adelanto en la tecnología de la perforación, dada su extrema sencillez y su alta eficiencia. Esta herramienta consta de un motor hidráulico de desplazamiento positivo que hace girar la barrena en el fondo, tan solo con el volumen de lodo bombeado sin tener que girar la tubería de perforación. Las ventajas que da sobre los métodos convencionales de perforación es:

- a) La potencia se sitúa en la barrena.
- b) La barrena gira más revolucionada.
- c) Reduce la fatiga en la tubería de perforación.
- d) Facilita la perforación a mayor profundidad.
- e) Se incrementa la velocidad de penetración.
- f) Se puede controlar la verticalidad de un pozo.
- g) Para desviar pozos y corregir los mismos.

Un motor de fondo consta de las siguientes partes: --

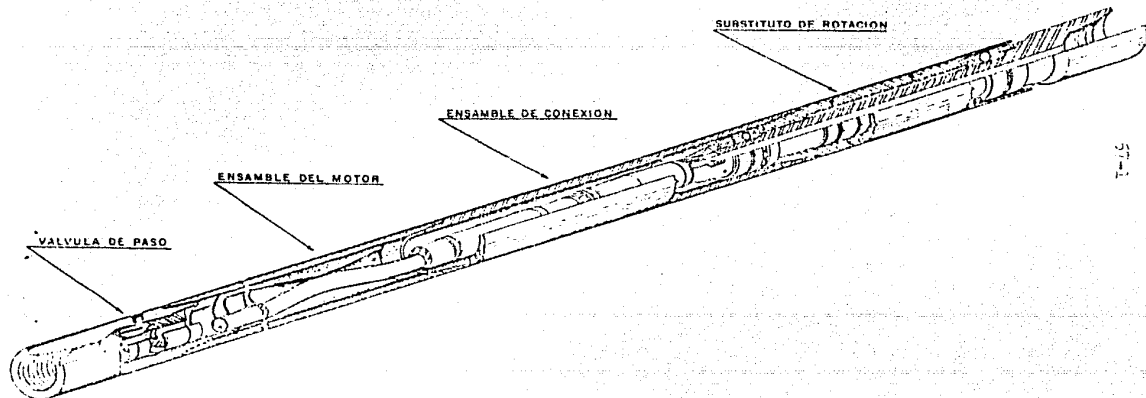
(Fig. 35)

- Una válvula de paso.
- Un ensamble de motor.
- Un ensamble de conexión.
- Una flecha motriz.
- Un sustituto de rotación para la barrena.

Las funciones de cada una de estas partes son:

FIG 35

SECCION DE UN MOTOR HIDRAULICO
DE FONDO HELICOIDAL.



5-1-1

- VALVULA DE PASO:

Esta válvula se presenta en la figura 35, consta de -- un pistón deslizante, un ariete de manga, un resorte y orificios exteriores.

Su función es permitir el llenado de la tubería de -- perforación, al introducir la herramienta al fondo y viceversa, permitir que la tubería se descargue al recuperar -- la herramienta. Cuando hay circulación el resorte mantiene el pistón en la posición superior, con lo cual los orificios se mantienen abiertos. La velocidad del fluido -- acciona el pistón y lo cierra, obstruyendo los orificios -- permaneciendo estos cerrados.

- ENSAMBLE DEL MOTOR:

El ensamble del motor es una bomba de tipo helicoidal, la flecha del motor gira al circular el fluido a través -- del mismo, a diferencia de un motor que gira la flecha para mover un fluido, en este caso el fluido mueve la misma, este ensamble representa casi la mitad de la herramienta, -- el motor consta de dos partes:

Estator o cubierta exterior.

Rotor o flecha giratoria.

El estator está constituido por un tubo cubierto con un compuesto especial similar al hule, que forma una cavidad espiral de sección transversal cilíndrica a lo largo -- de toda su longitud, que en su interior tiene una ranura -- espiral doble. Este hule está diseñado para resistir la -- abrasión y los hidrocarburos.

El rotor o flecha giratoria es una flecha helicoidal de acero y cromada para reducir el desgaste por abrasión, dicho rotor es excéntrico en ambos extremos y tiene la forma de un senoide, la flecha gira a medida que el fluido es forzado a través del motor.

- FIGURAS DE LA VARILLA DE CONEXION:

Esta parte de la herramienta transforma el movimiento excéntrico de la flecha a concéntrico de la flecha motriz, esto se logra mediante dos uniones universales onuestas. - Estas uniones están cubiertas por hules que en su interior tienen grasa para aumentar su duración.

- SUSTITUTO DE ROTACION PARA BARRENA:

Esta parte es la que transmite a la barrena el movimiento de rotación, y está formada por tres cojinetes principales: Cojinete de Carga Superior, Cojinete Marino ó reductor de flujo y Cojinete de Carga Inferior.

Cojinete de carga superior.- Está diseñado para soportar - el efecto hidráulico de pistón al estar circulando.

Cojinete Marino o Reductor de Flujo.- Restringe el paso -- del fluido de perforación, permitiendo el paso de un volúmen que va del 5% al 10% del total del fluido, y está diseñado para soportar una caída de presión de 150 a 500 lb/Pé², la mayor parte del fluido entra en la flecha motriz arriba del cojinete superior y sale a través de la barrena.

Cojinete de Carga Inferior.- Es un balero de esfera para trabajos pesados y baja fricción, diseñado para aguantar carga sobre la barrena.

Para que estos motores tengan una eficiencia máxima, se deben de respetar las normas del fabricante, con respecto a los volúmenes de trabajo de las herramientas. La tabla siguiente proporciona valores para su operación.

DIAMETRO DE MOTOR (pg)	VOL. RECOM. (Gal/min.)	DIFER. DE PRESION. (lb/pg ²)	RPM	TORQUE (Pie/lb)
1 3/4	20	250	875	8.8
2 3/8	25	1,000	1,100	38
3 7/8	130	600	420	325
5	225	250	460	283
6 1/2	325	250	410	467
7 3/4	400	250	310	700
9 5/8	500	250	350	1,030

El fluido de perforación pasa a través de la válvula de paso, lo cual al alcanzar su gasto máximo cierra su camisa, el flujo continúa a través del ensemble del motor en el espacio que existe entre la flecha (rotor) y el estator, el flujo continúa a través del ensemble de conexión, y al entrar al sistema de cojinetes un 95% del fluido pasa a través de la flecha, y el 5% por el cojinete marino y finalmente a la barrena. Los motores helicoidales funcionan con todo tipo de lodo, con aire o gas a alta presión.

El aumento de densidad tan solo afecta en la potencia requerida para mover la columna de lodo. En realidad, la capacidad del "Dyna Drill" está basada mas en el volumen del lodo que en el tipo de fluido.

Cuando el motor helicoidal gira arriba del fondo del pozo, su caída de presión a través de él es del orden de 50 a 100 lb/og, pero a medida que se le va adicionando peso se incrementa, se trata de que no pase de la presión diferencial recomendada por los fabricantes según tabla anterior. Cuando por cualquier circunstancia se le adiciona mas peso sufrirá un incremento brusco de presión, a un valor máximo, lo cual es señal inequívoca de que la barrena no está girando; esto es debido al sello que hace el estator y rotor, obstaculizando el paso de fluido, es muy peligroso en esta situación continuar circulando ya que se puede dañar permanentemente la barrena, lo que obliga a reducir el peso sobre la barrena.

Este detalle en estos motores indica sin posibilidad de error, saber cuando está perforando y si está atascada, lo que obliga a vigilar constantemente el manómetro de las bombas.

Otro aspecto que se deberá de tener muy en cuenta es el diseño de las toberas, aunque el funcionamiento no se alterará, la vida útil de los baleros se acortará si no se programan el diseño de toberas de diámetro menor pueda dañar rápidamente el balero marino.

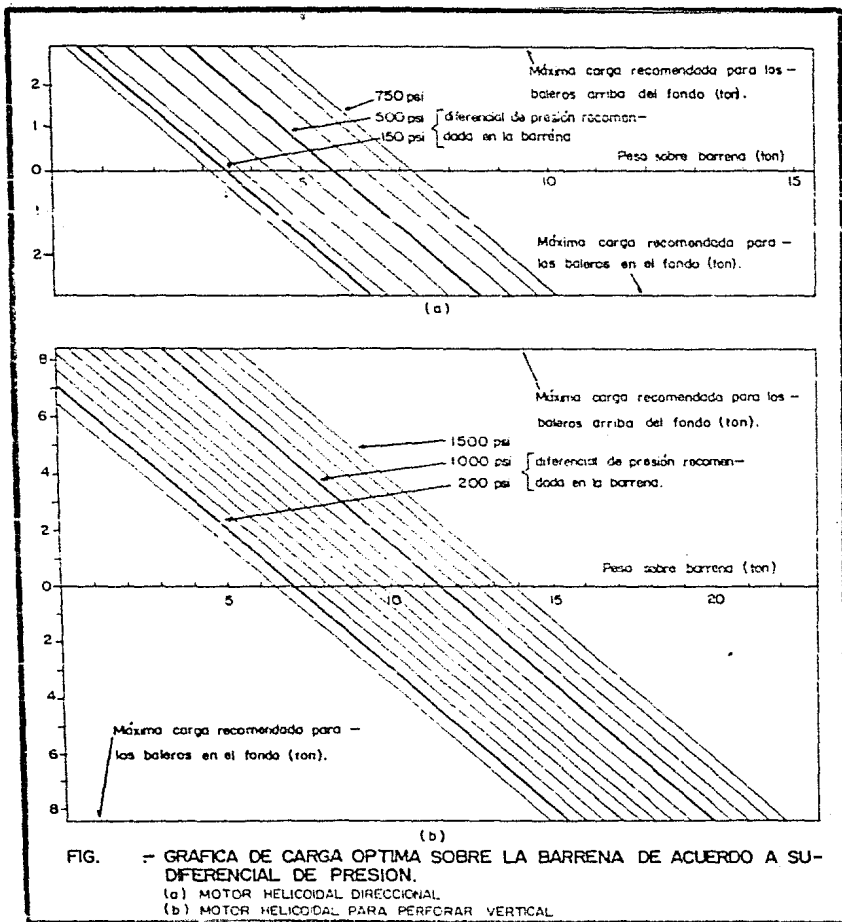
Para poder diseñar las toberas adecuadas se debe tomar en cuenta la carga con que se va a perforar, de acuer-

do con este factor se hará uso de las gráficas que las compañías fabricantes de estos motores han diseñado.

Las gráficas figura 36 son aplicables a motores helicoidales de 7 3/4" para bozos inclinados y verticales, el eje horizontal proporciona los rangos de carga que se pueden aplicar a la barrena, el eje vertical proporciona los rangos tolerables de carga en que pueden trabajar los baleros de carga superior e inferior, las curvas inclinadas, proporcionarán las diferenciales de presión de las toberas.

Otro aspecto que deberá de tomarse en cuenta es el torque reactivo de los motores hidráulicos, a medida que se agrega peso a la barrena y el motor empieza a perforar, el rotor hace que la barrena gire en el mismo sentido que las manecillas del reloj, y al igual que todos los motores, desarrolla un torque reactivo en el estator, que imparte a la sarta de perforación una rotación de giro en sentido contrario a las manecillas del reloj. Esta reacción aumenta a medida que se incrementa el peso sobre la barrena y alcanza su valor máximo al atascarse la herramienta.

Esta característica está en función de la profundidad, del ángulo del bozo y del diámetro de la tubería que se está trabajando, la siguiente tabla proporciona valores de torque que sirvan de guía y que durante la operación de trabajo con el motor se deben de ir afinando.



TORQUE ESTIMADO PARA UN AGUJERO VERTICAL:

PROP. VERTICAL (m.)	TORQUE ESTIMADO A LA IZQUIERDA
0 - 150	20'
150 - 350	25'
350 - 500	35'
500 - 1000	50'
1000 - en adelante	10'/300 metros.

Torque estimado considerando que la herramienta deberá de perforar con un giro de 95 .

PROP.(m.)	ANG. DEL FOCO	GIRO IZQUIERDO	GIRO DERECHO
0 - 350	2' - 15'	40 Iza.	140 der.
	5' - 10'	30 Iza.	135 der.
	10' - 15'	15 Iza.	130 der.
	15' - 20'	10 Iza.	125 der.
	20' - 25'	50 Iza.	120 der.
	25' - 30'	0	115 der.
	30' - 35'	5 der.	110 der.
350 - 650	35' ó más	5 der.	115 der.
	2' - 5'	30 Iza.	155 der.
	5' - 10'	20 Iza.	140 der.
	10' - 15'	10 Iza.	135 der.
	15' - 20'	5 Iza.	130 der.
	20' - 25'	0	125 der.
	25' - 30'	5 der.	120 der.
	30' - 35'	5 der.	115 der.
	35' ó más	10 der.	110 der.

PROP. (m.)	ANG. DEL POZO	GIRO IZQUIERDO	GIRO DERECHO
550 ó más	2° - 5°	25° Iza.	180° der.
	5° - 10°	15° Iza.	170° der.
	10° - 15°	5° Iza.	165° der.
	15° - 20°	0°	145° der.
	20° - 25°	5° der.	125° der.
	25° ó más	10° der.	115° der.

Quando se decida utilizar un motor helicoidal se debe rá tener presente las siguientes observaciones:

- Diámetro del agujero.
- Diámetro de la barrena.
- Disponibilidad de potencia hidráulica.
- Disponibilidad de sustitutos doblados.
- Los lastrabarrenas que se deberán de utilizar.
- Estabilizadores que se requiere.
- Lastrabarrenas no magnéticos que se dispongan.

3) LASTRABARRENAS NO MAGNETICO:

En perforación dirigida es imprescindible el uso de - material no magnético, ya que permitirá registrar las desviaciones sin la interferencia magnética del acero de los lastra barrenas normales.

El lastra barrenas no magnético se debe colocar próximo a la barrena para tener la información más cerca del -- fondo del pozo, la longitud de esta herramienta varía de 5 a 9 m. y la longitud recuerda varía de acuerdo a la dirección en que se vaya a perforar el pozo.

Los lastra barrenas no magnéticas en algunas ocasiones se le puede instalar en su parte superior un asiento que servirá para suspender la varilla con el instrumento registrador de desviaciones que proporciona ángulo y rumbo del rozo. El alto costo del lastra barrenas está compensado con la exactitud de la información obtenida, y como consecuencia la correcta posición del rozo. Cada compañía tiene sus aleaciones especiales para esta herramienta, pero la mas general es la siguiente:

55% níquel
30% cobre
5% aluminio

Como se ha mencionado anteriormente, esta herramienta proporciona una sección no magnética permanente para tener la certeza de que las tomas de desviación orientada no se afecten con el magnetismo de los lastrabarreras de acero situadas en su parte superior y con la barrenas y estabilizadores en la parte inferior.

Los instrumentos de toma sencilla y múltiple se alojan dentro del lastra barrenas no magnético, los cuales por diversos arreglos de barras espaciadoras se les dá las longitudes apropiadas para que el instrumento quede a la mitad o abajo de la parte media de la herramienta no magnético. La tabla siguiente proporciona el espaciado del campo magnético para poder situar el inclinómetro:

LONGITUD DEL LASTRA BARRENAS (m.)	ESPACIADO MAGNETICO (m.)
5	0.30 - 0.60 debajo del centro
8	0.60 - 0.90 debajo del centro
9	0.60 - 0.90 debajo del centro

el inclinómetro se puede introducir dentro de la sarta de perforación ó se puede dejar caer, cuando se ota -- por lo segundo se recupera cuando se saca la tubería de -- perforación ó pescando la varilla del inclinómetro.

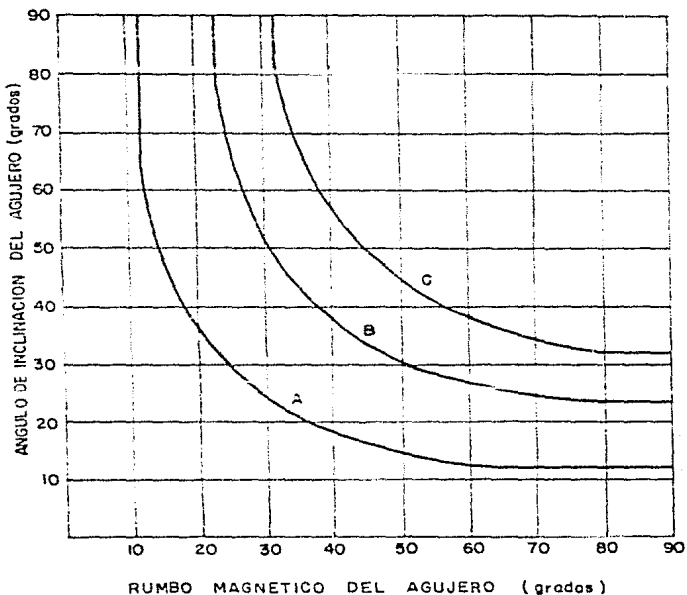
La gráfica de la figura 37 servirá para determinar -- la longitud aproximada de los lastrabarrenas no magnéticas y el espacio del cono del instrumento para obtener registros de toma sencilla a diferentes condiciones de ángulo y rumbo.

4) ORIENTADORES DE FONDO:

Esta herramienta como su nombre lo indica, sirve para darle la posición correcta a la herramienta deflectora, la cual se registra con una toma sencilla o por medio del -- tele-orientador.

En sí la herramienta es muy sencilla (figura 38), consiste de una combinación que lleva en su interior una cámara con una cuña que servirá para alojar una varilla que -- queda fija (pata de mula), y así se fija el inclinómetro, -- que en la superficie proporciona la desviación y la dirección del orientador que a su vez será la de la herramienta deflectora.

GRAFICA DE LASTRABARRENAS ANTIMAGNETICOS



NOTA: Esta gráfica no debe usarse con lastrabarreras antimagnéticas que — tengan juntas de acero.

Esta gráfica es aplicable cuando se tiene en la parte inferior del lastra —
barreras antimagnético barrena y portabarrera estabilizador.

Use lastrabarreras antimagnético de 18' bajo la curva A

Use lastrabarreras antimagnético de 25' bajo la curva B

Use lastrabarreras antimagnético de 30' bajo la curva C

Use 2 lastrabarreras antimagnéticos arriba de la curva C.

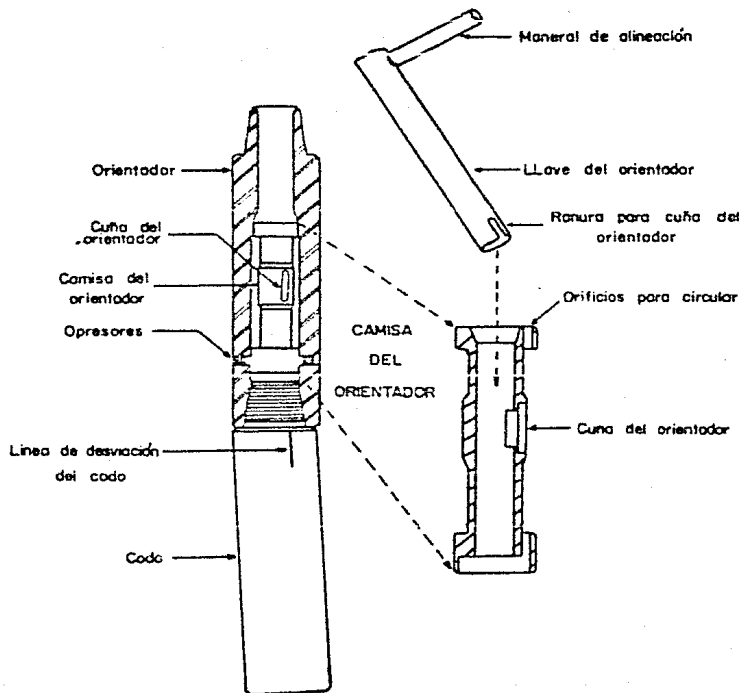


FIG. 38 - ORIENTADOR PARA EQUIPO D.O.T.

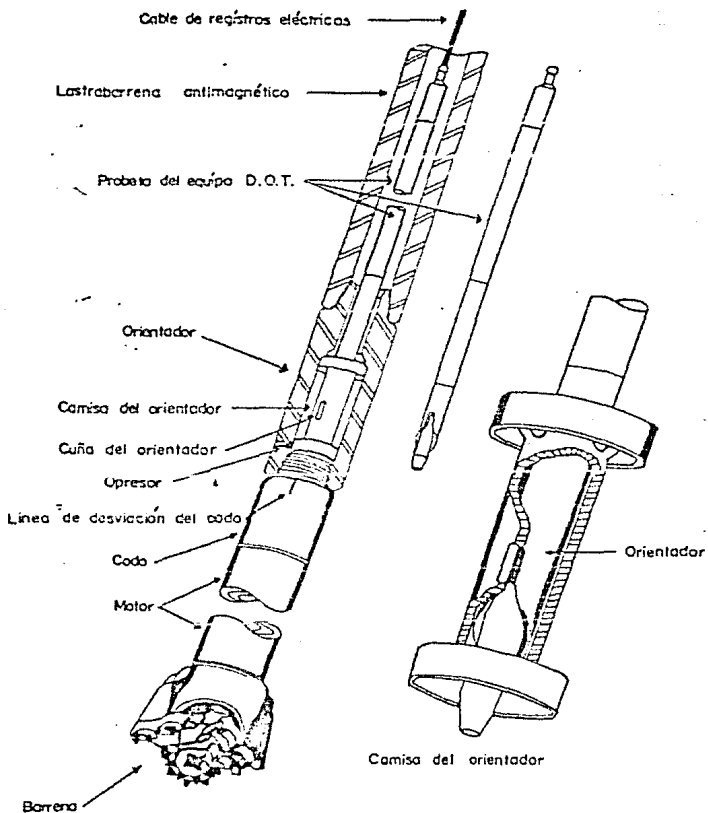


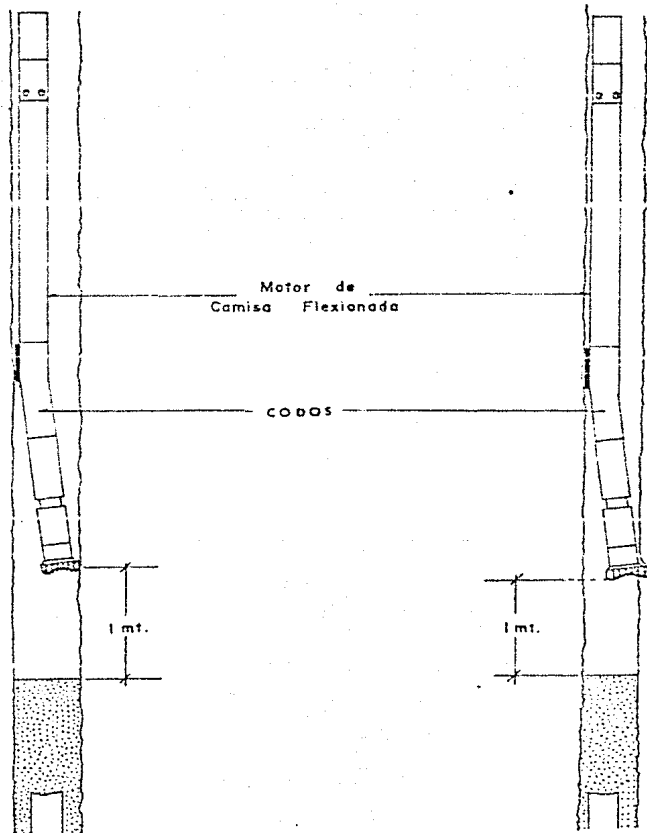
FIG-39.- ENSAMBLE EN EL FONDO DEL POZO -
DE LA PROBETA DEL D.O.T.

La herramienta por lo general siempre se acoplará entre la herramienta deflectora y un lestrabarrenas no magnético y alineando la cuña a la salida de la herramienta deflectora figura 39.

Para el caso del tele-orientador, la camisa del orientador tiene orificios para circular.

5) CODOS (SUSTITUTOS ACCADADOS):

El codo desde los inicios de la perforación con motores hidráulicos ha sido la herramienta normal para la desviación de pozos; en general consiste en un doble piñón, el cual en uno de ellos tiene maquinada la cuerda con un ángulo de desvío fuera del eje del cuerpo, el cual proporciona una fuerza lateral a la barrena (fig. 40), mientras ésta perfora. Puesto que el motor no gira al perforar, la fuerza lateral es tan solo en una dirección predeterminada, conforme se avanza en la perforación hace una curva suave y continua, de acuerdo al diámetro de la herramienta y diámetro del agujero, así como desvío del codo, se tendrá la severidad del tramo perforado, como se vé en la tabla figura 41, los codos se elaboran en una gama variada de ángulos de piñón que van desde 1° a 5°.



Iniciando a operar
motor de fondo
1mt. arriba de la
cima del tapón.

Formación de un
escalón después de
un tiempo de ope-
ración del motor
estático.

FIG 40

CODO	DIAMETRO DEL MOTOR HIDRAULICO									
	5 - 3/4"		5"		6 - 1/2"		7 - 3/4"		9 - 5/8"	
	DIAM. DE AGUJERO	SEVERIDAD	DIAM. DE AGUJERO	SEVERIDAD	DIAM. DE AGUJERO	SEVERIDAD	DIAM. DE AGUJERO	SEVERIDAD	DIAM. DE AGUJERO	SEVERIDAD
1°	4 - 1/4"	4°	6"	3°30'	8 - 3/4"	2°30'	9 - 7/8"	2°30'	13 - 1/2"	2°
1°1/2		4°30'		4°45'		3°30'		3°45'		3°
2°		5°30'		5°30'		4°30'		5°		4°30'
1°	4 - 3/4"	5°	6 - 3/4"	3°	9 - 7/8"	1°45'	10 - 5/8"	2°	15"	1°45'
1°1/2		3°30'		4°15'		3°		3°30'		2°30'
2°		4°		5°		3°45'		4°15'		3°45'
2°1/2		5°		5°45'		5°		5°30'		5°
1°	5 - 7/8"	2°	7 - 7/8"	2°30'	10 - 5/8"	1°15'	12 - 1/4"	1°45'	17 - 1/2"	1°15'
1°1/2		2°30'		3°30'		2°		2°30'		2°15'
2°		3°		4°30'		3°		3°30'		3°
2°1/2		3°30'		5°30'		4°		5°		4°30'

69-1

77-2

FIG 41

6) EQUIPOS DE TOMA SENCILLA O MÚLTIPLES:

Para poder llevar un control del pozo durante la perforación, se requiere de un inclinómetro de toma sencilla que proporciona información, cada vez que se requiera conocer la dirección del pozo. Los instrumentos de toma sencilla son la fácil mano. Registran simultáneamente la inclinación del pozo con respecto a la vertical (ángulo) y la dirección magnética del fondo del pozo en un disco de película fotográfica. Este objetivo se logra fotografiando la brújula del instrumento que proporciona los datos antes mencionados, los registros de desviación del pozo, con toma sencilla son necesarios para controlar la perforación del pozo y calcular la posición del fondo del mismo con relación a la superficie, el instrumento consta de las siguientes partes: (fig. 42)

- Un cronómetro
- Una sección de baterías.
- Una cámara.
- Un portadiscos y brújula

Todas estas piezas van alojadas en un protector tubular resistente al impacto y altas temperaturas. Los cronómetros de estos instrumentos sirven para dar el tiempo necesario para que tome la desviación en el fondo, los mecanismos los hay de 33 minutos, 56 minutos y electrónicos de 99 minutos; los hay de detección electrónica de movimiento (sensor de movimiento) este último acciona el instrumento cuando no hay movimiento.

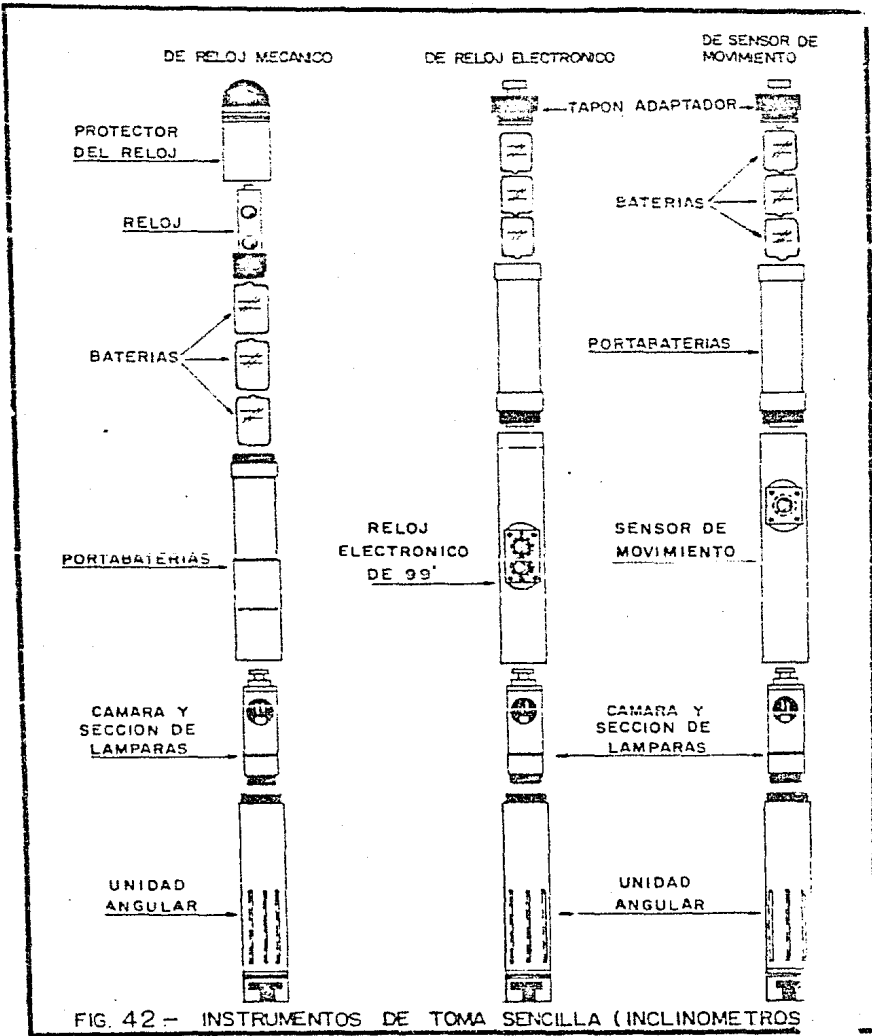
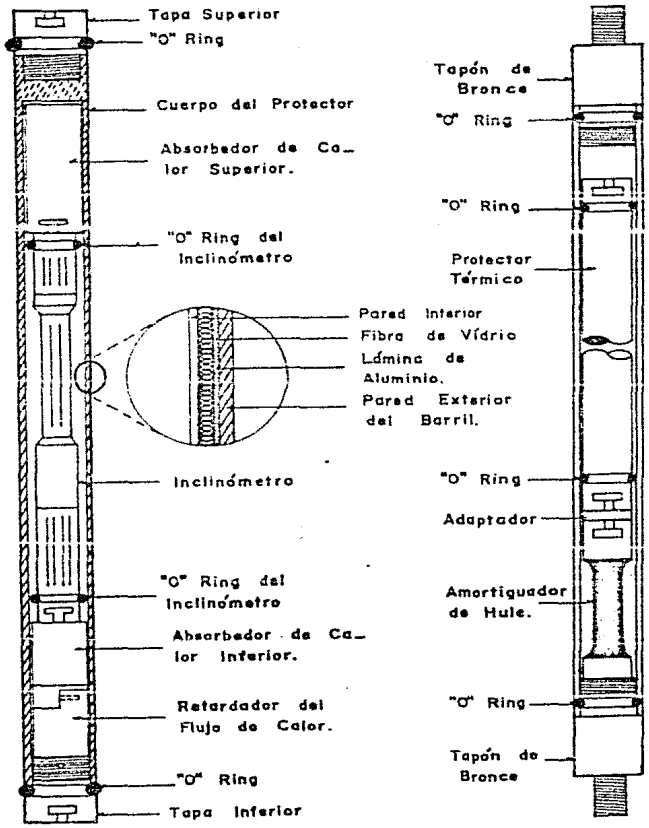


FIG. 42 - INSTRUMENTOS DE TOMA SENCILLA (INCLINOMETROS)



Protector térmico para inclinómetro de toma sencilla.

FIG 43

Barril del protector térmico.

- La sección de baterías.- Es la fuente que proporciona energía al instrumento, para que se tome la fotografía, y en caso del cronómetro electrónico ó sensor de movimiento, este sea accionado.

- La sección de cámara.- Es en sí una celda oscura que se abre automáticamente y no requiere graduación.

- Portadiscos y brújula.- El portadiscos es la parte -- del inclinómetro donde se aloja el disco fotográfico que -- proporcionará la desviación del fondo del rozo, el diseño del portadisco permite cargarlo y descargarlo a plena luz, no requiere de cuarto oscuro ni bolsa hermética.

La unidad angular (brújula) de toma sencilla tiene -- rangos de inclinación que van de 0° - 10° ; 0° - 20° ; - - - 15° - 30° , tienen un cono que indica la dirección magnética y un indicador que proporciona el ángulo de inclinación con relación a la vertical, las piezas móviles de las unidades indicadoras de ángulo van sumergidas en una cámara llena de fluido para asegurar su servicio preciso y libre de contratiempos.

La inclinación de la aguja de la brújula la gradúa el fabricante para cualquier latitud del mundo, estas unidades angulares están diseñadas para poder utilizarlas con -- orientador.

El instrumento de toma sencilla para estudios direccionales, se instala en un casco protector no magnético de 1 2/4" de diámetro exterior, el instrumento debe de correr se dentro del equipo no magnético. Este instrumento se -- puede utilizar para altas temperaturas siempre y cuando se

Le ponga un protector térmico que lo proteja hasta 250 C, - por espacio de 4 horas, como el descrito en la figura 43.

Las desviaciones se leen en los discos fotográficos-- en los discos se observa que traen una marca que es la del orientador, ésta marca es fija al cuerpo de la brújula y - por lo tanto, se alinea al orientador, que a su vez pronuncia la posición de la herramienta deflectora.

El ángulo α proporciona el número de círculos concéntricos del disco fotográfico, que como ya dijimos los hay de rangos que van de 0' a 10' y de 0' a 20', para la dirección en el caso de la brújula de 0' a 10" y de 0' a 20", - se lee uniendo la línea del lector de discos con el centro del mismo y estos con la cruz del ángulo, cada círculo representa un grado desde el punto central hasta la intersección de la línea en cruz y el extremo superior del disco - proporcionará la desviación. Para el caso de la brújula - de rango de 15' a 30' su lectura no tiene mayor problema - ya que se lee directamente, de la intersección de la línea horizontal y a la escala calibrada del disco. Hay que recordar que estas direcciones son magnéticas y deberán de - corregirse por declinación magnética del lugar o región.

7) EQUIPO DE TELEORIENTACION:

En general, cuando se ha decidido utilizar la perforación dirigida para perforar desviando con motor de fondo, - se tendrá que seguir el siguiente procedimiento:

- a) Armar motor y bajar a fondo.
- b) Levantar la sarta varias veces del fondo para liberar

la la torsión.

- c) Tomar desviación para saber la posición del motor.
- d) Girar el motor al rumbo que se desea que perforo tomando en cuenta la reacción a la izquierda.
- e) Perforar 25 m.
- f) Verificar después de perforar la nueva posición del agujero desviado.
- g) Lo más seguro es que el torque esté mas estimado causando con ello un poco de error en el inicio o desviar o si se trata de una corrección el ángulo pudo haber subido o bajado, lo cual resulta problemático.

Todos estos pasos se vuelven a repetir a medida que se perfora llevando cada uno consigo su error correspondiente.

* Las compañías dedicadas a la investigación de herramientas direccionales han diseñado dos sistemas de teleorientación:

Teleorientación { con cable eléctrico (DOT)
sin cable eléctrico (WOT)

El sistema utilizado en la Sonda de Comanche es el DOT (Direccional Orienting Tool), y es operado de la manera siguiente:

Una probeta electrónica, adaptada a una varilla "Pata de Mula" se instala en el fondo, asentada en la cuña del orientador, el cual es de material no magnético.

Esta probeta está conectada a un monocable conductor, el cual envía la información de las condiciones del pozo - dirigido a la superficie, este cable al salir a la superficie pasa por un prensa estopa, (fig. 44), la que está unida a la manguera del tubo vertical, para bombear el fluido de perforación hace funcionar el motor de fondo.

Al ensamble del prensa estopa con una bomba hidráulica se le mete presión para evitar la fuga de fluido de perforación.

El monocable llega finalmente a una computadora donde se procesa la información que envía la probeta (figura 45), en esta computadora se puede leer el rumbo del pozo, su ángulo y el rumbo en que se encuentra perforando el motor de fondo.

Todo lo antes mencionado, se puede resumir de la siguiente manera:

- Para operar con el sistema (DOT) se necesita una unidad de monocable, un orientador, motor helicoidal y - un codo debidamente programado.
- El sistema consta de tres piezas principales que son:
Probeta electrónica.
Computadora de superficie.
Unidad de lectura del perforador.

Tiene además un equipo auxiliar para su operación, un prensaestopas, manguera hidráulica y equipo de apoyo del sistema. Al armar la herramienta deflectora el orientador llevará una cuna magnética, con la dirección del codo. --

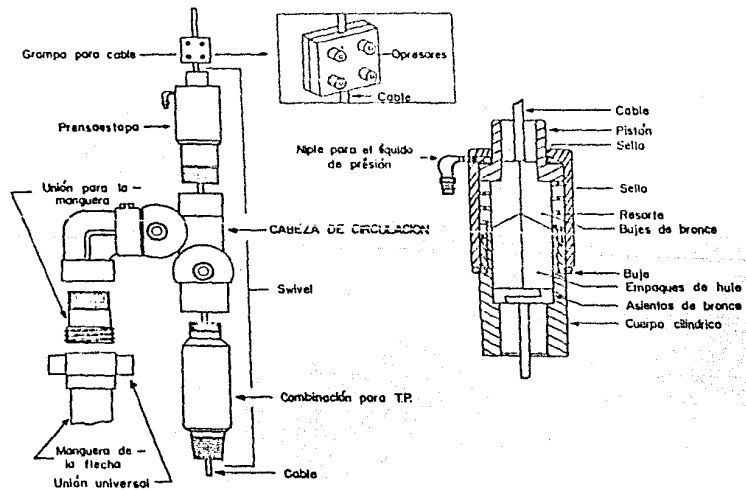


FIG.-44 - ENSAMBLE DEL PREÑAESTOPA

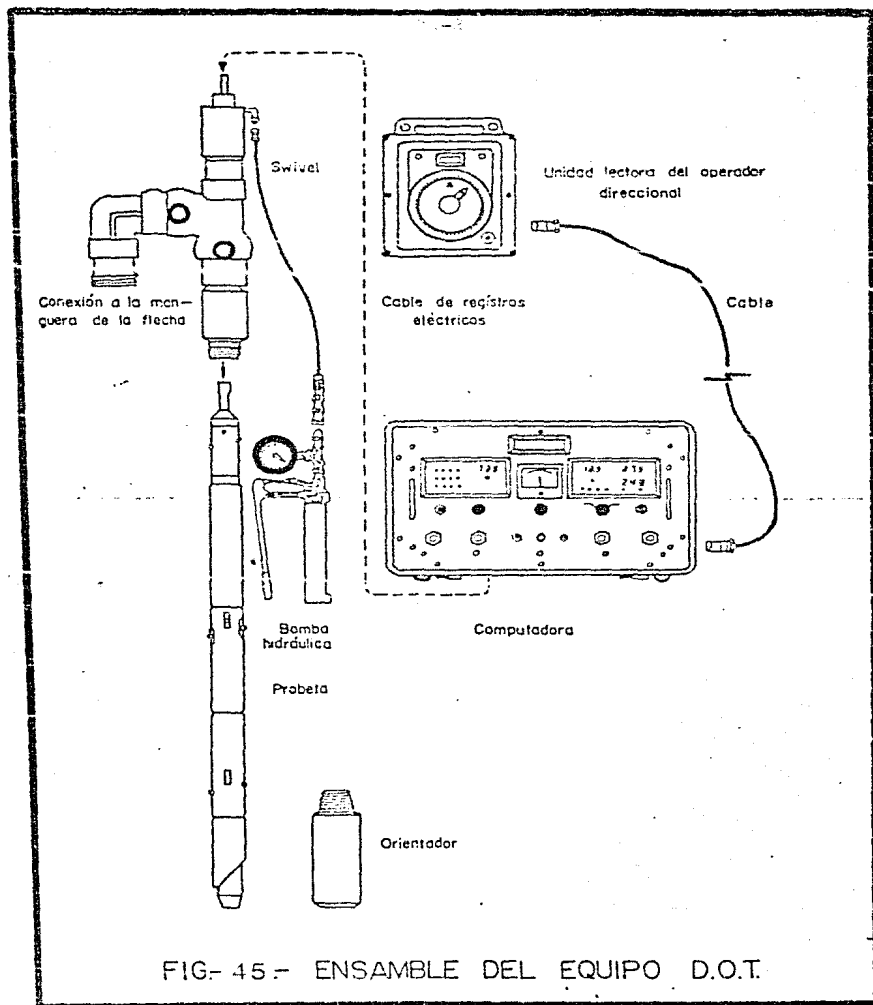


FIG- 45- ENSAMBLE DEL EQUIPO D.O.T.

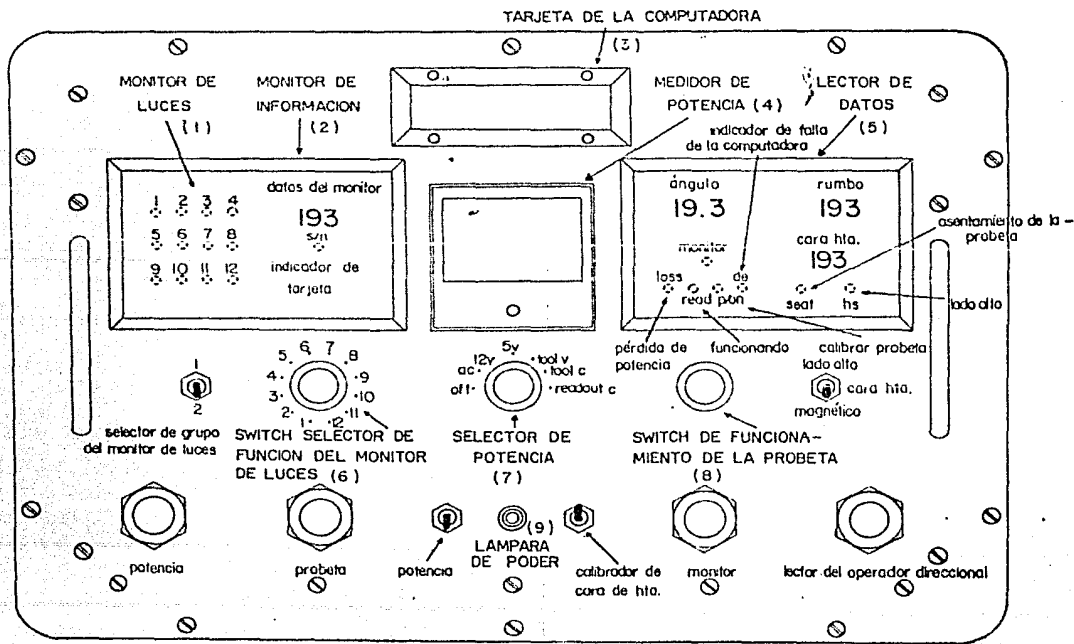


FIG- 46 - COMPUTADORA DEL EQUIPO D.O.T.

Posteriormente cuando se tiene el motor hidráulico en el fondo del pozo se arma la probeta electrónica al monocable, se instala computadore electrónica en la cabina de registros eléctricos donde se conectan las tomas de corriente y señal del cable, se instala el lector del operador en la consola del perforador, la prensaestopas a un tubo de perforación y se arma la probeta electrónica. se hacen las pruebas necesarias para determinar su funcionamiento correcto, dado que la mancuera de lodo está unida al prensaestopas, se le ponen los empaques de hule, posteriormente este tubo se conecta a la sarta de perforación.

Se baja la probeta al fondo, se verifica su llegada al orientador por medio de una señal en la computadora (fig. 46), e indicará si la llegada es correcta, en este momento se mata presión al prensaestopas y el sistema está listo para operar.

La probeta enviará a la superficie datos por medio de señales electrónicas que la computadora descifra, para uso del operador en el monitor de doce luces (1) de la figura 46 está clasificada cada una para ver que el sistema funcione correctamente y con el selector de función del monitor de luces se duplican a 24 puntos de buen funcionamiento del equipo.

CONTROL DE CONDUCTORES DE 20" Y 30" DE DIAMETRO.

Los programas de tuberías de revestimiento en la Sonda de Campeche se anegan en general al siguiente diseño:

DIAMETRO DE AGUJERO	DIAMETRO DE REVESTIMIENTO
36"	30"
26"	20"
18 1/2"	13 3/8"
12 1/4"	9 5/8"
8 1/2"	7" (tubería corta)
5"	4 1/2" (tubería corta)

Estos programas pueden tener algunas variaciones para los pozos de exploración, pero en los pozos de desarrollo es el que se utiliza.

El objetivo de estos revestimientos de acuerdo a la - fig. 17 del capítulo II es:

REVESTI MIENTO.	PROF. (m)	OBJETIVO
30"	130 - 140	Proteger zonas no consolidadas y cerrar el circuito del fluido de perforación.
20"	350 - 500	Instalar equipo de control superficial, aislar formaciones poco consolidadas, así como las zonas de agua freáticas.
9 5/8"	1500 - 3400	Cubrir las zonas de presión anormal, evitar derrumbes y pérdidas de circulación.
7"	Long. varia ble.	Aislar los intervalos productores y lograr la explotación de los que lo ameriten.

CONCLUSIONES:

- a) Se deberá de analizar la razón por la que se va a desviar.

Si existe un problema de pescado (recuperación de tubería de perforación o cualquier otro tipo de herramienta), se deberán hacer los intentos necesarios en esta labor de rescate. Si después de dos o tres intentos de pesca se deberá de pensar en otra alternativa factible y económica para continuar la perforación, después de hecho un estudio exhaustivo anotando toda alternativa, se decidirá si se desvía nuevamente el pozo y en dónde se va a iniciar esta desviación, o si se taponé y se abandona el pozo.

- b) Se deberá de proponer varias alternativas para desviar. La alternativa mas recomendable es iniciar a desviar en una estructura geológica lo suficientemente suave para no tener nuevos problemas de pescado o para salvar alguna estructura no deseable. Otra alternativa que se tendría para desviar será abriendo una ventana en la tubería de revestimiento cuando la sección por perforar sea muy corta a la boca del pozo y comenzar a desviar por ahí, tratando de mantener al inicio un ángulo de desviación suave. En estas decisiones o alternativas se debe de optar por la alternativa que ofrezca el mínimo de riesgo en su operación y manejo, procurando tener el equipo de herramientas mas adecuadas para realizar esta operación.

c) Si se utilizan motores de fondo se debe hacer un estudio al considerar la eficiencia de manera que permita conocer la economía de este método, con el normal. -- (uso de la mesa rotatoria).

Para los motores de fondo en el caso presente se debe de preferir la berrana de diamante observando siempre las indicaciones del fabricante para evitar fallos.

BIBLIOGRAFIA:

- 1).- Información GEOLOGICA. Equipo ROTENCO
- 2).- Apuntes, notas, experiencias de campo.
ING. ANSELMO AQUINO. (Dtto. sonda de Campeche)
- 3).- Manual de EQUIPO DE PERFORACION DIRIGIDA.
- 4).- Manual de operación DINA-DRILL.
- 5).- Folletos de información, CIA. PREMESA
- 5).- Folleto de Información Científica No. 325
- 7).- Diseños de tubería de revestimiento y producción.
del Dpto. de Op. del Dtto. Sonda de Campeche.
Cd. del Carmen.
- 8).- Cuidados y Manejos de la Tubería de Perforación.
Manual HALLI-BURTON