

ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO



*"Perforación Directa
en un Campo del
Golfo de Guayaquil"*

AL ING. DANIEL TAPIA F., Di-
rector de Tesis, por la orien-
tación y ayuda en la realiza-

TESIS DE GRADO de este trabajo.
Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETROLEO

A LOS INGENIEROS CARLOS ARNAO
y GALO BALDA, de la Unidad E-
Presentada por:
RENATO GUEVARA D'ANIELLO

del Golfo de Guaya-
quil (CEPE), por su amplia co-
laboración en el desarrollo de
esta Tesis.



**GUAYAQUIL - ECUADOR
1984**

AGRADECIMIENTO

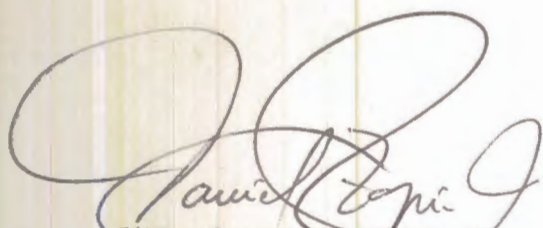
AL ING. DANIEL TAPIA F., Director de Tesis, por la orientación y ayuda en la realización de este trabajo.

A los INGENIEROS CARLOS ARNAO y GALO BALDA, de la Unidad Ejecutora del Golfo de Guayaquil (CEPE), por su amplia colaboración en el desarrollo de esta Tesis.

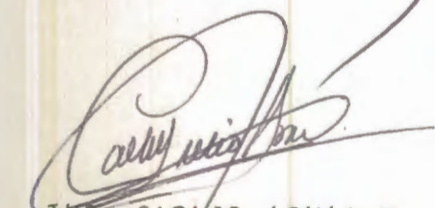
DEDICATORIA

A mis padres

LCDO. GERARDO GUEVARA WOLF
y LEONOR D'ANIELLO DE GUE-
VARA WOLF.


ING. DANIEL TAVÍA F.
DECANO - DIRECTOR DE TESIS

K. G. Malave
ING. KLEBER MALAVE T.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL


ING. CARLOS ARNAO R.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL


ING. MARIO GONZALEZ Z.
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).



RENATO GUEVARA D'ANIELLO

RESUMEN

En este trabajo se revisan brevemente las aplicaciones de la perforación direccional, los modelos de desviación, el instrumental utilizado y la forma de perforar la sección desviada del hoyo.

Siendo una de las aplicaciones más importantes y comunes de la perforación direccional, la que se realiza en zonas costa-afuera, y siendo el campo AM del Golfo de Guayaquil un campo con reservas probadas recuperables de 250×10^9 pies³ de gas seco, he considerado conveniente que la parte medular de la Tesis consista en la presentación de dos esquemas de desarrollo de este Campo. Estos esquemas comprenden el diseño de la perforación direccional, incluyendo los diagramas de rumbo y desviación para cada pozo direccional planificado.

Para la elección de uno de estos esquemas, se realiza el análisis económico del diseño, basado en estimaciones de costos de cada uno de los rubros involucrados en el proyecto.

Se concluye que los pozos direccionales resultan entre un

12 y un 27% más caros que los verticales, siendo esto debido al mayor uso de tiempo de taladro por pozo, alquiler de equipo y herramientas para el control de la desviación, etc.

Finalmente, se concluye que la estrategia A es la más conveniente por cuanto permite barrer mejor área productora y porque sus pozos direccionales tienen ángulos que llegan hasta 45° , lo cual nos representa menores problemas operacionales y de control.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XVII
INDICE DE MAPAS	XVIII
INTRODUCCION	19
I. REVISION DE LITERATURA	22
II. APLICACIONES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL	30
III. MODELOS DE DESVIACION	43
3.1. Configuraciones Básicas	43
3.2. Planificación y Personal	46
3.3. Métodos de Orientación	48
IV. INSTRUMENTAL	51
4.1. Instrumentos de disparo	51
4.2. Instrumentos de desviación	55
4.3. Barrenas	63
4.4. Estabilizadores	66
4.5. Orientación de la desviación	70
V. PERFORACION DE LA SECCION DESVIADA DEL HOYO	77
5.1. Aumento del ángulo	77
5.2. Mantenimiento del ángulo	80
5.3. Disminución del ángulo	81
5.4. Efectos	85

	Pág.
VI. DESARROLLO DEL CAMPO AM	88
6.1. Descripción del Campo AM	88
6.2. Interpretación geológica-geofísica	89
6.3. Esquemas de desarrollo del Campo AM	90
6.3.1. Esquema A	93
6.3.2. Esquema B	98
6.4. Cálculos utilizados en la planificación de los pozos direccionales	100
6.5. Diseño de la Perforación Direccional del Campo AM	104
6.5.1. Desarrollo del Esquema A	104
6.5.1.1. Asunciones para el Esquema A.	104
6.5.1.2. Breve descripción de los pozos direccionales del Esquema A.	105
6.5.1.3. Cálculos de los ángulos de desviación, distancias horizontales y profundidades medidas para los pozos direccionales del Esquema A.	110

6.5.1.4. Construcción de los diagramas de rumbo y desviación para los pozos direccionales del Esquema A.	111
6.5.2. Desarrollo del Esquema B	126
6.5.2.1. Asunciones para el Esquema B.	126
6.5.2.2. Breve descripción de los pozos direccionales del Esquema B.	126
6.5.2.3. Cálculo de los ángulos de desviación, distancias horizontales y profundidades medidas para los pozos direccionales del Esquema B.	131
6.5.2.4. Construcción de los diagramas de rumbo y desviación para los pozos direccionales del Esquema B.	134
6.6. Estimación de tiempos de perforación.	134

	Pág.
VII. ANALISIS ECONOMICO	149
7.1. Costos de las plataformas fijas	149
7.2. Costos de las líneas submarinas entre plataformas	150
7.3. Costos de los pozos	151
7.3.1. Costos diarios	151
7.3.2. Servicios	154
7.3.3. Materiales	156
7.3.4. Misceláneos	158
7.3.5. Costos totales	160
7.4. Costos totales para cada Esquema	160
7.4.1. Costo total del Esquema A	160
7.4.2. Costo total del Esquema B	162
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	165
BIBLIOGRAFIA	168

INDICE DE FIGURAS

Nº		Pág.
1	Pozos múltiples de la misma plataforma costafuera. (Vista Superior).	31
2	Varios Pozos Direccionales perforados desde la <u>mis</u> ma plataforma costafuera (Corte Transversal).	32
3	Perforación desde orilla de costa.	33
4	Pozo de desahogo para impedir el reventón.	35
5	Perforando una estructura fallada.	36
6	Vacimientos bajo el mar.	37
7	Perforando en zonas de difícil acceso.	38
8	Desviación Lateral.	40
9	Enderezamiento.	41
10	Pozos Geotérmicos.	42
11	Patrones básicos de hoyo tipo I, tipo II y tipo III.	44
12	Un Plan para Perforar un Pozo Desviado	47
13	Vista Superior (A) y Vista Isométrica (A') del <u>Pla</u> no para orientar una herramienta deflectora.	49
14	Instrumento de investigación de Disparo Sencillo.	52

Nº		Pág.
15	<i>El Principio de los instrumentos de inspección magnética de varios disparos.</i>	54
16	<i>Instrumento Giroscópico de varios disparos.</i>	56
17	<i>Componentes de un Motor hidráulico de fondo de hoyo.</i>	58
18	<i>Motor hidráulico helicoidal de Fondo de hoyo.</i>	59
19	<i>Motor de Turbina para Hoyo Abajo.</i>	61
20	<i>Desviador de Pared con Circulación en Corte - Transversal.</i>	62
21	<i>Barrena de Chorros.</i>	64
22	<i>Desviación de Hoyo usando una barrena de Chorro.</i>	65
23	<i>Estabilizador de Camisa Integral.</i>	67
24	<i>Estabilizador Integral.</i>	69
25	<i>Estabilizador de Camisa no Rotativa.</i>	71
26	<i>Orientación de la Pata de Mula.</i>	72
27	<i>Método de Lectura Continua.</i>	73
28	<i>Teleorientador.</i>	75
29	<i>Principio de Fulcro</i>	79
30	<i>Conjunto Rígido de Fondo de Hoyo.</i>	82

Nº		Pág.
31	<i>Disminución del Angulo del Hoyo.</i>	84
32	<i>Perforación usando Plantilla Modular.</i>	94
33	<i>Abandono del Pozo.</i>	95
34	<i>Instalación de Plataforma Fija.</i>	96
35	<i>Etapas de Producción.</i>	97
36	<i>Vista Vertical de un Pozo Direccional.</i>	103
37	<i>Diagramas de Rumbo de los Pozos Direccionales del Esquema A.</i>	116
38	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-2 del Esquema A.</i>	117
39	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-3 del Esquema A.</i>	118
40	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-4 del Esquema A.</i>	119
41	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-5 del Esquema A.</i>	120
42	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-6 del Esquema A.</i>	121
43	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-8 del Esquema A.</i>	122
44	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-9 del Esquema A.</i>	123

Nº		Pág.
45	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-10 del Esquema A.</i>	124
46	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-11 del Esquema A.</i>	125
47	<i>Diagrama de Rumbo de los Pozos Direccionales del Esquema B.</i>	136
48	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-2 del Esquema B.</i>	137
49	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-3 del Esquema B.</i>	138
50	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-4 del Esquema B.</i>	139
51	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-5 del Esquema B.</i>	140
52	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-6 del Esquema B.</i>	141
53	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-7 del Esquema B.</i>	142
54	<i>Diagrama de Desviación del Pozo DE-8 del Esquema B.</i>	143

N°		Pág.
55	Diagrama de Desviación del Pozo DE-9 del Esquema B.	144
56	Diagrama de Desviación del Pozo DE-10 del Esquema B.	145
57	Diagrama de Desviación del Pozo DE-11 del Esquema B.	146
58	Estimación de Tiempos de Perforación.	147

INDICE DE TABLAS

Nº		Pág.
I	Datos para el Esquema A. Plataforma A.	112
II	Datos para el Esquema A. Plataforma B.	113
III	Resultados para el Esquema A. Plataforma A.	114
IV	Resultados para el Esquema A. Plataforma B.	115
V	Datos para el Esquema B.	133
VI	Resultados para el Esquema B.	135
VII	Costos Diarios.	152
VIII	Servicios.	155
IX	Materiales.	157
X	Misceláneos.	159
XI	Costos totales.	161
XII	Costo total del Esquema A.	163
XIII	Costo Total del Esquema B.	164

INDICE DE MAPAS

Nº		Pág.
I	<i>Mapa Isópaco - Estructural del Campo AM.</i>	91
II	<i>Mapa de Isópacas de la Zona Productora del Campo AM.</i>	92
III	<i>Ubicación de los Pozos del Esquema A del Campo AM.</i>	99
IV	<i>Ubicación de los pozos del Esquema B del Campo AM.</i>	101

INTRODUCCION

Desde cerca del año 1900, en que se inicia la actividad marina petrolera, sobre muelles extendidos a partir de unas playas de California, hasta nuestros días, la tecnología de perforación costa-afuera ha tenido un rápido desarrollo.

Si consideramos que hace algunos años se estimó que en las plataformas continentales del mundo, existía una superficie total de 10.36 millones de km^2 bajo los cuales se creía posible la existencia de sedimentos de aceite y gas, comprenderemos la importancia de la perforación marina. Como el desarrollo de los yacimientos bajo el mar se hace por medio de pozos direccionales, es indudable que la perforación direccional cobra singular importancia en la época actual.

La perforación direccional es una operación difícil y de excepción, cuya aplicación requiere una adecuada planificación, dado el elevado costo de las plataformas de perforación y producción costa-afuera.

En varios lugares del planeta, muy especialmente en el Mar del Norte y en el Golfo de México, la perforación de varios pozos direccionales desde una misma plataforma ha tenido exitosa aplicación, traducida en el descubrimiento de grandes yacimientos de aceite y gas.

En nuestro País son escasos los pozos programados para una perforación direccional controlada, razón por la cual no es factible realizar una evaluación de esta técnica como era la intención original de esta Tesis. En el proceso de recabar información conocimos que en el Oriente había un sólo pozo programado direccionalmente, y en la Península de Santa Elena se habían perforado 4 pozos desviados en los años 60 por la Compañía Anglo. Si a esto se añade que no se pudo conseguir toda la información del pozo oriental, y que de los pozos peninsulares, dos fueron cerrados por su ínfima producción, entenderemos la imposibilidad de evaluar la actividad de perforación direccional en el Ecuador, así como la necesidad de concretar el tema a un área específica en la cual esta técnica tendrá futura aplicación.

Por los considerandos anteriores, y habiéndose probado la existencia de gas en el Campo Amistad del Golfo de

Guayaquil en los años 70, se ha creído pertinente iniciar el estudio de la perforación direccional costa-afuera, esperando que en el futuro se amplíe la investigación sobre el tema, y su aplicación en el Golfo nos proporcione nuevas reservas hidrocarburiíferas.

CAPITULO I

REVISION DE LITERATURA

- John G. Jackson y J.B. Murdoch (17), en 1947, discutieron y analizaron cuidadosamente los factores mecánicos, geológicos y económicos que influyen en la elaboración de un programa de perforación direccional. Ellos demostraron la interrelación de estos factores, la necesidad de planificación y análisis completo previo al inicio del programa y las complicaciones del trabajo direccional costa afuera. Delinearon el control de ingeniería necesario para lograr un complicado programa de perforación direccional, y desarrollaron un ejemplo hipotético para una isla artificial costa afuera de diez pozos, para demostrar los factores más importantes incluidos en la planificación.
- En 1960, Arthur Lubinski (18) presentó medios para especificar los máximos cambios permisibles del ángulo del hueco para asegurar un hueco libre de problemas, usando una mínima cantidad de mediciones. Una técnica propuesta es tomar mediciones con inclinómetro o mediciones direccionales separadas una distancia determinada; luego, si una

excesiva pierna de perro es detectada en algún intervalo, mediciones intermedias en espacio cerrado son corridas en este intervalo. Finalmente señala la necesidad de instrumentos adaptados a mediciones de piernas de perro.

- En 1965, J.E. Hansford y A. Lubinski (19) presentaron curvas de daño por fatiga acumulativa ocurridos en tubo de perforación de aluminio o acero pasando por piernas de perro. Estas curvas permiten planificar adecuadamente la tasa de incremento de ángulo en pozos direccionalmente perforados. Sus conclusiones principales fueron:
 - La tasa de daño por fatiga del tubo de perforación incrementa con la severidad de la pierna de perro y la tensión en el tubo de perforación en la pierna de perro.
 - El tubo de perforación de aluminio sufrirá mucho menor daño por fatiga que el tubo de perforación de acero en piernas de perro o cuando se perfora desde un buque flotante.
- En 1966, H.M. Rollins (24) presentó 7 pasos para minimizar los daños por fatiga. Ellos son:

- Mantener el esfuerzo cíclico en un mínimo.
- Chequear constantemente la tasa de corrosión en la sarta de perforación.
- Cubrir internamente nueva tubería de perforación para evitar la corrosión.
- Uso de tubería de pared pesada en puntos de la sarta de severo servicio.
- Reconocer puntos de abuso y establecer un procedimiento para identificar y separar aquellas uniones que han sido dañadas.
- Cuando se perfora a través de piernas de perro, utilizar las sugerencias de Hansford-Lubinski.
- Utilizar la inspección para reducir fallas bajo el hueco en dos formas:
 - a. Detectando y retirando de la sarta aquellas uniones que contienen grietas.
 - b. Detectando y retirando las uniones con secciones de pared delgada.

- En 1972, J.E. Walstrom, R.P. Harvey y H.D. Eddy (33) discutieron los diferentes procedimientos de cálculo de la posición de la base del hueco con respecto al tope. Las principales recomendaciones del trabajo fueron:

- El método tangencial de ángulo terminal debe ser abandonado por ser grandemente susceptible de error.
- La mayoría de los errores en las coordenadas calculadas de la base del hueco se deben a errores casuales en la lectura de datos antes que a errores inherentes al modelo, usando prácticas corrientes, equipo y uno de los cinco modelos analizados.
- El método tangencial balanceado es muy eficiente, a pesar del corto tiempo usado.

- En 1973, G.J. Wilson (35) discutió los avances recientes en herramientas direccionales y tecnología, examinando los problemas corrientes encontrados y sugirió algunas medidas que pueden ser tomadas para disminuir los costos, a través de la operación mancomunada entre operadores, contratistas de perforación y perforadores direccionales. Las principales de estas medidas son:
 - Seleccionar la relación más óptima entre localización superficial y blanco.
 - Formular óptimo plan direccional para reducir los costos de perforación.
 - Si no es necesariamente requerida, eliminar la perforación con cilindro.

- Evaluar efectos de piernas de perro para minimizar daño de tubería.
- Si es posible, utilizar un método de cálculo más exacto que el tangencial.

- En 1976, J.T. Craig Jr. y B. V. Randall (2) analizaron los diferentes métodos para cálculos direccionales. Los datos mostraron que hay una pequeña diferencia entre los métodos con excepción del tangencial, que es gruesamente inexacto y que debería ser abandonado. El método de ángulo promedio es recomendado como reemplazo cuando él debe ser usado por el perforador direccional en el campo. Los métodos de radio de curvatura o curvatura mínima deberían ser usados para definir exactamente correlaciones geológicas y bocas de pozo. En este trabajo incluyeron subrutinas fortran para los diferentes métodos, las mismas que han sido aplicadas muchas veces y ayudan a conseguir cálculos uniformes.

- En 1977, Dailey (4) presentó los diferentes métodos de cálculo de las mediciones en el pozo, aplicando las asunciones y errores de cada uno. Los resultados y recomendaciones que extrajo fueron:

- El método tangencial es el de uso más fácil. Es recomendable para usar en el campo y para estaciones de medición en pozos cercanamente espaciados. Sus errores son acumulativos.
- El método trapezoidal utiliza el tangencial dos veces (ángulo inicial y terminal) y así proporciona un efecto de cancelación de error. Buena exactitud para estaciones de medición en espaciamientos cerrados y bajas tasas de curvatura.
- El método de radio de curvatura es el único que asume un hueco curvado. Muy buena exactitud para huecos del pozo teniendo estaciones de inspección espaciadas cercanamente o estaciones espaciadas más lejos y para tasas de curvatura tanto altas como bajas.
- En Abril de 1982, Holder (15) revisó las operaciones de perforación en 8 pozos fuertemente desviados en 3 campos del Mar del Norte, haciendo énfasis en el uso de ingeniería de lodos para perforar los pozos y mantener estable el hueco del pozo hasta que el revestimiento protector sea fijado y cementado. Los resultados son marginales para pozos altamente desviados, encontrándose que lodos de emulsión de petróleo, invertidos, son la respuesta va

problemas de perforación como:

- Reducción de excesivo torque rotacional de la tubería y arrastre.
 - Limpieza del hueco, particularmente en secciones arcillosas.
 - Obtención de un hueco calibrado.
 - Prevención de presión diferencial mientras se perfora la sección permeable potencialmente productora despresurizada.
- En Junio de 1982, Smith (30) nos presenta resultados del uso de la computadora, para plotear datos de perforación direccional como herramienta para planificar operaciones de perforación direccional y normal en el Campo Lost - Soldier. Hace énfasis en su aplicación a pozos de desviación controlada en áreas experimentando huecos cruzados. Los resultados mostraron que su uso, en conjunto con los datos del dipmeter y mapas de contorno estructural de horizontes poco profundos, es efectivo en la proyección de la trayectoria del hueco. Con este método es posible predecir la trayectoria de la broca y, por ende, reducir los costos de perforación.

- En Abril de 1983, Davis Jr. y Knight (6) nos señalan una nueva técnica de registro a hueco abierto desarrollada - por Exxon Production Research Co. y Gearhart Industries Inc., que permite alta resolución al ser corrida con la tubería de perforación. El sistema incluye capacidades de gamma ray, densidad compensado y doble inducción lateral. Problemas asociados con ojos de llave, piernas de perro, lodos pesados y altos ángulos de desviación son resueltos con obvios beneficios económicos. El sistema fue aplicado con éxito en el Golfo de México y costa afuera en California.

CAPITULO II

APLICACIONES DE LA PERFORACION DIRECCIONAL

Las principales aplicaciones de la perforación direccional son:

- Perforación costa-afuera

Se perforan varios pozos desde la misma plataforma, desviándolos después para que lleguen al fondo en la zona de producción, de acuerdo al espacio requerido entre pozos.

Figuras # 1 y 2.

- Perforación de orilla de costa

Se utiliza en pozos costa-afuera, en que por problemas de navegación no se puede armar torres en el agua. Lo que se hace es perforar localizaciones a lo largo de la costa, con una orientación fuera de la vertical.

Figura # 3.

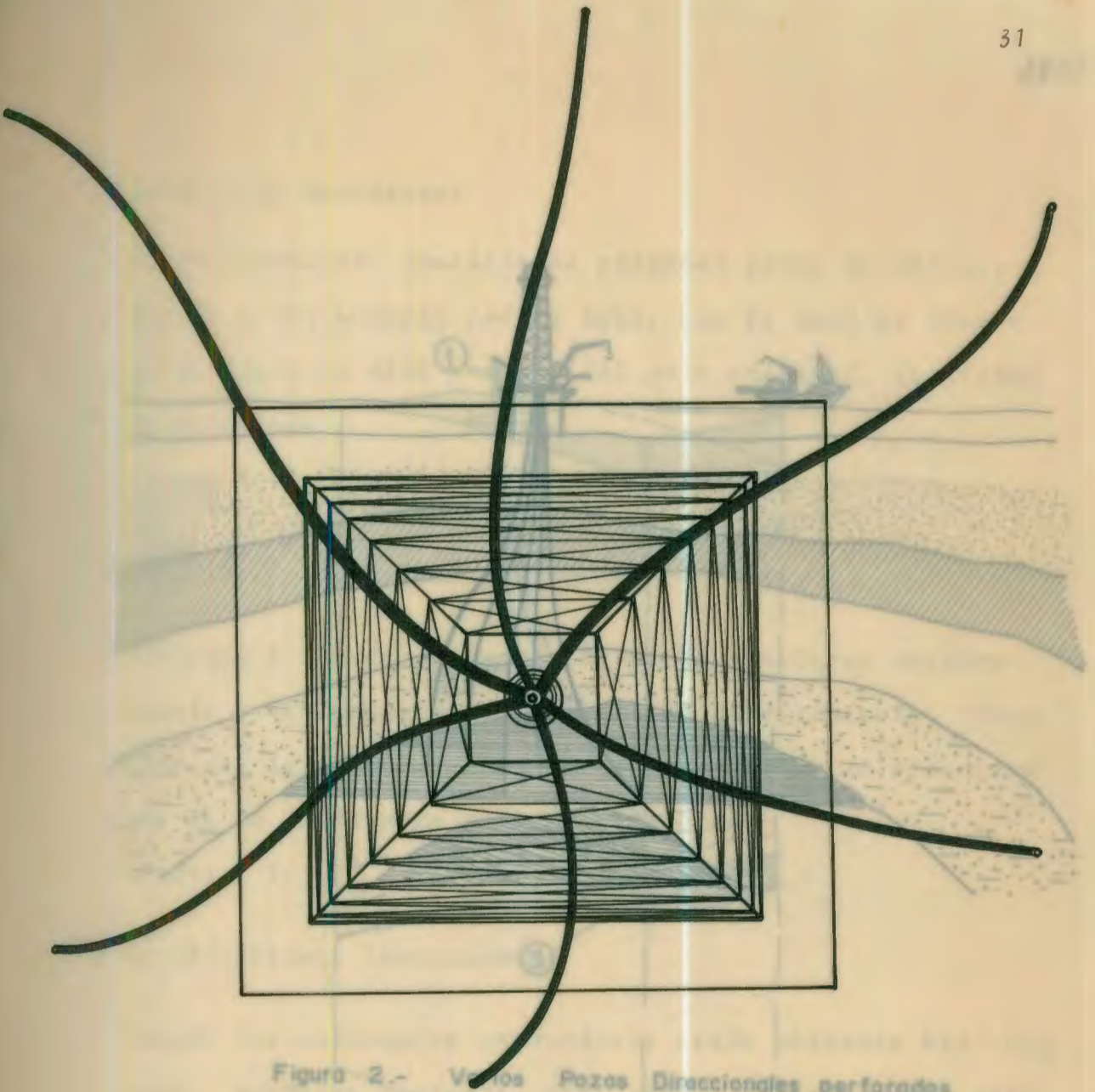


Figura 2.- Varios Pozos Direccionales perforados desde la misma Plataforma Costafuera (Corte Transversal)

Figura 1.- Pozos múltiples de la misma Plataforma Costafuera (Vista Superior)

-

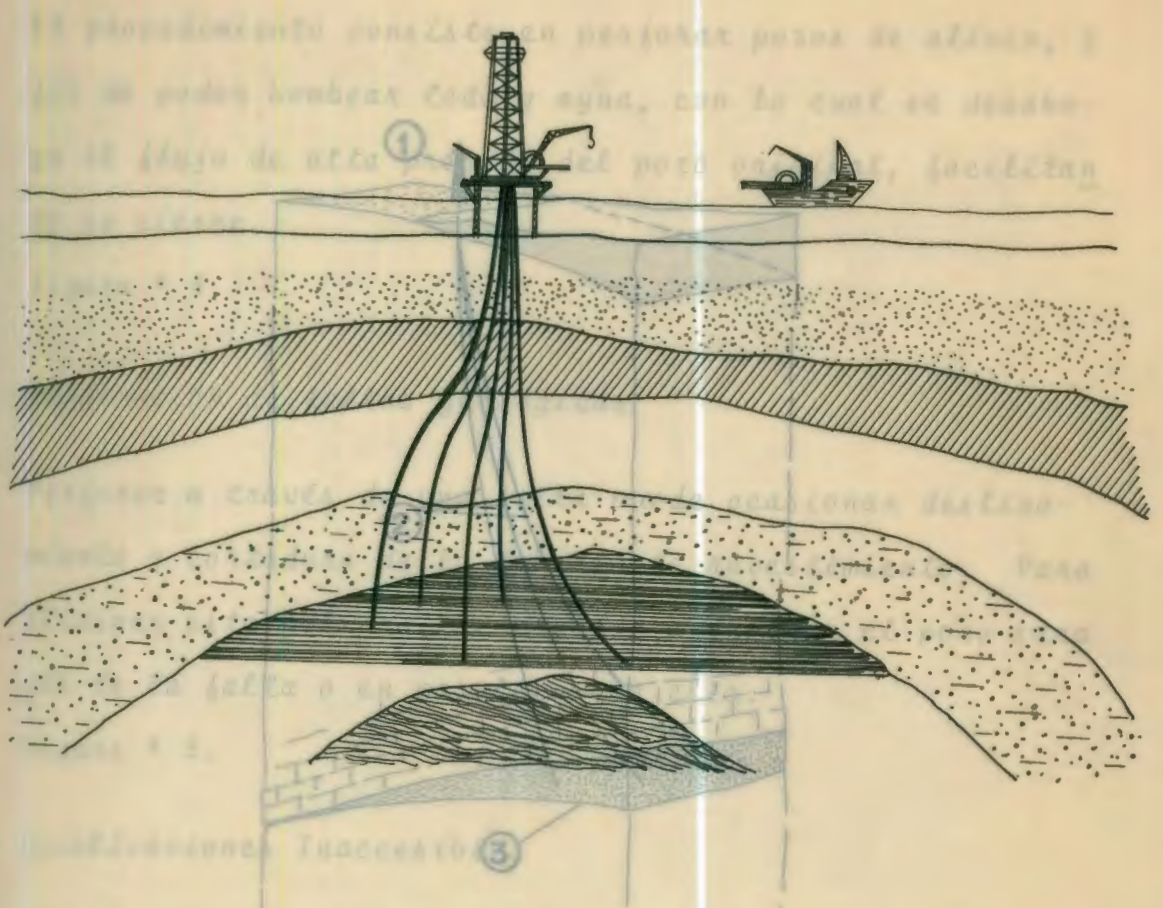


Figura 2.- Varios Pozos Direccionales perforados desde la misma Plataforma Costafuera (Corte Transversal)

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (8); PAG. 70

- ① — POZOS DE PUERTOS DESVIADOS
- ② — ARENA PRODUCTIVA

Figuras 4 y 5.

Figura 3.- Perforación desde orilla de costa

- Control de reventones

El procedimiento consiste en perforar pozos de alivio, a fin de poder bombear lodo y agua, con lo cual se desahoga el flujo de alta presión del pozo original, facilitando su cierre.

Figura # 4.

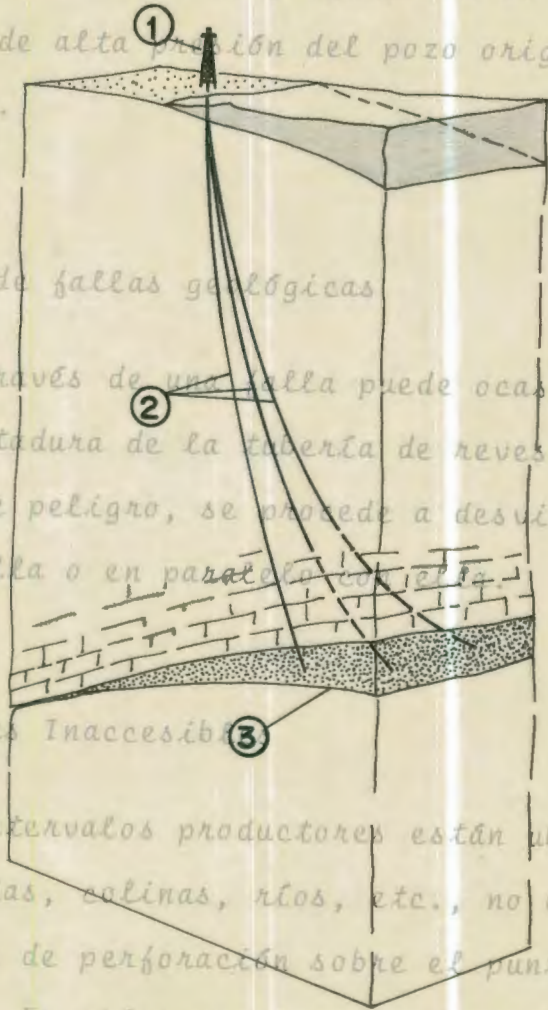
- Perforación de fallas geológicas

Perforar a través de una falla puede ocasionar deslizamiento y cortadura de la tubería de revestimiento. Para eliminar este peligro, se procede a desviar el pozo a través de la falla o en paralelo con ella.

Figura # 5.

- Localizaciones Inaccesibles

Cuando los intervalos productores están ubicados bajo ciudades, montañas, colinas, ríos, etc., no es posible colocar el equipo de perforación sobre el punto que se quiere perforar. En estas ocasiones se coloca el equipo a un lado y se desvía el pozo para llegar a un punto debajo de la obstrucción.



- ① — TORRE EN LA COSTA
- ② — HOYOS DE POZOS DESVIADOS
- ③ — ARENA PRODUCTIVA

Figuras # 6 y 7.

Figura 3.- Perforación desde orilla de costa

- Control de reventones

El procedimiento consiste en perforar pozos de alivio, a fin de poder bombear lodo y agua, con lo cual se desahoga el flujo de alta presión del pozo original, facilitando su cierre.

Figura # 4.

- Perforación de fallas geológicas

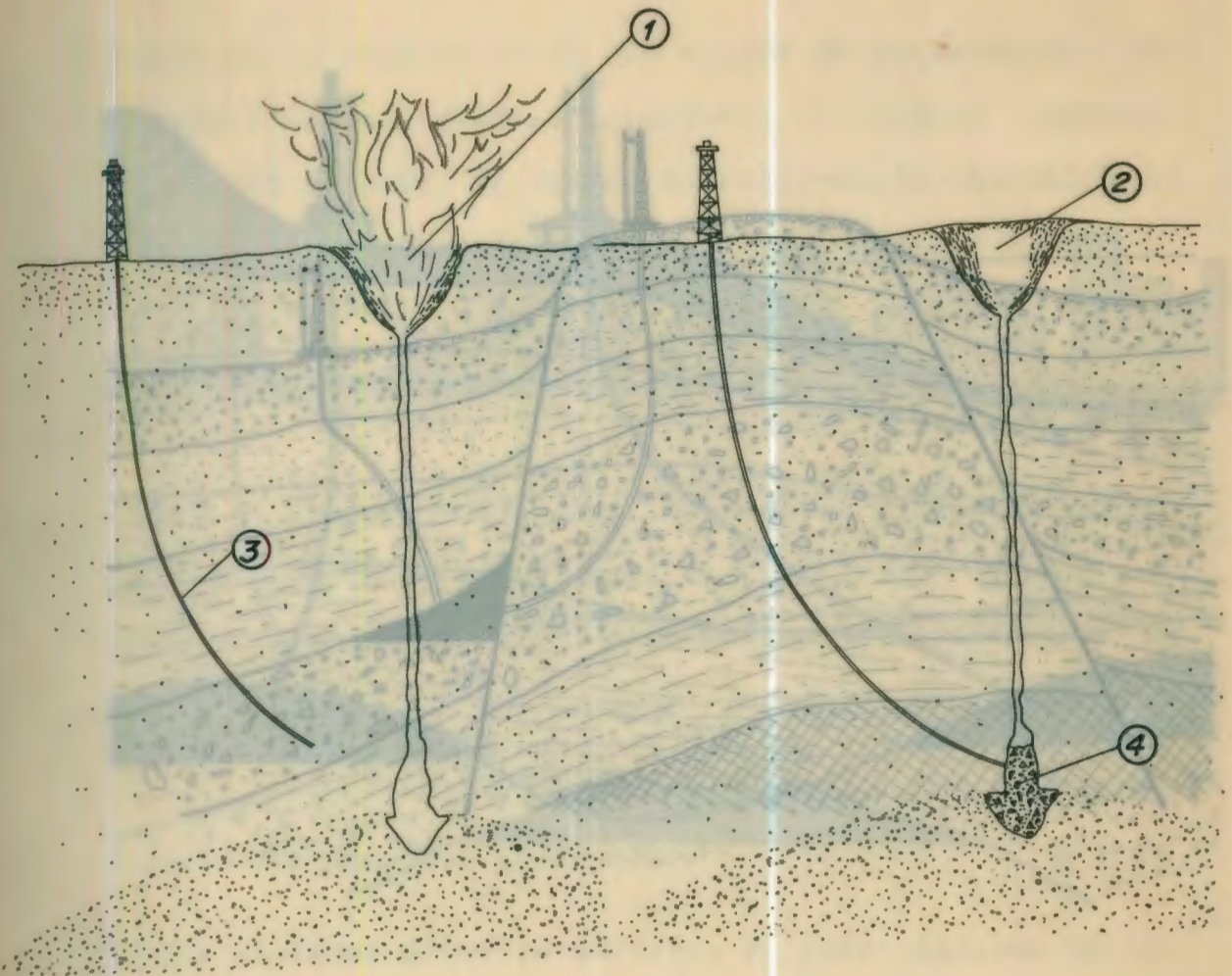
Perforar a través de una falla puede ocasionar deslizamiento y cortadura de la tubería de revestimiento. Para eliminar este peligro, se procede a desviar el pozo a través de la falla o en paralelo con ella.

Figura # 5.

- Localizaciones Inaccesibles

Cuando los intervalos productores están ubicados bajo ciudades, montañas, colinas, ríos, etc., no es posible colocar el equipo de perforación sobre el punto que se quiere perforar. En estas ocasiones se coloca el equipo a un lado y se desvía el hoyo para llegar a un punto debajo de la obstrucción.

Figuras # 6 y 7.



- ① - COMBUSTION DEL ACEITE Y GAS estructura
- ② - CRATER
- ③ - POZO DE DESAHOGO DIRIGIDO
- ④ - LODO O CEMENTO

Figura 4.- Pozo de desahogo para impedir el reventón

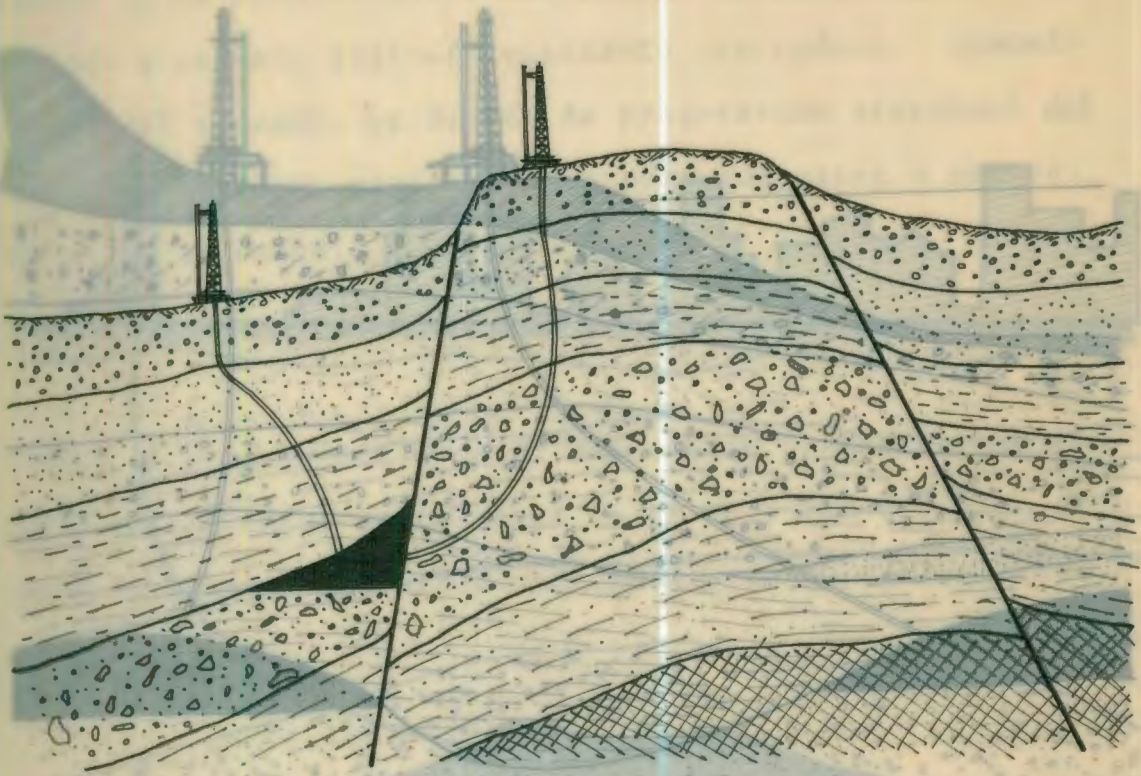


Figura 5.- Perforando una estructura fallada

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (8); PAG. 70

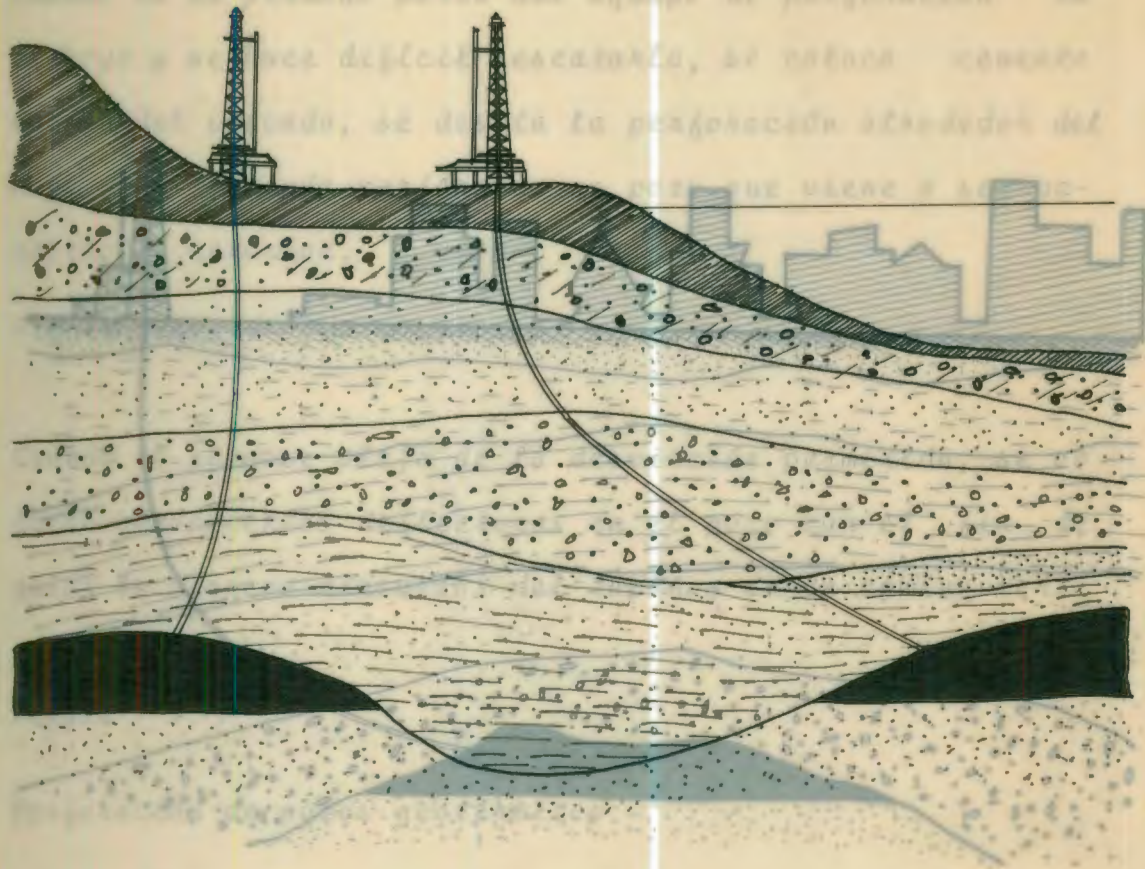


Figura 6.- Yacimientos bajo el mar

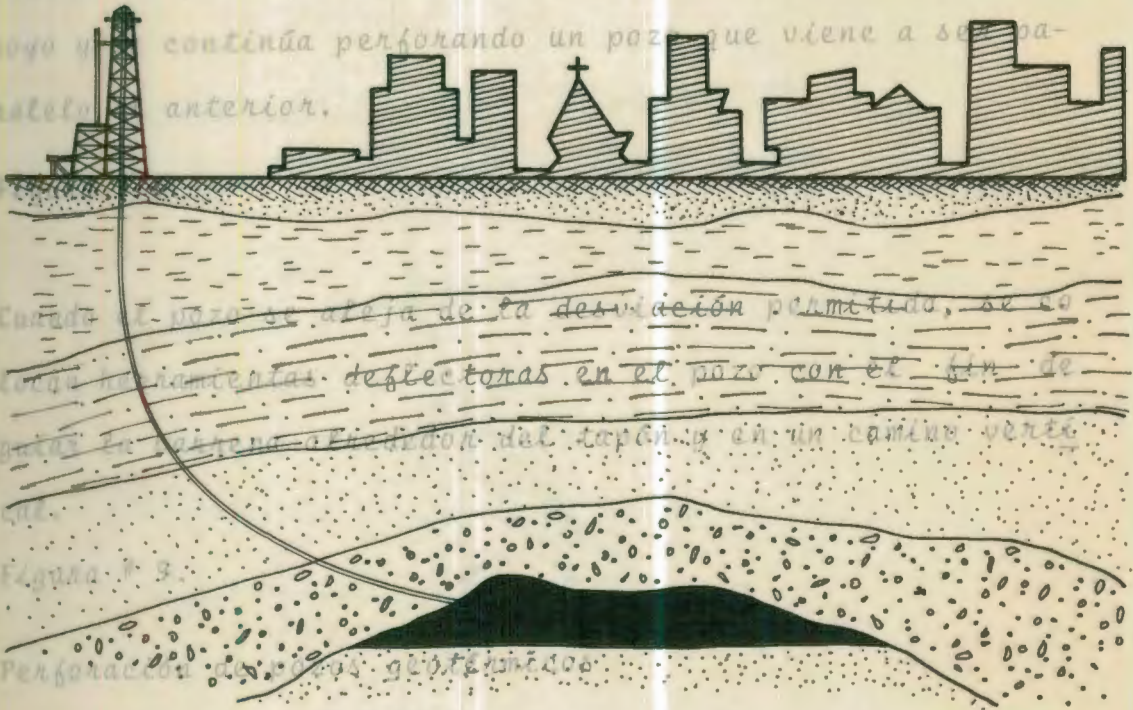
Figura 7.- Perforando en Zonas de difícil acceso

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (8) PAG 69

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (8) PAG 69

Desviación lateral y enderezamiento

Cuando se ha perdido parte del equipo de perforación en el hoyo y se hace difícil rescatarlo, se coloca cemento encima del pescado, se desvía la perforación alrededor del hoyo y se continúa perforando un pozo que viene a ser paralelo al anterior.



El fin de estos pozos es utilizar el calor interno de la Tierra para ahorrar energía.

Figura 7.10.- Perforando en Zonas de difícil acceso

- Desviación lateral y enderezamiento

Cuando se ha perdido parte del equipo de perforación en el hoyo y se hace difícil rescatarlo, se coloca cemento encima del pescado, se desvía la perforación alrededor del hoyo y se continúa perforando un pozo que viene a ser paralelo al anterior.

Figura # 8.

Cuando el pozo se aleja de la desviación permitida, se colocan herramientas deflectoras en el pozo con el fin de guiar la barrena alrededor del tapón y en un camino vertical.

Figura # 9.

- Perforación de pozos geotérmicos

El fin de estos pozos es utilizar el calor interno de la Tierra para ahorrar energía.

Figura # 10.

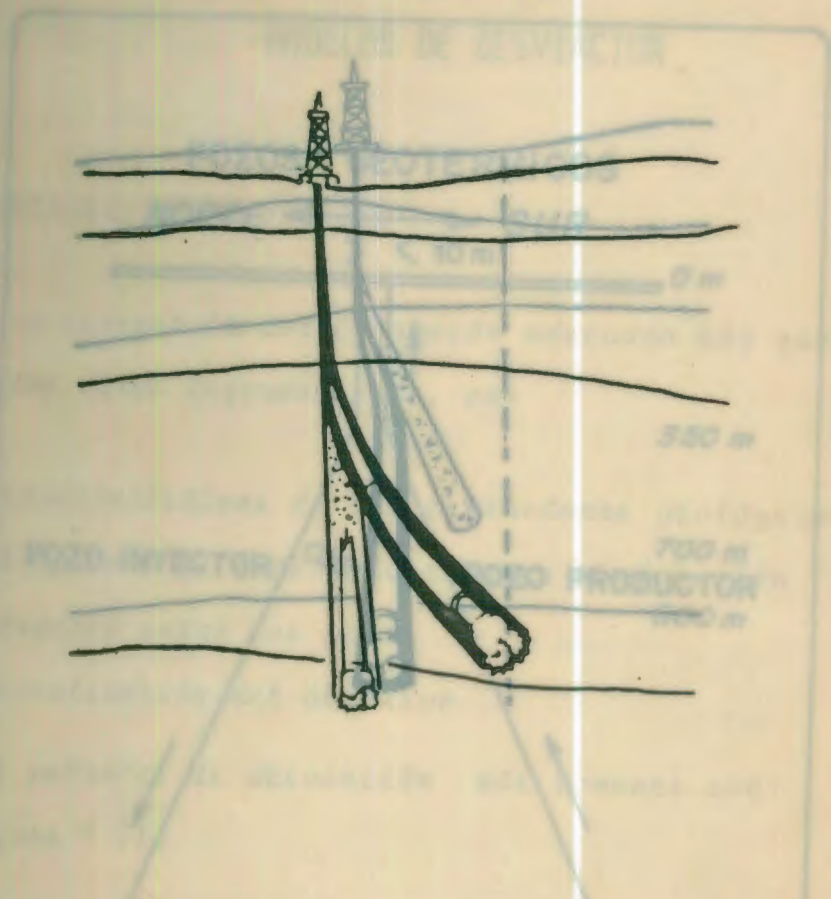


Figura 89.- Desviación Lateral

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (1973), PAG. 16

Figura 10.- Pozos Geotérmicos

Este tipo de pozos se perforan en zonas donde el agua subterránea está sobrecalentada por el calor de la Tierra. El agua se calienta y se convierte en vapor, el cual se utiliza para generar electricidad. Este tipo de pozos se perforan en zonas donde el agua subterránea está sobrecalentada por el calor de la Tierra. El agua se calienta y se convierte en vapor, el cual se utiliza para generar electricidad.

CAPITULO III

MODELOS DE DESVIACION

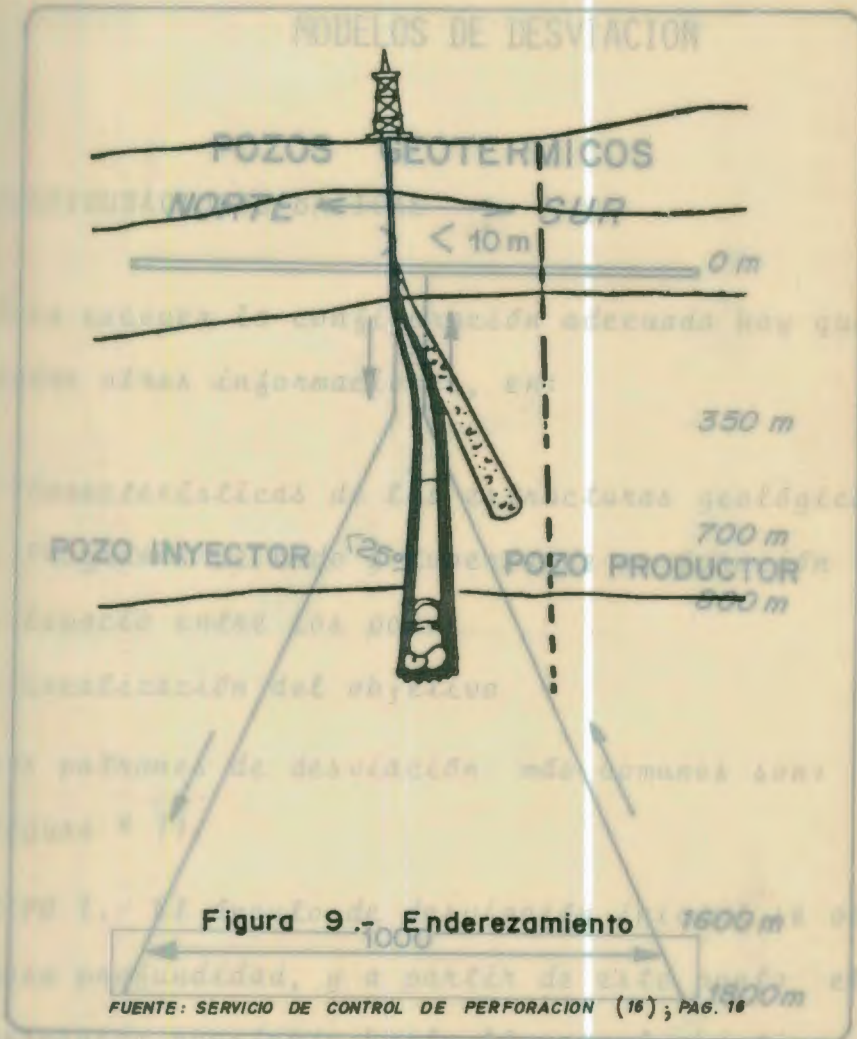


Figura 10.- Pozos Geotérmicos

Acabá de poca profundidad, con deflexiones pequeñas.
 FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (8), PAG. 71
 de tubos de revestimiento interior y con una en
 la zona productora.

CAPITULO III

MODELOS DE DESVIACION

POZOS GEOTERMICOS

NORTE ← → SUR

> < 10 m

0 m

350 m

700 m

800 m

POZO INYECTOR

POZO PRODUCTOR

25°

1000

1600 m

1800 m

Para escoger la configuración adecuada hay que basarse, entre otras informaciones, en:

- Características de las estructuras geológicas
- Espacio entre los pozos
- Localización del objetivo

Los patrones de desviación más comunes son:

Figura # 11

TIPO 1.- El ángulo de desviación inicial se obtiene a poca profundidad, y a partir de este punto, el ángulo permanece constante hasta llegar al objetivo. Sus aplicaciones son:

Figura 10.- Pozos Geotérmicos

- Areas de poca profundidad, con deflexiones pequeñas, sin tubería de revestimiento intermedia y con una sola zona productora.

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL (e); PAG. 71

CAPITULO III

MODELOS DE DESVIACION

3.1. CONFIGURACIONES BASICAS

Para escoger la configuración adecuada hay que basarse, entre otras informaciones, en:

- Características de las estructuras geológicas
- Programas de lodo y tubería de perforación
- Espacio entre los pozos
- Localización del objetivo

Los patrones de desviación más comunes son:

Figura # 11.

TIPO I.- El ángulo de desviación inicial se obtiene a poca profundidad, y a partir de este punto el ángulo permanece constante hasta llegar al objetivo. Sus aplicaciones son:

- Areas de poca profundidad, con deflexiones pequeñas, sin tubería de revestimiento intermedia y con una sola zona productora.

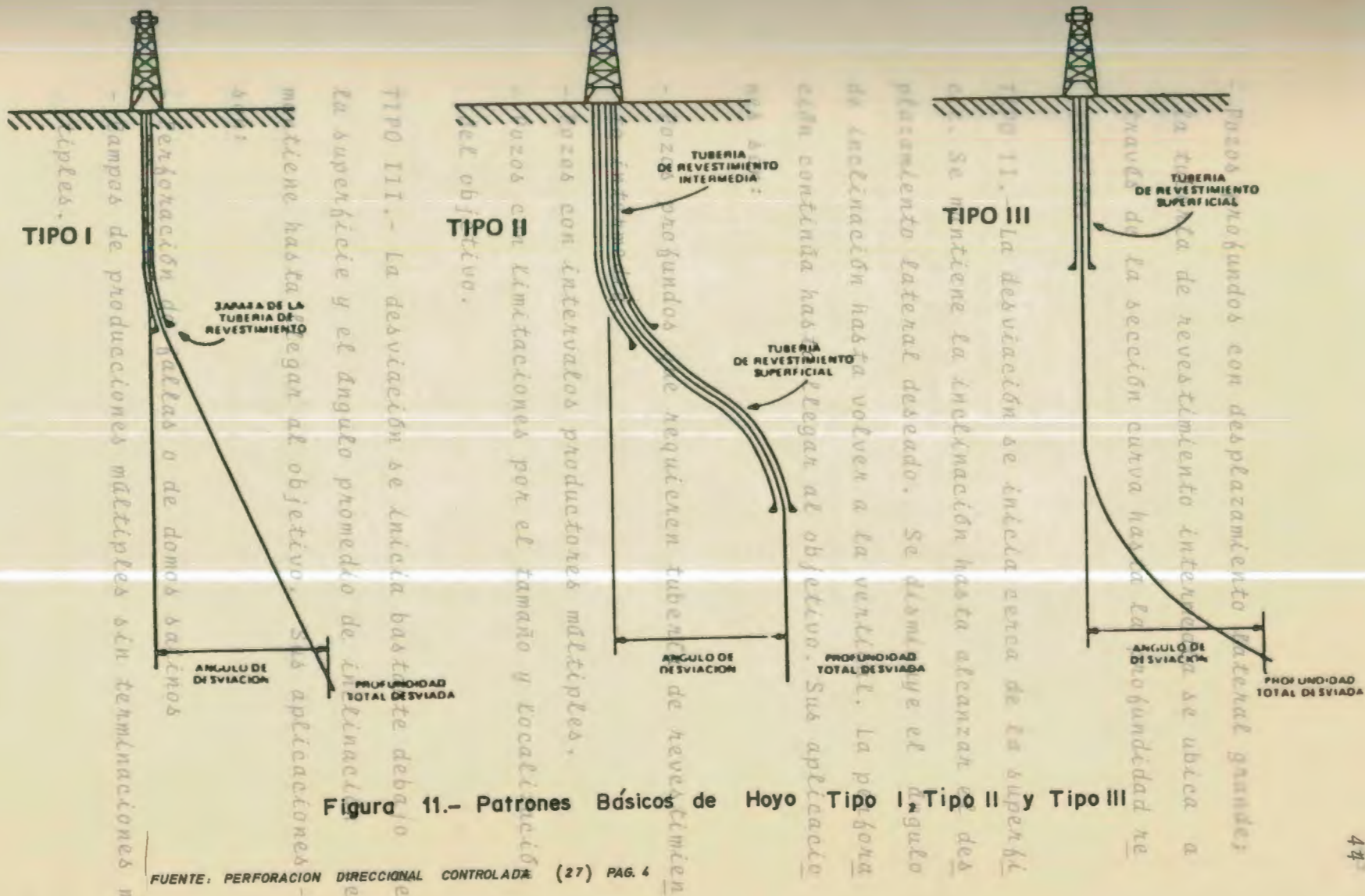


Figura 11.- Patrones Básicos de Hoyo Tipo I Tipo II y Tipo III

- Pozos profundos con desplazamiento lateral grande; la tubería de revestimiento intermedia se ubica a través de la sección curva hasta la profundidad requerida.

TIPO II.- La desviación se inicia cerca de la superficie. Se mantiene la inclinación hasta alcanzar el desplazamiento lateral deseado. Se disminuye el ángulo de inclinación hasta volver a la vertical. La perforación continúa hasta llegar al objetivo. Sus aplicaciones son:

- Pozos profundos que requieren tubería de revestimiento intermedia.
- Pozos con intervalos productores múltiples.
- Pozos con limitaciones por el tamaño y localización del objetivo.

TIPO III.- La desviación se inicia bastante debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo. Sus aplicaciones - son:

- Perforación de fallas o de domos salinos
- Campos de producciones múltiples sin terminaciones múltiples.

3.2. PLANIFICACION Y PERSONAL

Antes de iniciar la perforación de un pozo direccional se deben considerar, entre otros, los siguientes factores:

- Tamaño y forma del objetivo
- Selección de la localización óptima para el equipo de perforación
- Formaciones que se van a encontrar
- Tamaño del pozo
- Programas de revestidores y de lodo.

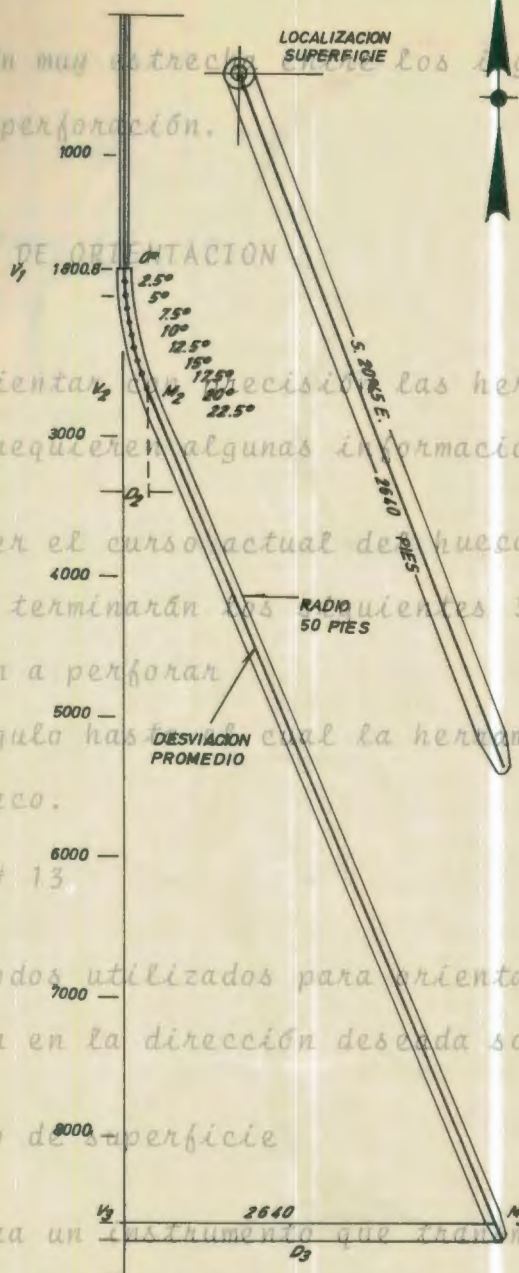
Con estos datos, la compañía de servicios elaborará el plan económico para la desviación del pozo. El plan estará terminado cuando exista un patrón básico de hoyo en el que se hará la desviación, y la dirección y el grado de desviación de cada colocación de la herramienta desviadora.

(Figura # 12)

Solamente la debida selección de herramientas y métodos puede servir para obtener mayor eficiencia de operación y ahorro económico.

La planificación de la perforación direccional es tarea de expertos. El éxito del proyecto depende de una cola-

boración muy estrecha. Los ingenieros y el personal de perforación.



3.3. METODOS DE ORIENTACION

Para orientar con precisión las herramientas deflectoras se requieren algunas informaciones básicas como:

- conocer el curso actual del hueco.
- dónde terminarán los trabajos 30 pies del pozo que se van a perforar
- el ángulo hasta el cual la herramienta puede desviar el hueco.

Figura # 13.

los métodos utilizados para orientar la herramienta deflectora en la dirección deseada son:

- Método de superficie

Utiliza un instrumento que transmite información sobre la dirección, desviación, posición de la cara de la herramienta y temperatura desde el fondo del hueco hasta la superficie.

Figura 12.- Un Plan para Perforar un Pozo Desviado

ta la superficie por medio de una línea de acero.

En la superficie, un aparato para la lectura de esta información.

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (27), PAG. 1

boración muy estrecha entre los ingenieros y el personal de perforación.

3.3. METODOS DE ORIENTACION

Para orientar con precisión las herramientas deflectoras se requieren algunas informaciones básicas como:

- conocer el curso actual del hueco.
- dónde terminarán los siguientes 30 pies del pozo que se van a perforar
- el ángulo hasta el cual la herramienta puede desviar el hueco.

Figura # 13

Los métodos utilizados para orientar la herramienta de flectora en la dirección deseada son:

- Método de superficie

Utiliza un instrumento que transmite información sobre la dirección, desviación, posición de la cara de la herramienta y temperatura desde el fondo del hueco hasta la superficie por medio de una línea de acero.

En la superficie, un aparato permite la lectura de esta información.

Método Directo

Los datos direccionales se toman simultáneamente con otros datos. Tipos de variedades:

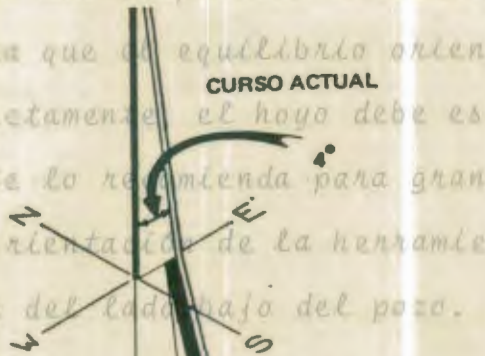
- Usando un sub-orientador
- Con orientación magnética



Método Indirecto

Antes de meter al **CURSO PROGRAMADO** herramienta deflectora, de be hacerse una inspección direccional de un sólo dis paro. Para que el equilibrio orientador pueda funcio

nar correctamente el hoyo debe estar inclinado hasta 3° . Se lo recomienda para grandes ángulos de hoyo. La orientación de la herramienta se basa en la dirección del lado bajo del pozo.



Orientación Giroscópica de Toma Sencilla

Utiliza un instrumento estándar de toma sencilla, que se adapta a una unidad giroscópica. Con este instrumento, no es necesario orientar la sarta de perforación mientras se introduce en el pozo.



Herramienta de Orientación Direccional

Este es un nuevo dispositivo que permite al operario **Figura 13.- Vista Superior (A) y Vista Isométrica (A') del Plano** mantener debidamente la orientación de los motores **para Orientar una Herramienta Deflectora.** pozo abajo durante la perforación.

- Método Directo

Los datos direccionales se toman simultáneamente con otros datos. Tiene dos variedades:

- Usando un sub-orientador
- Con orientación magnética

- Método Indirecto

Antes de meter al pozo la herramienta deflectora, de be hacerse una inspección direccional de un sólo dis paro. Para que el equilibrio orientador pueda funcio nar correctamente, el hoyo debe estar inclinado hasta 3°. Se lo recomienda para grandes ángulos de hoyo. La orientación de la herramienta se basa en la dirección del lado bajo del pozo.

- Orientación Giroscópica de Toma Sencilla

Utiliza un instrumento estándar de toma sencilla, que se adapta a una unidad giroscópica. Con este instrumento, no es necesario orientar la sarta de perforación mientras se introduce en el pozo.

- Herramienta de Orientación Direccional

Este es un nuevo dispositivo que permite al operario mantener debidamente la orientación de los motores pozo abajo durante la perforación.

CAPITULO IV

INSTRUMENTAL

4.1. INSTRUMENTOS DE DISPARO

a. Instrumentos fotográficos de un sólo disparo

(Figura # 14)

Funcionan bajo el principio de que la superficie de un registro dentro de un receptáculo parcialmente lleno, está siempre en posición horizontal, cualquiera que sea la posición del receptáculo. El registro se efectúa en un disco de papel fotográfico. La luz obtenida de la pila se prende por medio de un dispositivo de tiempo, y se enfoca a través de un lente que pasa por una escala grabada al fondo del flotador. Mientras que el flotador permanece en una posición horizontal fija, todas las partes del instrumento están orientadas al hoyo del pozo. La lectura que así se obtiene en el disco, refleja la desviación de la vertical del instrumento.

b. Instrumentos mecánicos de un sólo disparo

No usan cámara pero requieren un lector para interpretar los datos. Son accionados mecánicamente y sirven para obtener datos de la inclinación en pozos verticales. También se utilizan para calcular el **BATERIA** total o la desviación de recintos dentro de un radiado a la **profundidad vertical total**.

ANGULO E INDICADOR DE DIRECCION GRABADOS EN EL FLOTADOR

El instrumento se coloca dentro de un cilindro que lo protege contra variaciones y presión. La unidad se deja caer con una barrena en botada. Una vez agarrado el lapso predeterminado el instrumento punzona un disco impreso de papel; gira 180° automáticamente y a los 45 segundos vuelve a punzonerlo para verificar la exactitud de la lectura.

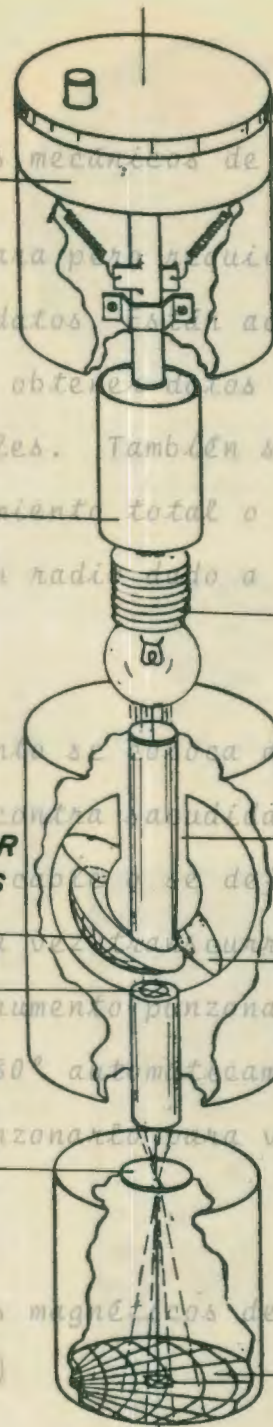
LENTE

c. Instrumentos magnéticos de disparo múltiple (Figura # 15)

Se utilizan con el objeto de verificar las lecturas y hacer las correcciones pertinentes. Determinan la inclinación y rumbo de un pozo sin entubar concluida la perforación.

Figura 14.- Instrumento de Investigación de Disparo sencillo

da la perforación.



b. Instrumentos mecánicos de un sólo disparo

No usan cámara pero requieren un lector para interpretar los datos. Están accionados mecánicamente y sirven para obtener datos de la inclinación en pozos verticales. También se utilizan para calcular el desplazamiento total o la desviación de recintos dentro de un radio dado a la profundidad vertical total.

El instrumento se coloca dentro de un cilindro que lo protege contra sacudidas y presión. La unidad se introduce a cable o se deja caer con una barrena embotada. Una vez transcurrido el lapso predeterminado, el instrumento punzona un disco impreso de papel; gira 180° automáticamente y a los 45 segundos vuelve a punzonarlo para verificar la exactitud de la lectura.

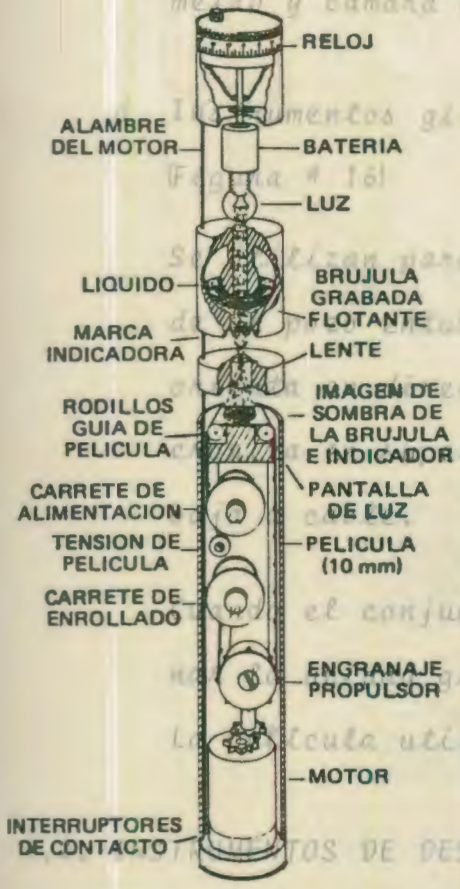
c. Instrumentos magnéticos de disparo múltiple

(Figura # 15)

Se utilizan con el objeto de verificar las lecturas y hacer las correcciones pertinentes. Determinan la inclinación y rumbo de un pozo sin entubar, concluida la perforación.



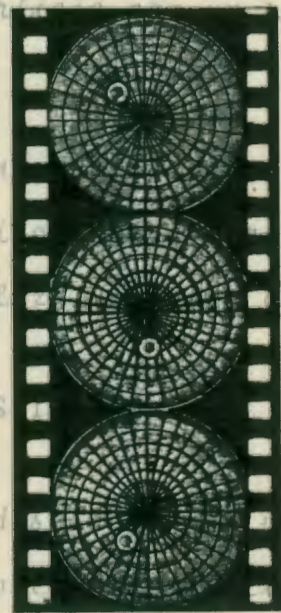
BRUJULA DE PENDULO LIQUIDO



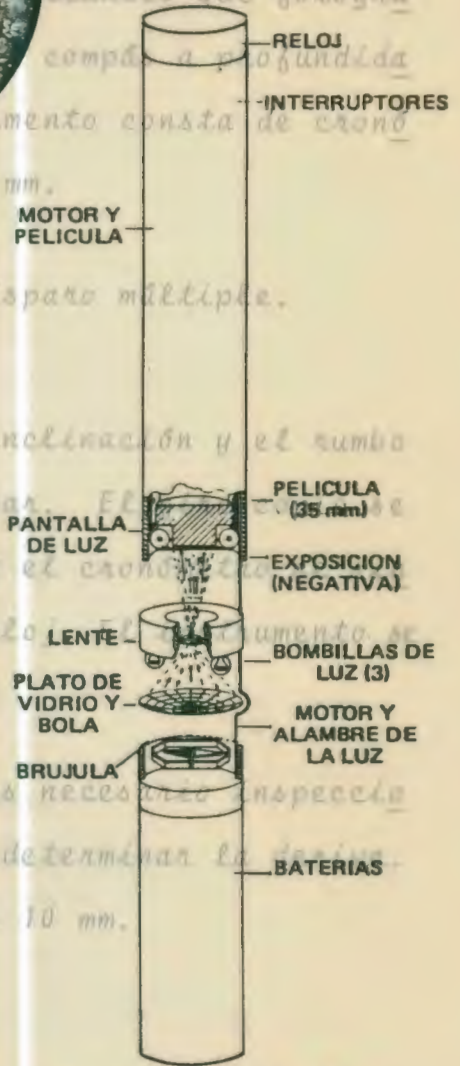
INSTRUMENTO DE PENDULO LIQUIDO



REGISTRO DE PENDULO LIQUIDO



REGISTRO DE PENDULO DE BOLA



INSTRUMENTO DE PENDULO DE BOLA

Figura 15 - El Principio de los Instrumentos de Inspección Magnética para de varios disparos.

En el pozo se introduce un instrumento energizado - por baterías y de accionamiento mecánico que fotografía el ángulo y la dirección del compás a profundidades predeterminadas. El instrumento consta de cronómetro y cámara con rollo de 16 mm.

d. Instrumentos giroscópicos de disparo múltiple.

(Figura # 16)

Se utilizan para registrar la inclinación y el rumbo de un pozo entubado o sin entubar. El giroscopio se orienta en dirección conocida y el cronómetro se sincroniza en superficie con un reloj. El instrumento se baja a cable.

Cuando el conjunto se rescata es necesario inspeccionar la unidad giroscópica para determinar la deriva. La película utiliza un rollo de 10 mm.

2. INSTRUMENTOS DE DESVIACION

Un instrumento de desviación es un dispositivo mecánico colocado en el pozo con la finalidad de desviarlo de su curso. Para el éxito de la perforación direccional es fundamental escoger los instrumentos de desviación apropiados. La selección depende de varios factores, pero

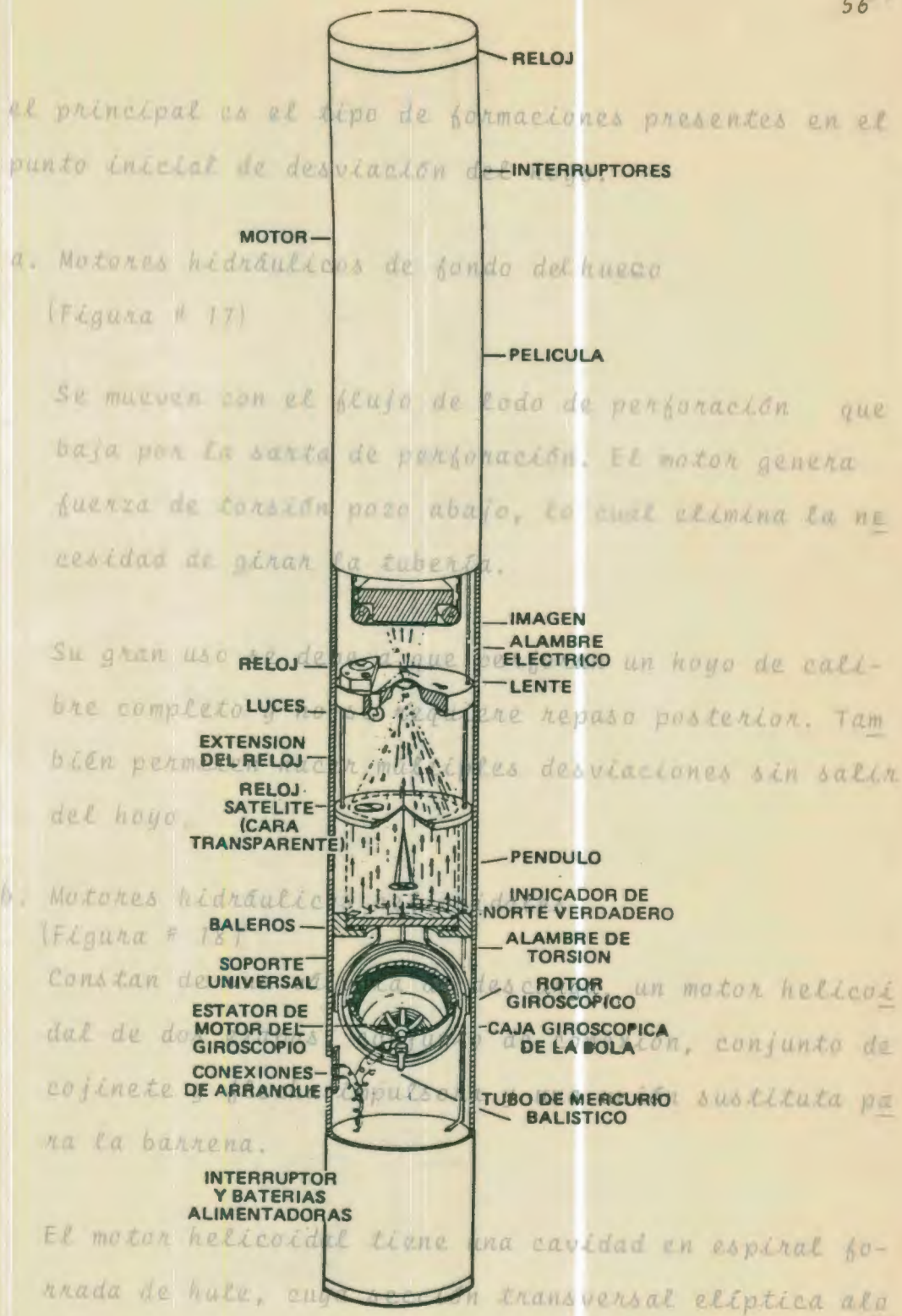


Figura 16.- Instrumento Giroscópico de varios Disparos

el principal es el tipo de formaciones presentes en el punto inicial de desviación del hoyo.

a. Motores hidráulicos de fondo del hueco

(Figura # 17)

Se mueven con el flujo de lodo de perforación que baja por la sarta de perforación. El motor genera fuerza de torsión pozo abajo, lo cual elimina la necesidad de girar la tubería.

Su gran uso se debe a que perforan un hoyo de calibre completo y no se requiere repaso posterior. También permiten hacer múltiples desviaciones sin salir del hoyo.

b. Motores hidráulicos helicoidales

(Figura # 18)

Constan de una válvula de descarga, un motor helicoidal de dos etapas, conjunto de conexión, conjunto de cojinete y flecha impulsora y una unión sustituta para la barrena.

El motor helicoidal tiene una cavidad en espiral forrada de hule, cuya sección transversal elíptica aloja un rotor sinusoidal de acero. El flujo descendente de lodo ingresa entre la cavidad espiral y el ro-

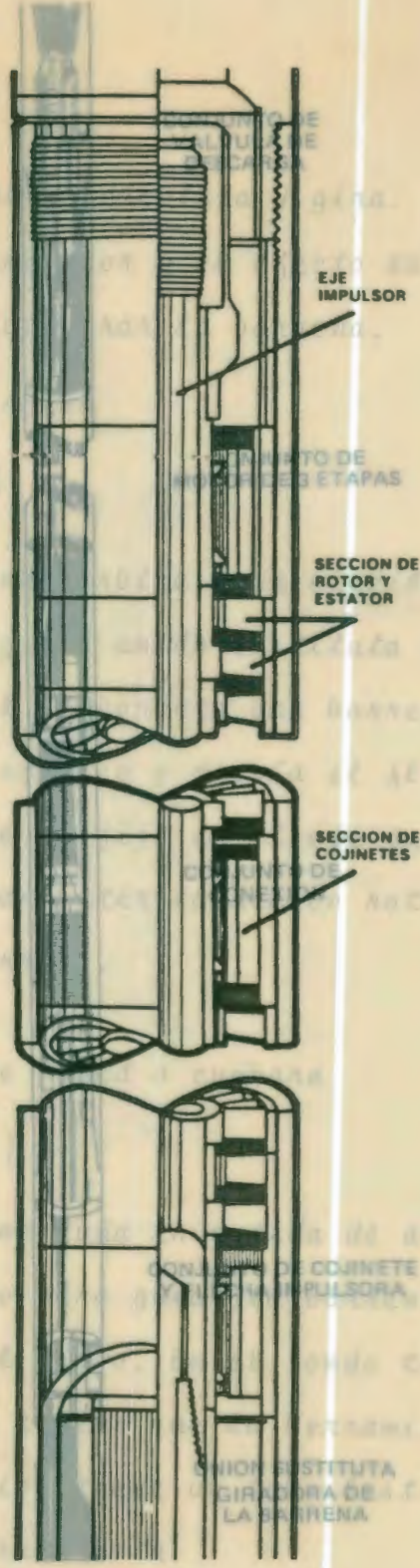


Figura 17.- Componentes de un motor hidráulico de Fondo de Hoyo

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (27) PÁG. 8

**CONJUNTO DE
VALVULA DE
DESCARGA**

tor, el cual desplaza y gira. La rotación energiza el eje impulsor y el efecto es la fuerza de torsión que hace girar la barrena.

c. Motor de turbina

(Figura # 19)

**CONJUNTO DE
MOTOR DE 3 ETAPAS**

Consta de una turbina, una sección reemplazable de cojinetes, y una unión sustituta rotatoria de barrena a la cual conecta una barrena convencional.

El estator es fijo y desvía el flujo de lodo hacia el rotor que es fijo en el eje impulsor, cosa que se pueda transmitir la acción rotatoria para hacer girar la barrena.

**CONJUNTO DE
CONEXION**

d. Desviador de pared o cuchara

(Figura # 20)

Consta de una pala invertida de acero, que tiene un lado cóncavo para guiar la barrena hacia adentro de la pared del hoyo. En el fondo tiene una punta de cincel para el efecto que la herramienta gire. En la

**CONJUNTO DE COJINETE
Y FLECHA IMPULSORA**

parte superior tiene una unión sustituta giradora de trabarrenas para rescatar la herramienta.

**UNION SUSTITUTA
GIRADORA DE
LA BARRENA**

Figura 18.- Motor Hidráulico Helicoidal de Fondo
Los desviadores varían en detalles. Unos están dise

tor, el cual se desplaza y gira. La rotación energiza el eje impulsor y el efecto es la fuerza de torción que hace girar la barrena.

c. Motor de turbina

(Figura # 19)

Consta de una turbina, una sección reemplazable de cojinetes, y una unión sustituta rotatoria de barrena a la cual se conecta una barrena convencional.

El estator es fijo y desvía el flujo de lodo hacia el rotor que va fijo en el eje impulsor, cosa que se pueda transmitir la acción rotatoria para hacer girar la barrena.

d. Desviador de pared o cuchara

(Figura # 20)

Consta de una cuña invertida de acero, que tiene un lado cóncavo para guiar la barrena hacia adentro de la pared del hoyo. En el fondo tiene una punta de cincel para evitar que la herramienta gire. En la parte superior tiene un tubo lastrabarrenas para rescatar la herramienta.

Los desviadores varían en detalles. Unos están dise

CUELLO
PERNO Y DESVIACION
DE CIRCULACION

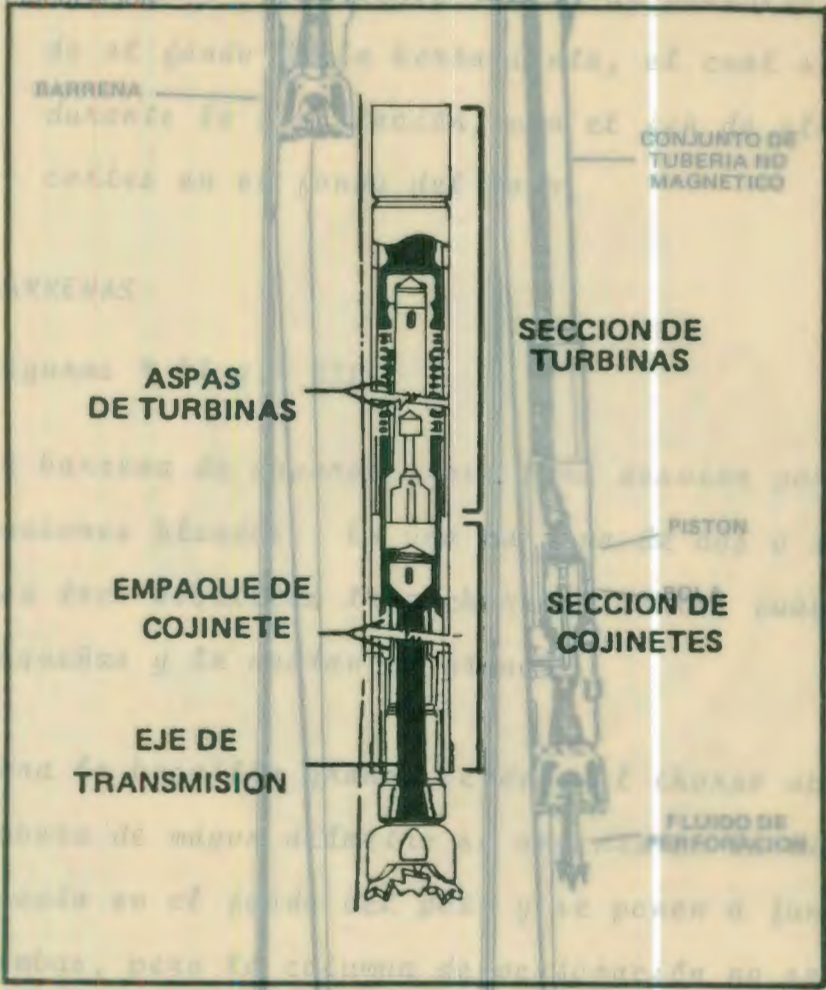


Figura 19.- Motor de Turbina para Hoyo Abajo

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (27) PAG. 17

Figura 20.- Desviador de Pared con Circulacion en Corte Transversal

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (27) PAG. 22

— CUELLO —
 — PERNO Y DESVIACION DE CIRCULACION —
 — BARRENA —

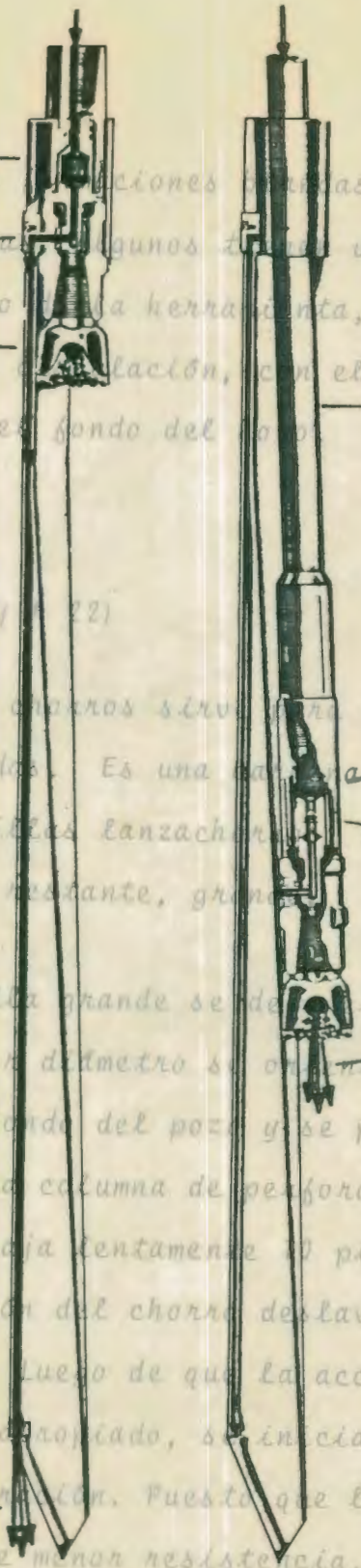
CONJUNTO DE TUBERIA NO MAGNETICO

PISTON

BOLA

FLUIDO DE PERFORACION

FLUIDO DE PERFORACION



4.3. BARRENAS

(Figuras # 21 y 22)

La barrena de conos sirve para desviar pozos en formaciones blandas. Es una herramienta de dos o tres conos, con tres boquillas lanzachorro de las cuales dos son pequeñas y la restante, grande.

Para la boquilla grande se deja el chorro abierto. La tobera de mayor diametro se orienta en la dirección correcta en el fondo del pozo y se ponen a funcionar las bombas, pero la columna de perforación no se gira. Se la levanta y baja lentamente 10 pies, elevándola del fondo. La acción del chorro deslava la formación que le queda debajo. Luego de que la acción del chorro ha fijado su curso apropiado, se inicia la rotación de la columna de perforación. Puesto que la sección deslavada es el camino de menor resistencia, la barrena lo seguirá. Entonces se le aplica peso adicional para que pene

Figura 20.- Desviador de Pared con Circulación en Corte Transversal

ñados para formaciones blandas y otros para formaciones duras. Algunos tienen un pasadizo para fluído al fondo de la herramienta, el cual se utiliza durante la circulación, con el fin de eliminar recortes en el fondo del hoyo.

4.3. BARRENAS

(Figuras # 21 y # 22)

La barrena de chorros sirve para desviar pozos en formaciones blandas. Es una barrena de dos o tres conos, con tres boquillas lanzachorros, de las cuales dos son pequeñas y la restante, grande.

Para la boquilla grande se deja el chorro abierto. La tobera de mayor diámetro se orienta en la dirección correcta en el fondo del pozo y se ponen a funcionar las bombas, pero la columna de perforación no se gira. Se la levanta y baja lentamente 10 pies, elevándola del fondo. La acción del chorro deslava la formación que le queda debajo. Luego de que la acción del chorro ha fijado su curso apropiado, se inicia la rotación de la columna de perforación. Puesto que la sección deslavada es el camino de menor resistencia, la barrena lo seguírá. Entonces se le aplica peso adicional para que penerará.



Figura 21.- Barrena de Chorros

FUENTE: LO BASICO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL (10) PAG. 8

Figura 22.- Desviación de Hoyo Usando una Barrena de Chorro
(a) Aplicando el Chorro, (b) Perforando.

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (17), PAG. 24

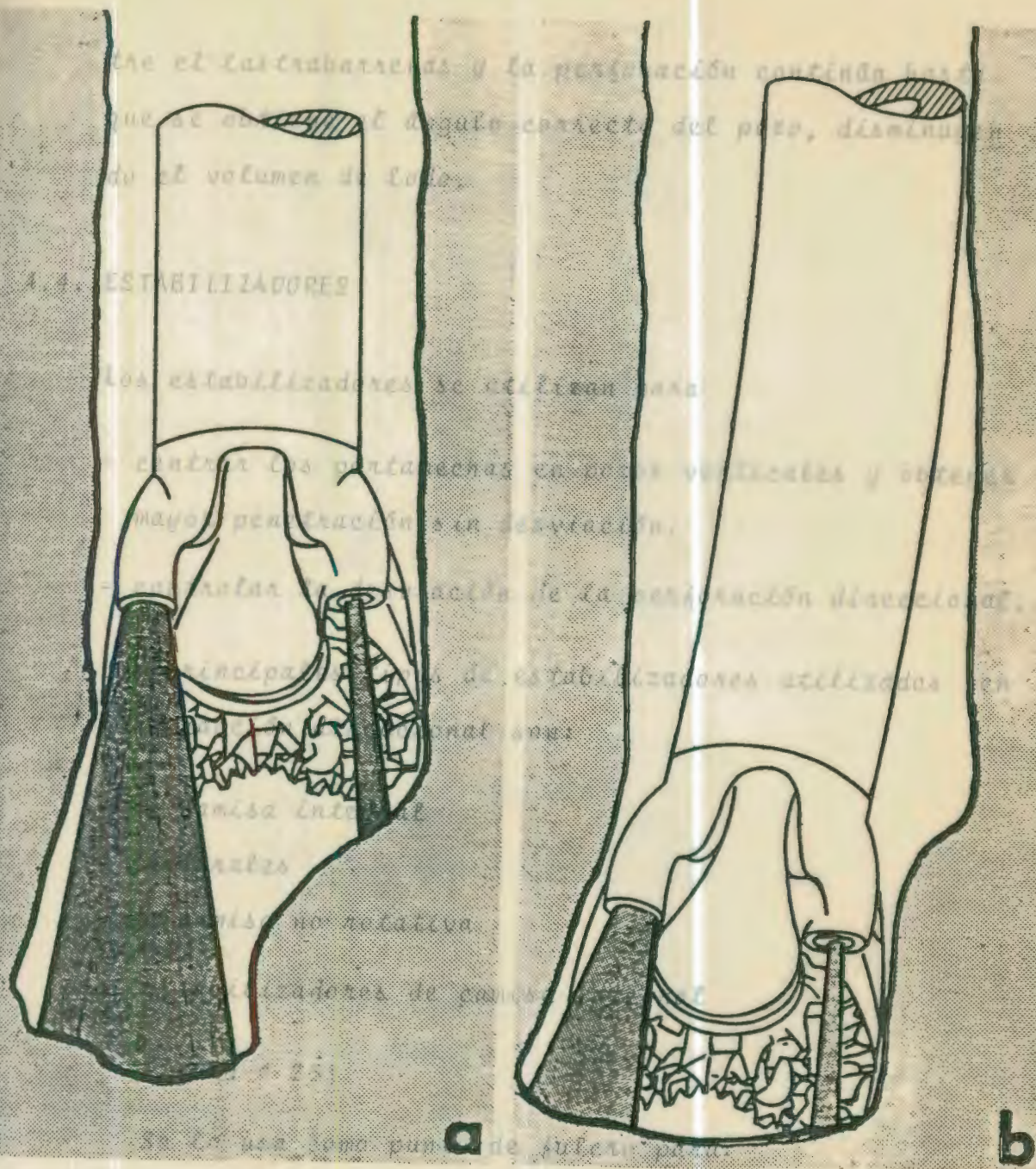


Figura 22.- Desviación de Hoyo Usando una Barrena de Chorro
 (a) Aplicando el Chorro ; (b) Perforando.

tre el lastrabarrenas y la perforación continúa hasta que se obtiene el ángulo correcto del pozo, disminuyendo el volumen de lodo.

4.4. ESTABILIZADORES

Los estabilizadores se utilizan para

- centrar los portamechas en pozos verticales y obtener mayor penetración sin desviación.
- controlar la desviación de la perforación direccional.

Los principales tipos de estabilizadores utilizados en perforación direccional son:

- de camisa integral
- integrales
- de camisa no rotativa

a. Estabilizadores de camisa integral

(Figura # 23)

Se lo usa como punto de fulcro para:

- reducir o aumentar el ángulo con relación a la vertical.
- centrar la sarta de perforación a fin de evitar desviación de pozos desviados.

b. Estabilizadores Integrales

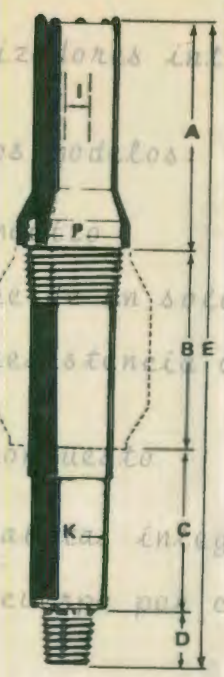
Tiene dos modelos

- Tipo macho

Se hace en un solo trozo de aleación de alta resistencia con aletas integradas al cuerpo.

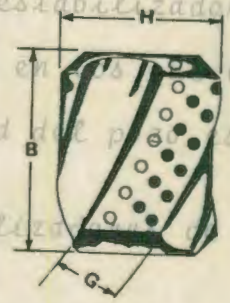
- Tipo conector

Es de aleación integradas a una camisa, que va sujeta al cuerpo por contracción de una tuerca.



(Figura # 24)

Estos estabilizadores son aplicables para pozos pequeños en los que el espacio entre portamechas y pared del pozo es mínimo.



c. Estabilizador de Camisa Integral (Figura 25)

Su máxima eficiencia es obtenida en formaciones duras, como las de caliza y dolomita. La camisa no penetra en la

Figura 23.- Estabilizador de Camisa Integral

- A: LONGITUD DEL CUELLO DE PESCA
- B: LONGITUD DE LA CAMISA
- C: LONGITUD PARA LLAVE
- D: LONGITUD DEL MACHO
- E: LONGITUD TOTAL
- G: ANCHO DE ALETA
- H: DIAMETRO DEL POZO
- I: DIAMETRO INTERNO
- K: DIAMETRO PARA LLAVE
- P: DIAMETRO DEL RECALQUE

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 24

- No tiene aptitud escariadora
- Bonta duración en pozos de paredes abrasivas.

b. Estabilizadores integrales

Tiene dos modelos:

- Tipo macizo

Se hace de un solo trozo de acero de aleación de alta resistencia con aletas integradas al cuerpo.

- Tipo compuesto

Es de aletas integradas a una camisa, que va sujeta al cuerpo por contracción y traba.

(Figura # 24)

Estos estabilizadores son adaptables para pozos pequeños en los que el espacio anular entre portamechas y pared del pozo es mínimo.

c. Estabilizadores de camisa no rotativa (Figura 25)

Su máxima eficiencia es obtenida en formaciones duras, como las de caliza y dolomita. La camisa no rota, por lo que actúa como buje y no penetra en la pared del pozo ni la daña. Sus limitaciones son:

- No se recomienda su uso a temperaturas mayores de 250°F.
- No tiene aptitud escariadora
- Corta duración en pozos de paredes abrasivas.

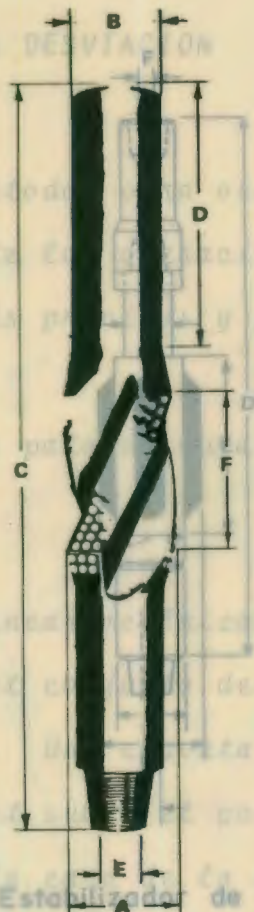


Figura 25.- Estabilizador de Camisa no Rotativa

Figura 24.- Estabilizador Integral

B: DIAMETRO PORTAMECHAS

C: DIAMETRO NOMINAL DEL CUERPO

A: DIAMETRO DEL POZO

B: DIAMETRO PORTAMECHAS O CUELLO DE PESCA

C: LONGITUD TOTAL

D: CUELLO DE PESCA

E: DIAMETRO INTERNO

F: LONGITUD DE ALETA

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 25

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 25

4.5. ORIENTACIÓN DE LA DESVIACIÓN

Existen varios métodos para orientar y controlar la desviación durante las operaciones de perforación direccional. Los más precisos y prácticos son:

- Orientación por pata de mula

(Figura 25).

Consiste en alinear mecánicamente la cara de la herramienta con el cono del zapato del instrumento de medición. Una pata de mula, situada en un sustituto entre el bent sub y el portamechas antimagnético, se alinea con la cara de la herramienta mientras se arma.

Figura 25.- Estabilizador de Camisa no Rotativa

El indicador de la cara de la herramienta en el instrumento está alineado con la ranura de la pata de mula. La cara de la herramienta, la chaveta y la pata de mula están alineados con el indicador y apuntan en la dirección cuando se registran los datos. Después del revelado, el disco de la película muestra rápidamente la relación entre la

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 25

cara de la herramienta, la inclinación y el norte magnético.



4.5. ORIENTACION DE LA DESVIACION

Existen varios métodos para orientar y controlar la desviación durante las operaciones de perforación direccional. Los más precisos y prácticos son:

- Orientación por pata de mula
(Figura 26)

Consiste en alinear mecánicamente la cara de la herramienta con el conjunto del zapato del instrumento de medición. Una chaveta, situada en un sustituto entre el bent sub y el portamechas antimagnético, se alinea con la cara de la herramienta mientras se arma. El indicador de la cara de la herramienta en el instrumento está alineado con la ranura de la pata de mula. La cara de la herramienta, la chaveta y la pata de mula están alineados con el indicador y apuntan en la misma dirección cuando se registran los datos. Después del revelado, el disco de la película muestra rápidamente la relación entre la cara de la herramienta, la inclinación y el norte magnético.

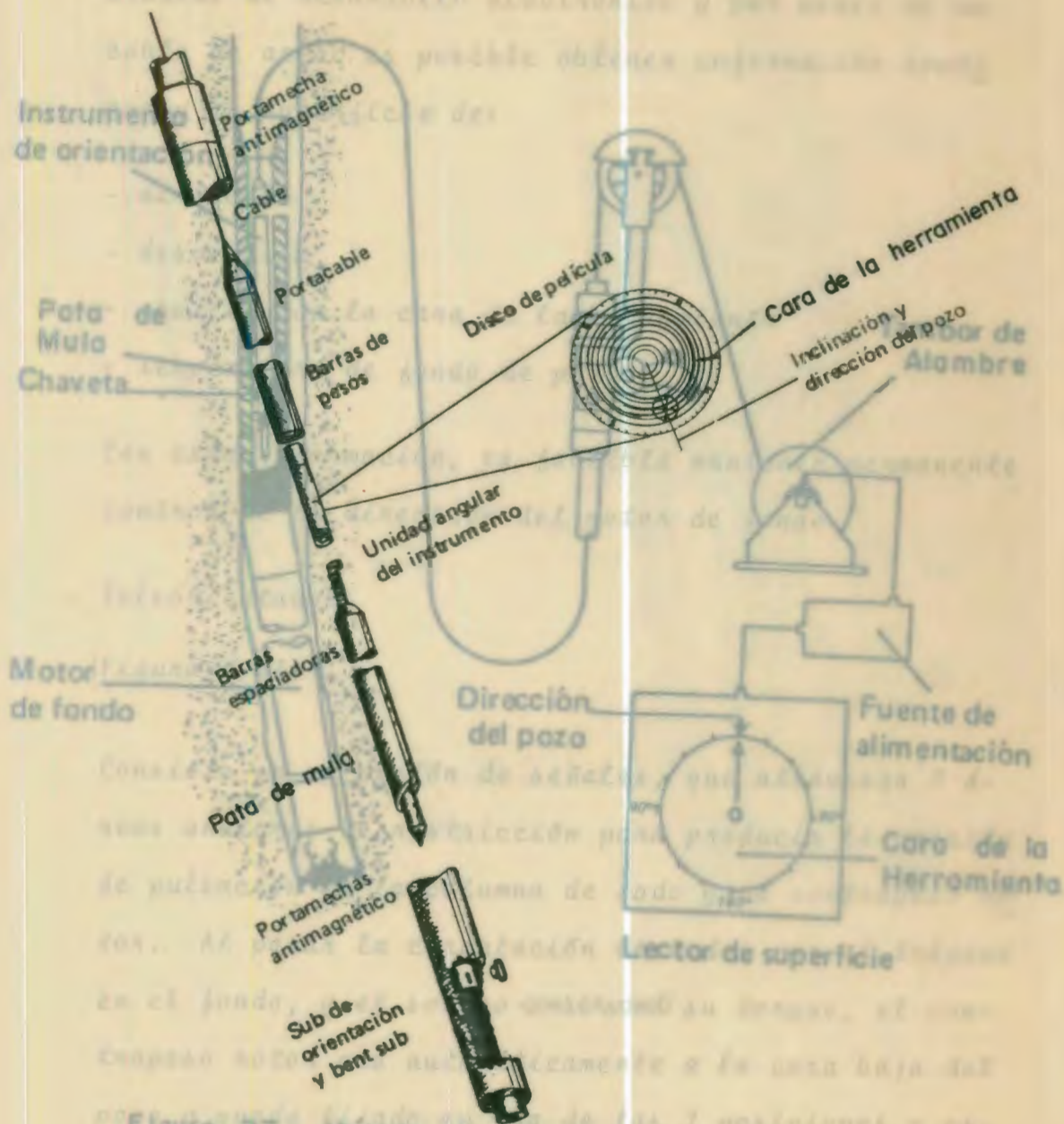


Figura 26.- Orientación de la pata de mula

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 21

Figura 27.- Método de Lectura Continua

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG. 21

- Método de Lectura continua (Figura 27)

Gracias al desarrollo electrónico y por medio de un cable es posible obtener información conti-

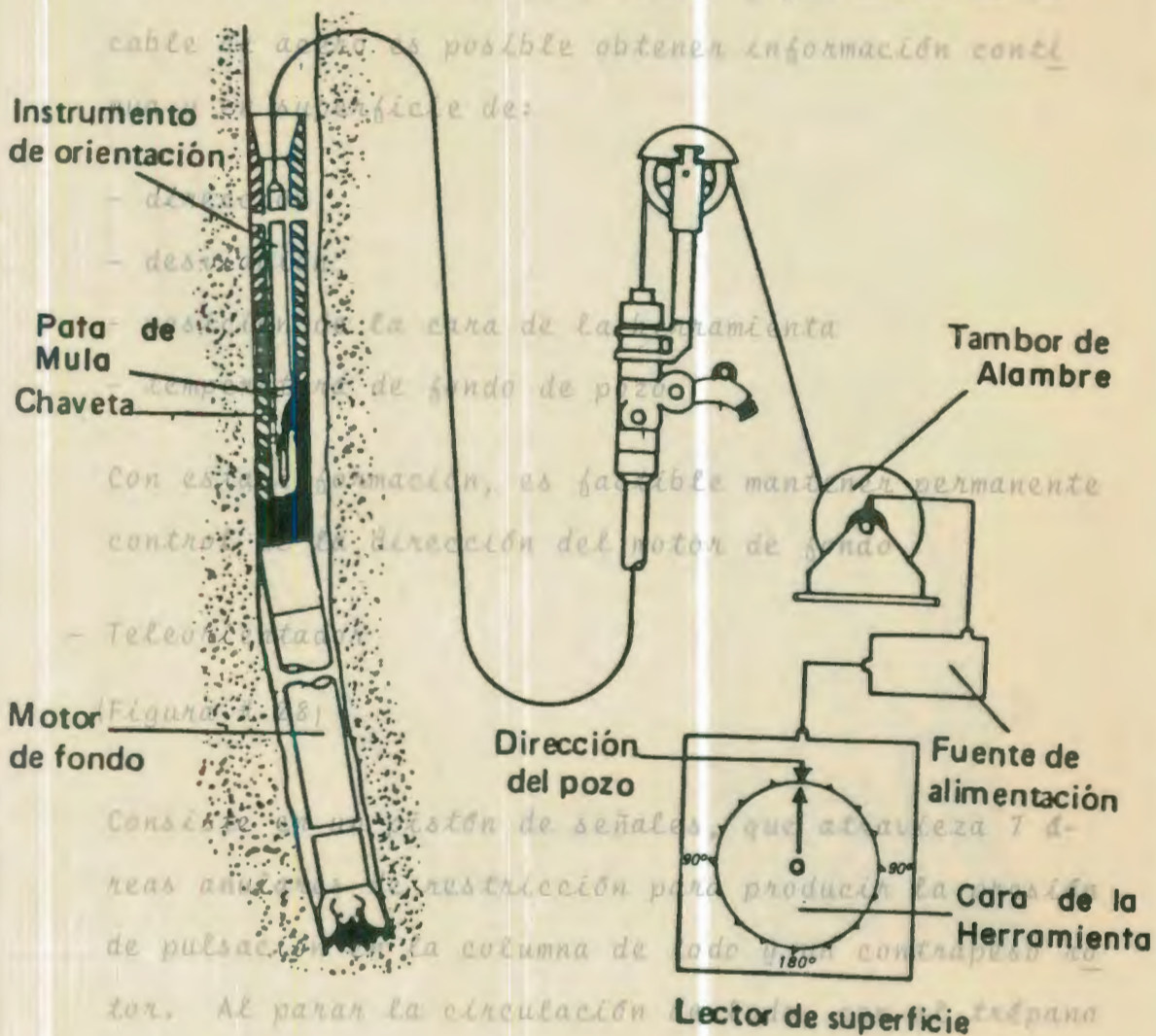


Figura 27.- Método de Lectura Continua
calones del anillo de 360°.

FUENTE: SERVICIO DE CONTROL DE PERFORACION (16); PAG 21

Después de 1 o 2 minutos se reinicia el bombeo de la
do, reproduciendo así las señales en el gráfico del

- Método de lectura continua (Figura 27)

Gracias al desarrollo electrónico y por medio de un cable de acero es posible obtener información cont
nua y en superficie de:

- dirección
- desviación
- posición de la cara de la herramienta
- temperatura de fondo de pozo

Con esta información, es factible mantener permanente control de la dirección del motor de fondo.

- Teleorientador

(Figura # 28)

Consiste en un pistón de señales, que atravieza 7 áreas anulares de restricción para producir la presión de pulsación en la columna de lodo y un contrapeso ro
tor. Al parar la circulación de lodo, con el trépano en el fondo, y el sondeo conservand su torque, el con
trapeso rotor cae automáticamente a la cara baja del pozo y queda fijado en una de las 7 posiciones o es-
calones del anillo de 360°.

Después de 1 o 2 minutos se reinicia el bombeo de lo
do, reproduciendo así las señales en el gráfico del

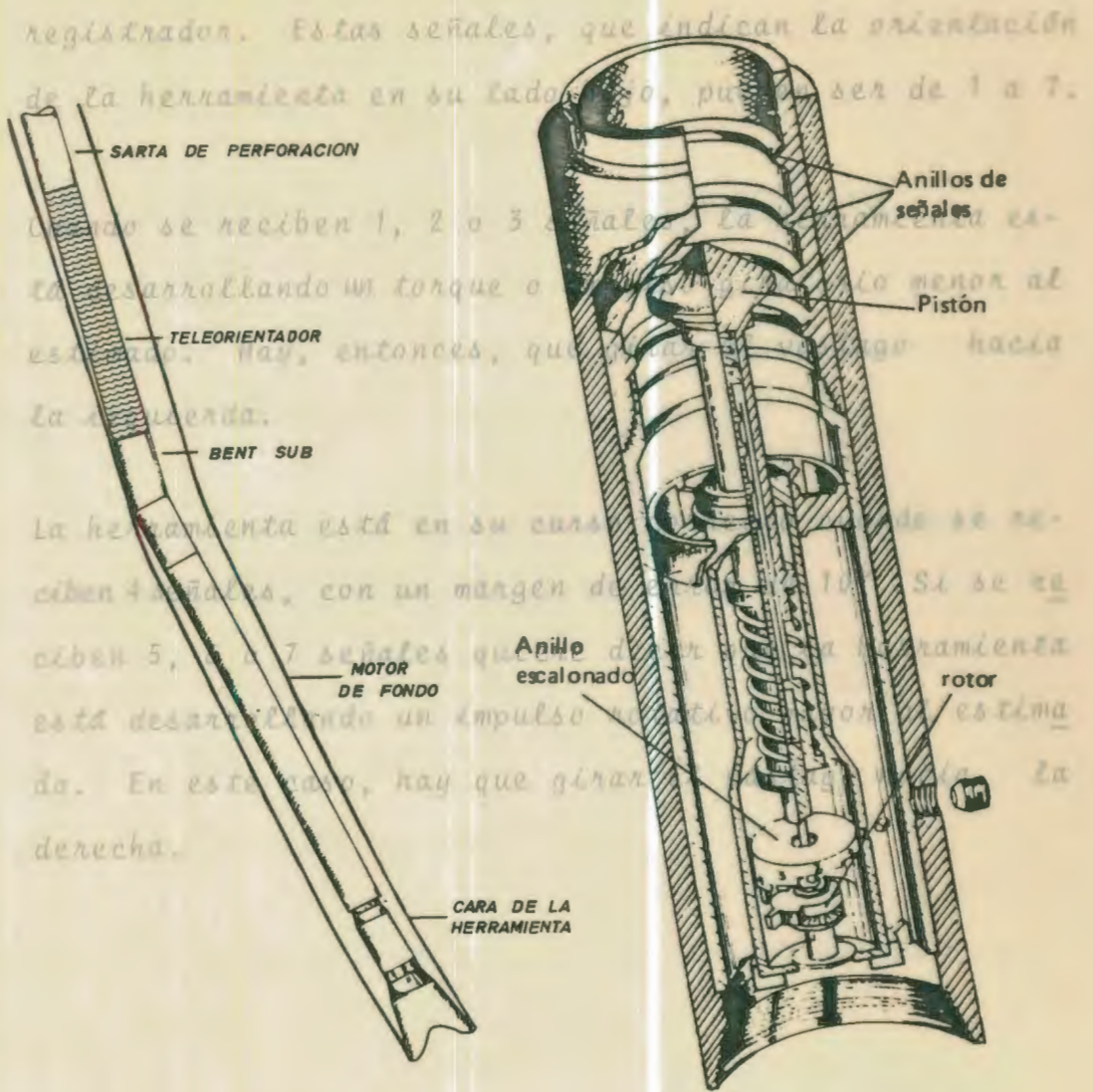


Figura 28.- Teleorientador

registrador. Estas señales, que indican la orientación de la herramienta en su lado bajo, pueden ser de 1 a 7.

Cuando se reciben 1, 2 o 3 señales, la herramienta está desarrollando un torque o impulso giratorio menor al estimado. Hay, entonces, que girar el vástago hacia la izquierda.

La herramienta está en su curso correcto cuando se reciben 4 señales, con un margen de error de 10° . Si se reciben 5, 6 o 7 señales quiere decir que la herramienta está desarrollando un impulso rotativo mayor al estimado. En este caso, hay que girar el vástago hacia la derecha.

CAPITULO V

PERFORACION DE LA SECCION DESVIADA DEL HOYO

Las variables que entran en juego en el aumento, mantenimiento y disminución del ángulo son tres:

- La elección del ensamble adecuado de barrena, lastrabarrenas, estabilizadores y tubería de perforación.
- La aplicación de la cantidad debida de peso sobre la barrena.
- La velocidad apropiada de rotación.

Unicamente la experiencia es la que proporciona el dominio sobre estas variables.

5.1. AUMENTO DEL ANGULO DE DESVIACION

Cuando el hoyo no está curvándose a la velocidad requerida, se colocan herramientas desviadoras. Por lo general, una mayor curvatura se consigue luego de colocar sólo una herramienta desviadora aplicando el principio del fulcro.

El fulcro es una rima o un estabilizador, que no gira,

insertado en la sarta, sobre la barrena. Mientras la ba
rrena gira en el fondo, se coloca el peso necesario pa-
ra doblar el lastrabarrenas del fondo o el tramo de tu-
berla de perforación.

Cuando la inclinación es de 5° o más, el dobléz será ha-
cia el lado inferior del pozo. El aumento del ángulo
a medida que avanza la perforación resulta debido a que
el brazo de palanca hace que la barrena empuje con fuer-
za hacia el lado alto del hoyo.

(Figura # 29).

El incremento del ángulo por cada 100 pies del hueco es-
tá determinado por la flexibilidad de la sarta de perfo-
ración encima del fulcro. El diámetro exterior de la sar-
ta justo encima de la rima o ensanchador también ayuda
a determinar el incremento del hueco. Es importante
conocer la tasa de aumento del ángulo. Alrededor de 5°
por cada 100 pies perforados es un valor apropiado. An-
gulos mayores ocasionan problemas de acuerdo a la pro-
fundidad a la cual ocurre la curvatura. Si es en la par
te superior del hueco se pueden formar ojos de llave en
la curva o si la curva está revestida, la tuberla de re-
vestimiento se puede desgastar completamente mientras se

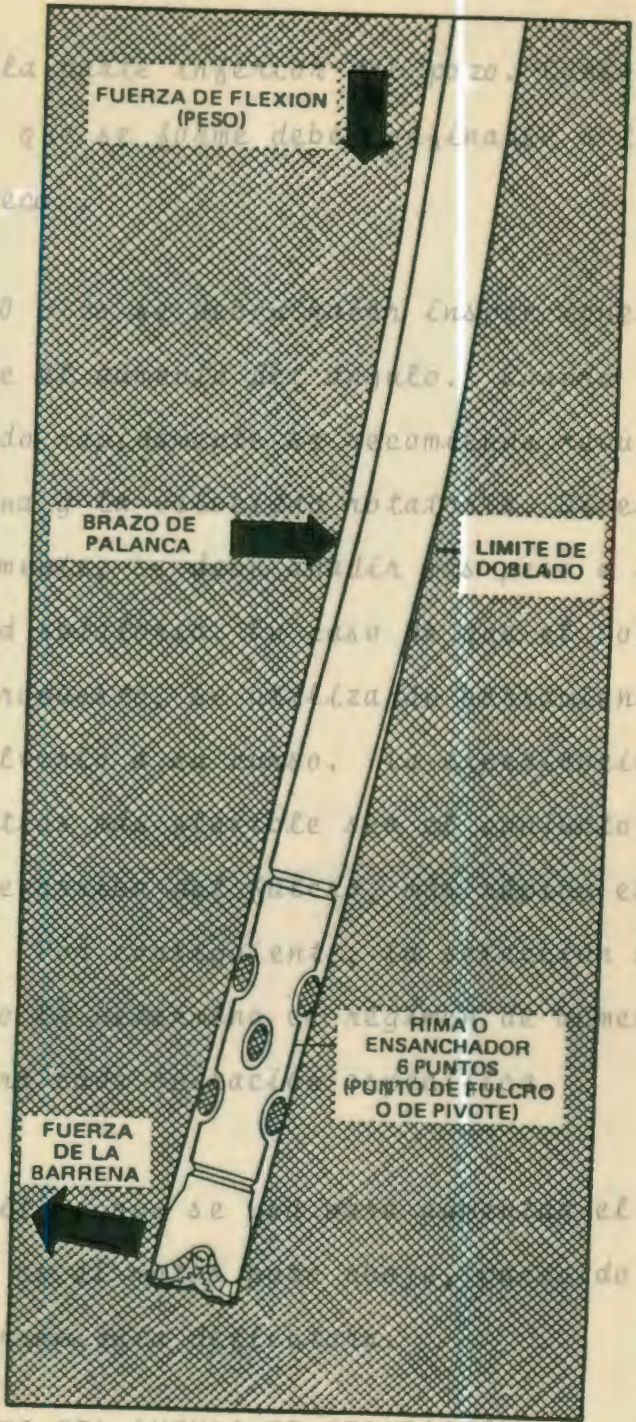


Figura 29.- Principio del Fulcro

FUENTE: PERFORACION DIRECCIONAL CONTROLADA (27); PAG. 35

perfora en la parte inferior del pozo. Cualquier ángulo muy marcado que se forme debe confinarse a la parte inferior del hueco.

Cada 20 o 30 pies se deben hacer inspecciones direccionales, durante el aumento del ángulo. Cuando el ángulo está aumentando rápidamente se recomienda reducir el peso de la barrena y la velocidad rotatoria. Si el ángulo aumenta lentamente, se debe añadir más peso e incrementar la velocidad rotatoria. En caso de que el pozo se desvía del curso propuesto, se utilizarán herramientas deflectoras para volverlo a su curso. La experiencia ha indicado que mientras más flexible sea el conjunto situado inmediatamente arriba del fulcro, más rápido es el aumento del ángulo. Por consiguiente, la selección del conjunto más indicado la determina el régimen de aumento que se requiera para cada operación específica.

Otro dispositivo que se usa para aumentar el ángulo de inclinación es el motor pozo abajo, parecido al que se usa como herramienta deflectora.

5.2. MANTENIMIENTO DEL ANGULO DE DESVIACION

Mantener el ángulo requiere un conjunto rígido de fondo

de hoyo y trabajar correctamente con el peso aplicado so
bre la barrena.

(Figura # 30).

El conjunto común de hoyo rígido consta de un escariador o ensanchador justamente encima de la barrena y otro escariador o estabilizador encima de un lastrabarrenas. Es
te lastrabarrenas deberá ser tan grande, para evitar des
viaciones de rumbo, como posible; y, pequeño, para pes-
carlo y sacarlo del hoyo.

El conjunto de pozo empacado es otro tipo de conjunto de hoyo rígido. Consta de un escariador encima de la barrena, un lastrabarrenas cuadrado y un estabilizador encima de él.

Para mantener el ángulo también se puede usar un motor de fondo de hoyo. Aquí lo que se hace es soldar las costillas de estabilizador del tipo de hoja en la parte del extremo inferior de la caja del motor.

5.3. DISMINUCION DEL ANGULO DEL HOYO

Para disminuir el ángulo se aplica el efecto del péndulo al conjunto de fondo de hoyo. Esto se usa en configura-

ciones de tipo... escariador
de encima de...
Figura # 31).

El escariador... tiene al
lastrabarrena... del...
hueco. Las...
barrenas de...
a perforar...
ta a la barrena...
lo disminuye...
El pozo, por...

Para disminu...
dad de penet...
fondo grande...

Debe haber un...
ción y la veloci...

La velocidad...
100 pies. Si la disminuc...
pueden usar...

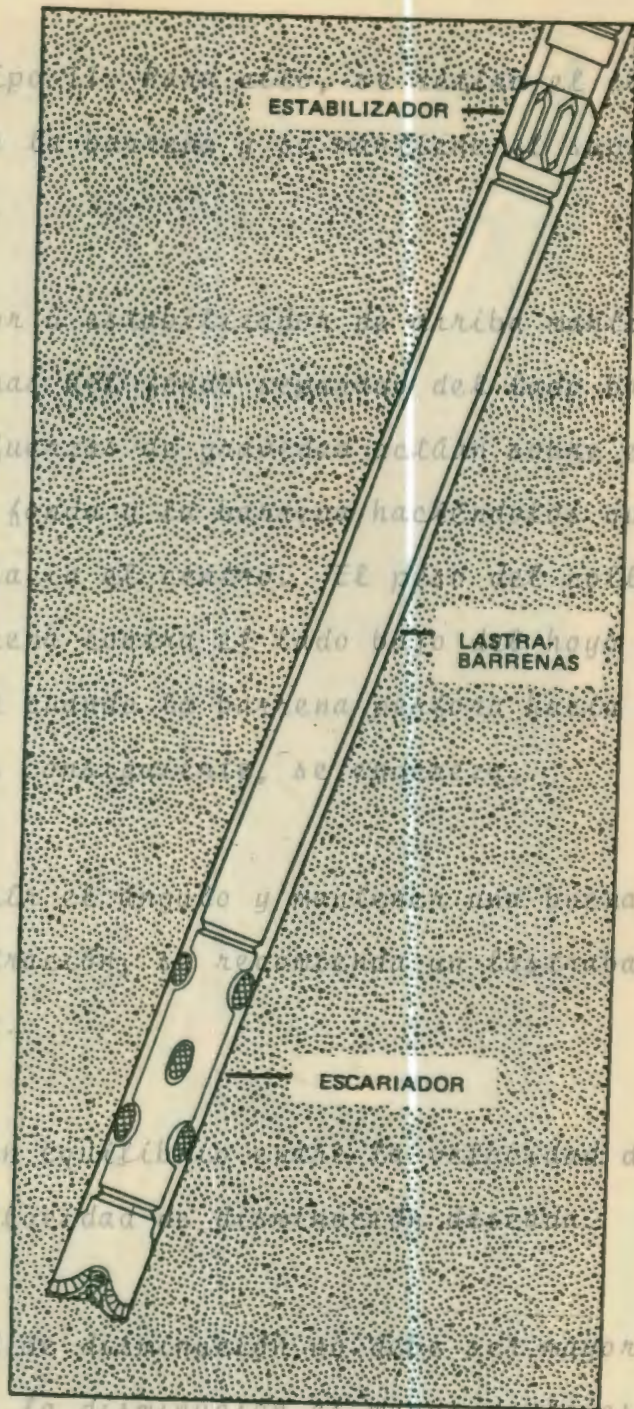


Figura 30.- Conjunto Rígido de Fondo de Hoyo

ciones de tipo II. Para ello, se retira el escariador de encima de la barrena y se mantiene el superior.

(Figura # 31).

El escariador o estabilizador de arriba mantiene al lastrabarrenas del fondo separado del lado bajo del hueco. Las fuerzas de gravedad actúan sobre el lastrabarrenas de fondo y la barrena haciéndolos que tiendan a perforar hacia el centro. El peso del collar aprieta a la barrena contra el lado bajo del hoyo y el ángulo disminuye cuando la barrena perfora hacia adelante. El pozo, por consiguiente, se endereza.

Para disminuir el ángulo y mantener una buena velocidad de penetración, se recomienda un lastrabarrenas de fondo grande.

Debe haber un equilibrio entre la velocidad de penetración y la velocidad de disminución deseada.

La velocidad de disminución no debe ser mayor de 5° por 100 pies. Si la disminución es menor de la esperada, se pueden usar herramientas deflectoras para regresar al hoyo a la vertical.

Otros conf...

- De diámi...

Que mant...

- De diámi...

Que redu...

...tras se reduce

... cada 100 pies.

5.4. EFECTOS

a. Tamaño

Pozos de...

de per...

ño. Es...

de per...

limita...

ajusta...

...son mas fáciles

...diámetro peque-

...enas y tuberías

...flexibles, que

...peso que puede

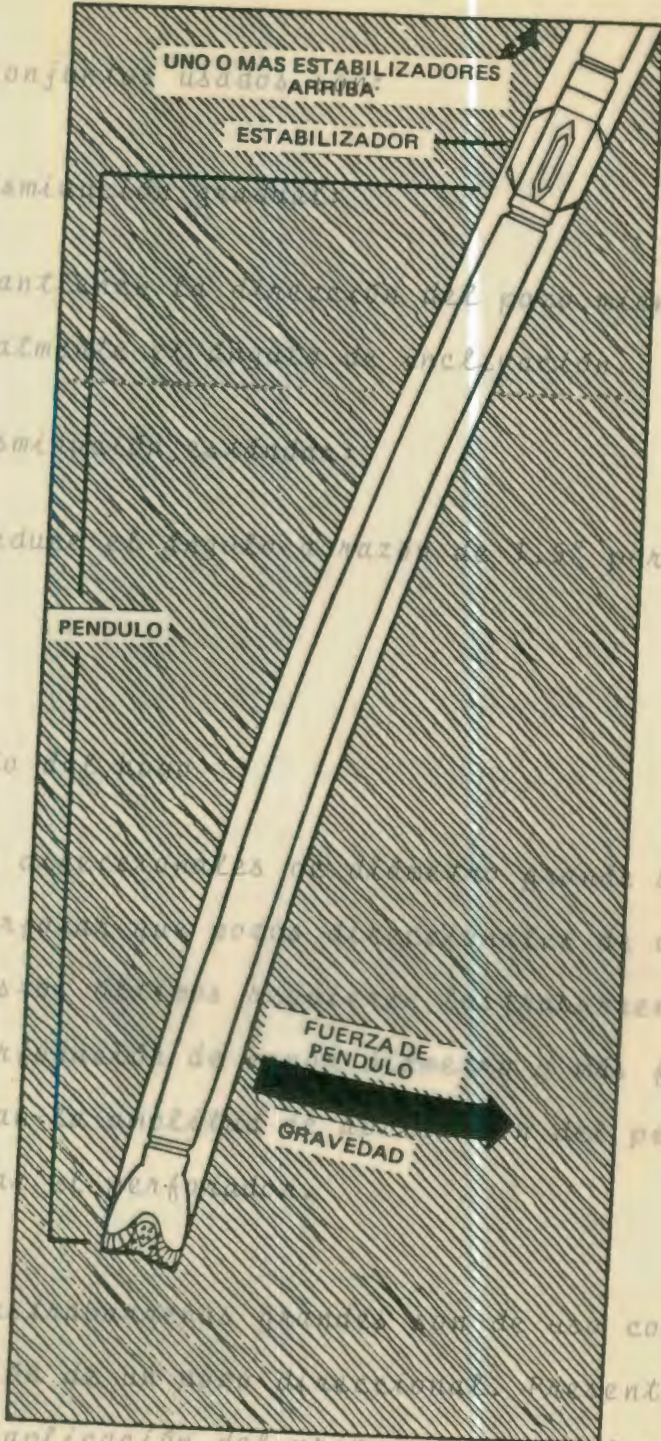


Figura 31.- Disminución del Angulo del Hoyo

Otros conjuntos usados son:

- De disminución gradual:

Que mantienen la dirección del pozo mientras se reduce gradualmente el ángulo de inclinación.

- De disminución estándar:

Que reduce el ángulo a razón de 1.5° por cada 100 pies.

5.4. EFECTOS

a. Tamaño del hoyo

Pozos direccionales de diámetro grande son mas fáciles de perforar que pozos direccionales de diámetro pequeño. Estos últimos requieren lastrabarrenas y tuberías de perforación de menor diámetro y más flexibles, que limitan la amplitud de aplicación del peso que puede ajustar el perforador.

Las lastrabarrenas grandes son de uso común en la perforación de un pozo direccional. Presentan problemas en la aplicación del principio del fulcro para aumentar el ángulo y por su superficie son propicios a pegarse en las paredes.

b. Efecto de formación

El curso del pozo está afectado por la inclinación y el rumbo del estrato de las formaciones. Los conjuntos de fondo de pozo rígidos se usan para combatir la tendencia a girar fuera del curso.

c. Hoyos de pozos adyacentes

Cuando se desvían varios pozos desde un sólo sitio, el magnetismo residual en los hoyos de los pozos adyacentes puede influir en el instrumento magnético que se usa para hacer una inspección de la parte superior de un hoyo en el pozo que se esté perforando. Se cree que una separación de 6 pies es suficiente para mantener al instrumento fuera de la influencia del magnetismo residual.

d. Equipo hidráulico

Se requiere una bomba de lodo bastante grande, como para producir los volúmenes y las presiones recomendadas por el fabricante de las barrenas. También se necesita una bomba grande para mantener una velocidad de circulación alta para sacar efectivamente los recortes.

e. Fuerzas de fricción

Para reducir la fricción se deben usar lodos de emulsión de aceite. Para diseñar la tubería de revestimiento hay que tomar en cuenta que la fuerza de fricción - hace más difícil correrla dentro de un hoyo de gran angularidad. Una forma de reducir la fricción es colocar centralizadores dentro de la tubería de revestimiento, con lo cual aumentan también las probabilidades de una buena cementación.

CAPITULO VI

DESARROLLO DEL CAMPO AM

6.1. DESCRIPCION DEL CAMPO AM

El Campo AM se encuentra ubicado al Sur Oeste de la Costa Ecuatoriana, aproximadamente a 12 Km. de la Isla Santa Clara (o del Muerto).

Su área aproximada es de 17 km^2 y la zona productora tiene un espesor neto de pago de unos 120 pies.

En base a registros eléctricos se han determinado parámetros petrofísicos, cuyos valores promedian una porosidad del 13% y saturación del 45%; es difícil cuantificar la permeabilidad con la poca información disponible, aunque se estima que es baja por el alto contenido de arcilla.

Las reservas probadas recuperables del Campo son de 250×10^9 pies cúbicos de gas seco.

En la estructura se han perforado cuatro pozos, llegando hasta 17000 pies el primero, y los restantes fluctuando entre 9000 y 11000 pies de profundidad. De estos cuatro pozos, tres probaron la existencia de gas.

6.2. INTERPRETACION GEOLOGICA-GEOFISICA

La zona constituye una cuenca sedimentaria con un espesor máximo en el eje de la cuenca de aproximadamente 12000 metros de sedimento de depósitos marinos continentales, de origen probablemente deltaico y que litoestratigráficamente resulta en una secuencia alternante de arenas y lutitas, con pequeños espesores de calizas de edad que va desde el Oligoceno hasta el Reciente (36 millones de años). Estas arenas y arcillas por efecto de la compresión tectónica de levantamiento produjeron condiciones estructurales y estratigráficas necesarias para el entrapamiento de hidrocarburos.

La complejidad geológica que presenta la zona, ha originado que se desarrollen múltiples interpretaciones, con distintas teorías, en las que la estructura se presenta con trampas estructurales y estratigráficas.

De acuerdo con una interpretación geofísica registrada con anterioridad, el Campo AM se presenta como un anticlinal asimétrico fallado con su eje principal en dirección aproximada Norte-Sur, siendo la falla principal paralela al eje de la estructura, aumentando su desplazamiento hacia el Norte, mientras que hacia el Sur se convierte en una

flexura. También se presenta un sistema de fallas perpendiculares a la principal. Mapas I y II.

6.3. ESQUEMAS DE DESARROLLO DEL CAMPO AM

Para seleccionar un esquema de desarrollo adecuado para el Campo, debemos tomar en consideración ciertas circunstancias principales que se resumen así:

- a. El Campo fue descubierto hace más de 10 años y la compañía que descubrió el yacimiento no ha hecho un traslado completo de la información. A CEPE esto ocasiona la carencia de ciertos datos fundamentales y la poca confiabilidad en otros.
- b. La zona es geológicamente compleja. Aún no se ha determinado con exactitud un modelo geológico del área. Existe gran cantidad de fallas en el yacimiento.
- c. La producción del Campo será utilizada para un proyecto industrial de alto costo -alrededor de 500 MM U.S.\$⁽¹⁾- (Proyecto Atahualpa), y la única fuente de materia prima será el gas del Campo AM. No se ha detectado gas adicional en el área.

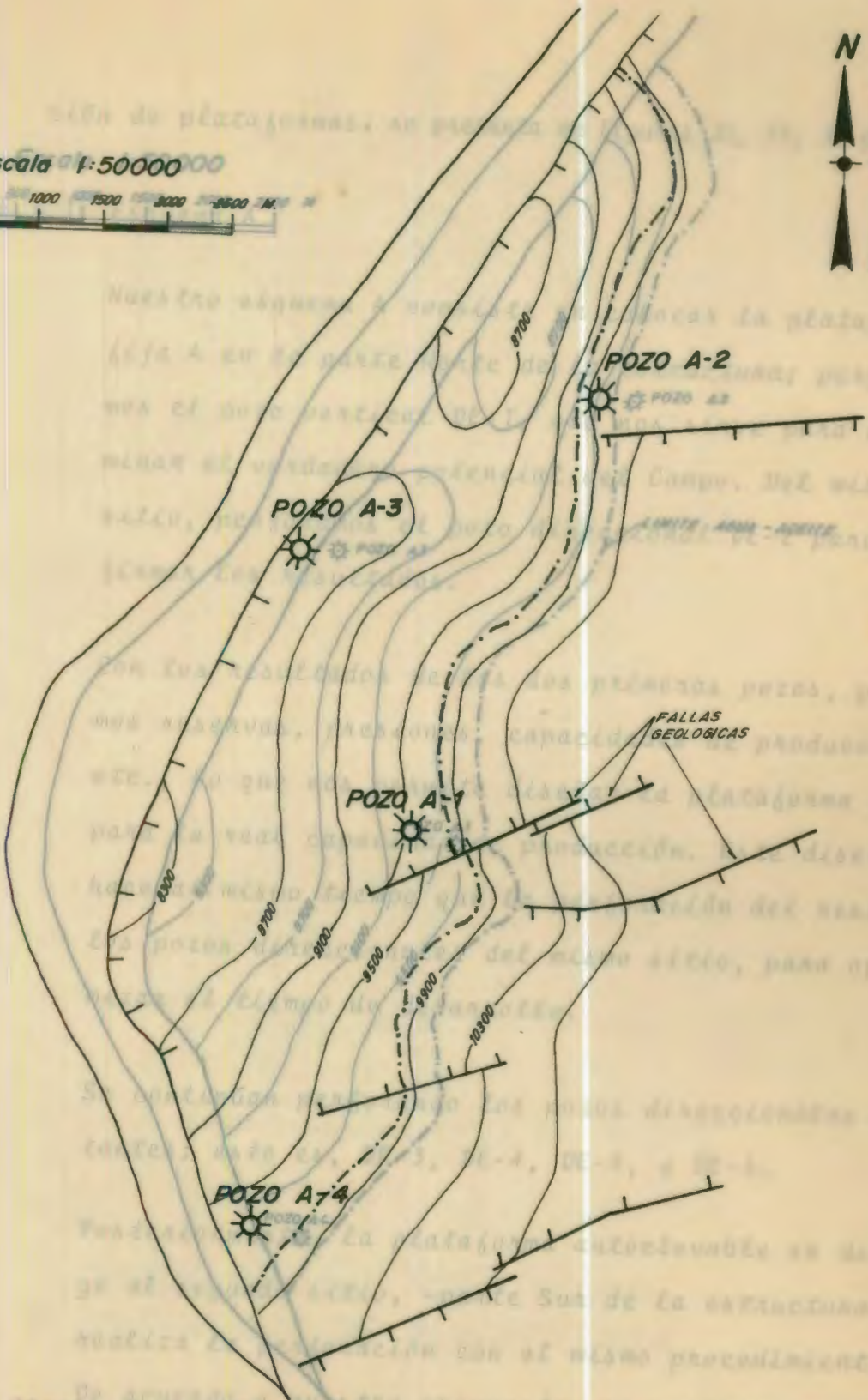
De tal manera que la estrategia debe ser una que permita cierta flexibilidad para desarrollar la estructura.

La secuencia de perforación e instala-

(1) MM; Millones
U.S.\$: Dólares de Estados Unidos.



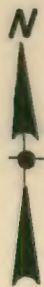
Escala 1:50000



Mapa I.- Mapa Isópaco - Estructural del Campo AM

ción de plataformas, se presenta en Figuras 32, 33, 34 y

Escala 1:50000



Nuestro esquema A consiste en colocar la plataforma fija A en la parte Norte de la estructura; perforamos el pozo vertical DE-1, que nos sirve para determinar el verdadero potencial del Campo. Del mismo sitio, perforamos el pozo direccional DE-2 para confirmar los resultados.

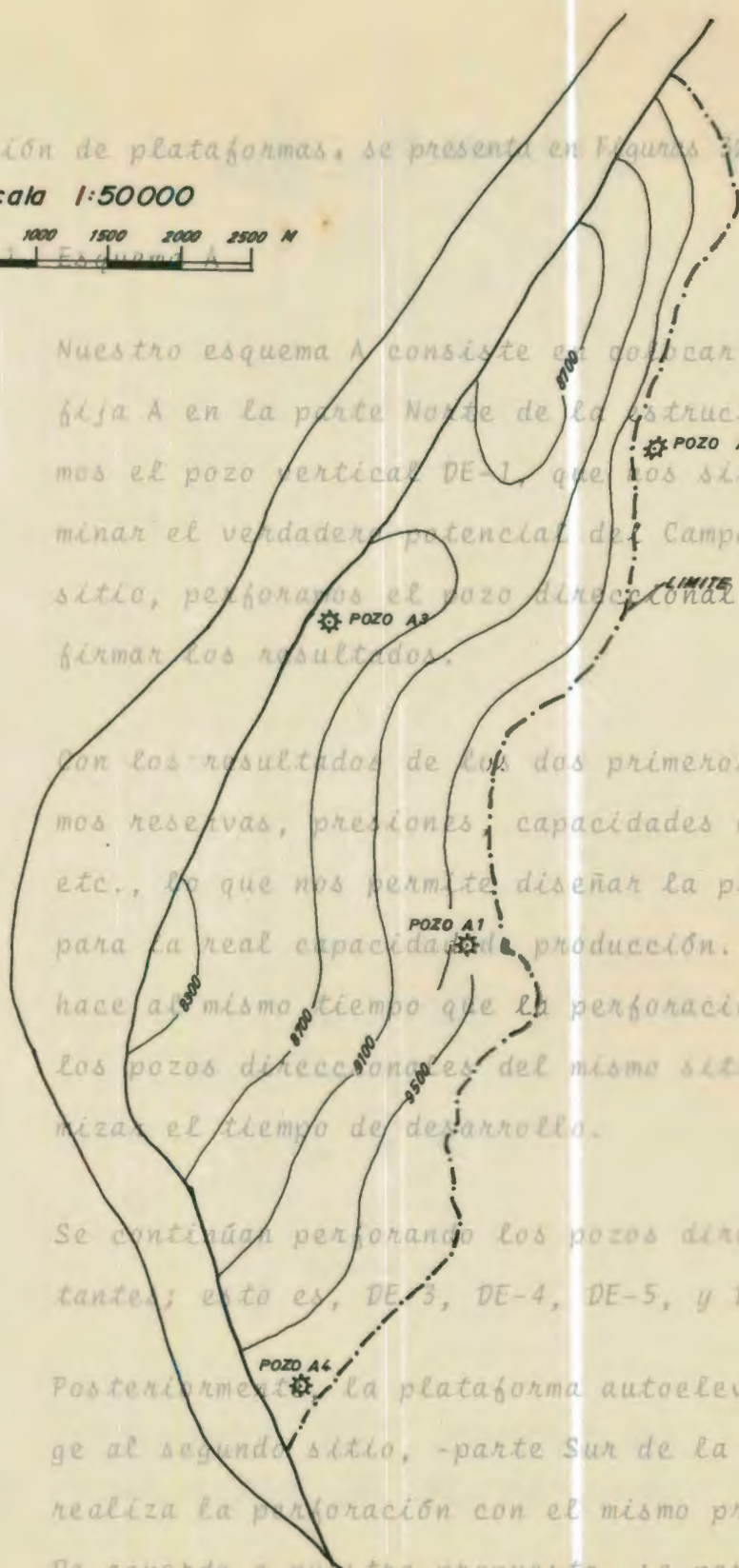
Con los resultados de los dos primeros pozos, probamos reservas, presiones, capacidades de producción, etc., lo que nos permite diseñar la plataforma fija para la real capacidad de producción. Este diseño se hace al mismo tiempo que la perforación del resto de los pozos direccionales del mismo sitio, para optimizar el tiempo de desarrollo.

Se continúa perforando los pozos direccionales restantes; esto es, DE-3, DE-4, DE-5, y DE-6.

Posteriormente la plataforma autoelevable se dirige al segundo sitio, -parte Sur de la estructura-, y realiza la perforación con el mismo procedimiento.

De acuerdo a nuestra propuesta, se perforan un pozo

Mapa II.- Mapa de Isópacas de la Zona Productora del Campo AM



ción de plataformas, se presenta en Figuras 32, 33, 34 y 35.

6.3.1. Esquema A

Nuestro esquema A consiste en colocar la plataforma fija A en la parte Norte de la estructura; perforamos el pozo vertical DE-1, que nos sirve para determinar el verdadero potencial del Campo. Del mismo sitio, perforamos el pozo direccional DE-2 para confirmar los resultados.

Con los resultados de los dos primeros pozos, probamos reservas, presiones, capacidades de producción, etc., lo que nos permite diseñar la plataforma fija para la real capacidad de producción. Este diseño se hace al mismo tiempo que la perforación del resto de los pozos direccionales del mismo sitio, para optimizar el tiempo de desarrollo.

Se continúan perforando los pozos direccionales restantes; esto es, DE-3, DE-4, DE-5, y DE-6.

Posteriormente, la plataforma autoelevable se dirige al segundo sitio, -parte Sur de la estructura-, y realiza la perforación con el mismo procedimiento. De acuerdo a nuestra propuesta, se perforan un pozo

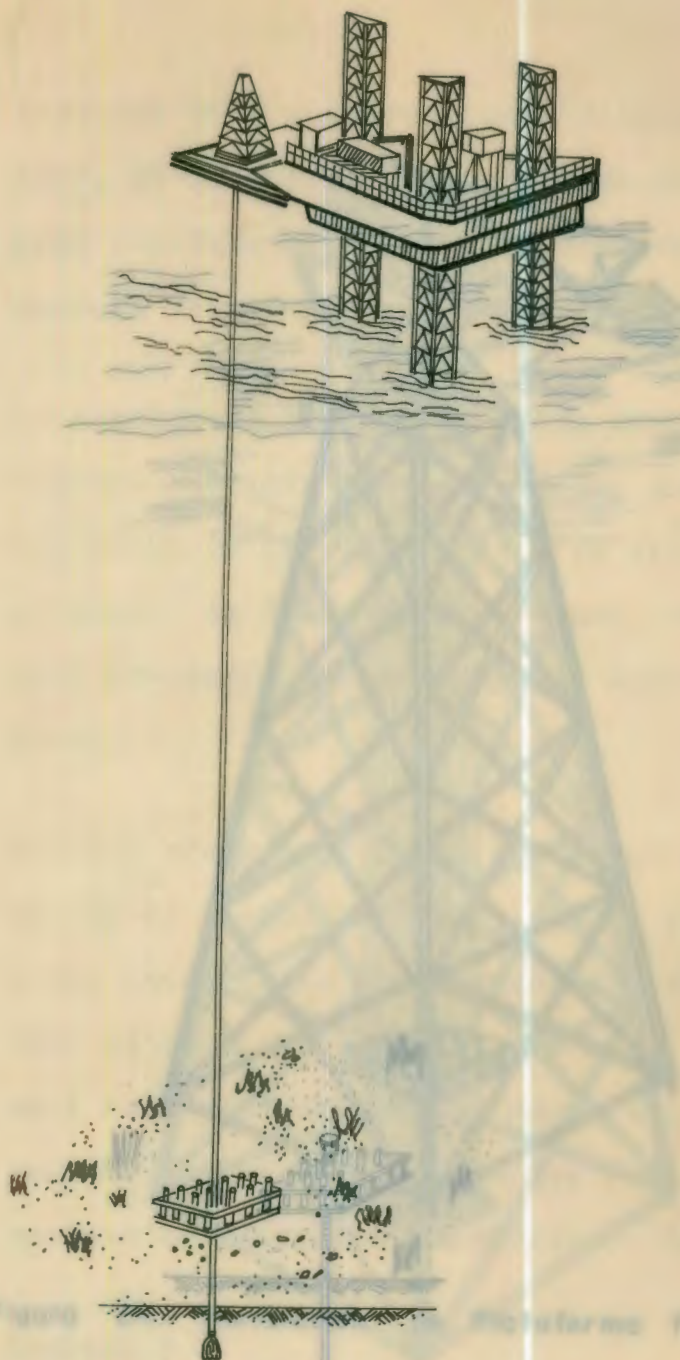


Figura 33.- Abandono del Pozo

**SECUENCIA DE PERFORACION
E INSTALACION DE PLATAFORMAS**

Figura 32.- Perforación usando Plantilla Modular

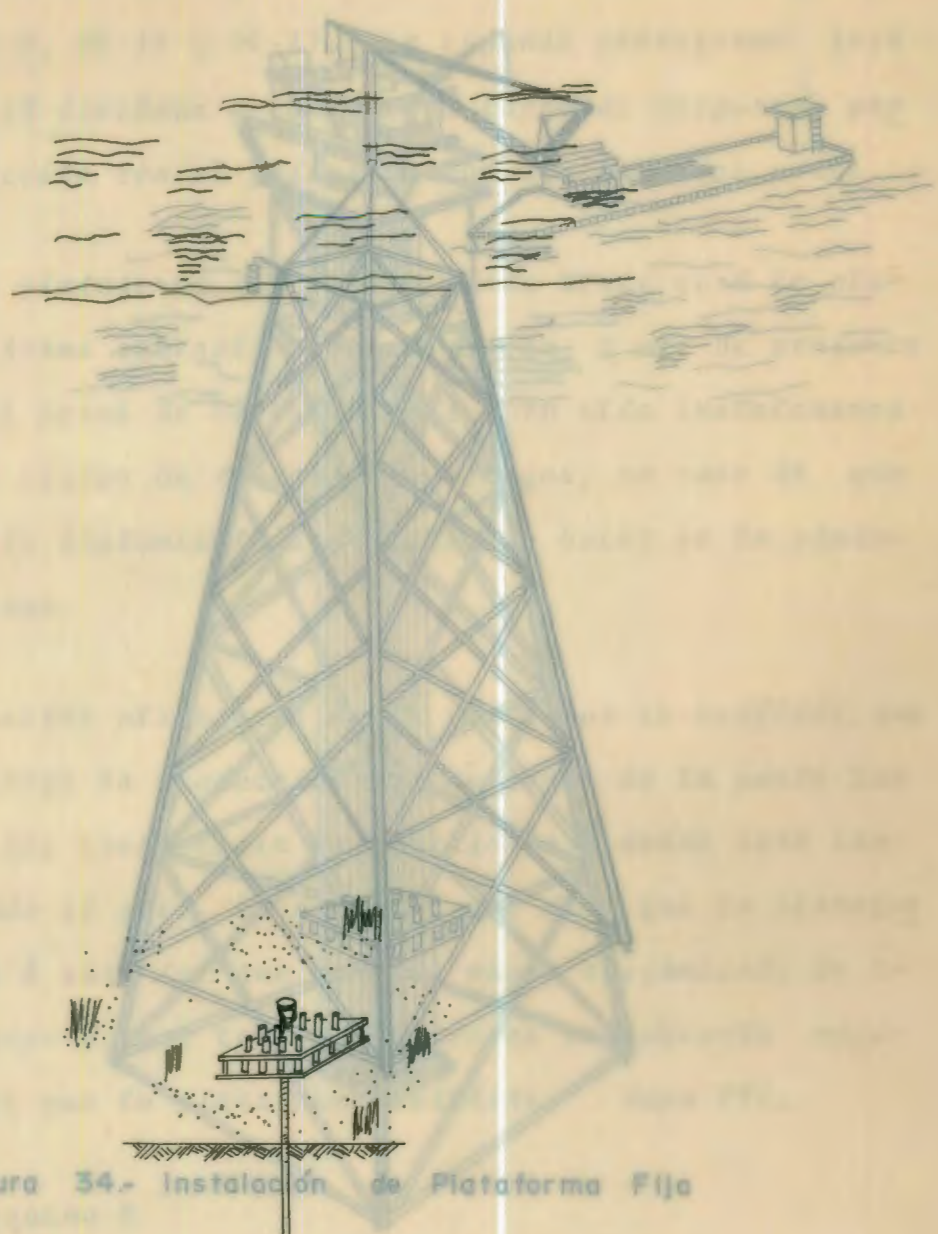


Figura 34.- Instalación de Plataforma Fija

FUENTE: UNIDAD EJECUTORA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL (CEPE)

Figura 33.- Abandono del Pozo

FUENTE: UNIDAD EJECUTORA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL (CEPE)

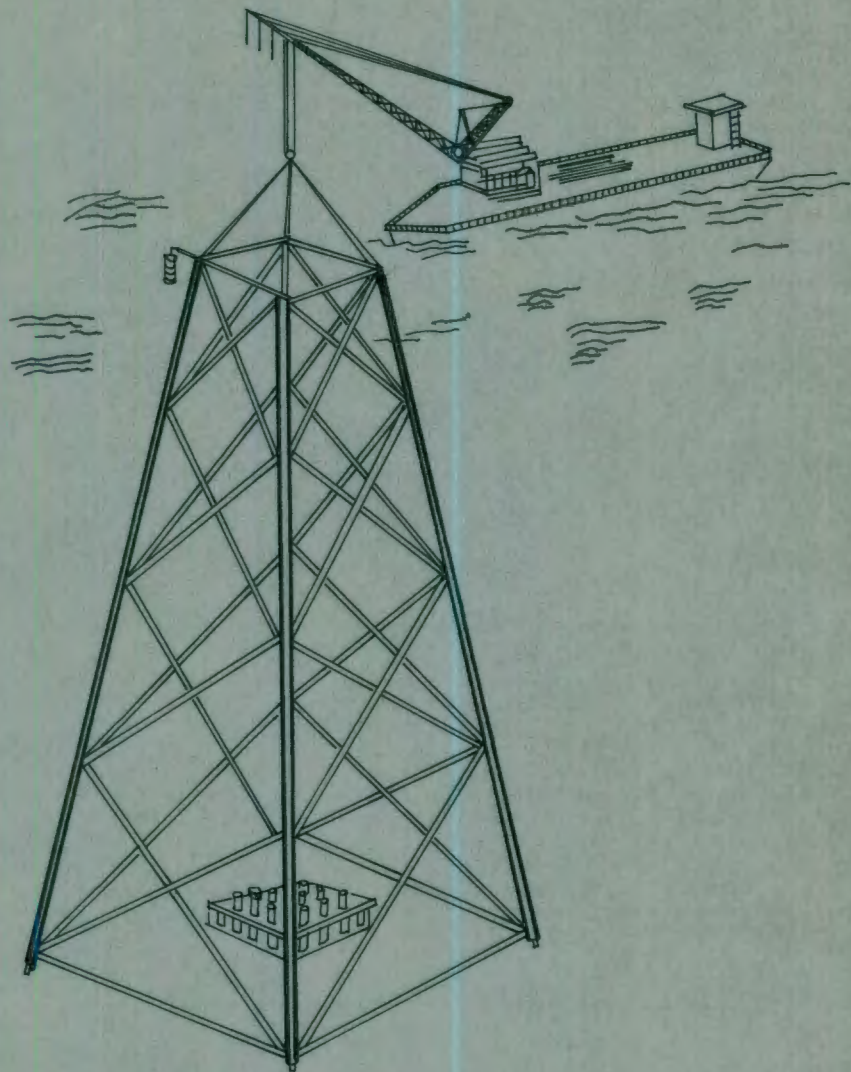


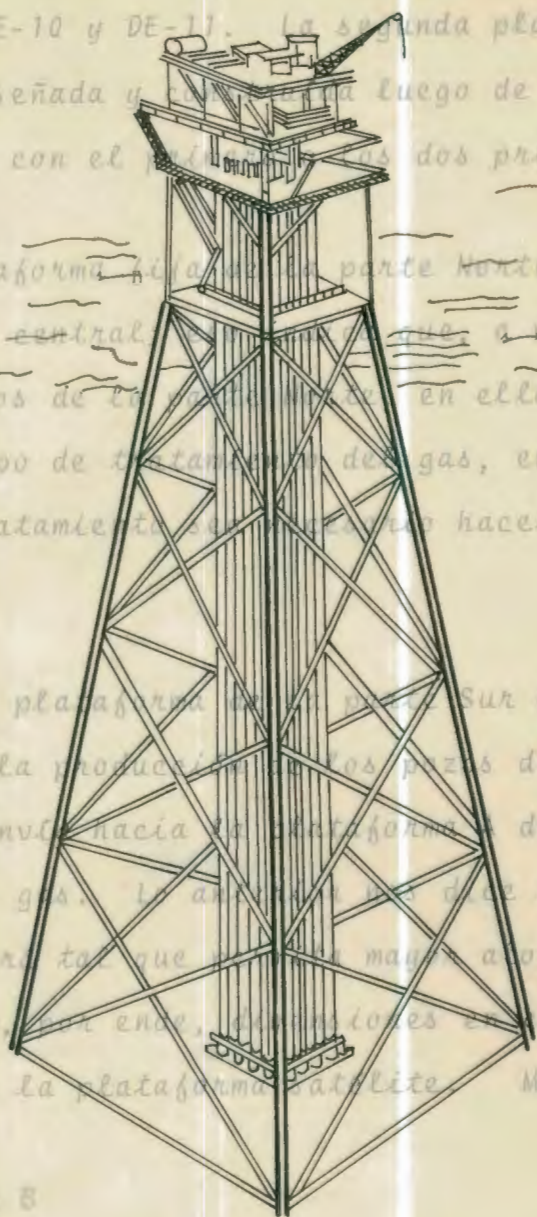
Figura 34.- Instalación de Plataforma Fija

FUENTE: UNIDAD EJECUTORA DEL GOLFO DE GUAYAQUIL (CEPE)

vertical DE-7 y cuatro pozos direccionales DE-8, DE-9, DE-10 y DE-11. La segunda plataforma fija será diseñada y construida luego de asegurar producción con el equipo de los dos primeros pozos.

La plataforma fija de la parte Norte será la plataforma central. En ella se hará a más de perforar los pozos de la zona Norte. En ella instalaremos el equipo de tratamiento de gases, en caso de que este tratamiento sea necesario hacer en la plataforma.

Nuestra plataforma de la parte Sur es satélite, que recoge la producción de los pozos de la parte Sur y los envía hacia la plataforma central donde será tratado el gas. La ventaja es que la plataforma A será tal que permita mayor alojamiento de equipo y, por ende, dimensiones en cubierta mayores que la plataforma satélite. Mapa III.



6.3.2. Esquema B

Figura 35.- Etapa de Producción

Nuestro esquema B consiste en utilizar una sola plataforma central (CPE) la estructura, desde la cual perforamos un pozo vertical DE-1 y el direccional DE-2 para verificar los resultados.

vertical DE-7 y cuatro pozos direccionales DE-8, DE-9, DE-10 y DE-11. La segunda plataforma fija será diseñada y construída luego de asegurar producción con el primero o los dos primeros pozos.

La plataforma fija de la parte Norte será la plataforma central; eso indica que, a más de perforar los pozos de la parte Norte, en ella instalaremos el equipo de tratamiento del gas, en caso de que este tratamiento sea necesario hacer en la plataforma.

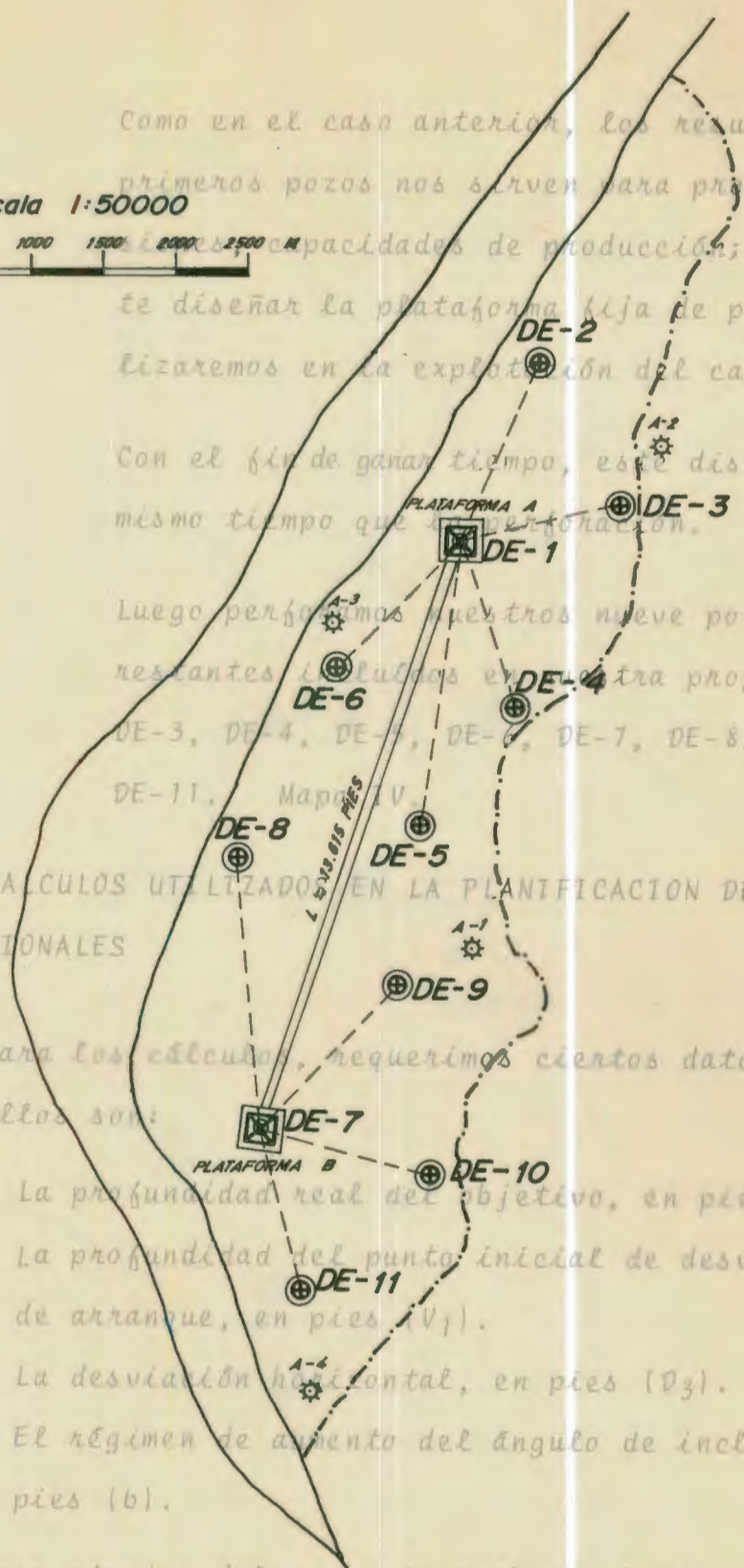
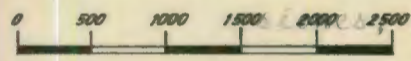
Nuestra plataforma de la parte Sur es satélite, que recoge la producción de los pozos de la parte Sur y los envía hacia la plataforma A donde será tratado el gas. Lo anterior nos dice que la plataforma A será tal que permita mayor alojamiento de equipo y, por ende, dimensiones en cubierta mayores que la plataforma satélite. Mapa III.

6.3.2. Esquema B

Nuestro esquema B consiste en utilizar una sola platforma fija, ubicada en el centro de la estructura, desde la cual perforamos un pozo vertical DE-1 y el direccional DE-2 para verificar los resultados.



Escala 1:50000



8.4. CALCULOS UTILIZADOS EN LA PLANIFICACION DE LOS POZOS DIRECCIONALES

Para los cálculos, requerimos ciertos datos fundamentales. Ellos son:

- La profundidad real del objetivo, en pies (V_3).
- La profundidad del punto inicial de desviación o punto de arranque, en pies (V_1).
- La desviación horizontal, en pies (D_3).
- El régimen de aumento del ángulo de inclinación, en $^{\circ}/100$ pies (b).

Para efectos del presente trabajo, hemos utilizado las ecuaciones

Mapa III.- Ubicación de los pozos del Esquema A del Campo AM

Como en el caso anterior, los resultados de los dos primeros pozos nos sirven para probar reservas, presiones, capacidades de producción; lo que nos permite diseñar la plataforma fija de producción que utilizaremos en la explotación del campo.

Con el fin de ganar tiempo, este diseño se hace al mismo tiempo que la perforación.

Luego perforamos nuestros nueve pozos direccionales restantes incluidos en nuestra propuesta; esto es, DE-3, DE-4, DE-5, DE-6, DE-7, DE-8, DE-9, DE-10 y DE-11. Mapa IV.

6.4. CALCULOS UTILIZADOS EN LA PLANIFICACION DE LOS POZOS DIRECCIONALES

Para los cálculos, requerimos ciertos datos fundamentales.

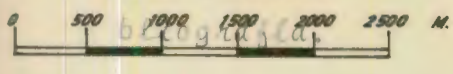
Ellos son:

- La profundidad real del objetivo, en pies (V_3).
- La profundidad del punto inicial de desviación o punto de arranque, en pies (V_1).
- La desviación horizontal, en pies (D_3).
- El régimen de aumento del ángulo de inclinación, en $^{\circ}/100$ pies (b).

Para efectos del presente trabajo, hemos utilizado las ecua

ciones que constan en el Folleto de Perforación Direccional de la Compañía Dowell Schlumberger, citado en la Bibliografía.

Escala 1:50000



En la Fig. # 36, se tiene:

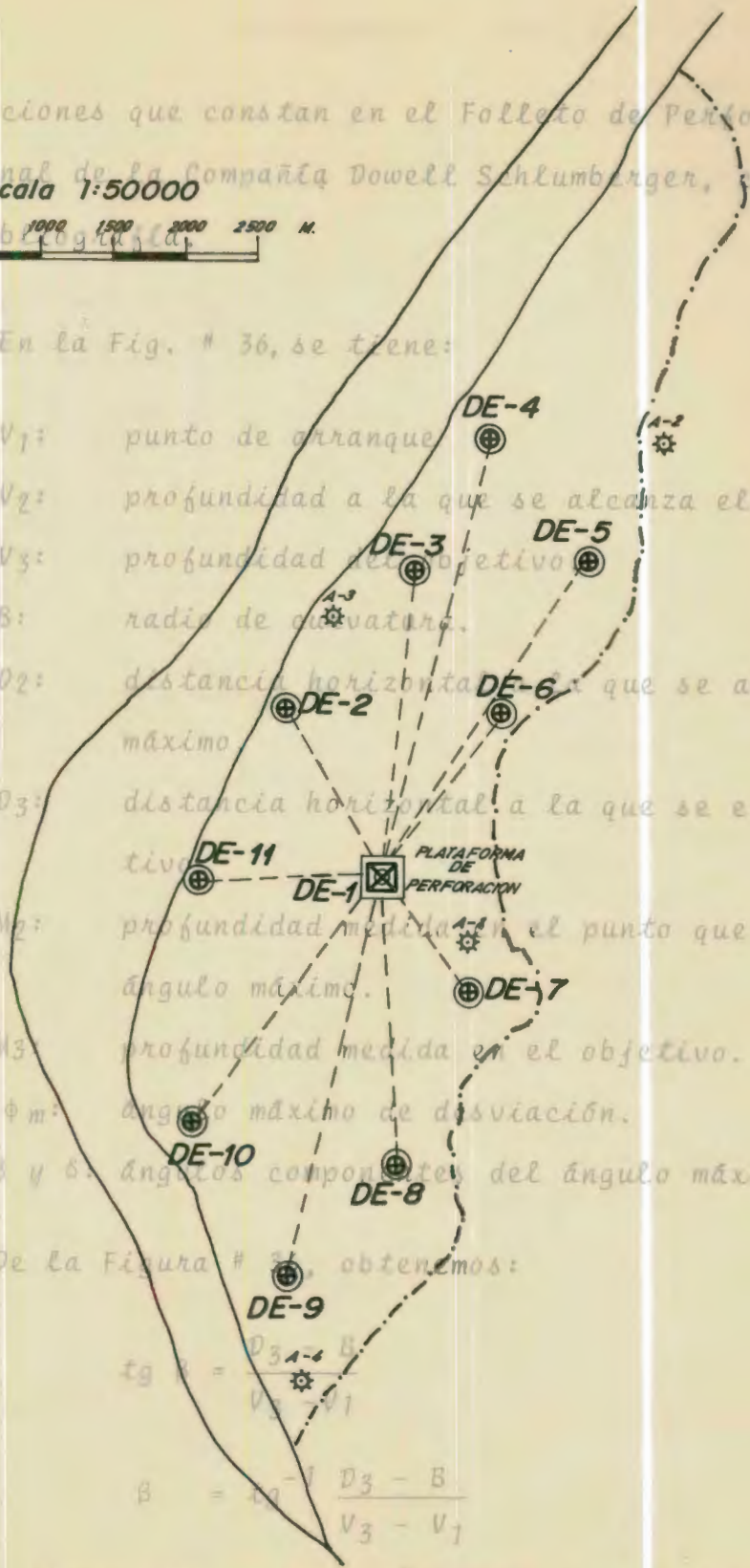
- V_1 : punto de arranque
- V_2 : profundidad a la que se alcanza el ángulo máximo.
- V_3 : profundidad del objetivo
- B : radio de curvatura.
- D_2 : distancia horizontal a la que se alcanza el ángulo máximo
- D_3 : distancia horizontal a la que se encuentra el objetivo
- M_2 : profundidad medida en el punto que se alcanza el ángulo máximo.
- M_3 : profundidad medida en el objetivo.
- ϕ_m : ángulo máximo de desviación.
- β y δ : ángulos componentes del ángulo máximo de desviación.

De la Figura # 36, obtenemos:

$$\text{tg } \beta = \frac{D_3 \sin \delta}{V_3 - V_1}$$

$$\beta = \arctan \frac{D_3 - B}{V_3 - V_1} \quad (1)$$

Mapa IV.- Ubicación de los pozos del Esquema B del Campo AM



ciones que constan en el Folleto de Perforación Direccional de la Compañía Dowell Schlumberger, citado en la Bibliografía.

En la Fig. # 36, se tiene:

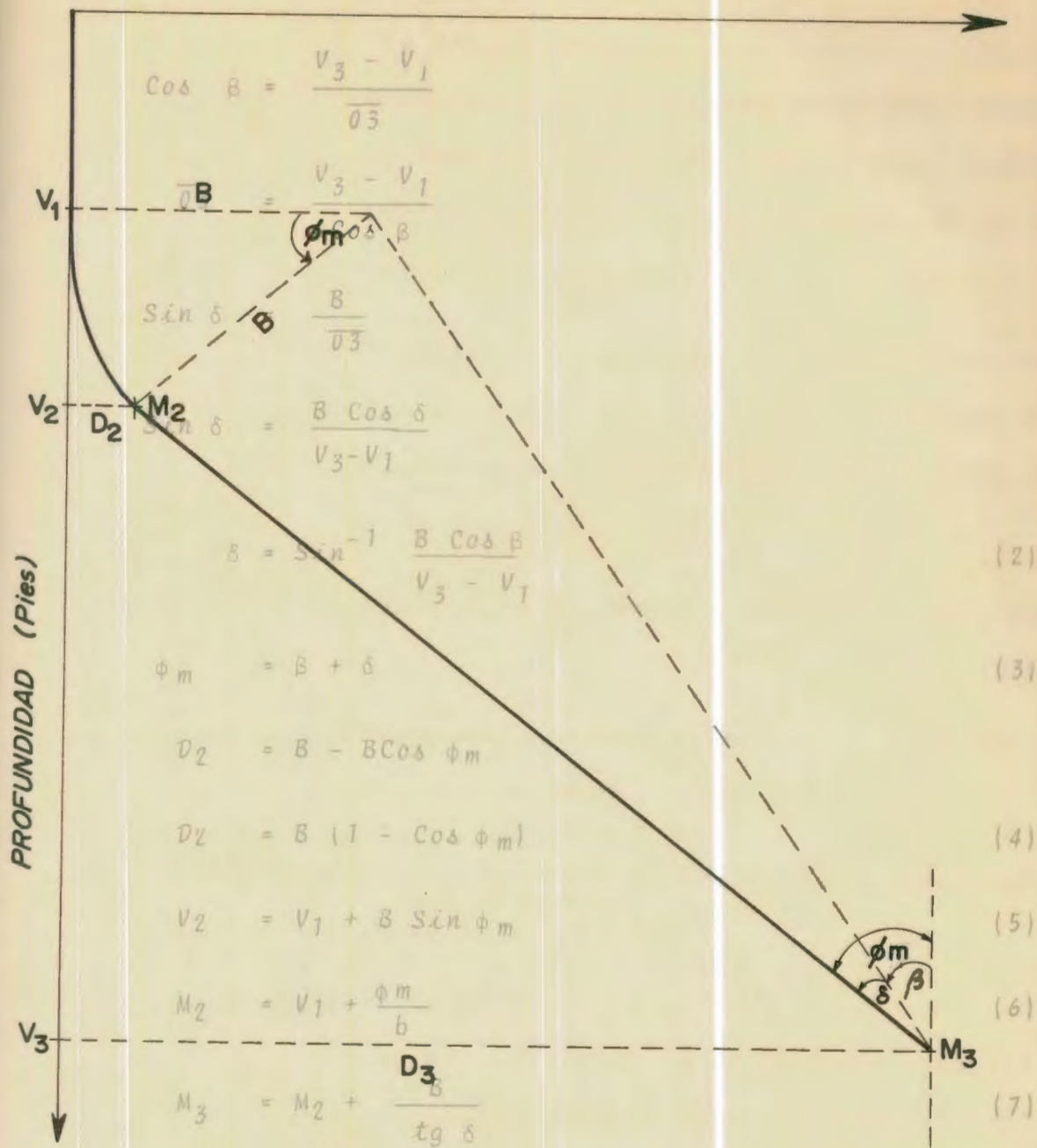
- V_1 : punto de arranque
 V_2 : profundidad a la que se alcanza el ángulo máximo.
 V_3 : profundidad del objetivo.
 B : radio de curvatura.
 D_2 : distancia horizontal a la que se alcanza el ángulo máximo.
 D_3 : distancia horizontal a la que se encuentra el objetivo.
 M_2 : profundidad medida en el punto que se alcanza el ángulo máximo.
 M_3 : profundidad medida en el objetivo.
 ϕ_m : ángulo máximo de desviación.
 β y δ : ángulos componentes del ángulo máximo de desviación.

De la Figura # 36, obtenemos:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{D_3 - B}{V_3 - V_1}$$

$$\beta = \operatorname{tg}^{-1} \frac{D_3 - B}{V_3 - V_1} \quad (1)$$

DESVIACION (Pies)



6.5. DISEÑO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL DEL CAMPO AM

Figura 36.- Vista vertical de un Pozo Direccional

6.5.1. Desarrollo del Esquema A

6.5.1.1. Asunciones para el Esquema A

- Espaciamiento: 320 acres

$$\cos \beta = \frac{V_3 - V_1}{\overline{O3}}$$

$$\overline{O3} = \frac{V_3 - V_1}{\cos \beta}$$

$$\sin \delta = \frac{B}{\overline{O3}}$$

$$\sin \delta = \frac{B \cos \beta}{V_3 - V_1}$$

$$\delta = \sin^{-1} \frac{B \cos \beta}{V_3 - V_1} \quad (2)$$

$$\phi_m = \beta + \delta \quad (3)$$

$$D_2 = B - B \cos \phi_m$$

$$D_2 = B (1 - \cos \phi_m) \quad (4)$$

$$V_2 = V_1 + B \sin \phi_m \quad (5)$$

$$M_2 = V_1 + \frac{\phi_m}{b} \quad (6)$$

$$M_3 = M_2 + \frac{B}{\operatorname{tg} \delta} \quad (7)$$

6.5. DISEÑO DE LA PERFORACION DIRECCIONAL DEL CAMPO AM

6.5.1. Desarrollo del Esquema A

6.5.1.1. Asunciones para el Esquema A

- Espaciamiento: 320 acres

- Dos plataformas:

Plataforma A, plataforma principal, ubicada al Norte del Campo AM, con un pozo vertical DE-1 y cinco pozos direccionales, DE-2, DE-3, DE-4, DE-5 y DE-6.

Plataforma B, plataforma satélite, ubicada al Sur del Campo AM, con un pozo vertical DE-7 y cuatro pozos direccionales, DE-8, DE-9, DE-10 y DE-11.

- Los puntos de arranque varían 50 pies entre pozo.
- Los pozos con mayor desviación son los que arrancan primero.

6.5.1.2. Breve descripción de los pozos direccionales del Esquema A.

a) Pozo DE-2

El Pozo DE-2, de la plataforma principal, se planifica con una desviación horizontal de 4101 pies y una dirección N 22°E.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 10086 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 34.64° a la pro-

fundidad medida de 3586 pies; se continúa la perforación manteniendo el ángulo hasta 10086 pies.

b) Pozo DE-3

El Pozo DE-3, de la plataforma principal, se planifica con 3691 pies de desviación horizontal y un rumbo N 79°E.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 10516 pies, siendo la tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 28.62° a la profundidad medida de 3395 pies; se continúa la perforación tangencial hasta 10516 pies.

c) Pozo DE-4

El Pozo DE-4, de la plataforma principal, se planifica con una desviación horizontal de 4347 pies y una dirección S 15°E.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 10873 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, llegando a alcanzar 32.26° como ángu

lo máximo de desviación a la profundidad medida de 3390 pies; se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total de 10873 pies.

d) Pozo DE-5

El Pozo DE-5, de la plataforma principal, se planifica con 6726 pies de desviación horizontal y rumbo S 8°W.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 12169 pies, usando 3.5° cada 100 pies como tasa de incremento de ángulo, llegando a alcanzar una inclinación de 45.02° a la profundidad medida de 3336 pies; se continúa la perforación tangencial hasta la profundidad medida de 12169 pies.

e) Pozo DE-6

El Pozo DE-6, de la plataforma principal, se planifica con una desviación horizontal de 4183 pies y una dirección S 41°W.

Se proyecta perforarlo hasta 10204 pies de profundidad medida, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies; su

ángulo máximo de desviación es de 34.49° y lo alcanza a la profundidad medida de 3530 pies; se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total de 10204 pies.

f) Pozo DE-8

El Pozo DE-8, de la plataforma satélite, se planifica con una desviación horizontal de 5823 pies y un rumbo $N 6^\circ W$.

Se planea perforarlo hasta una profundidad medida de 11074 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 3.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 43.7° a la profundidad medida de 3293 pies; y, se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta 11074 pies.

g) Pozo DE-9

El Pozo DE-9, de la plataforma satélite, se planifica con 4429 pies de desviación horizontal y un rumbo $N 44^\circ E$.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 10623 pies, siendo la tasa de

incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 34.3° a la profundidad medida de 3472 pies; luego se continúa con la perforación tangencial - hasta 10623 pies.

h) Pozo DE-10

El Pozo DE-10, de la plataforma satélite, se planifica con una desviación horizontal de 4019 pies, y una dirección S 73° E.

Se proyecta perforarlo hasta una profundidad medida de 10889 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, llegando a alcanzar 29.71° como ángulo máximo de desviación a la profundidad medida de 3388 pies; se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total medida de 10889 pies.

i) Pozo DE-11

El Pozo DE-11, de la plataforma satélite, se planifica con 4101 pies de desviación horizontal y rumbo S 14° E.

Se planifica perforarlo hasta una profun-

dad medida de 10664 pies, usando 2.5° cada 100 pies como tasa de incremento de ángulo, llegando a alcanzar una inclinación de 31.25° a la profundidad medida de 3400 pies; luego, se continúa con la perforación tangencial hasta la profundidad medida de 10664 pies.

6.5.1.3. Cálculos de los ángulos de desviación, distancias horizontales, y profundidades medidas para los pozos direccionales del Esquema A.

- La desviación horizontal se calcula midiendo en nuestro Mapa III la distancia de la plataforma al pozo, en centímetros, y multiplicando este valor por el factor 1640.42 pies/centímetro para transformar a pies.
- El rumbo lo calculamos colocando como 0 de nuestro eje de coordenadas geográficas a la plataforma, y medimos simplemente el ángulo con el transportador.
- El punto de arranque lo hemos asumido de 2000 pies para el pozo vertical y varía

50 pies entre pozos, de acuerdo a las asunciones enunciadas en 6.5.1.1.

- La profundidad vertical total de cada pozo la obtenemos superponiendo el Mapa III de nuestro esquema al mapa de isópacas de la estructura (Mapa II).
- La tasa de incremento de ángulo es asumida en todos los casos.
- El radio de curvatura se lo obtiene de la ecuación (8), a saber:

$$B = \frac{180}{b \pi} \quad (8)$$

Todos estos datos son tabulados.

Tabla I y Tabla II.

Utilizando estos datos y aplicando las ecuaciones (1) a (7) deducidas en el numeral 6.4, obtenemos los valores de β , δ , ϕ_m , D_2 , V_2 , M_2 , M_3 , y los tabulamos.

Tabla III y Tabla IV.

- 6.5.1.4. Construcción de los diagramas de rumbo y desviación para los pozos direccionales - del Esquema A. Figuras # 37 a 46.

TABLA I
 DATOS PARA EL ESQUEMA A
 PLATAFORMA A

POZO	RUMBO	D_3 (pies)	V_1 (pies)	V_3 (pies)	b (°/100 pies)	B (pies)
DE-2	N 22° E	4101	2200	8850	2.5	2291.8
DE-3	N 79° E	3691	2250	9600	2.5	2291.8
DE-4	S 15° E	4347	2100	9650	2.5	2291.8
DE-5	S 8° W	6726	2050	9450	3.5	1637.0
DE-6	S 41° W	4183	2150	8950	2.5	2291.8

TABLA II
 DATOS PARA EL ESQUEMA A
 PLATAFORMA B

POZO	RUMBO	D_3 (pies)	V_1 (pies)	V_3 (pies)	b (°/100 pies)	B (pies)
DE-8	N 6° W	5823	2050	8800	3.5	1637.0
DE-9	N 44° E	4429	2100	9300	2.5	2291.8
DE-10	S 73° E	4019	2200	9850	2.5	2291.8
DE-11	S 14° E	4101	2150	9550	2.5	2291.8

TABLA III
 RESULTADOS PARA EL ESQUEMA A
 PLATAFORMA A

POZO	β ($^{\circ}$)	δ ($^{\circ}$)	ϕ_m ($^{\circ}$)	D_2 (pies)	V_2 (pies)	M_2 (pies)	M_3 (pies)
DE-2	15.22	19.42	34.64	406	3503	3586	10086
DE-3	10.78	17.84	28.62	280	3348	3395	10516
DE-4	15.23	17.03	32.26	354	3323	3390	10873
DE-5	34.52	10.50	45.02	480	3208	3336	12169
DE-6	15.54	18.95	34.49	403	3448	3530	10204

TABLA IV
 RESULTADOS PARA EL ESQUEMA A
 PLATAFORMA B

POZO	β ($^{\circ}$)	δ ($^{\circ}$)	ϕ_m ($^{\circ}$)	D_2 (pies)	V_2 (pies)	M_2 (pies)	M_3 (pies)
DE-8	31.81	11.89	43.70	454	3181	3293	11074
DE-9	16.53	17.77	34.30	399	3392	3472	10623
DE-10	12.72	16.99	29.71	301	3336	3388	10889
DE-11	13.74	17.51	31.25	333	3339	3400	10664

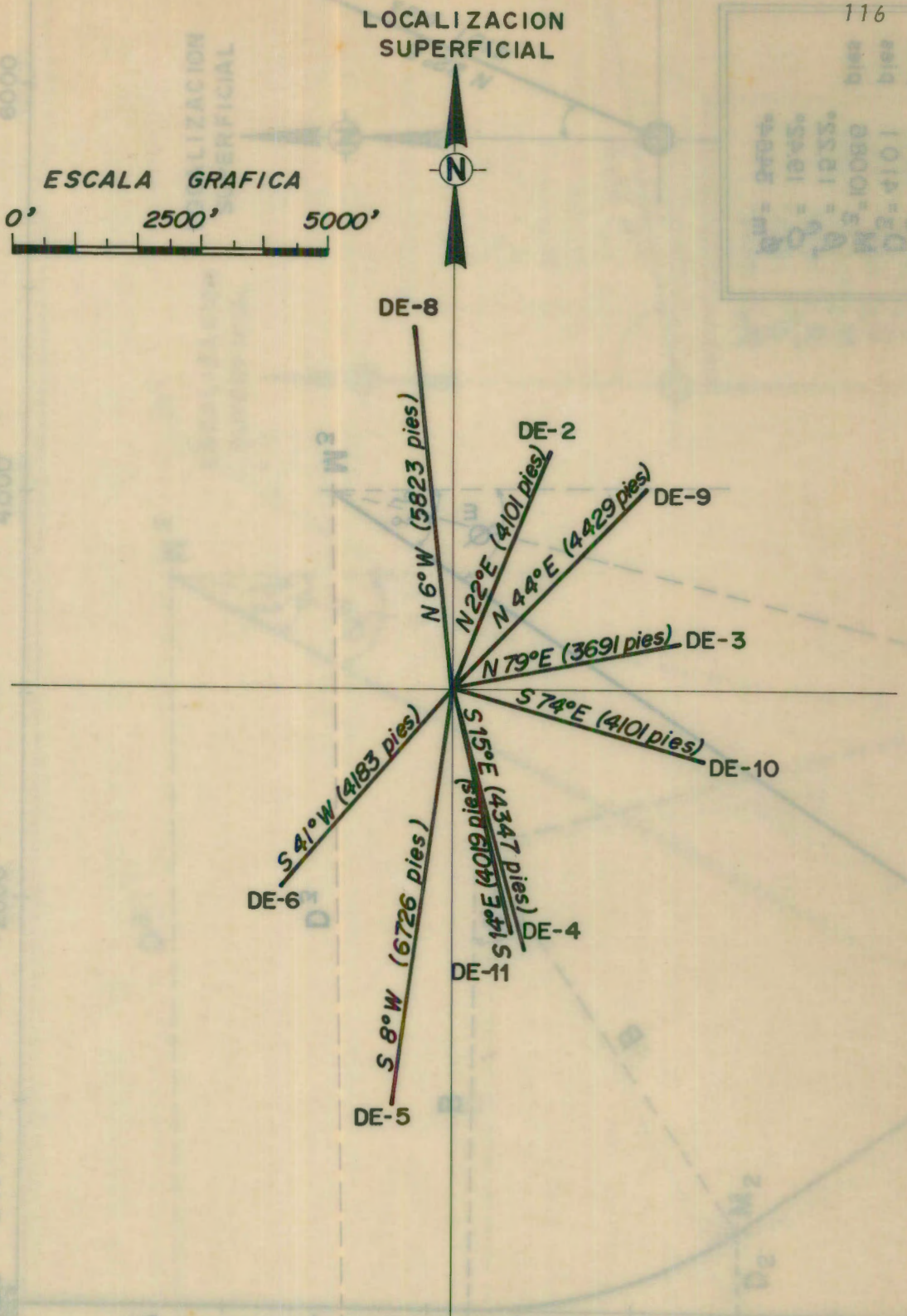
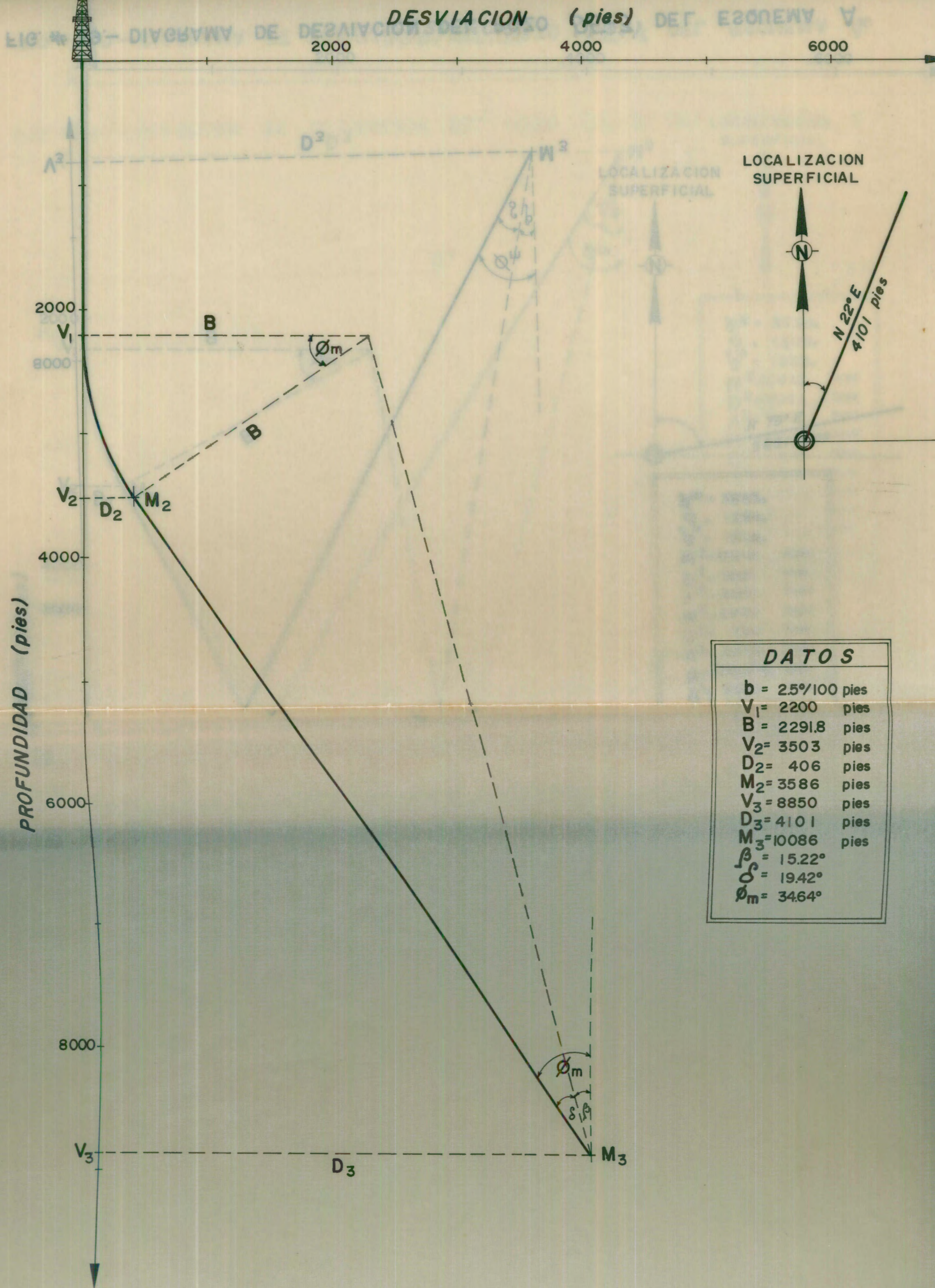


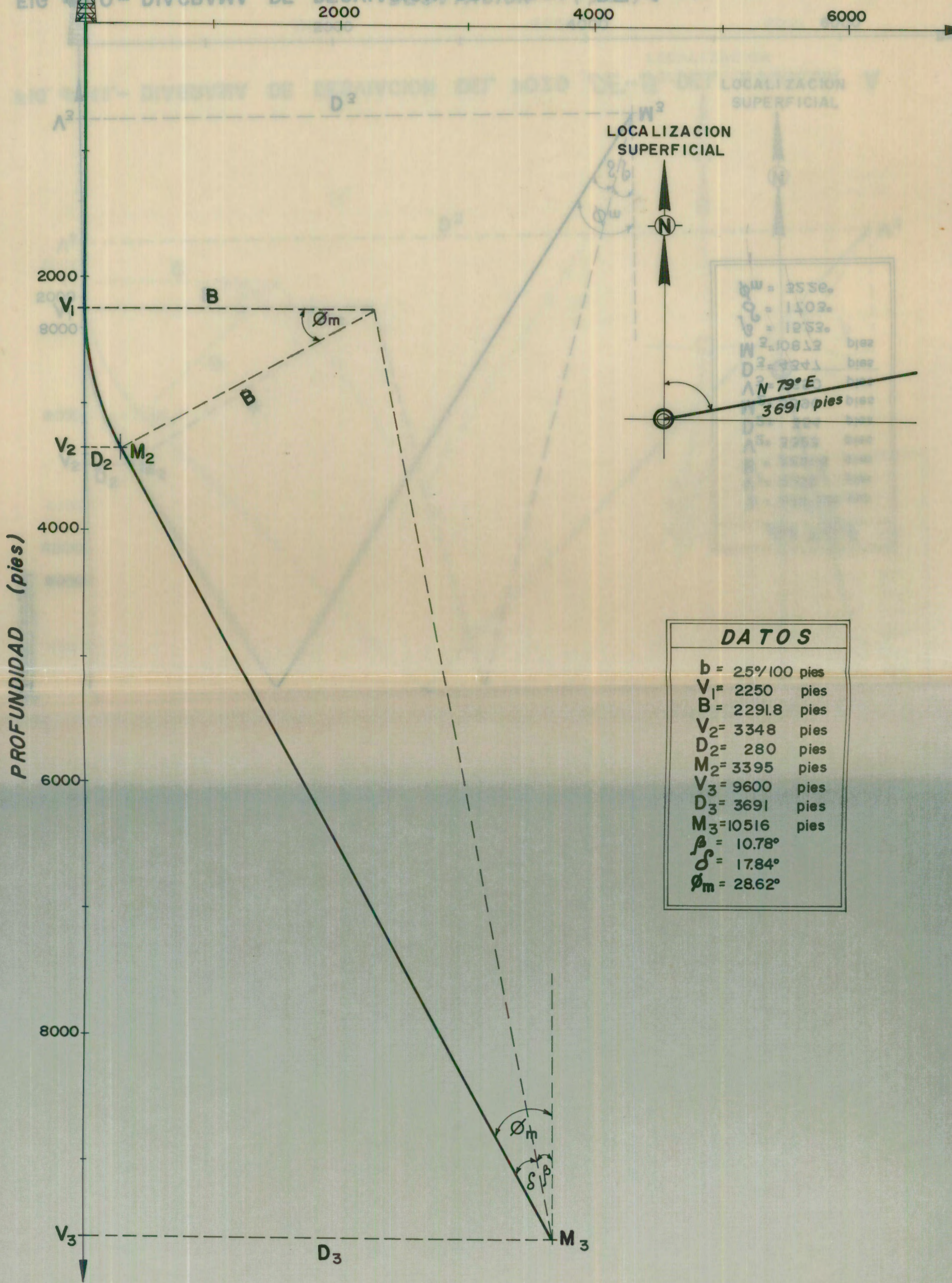
FIG. # 37.- DIAGRAMAS DE RUMBO DE LOS POZOS DIRECCIONALES DEL ESQUEMA A



DATOS	
b	$= 25/100$ pies
V_1	$= 2200$ pies
B	$= 2291.8$ pies
V_2	$= 3503$ pies
D_2	$= 406$ pies
M_2	$= 3586$ pies
V_3	$= 8850$ pies
D_3	$= 4101$ pies
M_3	$= 10086$ pies
β	$= 15.22^\circ$
δ	$= 19.42^\circ$
ϕ_m	$= 34.64^\circ$

FIG. # 38.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-2 DEL ESQUEMA A

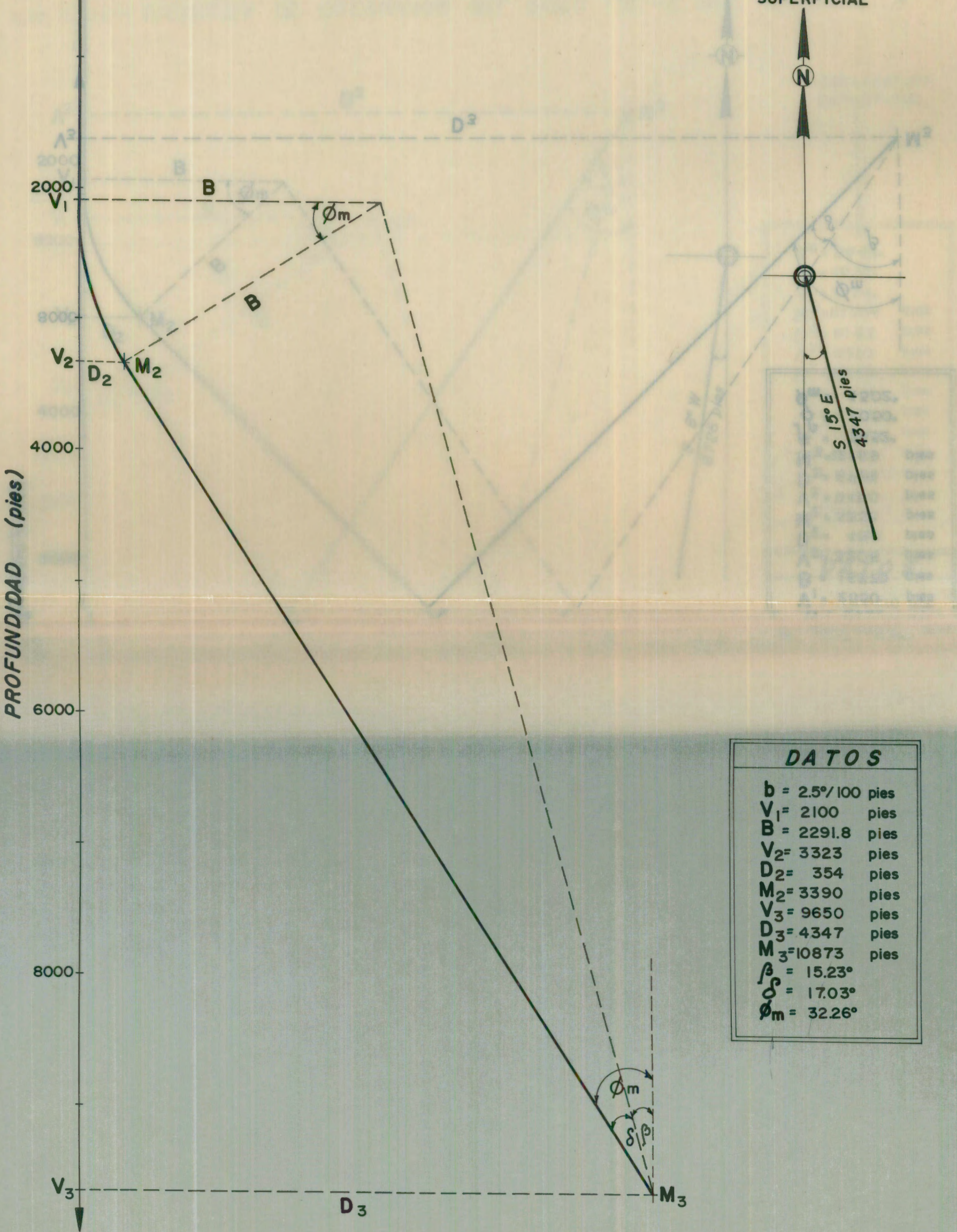
DESVIACION (pies)



DATOS	
b	$= 25\%/100$ pies
V_1	$= 2250$ pies
B	$= 2291.8$ pies
V_2	$= 3348$ pies
D_2	$= 280$ pies
M_2	$= 3395$ pies
V_3	$= 9600$ pies
D_3	$= 3691$ pies
M_3	$= 10516$ pies
β	$= 10.78^\circ$
δ	$= 17.84^\circ$
ϕ_m	$= 28.62^\circ$

FIG. # 39.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-3 DEL ESQUEMA A

FIG. # 41.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-2 DEL ESQUEMA A



DATOS	
b	$= 2.5^\circ/100$ pies
V_1	$= 2100$ pies
B	$= 2291.8$ pies
V_2	$= 3323$ pies
D_2	$= 354$ pies
M_2	$= 3390$ pies
V_3	$= 9650$ pies
D_3	$= 4347$ pies
M_3	$= 10873$ pies
β	$= 15.23^\circ$
δ	$= 17.03^\circ$
ϕ_m	$= 32.26^\circ$

FIG. # 40.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-4 DEL ESQUEMA A

DESVIACION (pies)

120

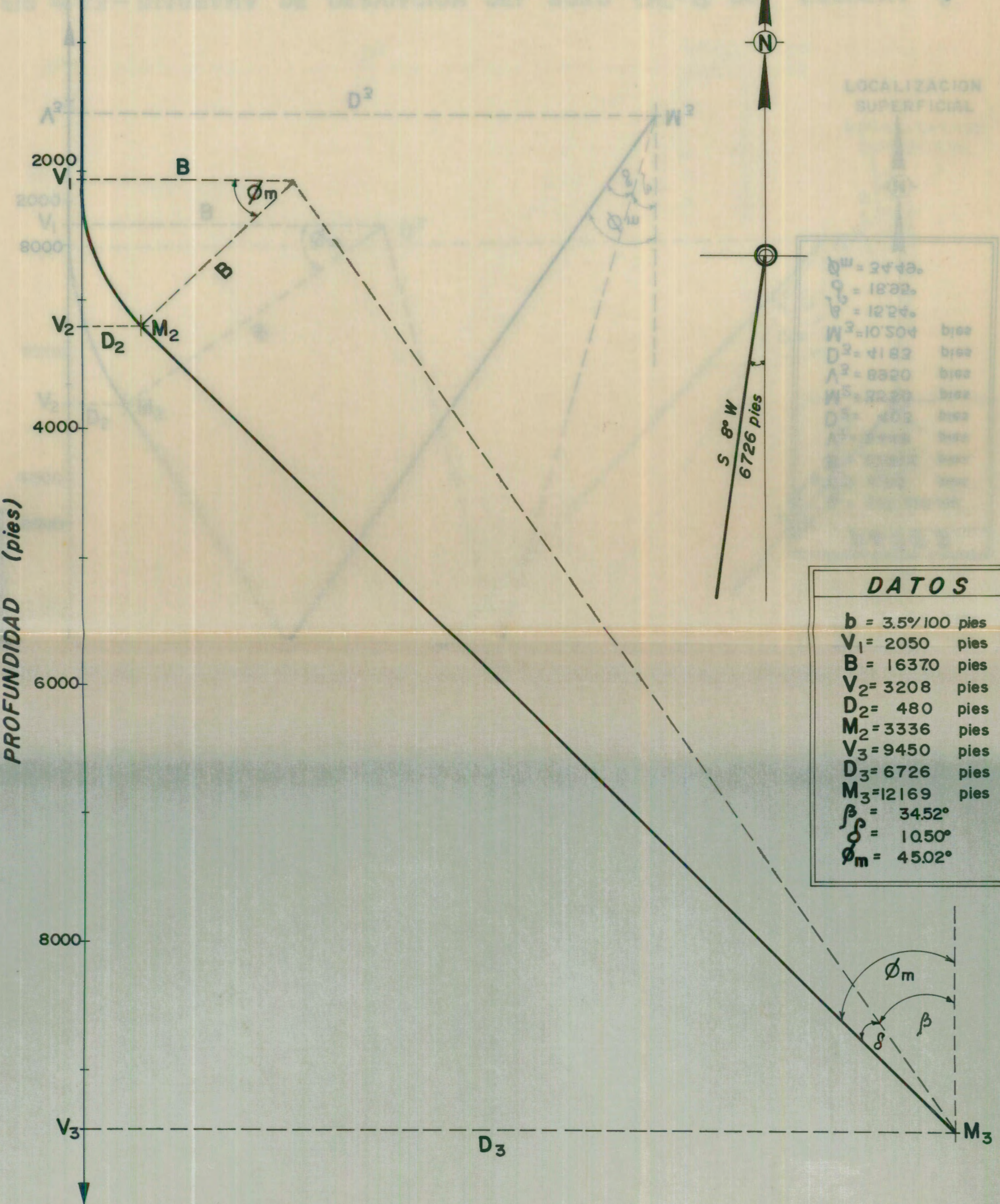
2000

4000

6000

LOCALIZACION SUPERFICIAL

FIG. # 41.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-5 DEL ESQUEMA A



θ_m	= 24.43°	
θ_w	= 18.32°	
θ	= 12.24°	
M^2	= 10.504	pies
D^2	= 41.83	pies
A^2	= 8320	pies
M^3	= 2220	pies
D^3	= 403	pies
A^3	= 2113	pies

DATOS	
b	= 3.5% / 100 pies
V_1	= 2050 pies
B	= 16370 pies
V_2	= 3208 pies
D_2	= 480 pies
M_2	= 3336 pies
V_3	= 9450 pies
D_3	= 6726 pies
M_3	= 12169 pies
β	= 34.52°
δ	= 10.50°
ϕ_m	= 45.02°

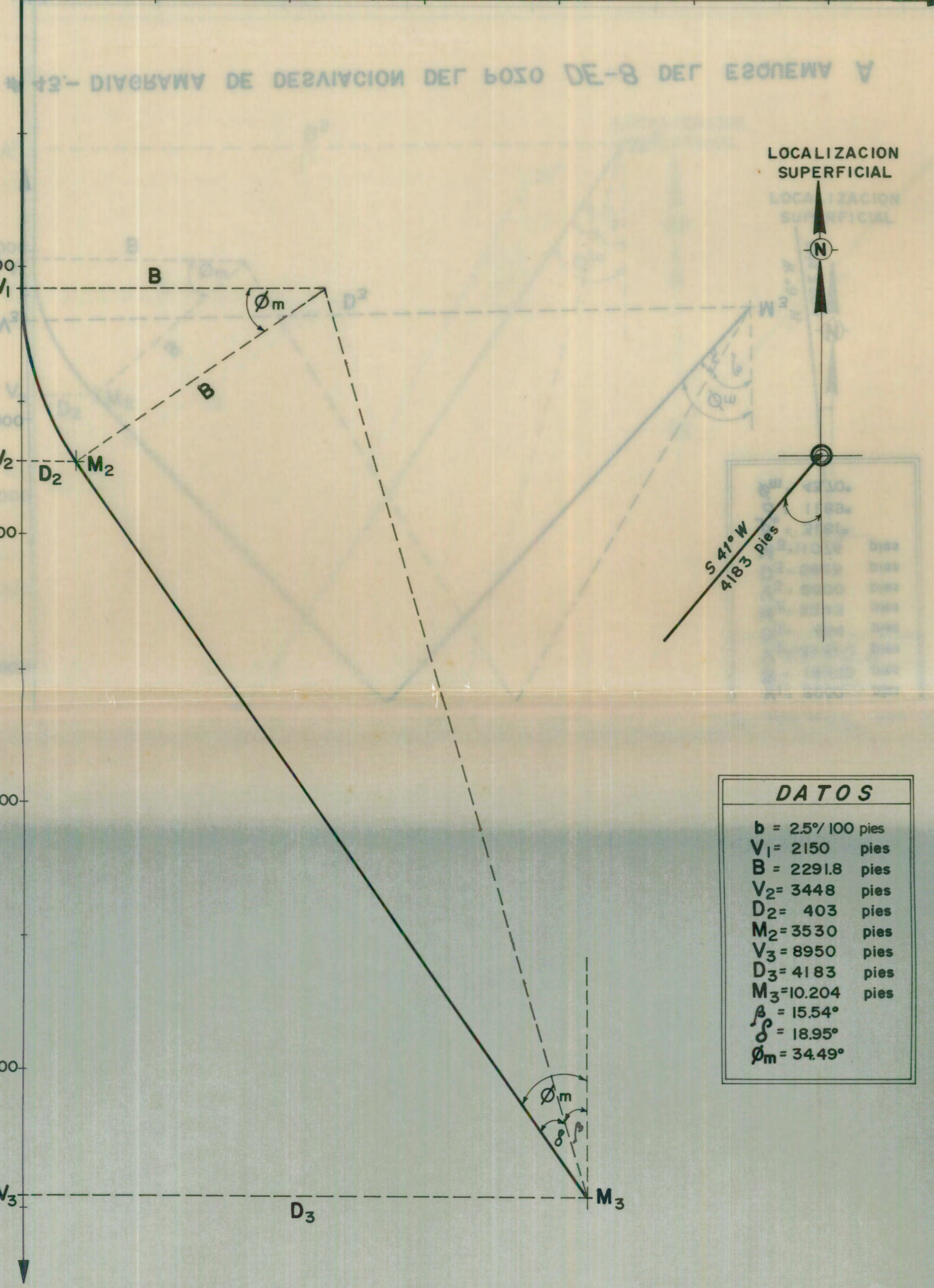
FIG. # 41.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-5 DEL ESQUEMA A

DESVIACION (pies)

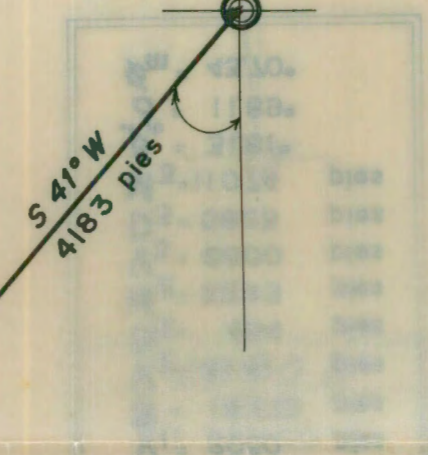
2000 4000 6000

PROFUNDIDAD (pies)

2000
V₁
8000
V₂
4000
6000
8000
V₃



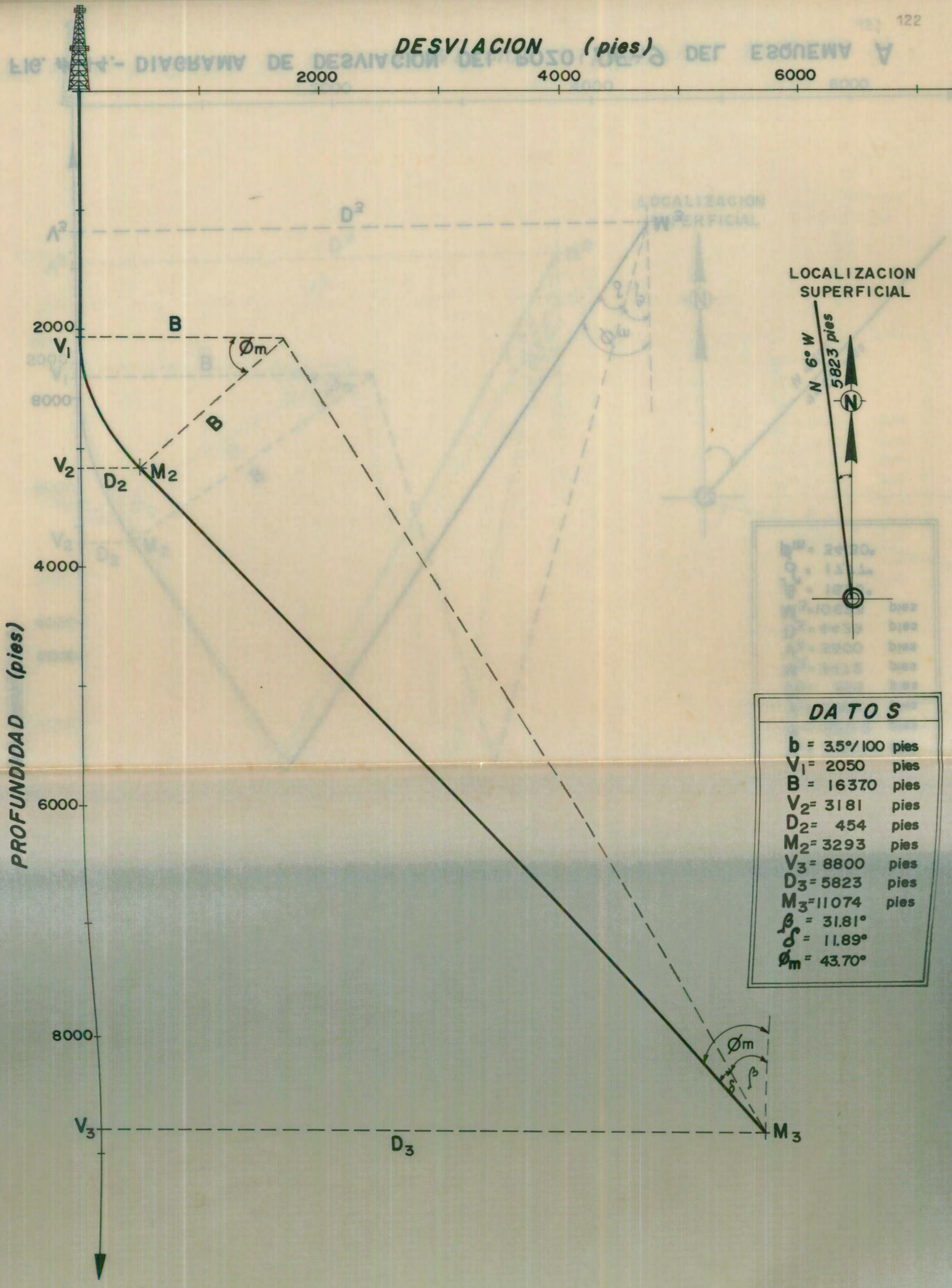
LOCALIZACION SUPERFICIAL



DATOS	
b	= 2.5% / 100 pies
V ₁	= 2150 pies
B	= 2291.8 pies
V ₂	= 3448 pies
D ₂	= 403 pies
M ₂	= 3530 pies
V ₃	= 8950 pies
D ₃	= 4183 pies
M ₃	= 10.204 pies
β	= 15.54°
δ	= 18.95°
ϕ_m	= 34.49°

FIG. # 42.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-6 DEL ESQUEMA A

DESVIACION (pies)



DATOS	
b	$= 3.5\%/100$ pies
V_1	$= 2050$ pies
B	$= 16370$ pies
V_2	$= 3181$ pies
D_2	$= 454$ pies
M_2	$= 3293$ pies
V_3	$= 8800$ pies
D_3	$= 5823$ pies
M_3	$= 11074$ pies
β	$= 31.81^\circ$
δ	$= 11.89^\circ$
ϕ_m	$= 43.70^\circ$

FIG. # 43.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-8 DEL ESQUEMA A

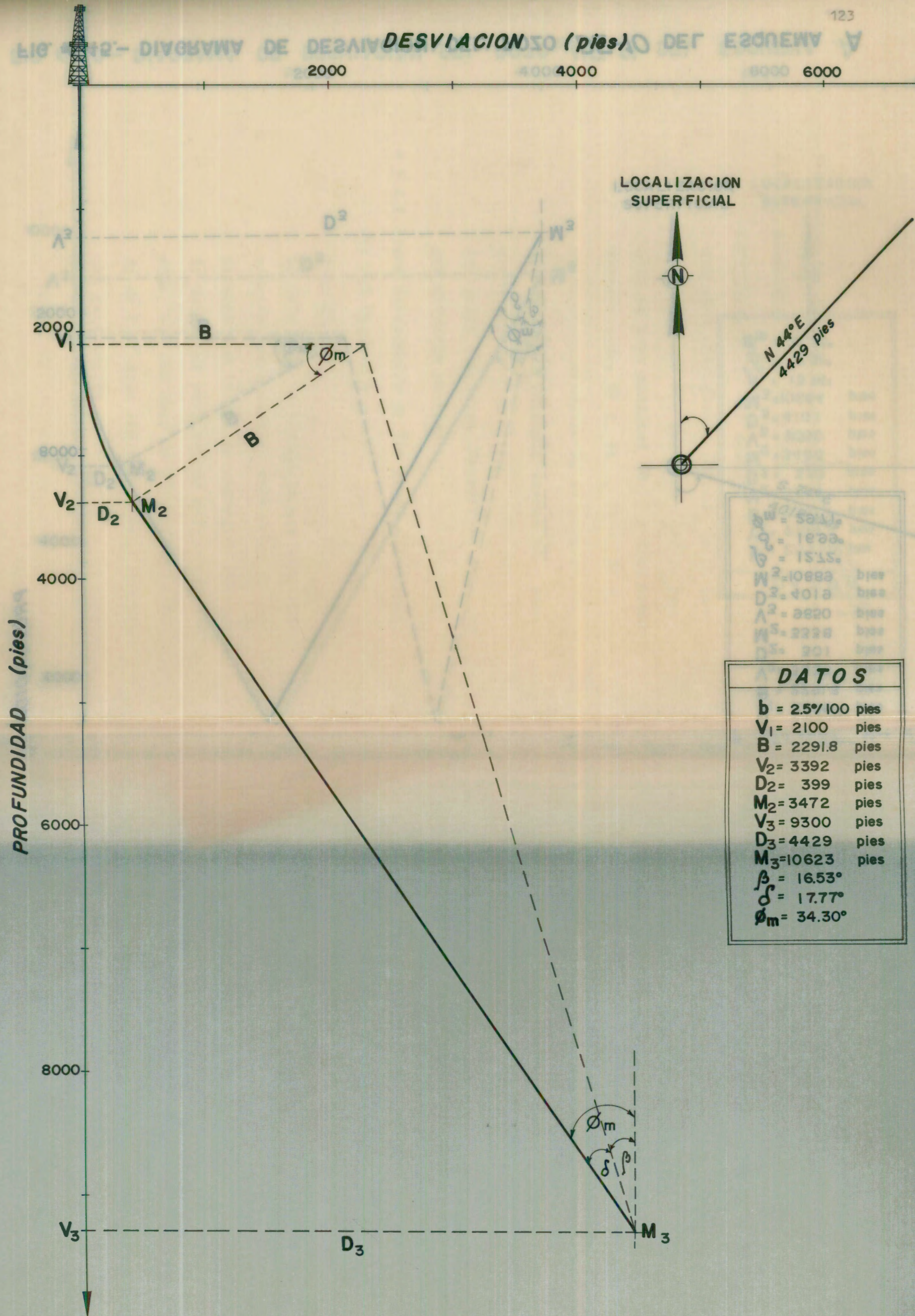
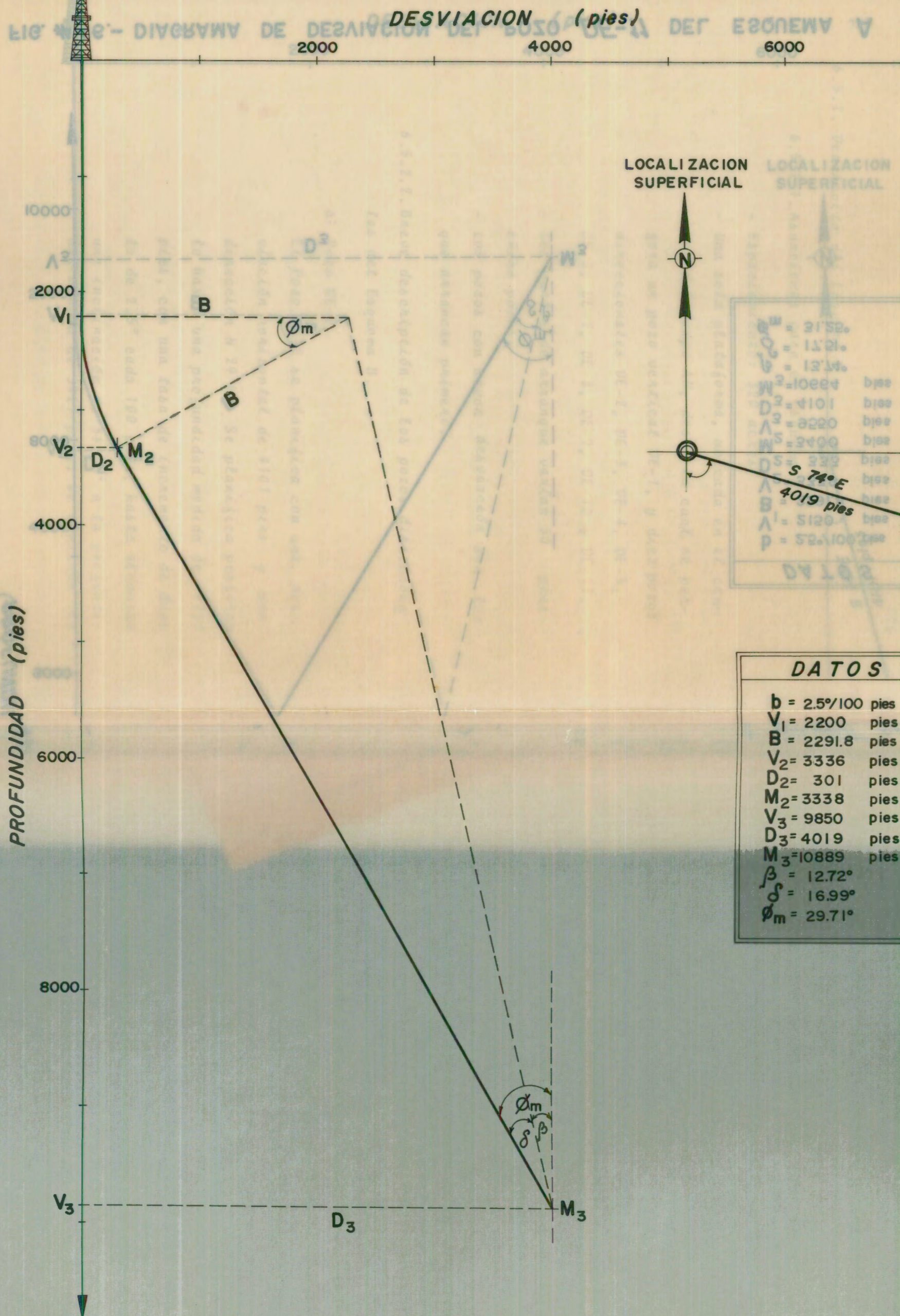


FIG. # 44.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-9 DEL ESQUEMA A



β	= 31'52"	
δ	= 15'21"	
ϕ	= 13'34"	
M_3	= 10889	pies
D_3	= 4101	pies
V_3	= 9820	pies
M_2	= 3400	pies
D_2	= 332	pies
V_2	= 333	pies
ϕ	= 74° E	
B	= 4019	pies
V_1	= 2200	pies
p	= 52.1002	pies

DATOS	
b	= 2.5°/100 pies
V_1	= 2200 pies
B	= 2291.8 pies
V_2	= 3336 pies
D_2	= 301 pies
M_2	= 3338 pies
V_3	= 9850 pies
D_3	= 4019 pies
M_3	= 10889 pies
β	= 12.72°
δ	= 16.99°
ϕ_m	= 29.71°

FIG. # 45.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-10 DEL ESQUEMA A

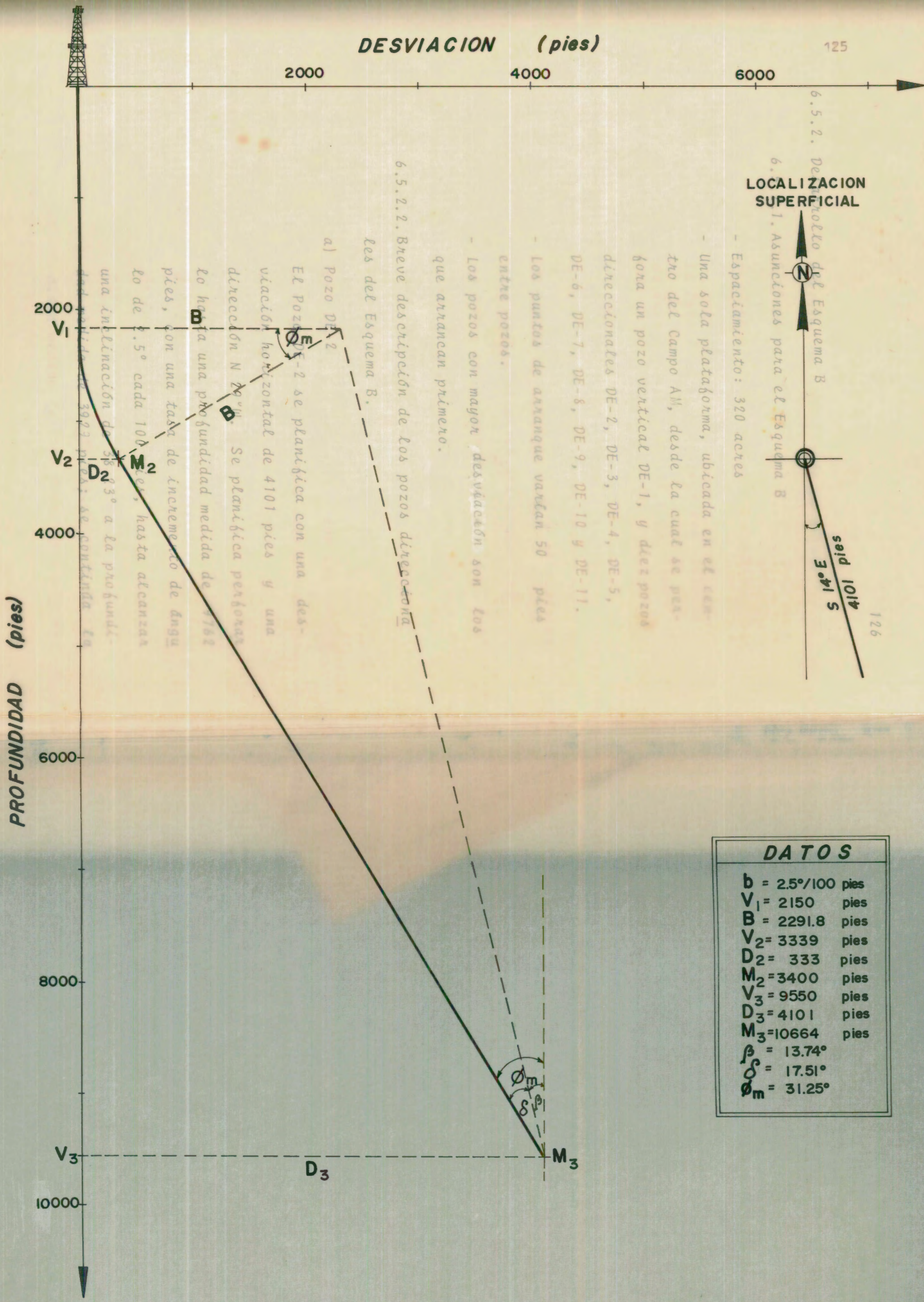


FIG. # 46.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-11 DEL ESQUEMA A

6.5.2. Desarrollo del Esquema B

6.5.2.1. Asunciones para el Esquema B

- Espaciamiento: 320 acres
- Una sola plataforma, ubicada en el centro del Campo AM, desde la cual se perfora un pozo vertical DE-1, y diez pozos direccionales DE-2, DE-3, DE-4, DE-5, DE-6, DE-7, DE-8, DE-9, DE-10 y DE-11.
- Los puntos de arranque varían 50 pies entre pozos.
- Los pozos con mayor desviación son los que arrancan primero.

6.5.2.2. Breve descripción de los pozos direccionales del Esquema B.

a) Pozo DE-2

El Pozo DE-2 se planifica con una desviación horizontal de 4101 pies y una dirección N 29°W. Se planifica perforar lo hasta una profundidad medida de 9762 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 38.23° a la profundidad medida de 3929 pies; se continúa la

perforación manteniendo el ángulo hasta 9762 pies.

b) Pozo DE-3

El Pozo DE-3 se planifica con 6890 pies de desviación horizontal y un rumbo N 8°E.

Se proyecta perforarlo hasta una profundidad medida de 11777 pies, siendo la tasa de incremento de ángulo de 4.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 49.87° a la profundidad medida de 3358 pies; luego, se continúa con la perforación tangencial hasta 11777 pies.

c) Pozo DE-4

El Pozo DE-4 se planifica con una desviación horizontal de 10007 pies y una dirección N 15°E.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 14294 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 4° cada 100 pies, llegando a alcanzar 59.79° como ángulo máximo de desviación a la profundidad medida de 3546 pies; se continúa -

con la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total de 14294 pies.

d) Pozo DE-5

El Pozo DE-5 se planifica con 8366 pies de desviación horizontal y rumbo N 36°E.

Se planifica perforarlo hasta la profundidad medida de 13326 pies, usando 4° ca da 100 pies como tasa de incremento de ángulo, llegando a alcanzar una inclinación de 52.38° a la profundidad medida de 3460 pies; luego, se continúa con la perforación tangencial hasta la profundidad medida de 13326 pies.

e) Pozo DE-6

El Pozo DE-6 se planifica con una desviación horizontal de 4593 pies y una dirección N 39°E.

Se proyecta perforarlo hasta la profundidad medida de 11051 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies; su ángulo máximo de desviación fue de 34.92° y lo alcanzó a la profundidad medida de 3747 pies; después se continúa

La perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total de 11051 pies.

f) Pozo DE-7

El Pozo DE-7 se planifica con 3445 pies de desviación horizontal y rumbo S 35°E.

Se planea perforarlo hasta 10325 pies de profundidad medida, con una tasa de incremento de ángulo de 2.5° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 28.28° a la profundidad medida de 3631 pies; luego se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta 10325 pies.

g) Pozo DE-8

El Pozo DE-8 se planifica con 6726 pies de desviación horizontal y una dirección S 4° E.

Se proyecta perforarlo hasta una profundidad medida de 12330 pies, siendo la tasa de incremento de ángulo de 4° cada 100 pies, hasta alcanzar una inclinación de 45.09° a la profundidad medida de -

34.27 pies; después, se continúa con perforación tangencial hasta 12330 pies.

h) Pozo DE-9

El Pozo DE-9 se planifica con una desviación horizontal de 9514 pies y una dirección S 12°W.

Se planea perforarlo hasta una profundidad medida de 14219 pies, con una tasa de incremento de ángulo de 4° cada 100 pies, llegando a alcanzar 55.91° como ángulo máximo de desviación a la profundidad medida de 3498 pies; se continúa la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad total medida de 14219 pies.

i) Pozo DE-10

El Pozo DE-10 se planifica con 7054 pies de desviación horizontal y rumbo S 36°W.

Se planifica perforarlo hasta una profundidad medida de 11873 pies, usando 4° cada 100 pies como tasa de incremento de ángulo, y llega a alcanzar una inclinación de 50.98° a la profundidad medida

de 3475 pies; se continúa con la perforación tangencial hasta la profundidad medida de 11873 pies.

j) Pozo DE-11

El Pozo DE-11 se planifica con una desviación horizontal de 3937 pies y rumbo S 86°W.

Se proyecta perforarlo hasta una profundidad medida de 9592 pies, usando 2.5 ° cada 100 pies como tasa de incremento de ángulo, llegando a alcanzar 37.87° como ángulo máximo de desviación a la profundidad medida de 3965 pies; luego, se continúa con la perforación manteniendo el ángulo hasta la profundidad medida de 9592 pies.

6.5.2.3. Cálculo de los ángulos de desviación, distancias horizontales y profundidades medidas para los pozos direccionales del Esquema B.

- La desviación horizontal se calcula midiendo en nuestro Mapa IV la distancia de la plataforma al pozo, en centímetros, y

TABLA V

DATOS PARA EL ESQUEMA B

POZO	RUMBO	D_3 (pies)	V_1 (pies)	V_3 (pies)	b (°/100 pies)	B (pies)
DE-2	N 29° W	4101	2400	8400	2.5	2291.8
DE-3	N 8° E	6890	2250	8650	4.5	1273.2
DE-4	N 15° E	10007	2050	8700	4.0	1432.4
DE-5	N 36° E	8366	2150	9300	4.0	1432.4
DE-6	N 39° E	4593	2350	9650	2.5	2291.8
DE-7	S 35° E	3445	2500	9480	2.5	2291.8
DE-8	S 4° E	6726	2300	9600	4.0	1432.4
DE-9	S 12° W	9514	2100	9300	4.0	1432.4
DE-10	S 36° W	7054	2200	8600	4.0	1432.4
DE-11	S 86° W	3937	2450	8300	2.5	2291.8

al (7) deducidas en el numeral 6.4, obtenemos los valores de β , δ , ϕ_m , D_2 , V_2 , M_2 , M_3 y los tabulamos. Tabla VI.

6.5.2.4. Construcción de los diagramas de rumbo y desviación para los pozos direccionales del Esquema B.

Figuras # 47 a 57.

6.6. ESTIMACION DE TIEMPOS DE PERFORACION

En base a las perforaciones verticales registradas anteriormente en el Campo AM, construimos el gráfico de tiempo contra profundidad. De este gráfico concluimos que para llegar a la profundidad de 10000 pies se requieren, como tiempo promedio, 40 días. A ellos adicionamos 15 días para pruebas, completaciones y toma de registros. Esto es, que un pozo vertical promedio del Campo AM demora 55 días en llegar a nuestra profundidad objetivo.

Figura # 58.

Como aún no hemos perforado direccionalmente en el Golfo de Guayaquil, asumimos tres factores -1.2, 1.4, y 1.6-, con los cuales obtenemos los tiempos de perforación estimados para los pozos direccionales. En los tres casos, multiplicamos el tiempo de 40 por los factores señalados, añadiendo 15

TABLA VI
RESULTADOS PARA EL ESQUEMA B

POZO	β ($^{\circ}$)	δ ($^{\circ}$)	ϕ_m ($^{\circ}$)	D_2 (pies)	V_2 (pies)	M_2 (pies)	M_3 (pies)
DE-2	16.78	21.45	38.23	492	3818	3929	9762
DE-3	41.27	8.60	49.87	453	3224	3358	11777
DE-4	52.20	7.59	59.79	712	3288	3546	14294
DE-5	44.12	8.26	52.38	558	3285	3460	13326
DE-6	17.50	17.42	34.92	413	3662	3747	11051
DE-7	9.38	18.90	28.28	274	3586	3631	10325
DE-8	35.95	9.14	45.09	421	3314	3427	12330
DE-9	48.30	7.61	55.91	630	3286	3498	14219
DE-10	41.30	9.68	50.98	531	3313	3475	11873
DE-11	15.71	22.16	37.87	483	3857	3965	9592

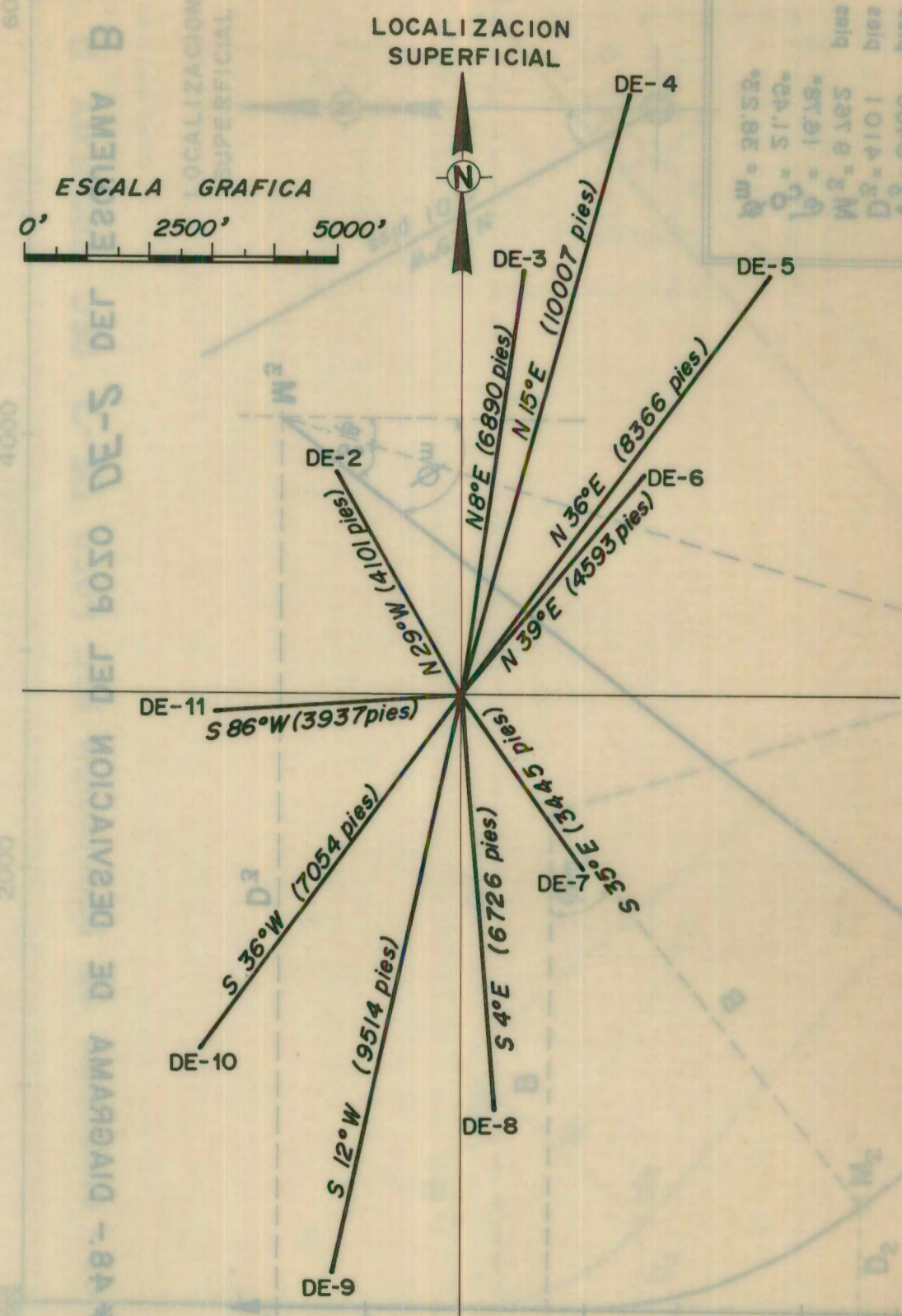


FIG. # 47.- DIAGRAMAS DE RUMBO DE LOS POZOS DIRECCIONALES DEL ESQUEMA B

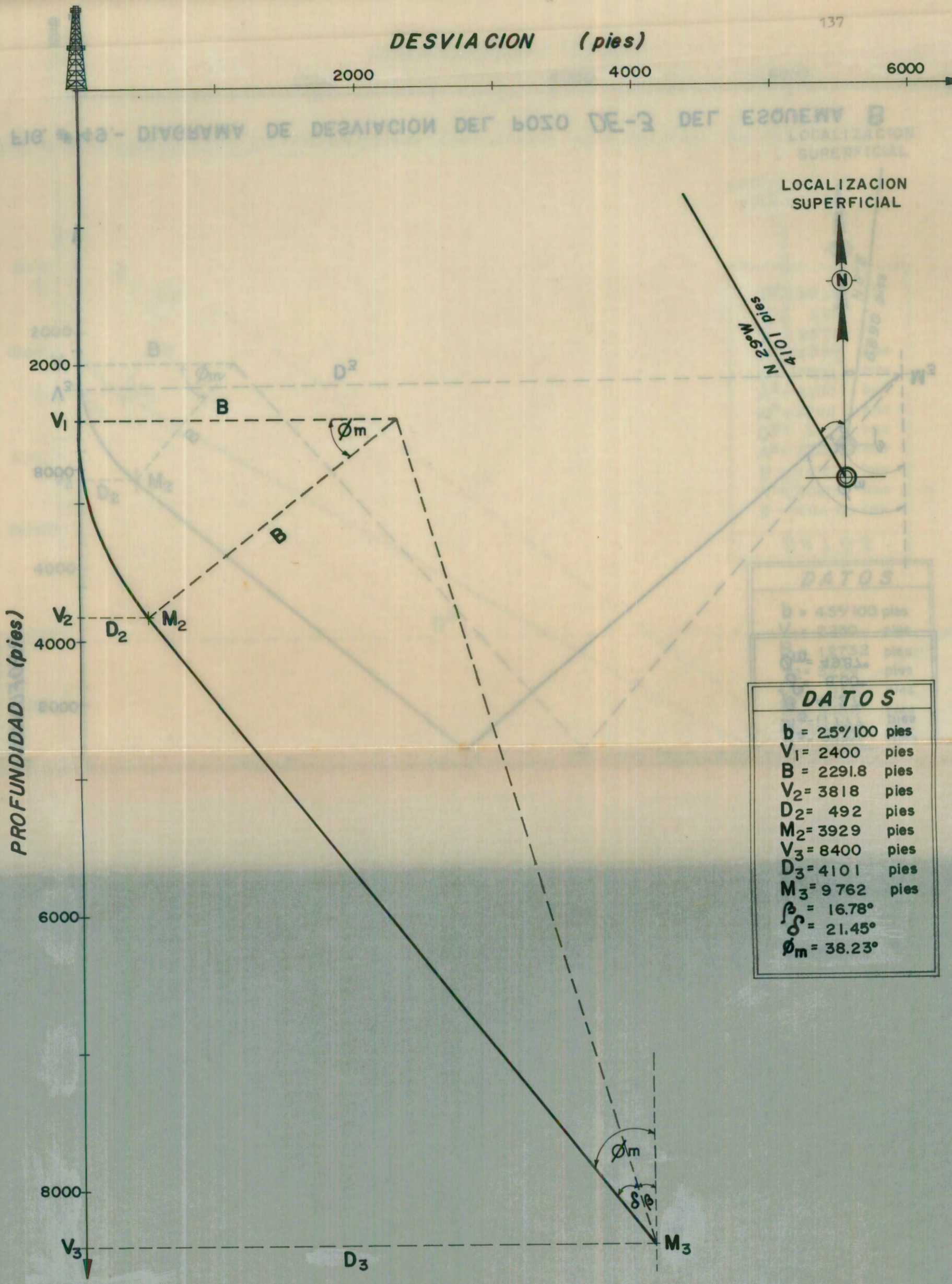
DESVIACION (pies)

2000

4000

6000

FIG. # 48.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-2 DEL ESQUEMA B



DATOS	
b	$= 25\% / 100$ pies
V_1	$= 2400$ pies
B	$= 2291.8$ pies
V_2	$= 3818$ pies
D_2	$= 492$ pies
M_2	$= 3929$ pies
V_3	$= 8400$ pies
D_3	$= 4101$ pies
M_3	$= 9762$ pies
β	$= 16.78^\circ$
δ	$= 21.45^\circ$
ϕ_m	$= 38.23^\circ$

FIG. # 48.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-2 DEL ESQUEMA B

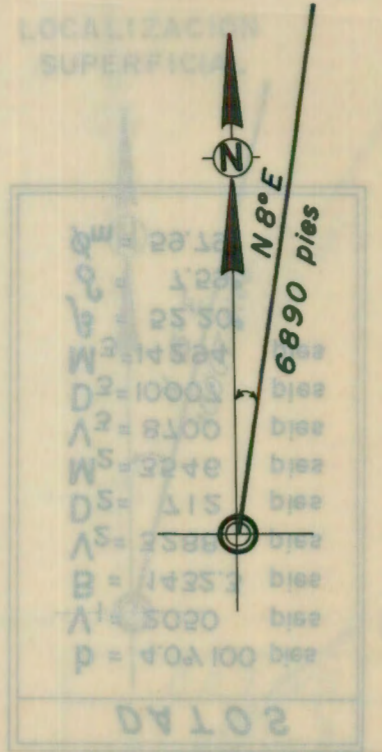
DESVIACION (pies)

2000

4000

6000

LOCALIZACION SUPERFICIAL



DATOS

- b = 4.5% 100 pies
- V₁ = 2250 pies
- B = 1273.2 pies
- V₂ = 3224 pies
- D₂ = 453 pies
- M₂ = 3358 pies
- V₃ = 8650 pies
- D₃ = 6890 pies
- M₃ = 11777 pies
- β = 41.27°
- δ = 8.60°
- φ_m = 49.87°

PROFUNDIDAD (pies)

2000

4000

6000

8000

V₁

V₂

V₃

B

φ_m

B

D₂

M₂

D₃

M₃

φ_m

δ

β

FIG. # 49.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-3 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

FIG. # 51 - DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-2 DEL ESQUEMA B

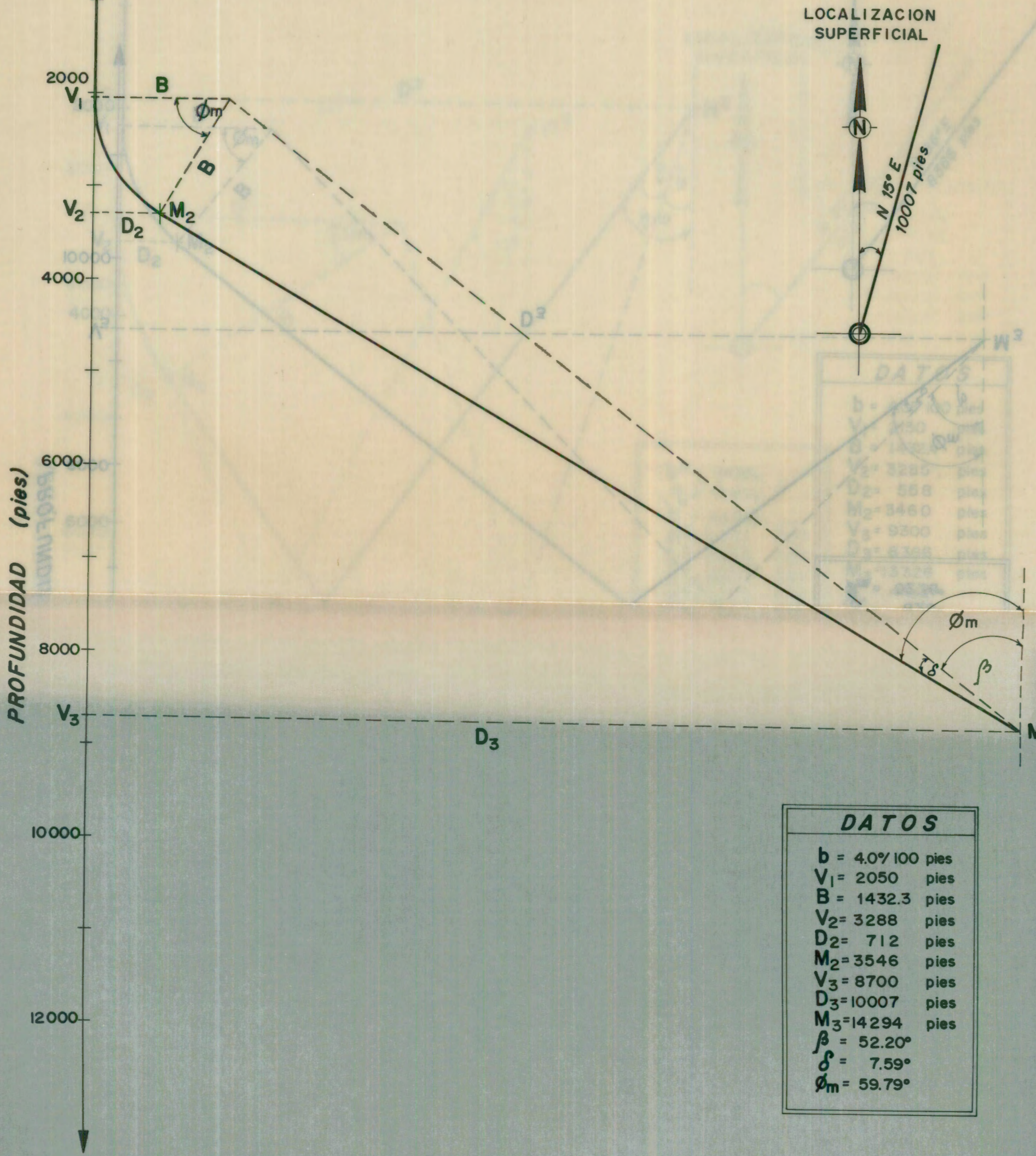


FIG. # 50.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-4 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

2000

4000

6000

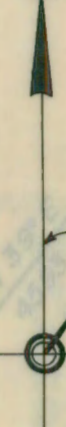
8000

FIG. # 51.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-5 DEL ESQUEMA B

LOCALIZACION SUPERFICIAL

LOCALIZACION SUPERFICIAL

N



N 36°E
8366 pies

PROFUNDIDAD (pies)

2000

V₂

4000

6000

8000

V₃

10000

V₁

B

ϕ_m

B

D₂

M₂

D₂

M₂

M₂ = 3460 pies
V₂ = 3285 pies
D₂ = 558 pies

DATOS

- b = 4.0% 100 pies
- V₁ = 2150 pies
- B = 14324 pies
- V₂ = 3285 pies
- D₂ = 558 pies
- M₂ = 3460 pies
- V₃ = 9300 pies
- D₃ = 8366 pies
- M₃ = 13326 pies
- β = 44.12°
- δ = 8.26°
- ϕ_m = 52.38°

D₃

ϕ_m

β

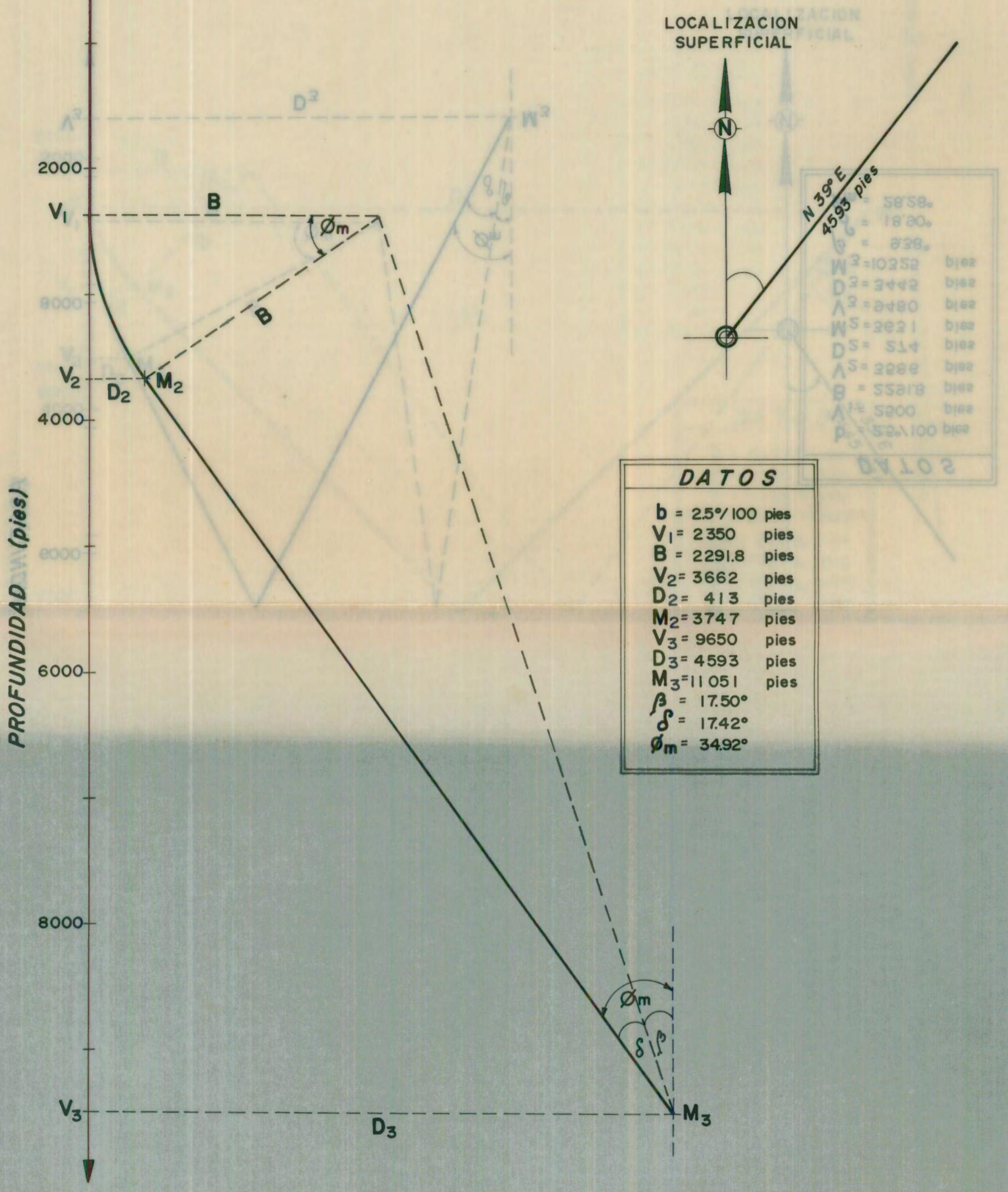
M₃

FIG. # 51.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-5 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

2000 4000 6000

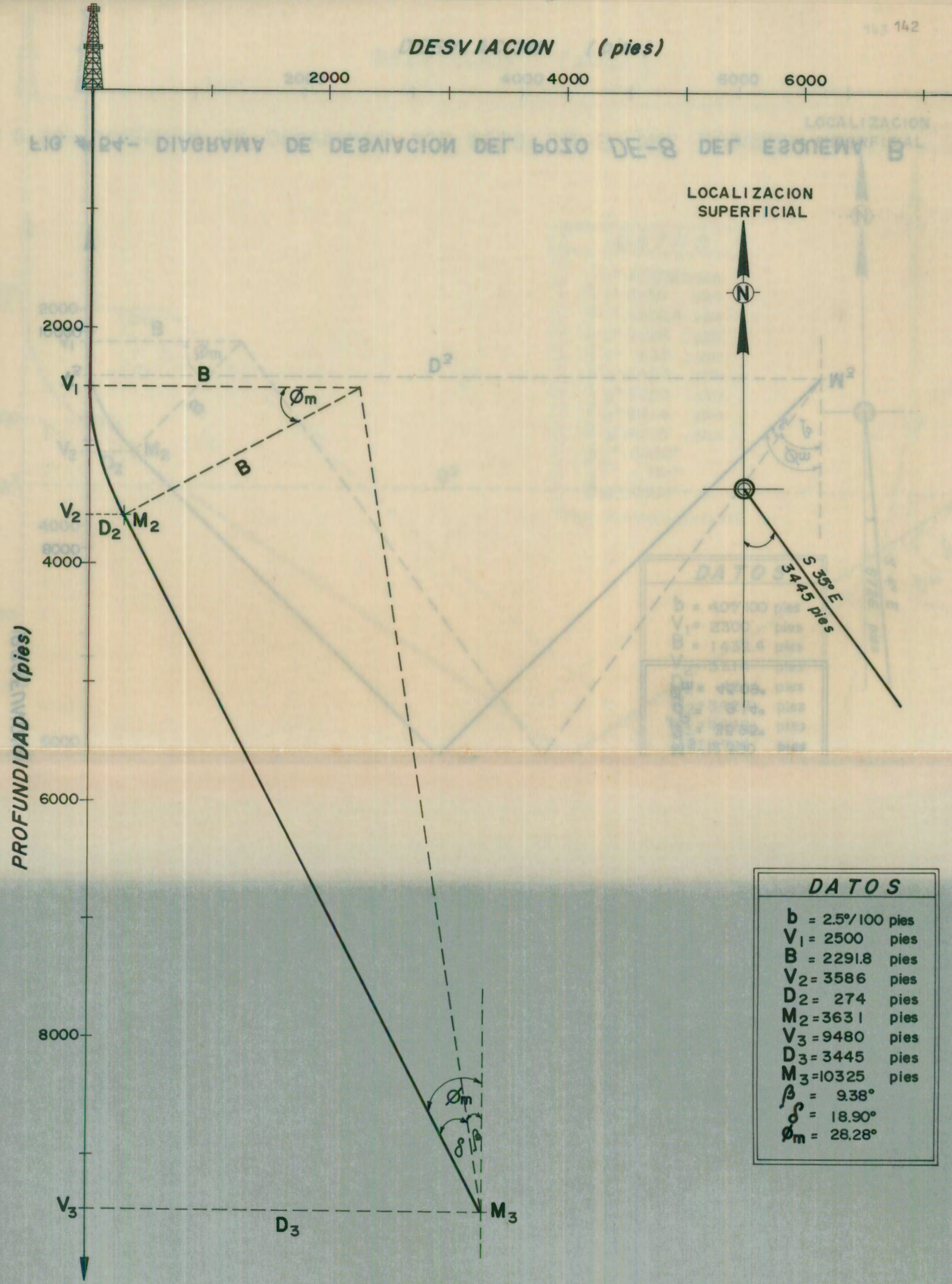
FIG. # 52.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-6 DEL ESQUEMA B



DATOS	
b	= 2.5% 100 pies
V ₁	= 2350 pies
B	= 2291.8 pies
V ₂	= 3662 pies
D ₂	= 413 pies
M ₂	= 3747 pies
V ₃	= 9650 pies
D ₃	= 4593 pies
M ₃	= 11051 pies
β	= 17.50°
δ	= 17.42°
φ _m	= 34.92°

FIG. # 52.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-6 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)



DATOS	
b	= 2.5°/100 pies
V_1	= 2500 pies
B	= 2291.8 pies
V_2	= 3586 pies
D_2	= 274 pies
M_2	= 3631 pies
V_3	= 9480 pies
D_3	= 3445 pies
M_3	= 10325 pies
β	= 9.38°
δ	= 18.90°
ϕ_m	= 28.28°

FIG. # 53.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-7 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

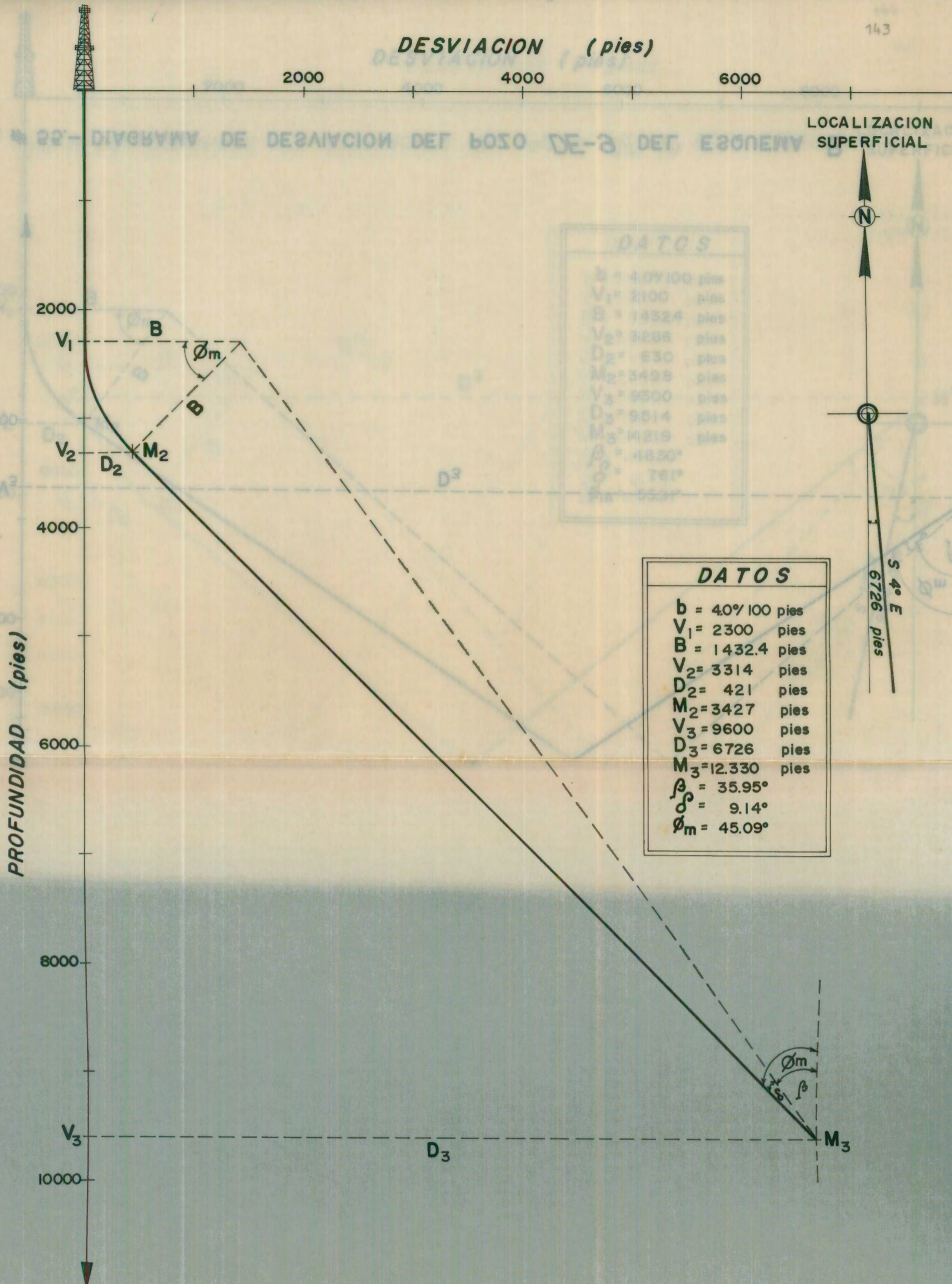
2000

4000

6000

LOCALIZACION SUPERFICIAL

FIG. # 54.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-8 DEL ESQUEMA B



DATOS

- $b = 4.07100$ pies
- $V_1 = 2100$ pies
- $B = 14324$ pies
- $V_2 = 3288$ pies
- $D_2 = 830$ pies
- $M_2 = 3498$ pies
- $V_3 = 9800$ pies
- $D_3 = 9514$ pies
- $M_3 = 14219$ pies
- $\beta = 48.50^\circ$
- $\phi = 761^\circ$
- $\phi_m = 5537^\circ$

DATOS

- $b = 40\% 100$ pies
- $V_1 = 2300$ pies
- $B = 1432.4$ pies
- $V_2 = 3314$ pies
- $D_2 = 421$ pies
- $M_2 = 3427$ pies
- $V_3 = 9600$ pies
- $D_3 = 6726$ pies
- $M_3 = 12.330$ pies
- $\beta = 35.95^\circ$
- $\phi = 9.14^\circ$
- $\phi_m = 45.09^\circ$

FIG. # 54.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-8 DEL ESQUEMA B

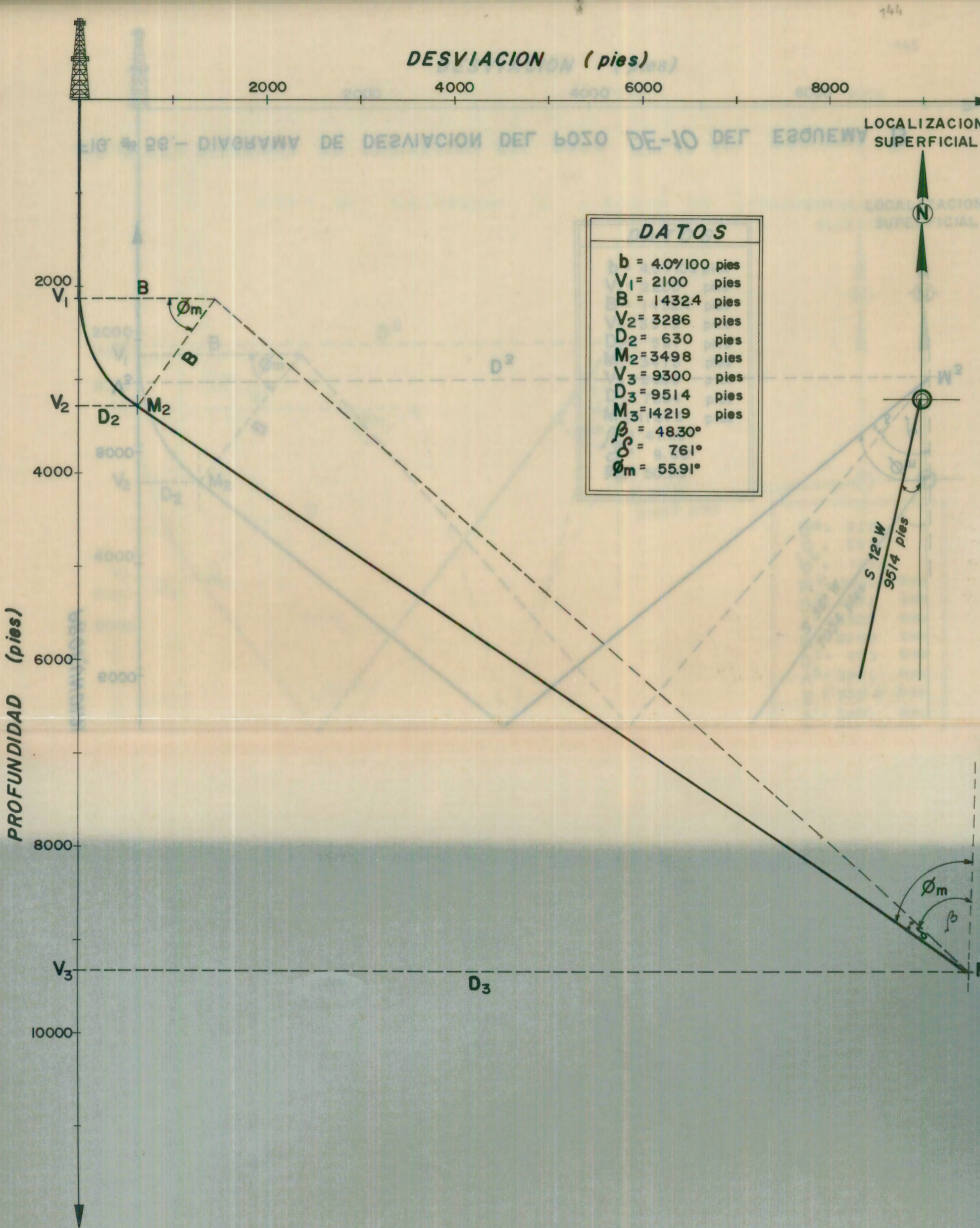


FIG. # 55.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-9 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

2000

4000

6000

LOCALIZACION SUPERFICIAL

PROFUNDIDAD (pies)

2000

4000

6000

8000

DATOS	
b	= 4.0°/100 pies
V_1	= 2200 pies
B	= 1432.4 pies
V_2	= 3313 pies
D_2	= 531 pies
M_2	= 3475 pies
V_3	= 8600 pies
D_3	= 7054 pies
M_3	= 11873 pies
β	= 41.30°
δ	= 9.68°
ϕ_m	= 50.98°

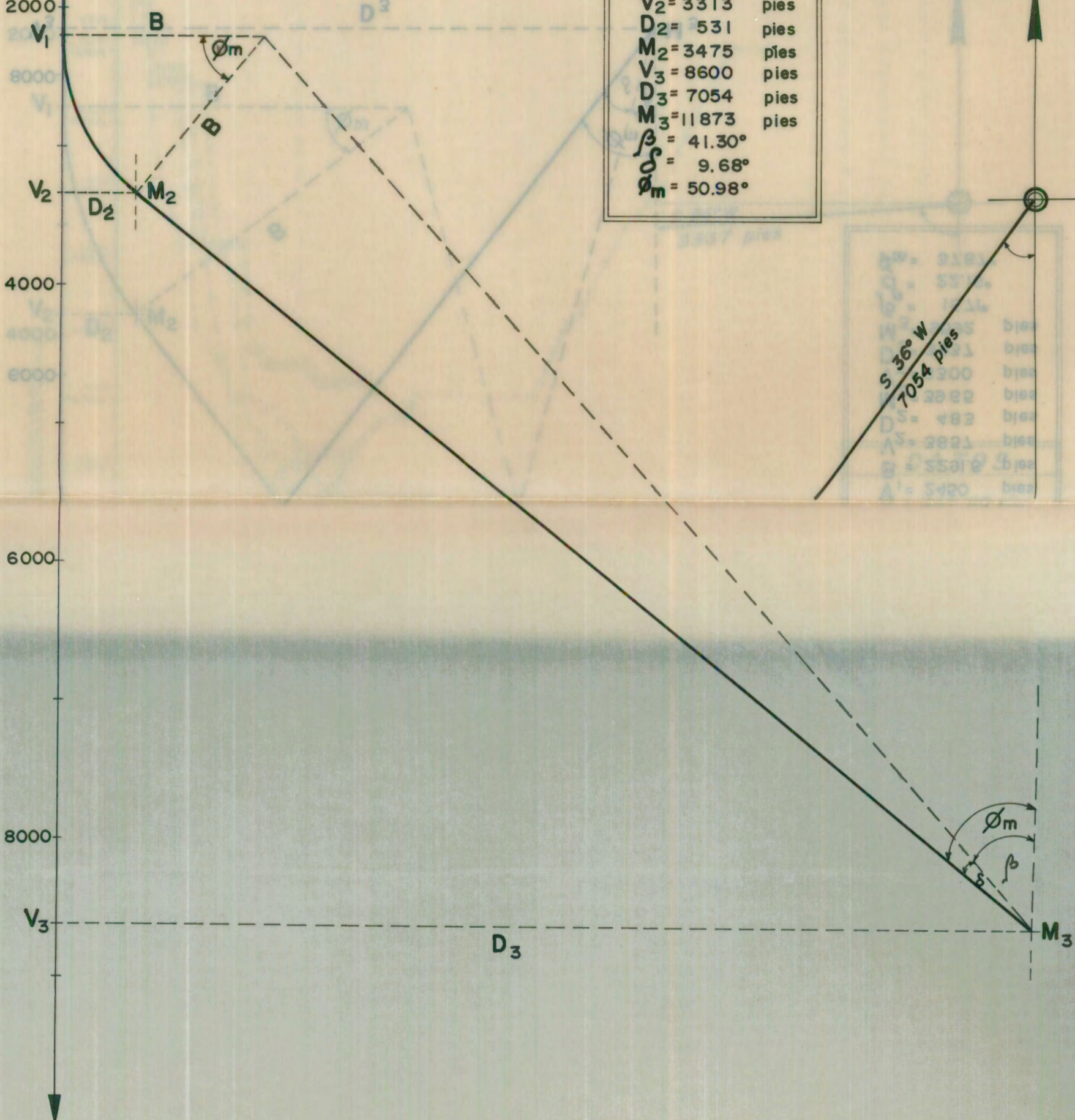


FIG. # 56.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-10 DEL ESQUEMA B

DESVIACION (pies)

2000 TIEMPO (dias) 4000 6000

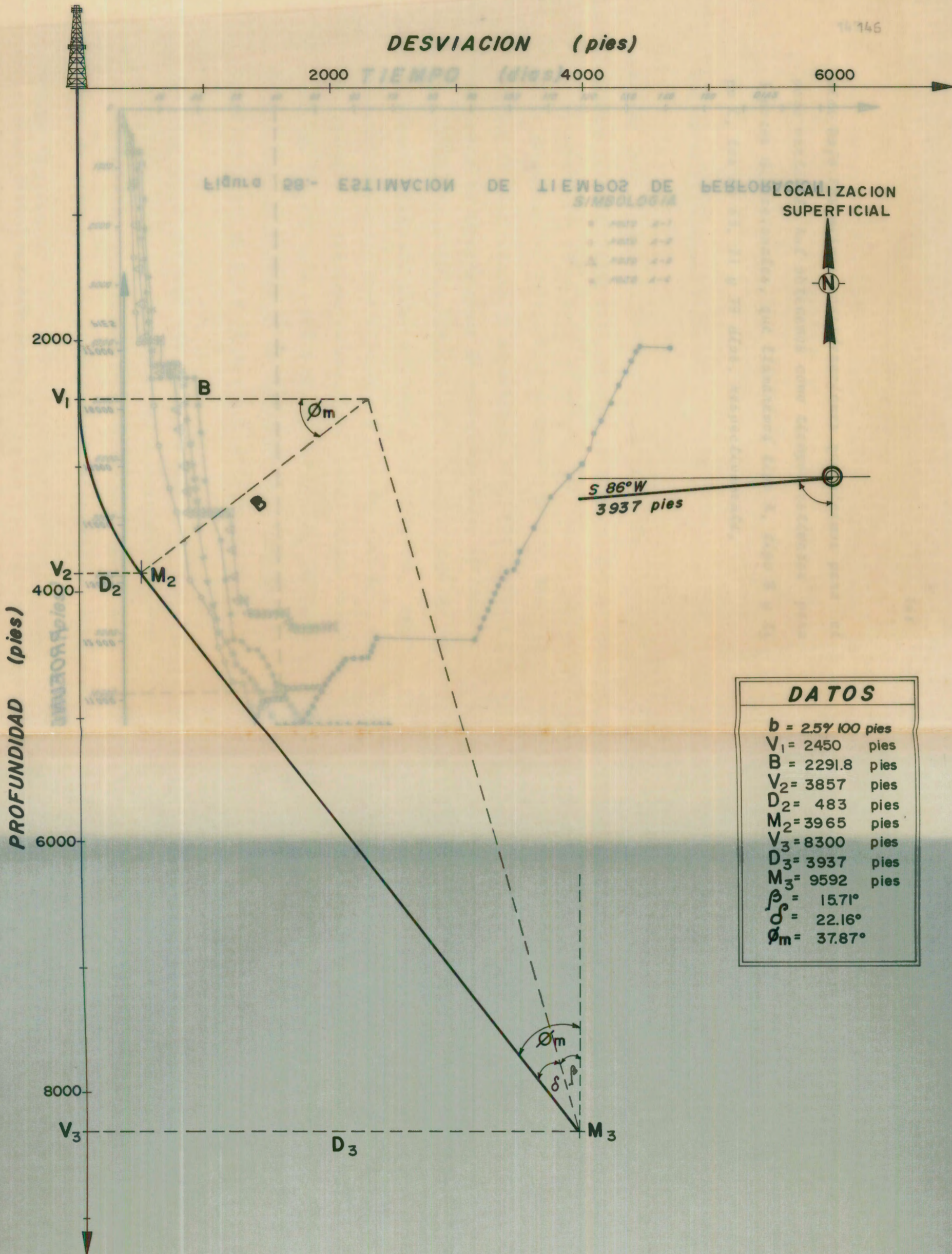
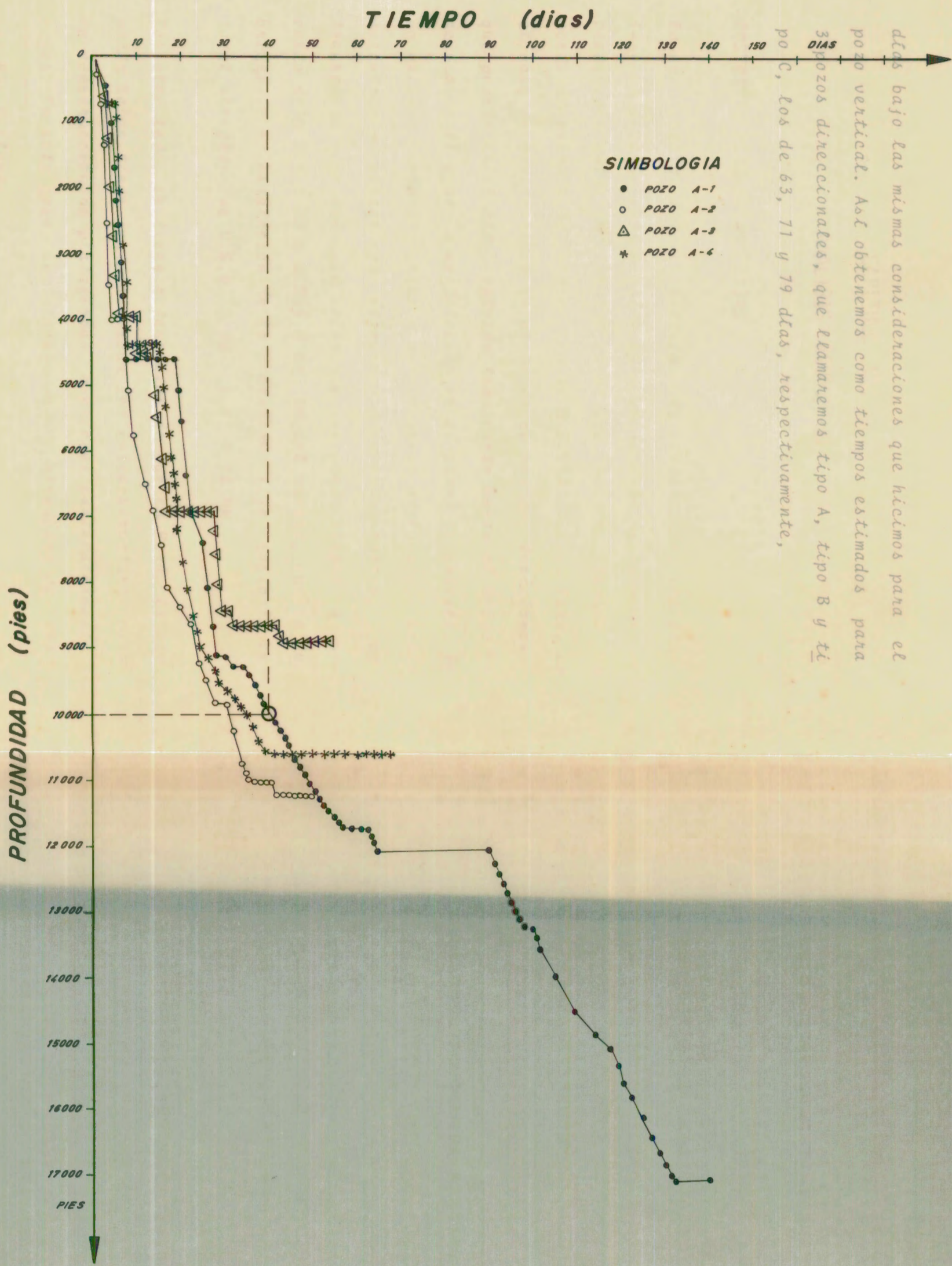


FIG. # 57.- DIAGRAMA DE DESVIACION DEL POZO DE-11 DEL ESQUEMA B



148

Figura 58.- ESTIMACION DE TIEMPOS DE PERFORACION

días bajo las mismas consideraciones que hicimos para el pozo vertical. Así obtenemos como tiempos estimados para 3 pozos direccionales, que llamaremos tipo A, tipo B y tipo C, los de 63, 71 y 79 días, respectivamente,

CAPITULO VII

ANALISIS ECONOMICO

7.1. COSTOS DE PLATAFORMAS FIJAS

En una época de intensa actividad de perforación, una plataforma fija de cuatro patas para un tirante de agua de 130 pies, construída en el Golfo de México, hubiera tenido un costo aproximado de fabricación de U.S.\$ 4 MM (1). Pero, en el caso de construcción en el Golfo de México, tendríamos que pensar en el alto costo de transporte hasta el Golfo de Guayaquil y de la instalación en el campo de interés. De no existir barcazas, grúas y remolcadores adecuados, sería necesario movilizar todo el equipo y en estos rubros, de transporte e instalación solamente, se puede llegar a un costo de U.S.\$ 6 MM a U.S.\$ 8 MM. De tal manera, que la fabricación e instalación de la plataforma fija, costaría en total alrededor de U.S.\$ 10 MM a U.S. \$ 12 MM.

Por otro lado, se tiene referencias de que en Perú, la Compañía Belco tiene instalada toda una infraestructura para la construcción de plataformas, a precios particularmente bajos. En este caso, una plataforma de alrededor de 130

(1) MM: Millones
U.S.\$: Dólares de Estados Unidos

pies de agua podría ser construída e instalada en el Golfo de Guayaquil a un costo aproximado de U.S.\$ 2 MM. Este último valor, suponiendo que la plataforma sea construída con toda aquella infraestructura y facilidades de transporte e instalación que brinda Belco.

Entre los dos extremos planteados, para efectos de cálculo, vamos a asumir que a la época de desarrollo de nuestro campo exista alguna infraestructura en el País, y otra cercana. Así, y en base a las consideraciones de costo mencionadas anteriormente, vamos a asignarle a la plataforma principal un precio de U.S.\$ 5 MM, fabricada e instalada, y a la plataforma satélite, U.S.\$ 3 MM, en el esquema de desarrollo A. En el esquema de desarrollo B, en que usamos una sola plataforma, le asignamos a ésta un valor de U.S.\$ 5 MM.

7.2. COSTOS DE LINEAS SUBMARINAS ENTRE PLATAFORMAS

En el caso del esquema de desarrollo A, requerimos la instalación del ducto de conexión entre las dos plataformas, que lo constituyen dos líneas submarinas.

La línea de 8" tiene un costo unitario aproximado de U.S.\$ 45 por pie de tubería instalada y la línea de 6 5/8", un costo unitario aproximado de U.S.\$ 35 por pie de tubería instalada. Teniendo 13615 pies de distancia entre las dos

plataformas, estos rubros ascienden a U.S.\$ 612675 para la línea de 8" y a U.S. \$ 476525 para la línea de 6 5/8".

7.3. COSTOS DE LOS POZOS

7.3.1. Costos diarios

En la Tabla VII, incluimos los rubros de taladro, abastecedores, barco de pasajeros, helicóptero, consultoría, ingeniero de lodos, caseta de lodos, unidad de registro, combustibles y lubricantes, y arrendamiento de herramientas; las cuales tienen una tarifa diaria previamente establecida por las compañías que prestan cada uno de estos servicios. Multiplicando la tarifa diaria respectiva por el número de días en cada caso, y sumando, obtenemos el subtotal correspondiente a cada uno de nuestros cuatro pozos de estudio.

Es necesario considerar que:

- En el rubro de taladro, se ha estimado un costo diario de U.S.\$ 25 M (2). Una plataforma autoelevable para 150 pies de profundidad de agua, hace tres a cuatro años, cuando la demanda era muy fuerte, hubiera tenido un costo de talvez U.S.\$ 35 M a U.S.\$ 40 M. Existen referencias (ver por ejemplo

(2) M: Miles

TABLA VII
 COSTOS DIARIOS
 (En U.S. \$ M)

TIPO DE POZO		VERTICAL	DIR. TIPO A	DIR. TIPO B	DIR. TIPO C
			$28^{\circ} \leq \phi_m \leq 38^{\circ}$	$38^{\circ} \leq \phi_m \leq 48^{\circ}$	$48^{\circ} \leq \phi_m \leq 60^{\circ}$
Días de operación según tipo de Pozo		55	63	71	79
Requerimientos Diarios	Tarifa Diaria				
- Taladro	25	1375	1575	1775	1975
- Barcos abastecedores (2 de US\$ 3 M c.u.)	6	330	378	426	474
- Barco de pasajeros.	1.2	66	75.6	85.2	94.8
- Helicóptero	3	165	189	213	237
- Consultoría	0.5	27.5	31.5	35.5	39.5
- Ingeniero de lodos	0.4	22	25.2	28.4	31.6
- Caseta de lodo	1.5	82.5	94.5	106.5	118.5
- Unidad de registro	1.1	60.5	69.3	78.1	86.9
- Combustibles y lubricantes	1.6	88	100.8	113.6	126.4
- Arrendamiento de herramientas	0.5	27.5	31.5	35.5	39.5
SUBTOTAL		2244	2570.4	2896.8	3223.2

"Offshore Rig Data Services" de que una unidad de este tipo puede conseguirse actualmente por unos U.S.\$ 20 M diarios. Evidentemente que la tarifa - depende de muchos factores, siendo uno de ellos el grado de uso de la unidad. Se ha estimado para el presente trabajo, que la tarifa de U.S.\$ 25 M diarios es actualmente razonable.

- Las tarifas para barcos abastecedores y de pasajeros, se obtuvieron por información suministrada en CEPE, insisto, que son solamente precios referenciales.
- Se ha incluido un helicóptero para la operación, aunque existiría la posibilidad de utilizarlo sólo para trabajos eventuales antes que asignarlo a la operación bajo tarifa diaria.

La utilización de consultoría e ingeniero de lodos puede eventualmente suspenderse, dependiendo de los resultados en las primeras etapas.

- El "arrendamiento de herramientas" corresponde a herramientas que pueden utilizarse ocasionalmente (martillos, tubería lavadora, brocas de diamante, etc.).

7.3.2. Servicios

La Tabla VIII incluye los servicios de cementación, registros, toma de núcleos, perforación direccional, pruebas de formación y sondeos.

Los rubros de cementación y pruebas de formación - los hemos estimado similares tanto para el pozo vertical como para los pozos direccionales de tipo A, tipo B y tipo C.

En el caso de los registros hemos asumido variaciones, asignando el valor más alto para el pozo vertical por ser el primero, y alternando en los direccionales según las profundidades respectivas.

En cuanto a la toma de núcleos, hemos estimado igualmente un costo mucho más alto para el pozo vertical, disminuyendo radicalmente, y en la misma proporción, en los pozos direccionales tipo A y tipo B, hasta considerarlo innecesario en el tipo C.

El rubro de la perforación direccional es, naturalmente, nulo en el pozo vertical, y se establece a razón de U.S.\$ 3 M diarios en los pozos direccionales tipo A, tipo B y tipo C.

TABLA VIII
SERVICIOS
(En U.S. & M)

TIPO DE POZO	VERTICAL	DIR. TIPO A $28^{\circ} < \phi_m \leq 38^{\circ}$	DIR. TIPO B $38^{\circ} < \phi_m < 48^{\circ}$	DIR. TIPO C $48^{\circ} < \phi_m < 60^{\circ}$
Días de Operación según tipo de pozo	55	63	71	79
Servicio				
- Cementación	70	70	70	70
- Registros	200	160	140	180
- Toma de núcleos	30	10	10	0
- Perforación Di- reccional	0	189	213	237
- Pruebas de for- mación	200	200	200	200
- Sondeos	40	0	0	0
	540	629	633	687

Con respecto a los sondeos en el suelo marino, estos sólo se realizan en el primer pozo, al asentar la plataforma, por tanto en el resto de ellos este valor no se considera.

Sumando los rubros de los diferentes servicios, obtenemos el subtotal correspondiente a cada pozo.

7.3.3. Materiales

La tabla IX comprende los costos de materiales como tubería de revestimiento, accesorios de la tubería de revestimiento, cemento y aditivos, químicos de lodo, cabezales, brocas de perforación y análisis de núcleos.

Los costos de la tubería de revestimiento los hemos calculado de acuerdo a la profundidad total medidada, estimando la utilización de tubería de 30" hasta 200 pies, con un valor de U.S.\$ 85 por pie, continuando con tubería de 20" hasta 1200 pies, con un valor de U.S.\$ 50 por pie y el resto de la profundidad medida usamos tubería de 9 5/8" que tiene un costo, también estimado, de U.S.\$ 40 por pie.

Los rubros de accesorios de la tubería de revesti-

TABLA 1X
MATERIALES
(En U.S. \$ M)

TIPO DE POZO	VERTICAL	DIR. TIPO A $28^{\circ} \leq \phi_m \leq 38^{\circ}$	DIR. TIPO B $38^{\circ} < \phi_m \leq 48^{\circ}$	DIR. TIPO C $48^{\circ} < \phi_m \leq 60^{\circ}$
Días de operación según tipo de Pozo	55	63	71	79
Materiales:				
- Tubería de <u>reves</u> <u>timiento</u> .	419	454	462	552
- Accesorios de la tubería de <u>reves</u> <u>timiento</u> .	50	50	50	50
- Cemento y aditi- vos.	130	150	150	150
- Químicos del lodo	230	244	260	280
- Cabezales	50	50	50	50
- Brocas de <u>perfora</u> <u>ción</u> .	25	41	42	50
- Análisis de núcleos	30	30	30	30
SUBTOTAL	934	1019	1044	1162

miento, cabezales y análisis de núcleos, los hemos estimado similares para todos los casos, y del orden de U.S.\$ 50 M, para los dos primeros y U.S.\$ 30 M para análisis de núcleos.

En el caso de cemento y aditivos, este valor lo hemos estimado en el pozo vertical, similar al de experiencias previas en el Golfo de Guayaquil, con un aumento ligero y constante para los pozos dirccionales de tipo A, tipo B y tipo C.

En cuanto a químicos de lodo, partimos de un valor real de un pozo vertical perforado anteriormente - en el Golfo, e incrementamos ligeramente su valor con las profundidades en el resto de pozos.

El costo de las brocas de perforación varía entre U.S.\$ 25 M y U.S. \$ 50 M de acuerdo al avance en profundidad real o medida.

Sumando todos estos rubros obtendremos el subtotal de materiales para cada uno de los pozos considerados.

7.3.4. Misceláneos

En la Tabla X, correspondiente a misceláneos, in-

TABLA X
 MISCELANEOS
 (En US.\$ M)

TIPO DE POZO	VERTICAL	DIR. TIPO A $28^{\circ} \leq \phi_m \leq 38^{\circ}$	DIR. TIPO B $38^{\circ} < \phi_m \leq 48^{\circ}$	DIR. TIPO C $48^{\circ} < \phi_m \leq 60^{\circ}$
Días de operación según tipo de pozo	55	63	71	79
Misceláneos:				
- Base de Operaciones	110	126	142	158
- Contingencias	557.7	632.8	686.1	760.8
SUBTOTAL	667.7	758.8	828.1	918.8

cluímos dos rubros importantes dentro del proyecto, como son el de la base de operaciones y el de contingencias.

El costo de la base de operaciones se lo ha estimado en U.S.\$ 2 M diarios.

En lo que respecta a contingencias, este precio lo estimamos calculando el 15% de la suma de los subtotales correspondientes a costos diarios, servicios y materiales.

7.3.5. Costos totales

La Tabla XI nos proporciona los datos del costo total para cada pozo, que se obtiene con la suma de los subtotales correspondientes a costos diarios, servicios, materiales y misceláneos.

7.4. COSTOS TOTALES PARA CADA ESQUEMA

7.4.1. Costo total del Esquema A

En el Esquema A tenemos dos plataformas, dos líneas submarinas y dos pozos verticales, cuyos costos hemos calculado en los numerales anteriores de este mismo capítulo. En cuanto a los pozos direccionales, de acuerdo al resultado de la planificación, que cons

TABLA XI
COSTOS TOTALES
(En U.S. \$ M)

TIPO DE POZO	VERTICAL	DIR. TIPO A $28^{\circ} < \phi_m \leq 38^{\circ}$	DIR. TIPO B $38^{\circ} < \phi_m \leq 48^{\circ}$	DIR. TIPO C $48^{\circ} < \phi_m \leq 60^{\circ}$
Días de Operación según tipo de pozo	55	63	71	79
Rubros:				
- Costos Diarios	2244	2570.4	2896.8	3223.2
- Servicios	540	629	633	687
- Materiales	934	1019	1044	1162
- Misceláneos	667.7	758.8	828.1	918.8
TOTAL	4385.7	4977.2	5401.9	5991

ta en las Tablas III y IV del numeral 6.5.1.3., de tectamos que de los 9 pozos direccionales planificados para el Esquema A, 7 se aproximan al tipo A y 2 al tipo B. El valor total para el Esquema A está calculado en la Tabla XII y es de U.S.\$ 63'504800

7.4.2. Costo total del Esquema B

En este esquema tenemos una plataforma y un pozo vertical, cuyos costos hemos calculado previamente. En cuanto a los 10 pozos direccionales que incluye la planificación de la propuesta, de acuerdo con los resultados que constan en la Tabla VI del numeral 6.5.2.3., detectamos que 3 se aproximan al tipo A, 2 al tipo B y 5 al tipo C. El valor total para el Esquema B está calculado en la tabla XIII y es de U.S.\$ 65'076160.

TABLA XII
COSTO TOTAL DEL ESQUEMA A

		U.S.\$
- Plataforma principal		5'000000
- Plataforma satélite		3'000000
- Línea submarina de 8"		612675
- Línea submarina de 6 5/8"		476525
- Dos pozos verticales	2(4'385700)	8'771400
- Siete pozos direccionales del tipo A	7(4'977200)	34'840400
- Dos pozos direccionales del tipo B	2(5'401900)	10'803800
TOTAL:		\$ 63'504800

TABLA XIII
COSTO TOTAL DEL ESQUEMA B

		U.S.\$
- Plataforma principal		5'000000
- Un pozo vertical		4'385700
- Tres pozos direccionales del tipo A	3(4'977200)	14'931600
- Dos pozos direccionales del tipo B	2(5'401900)	10'803800
- Cinco pozos direccionales del tipo C	5(5'991000)	29'955000
		\$ 65'076100
TOTAL:		

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. El costo de perforación de un pozo direccional en el Campo AM del Golfo de Guayaquil está entre 5 y 6 MM U.S.\$ para costos estimados a mediados de 1984.
2. Los pozos direccionales resultan entre el 12% y el 27% más caros que el vertical.
3. Del costo total del pozo, el costo de taladro significa el 31.35% en el pozo vertical; el 31.64% en el pozo direccional tipo A; el 32.86% en el pozo direccional tipo B y el 32.97% en el pozo direccional tipo C.
4. Del costo total del pozo, el costo de materiales incluidos combustibles y lubricantes significan el 23.3% en el pozo vertical; 22.5% en el pozo direccional tipo A; 21.43% en el pozo direccional tipo B y 21.51% en el pozo direccional tipo C.
5. Del costo total del pozo, el costo de servicios incluidos los de abastecedores, barco de pasajeros, helicóptero, consultoría, ingeniero de lodos, caseta de lodos, unidad de registro y arrendamiento de herramientas, significa el 30.12% en el pozo vertical; 30.61% en el pozo direccional

tipo A; 30.38% en el pozo direccional tipo B y 30.19% en el pozo direccional tipo C.

6. El costo diario global de la operación de los pozos varía entre 75 y 80 M U.S.\$.
7. La diferencia de costo entre las dos alternativas es de 1.6 MM U.S.\$.. Esta diferencia es muy estrecha y hasta insignificante (del orden del 2%), teniendo en cuenta el tipo de estimaciones de costos, por lo cual podríamos decir que el costo es prácticamente el mismo.
8. En vista de lo anterior, resulta más conveniente el Esquema A, por cuanto con él se puede barrer mejor área productora y por cuanto sus pozos direccionales son del tipo A y del tipo B, con ángulos que llegan sólo hasta 45° y nos presentarán menores problemas operacionales y de control.

RECOMENDACIONES

1. Agotar esfuerzos para conseguir que la compañía que descubrió el yacimiento traslade toda la información sobre el mismo.
2. Realizar estudios geofísicos avanzados y perforar nuevos pozos, para conocer mejor un modelo geológico del Campo AM que más se adapte a la realidad.

3. La toma de núcleos para determinar en laboratorios los pa
rámetros petrofísicos del Campo AM.
4. Utilizar una plataforma autoelevable de hasta 150 pies,
dado que las profundidades de agua en nuestra zona varían
entre 80 y 140 pies.
5. Las perforaciones deben ejecutarse de modo que sea posible
el reingreso posterior al pozo.
6. Se recomienda la ejecución del Esquema A de desarrollo del
Campo AM del Golfo de Guayaquil, por ser una estrategia fle
xible. El costo de una plataforma fija adicional se justi
fica plenamente debido a la reducción de costos de los po
zos direccionales, por disminución del ángulo de inclina
ción.

BIBLIOGRAFIA

1. CAVANNA, PIETRO Y PRATELLI, PAOLO. Una computadora en el sitio ayuda al desarrollo de un campo costa afuera, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing Co., Estados Unidos, Mayo de 1981, pgs. 119 - 126.
2. CRAIG JR., J.T. y RANDALL, B.V. Cálculo de Mediciones Direccionales, Ingeniero de Petróleo Internacional, Harcourt Brace Jovanovitch Publication, Estados Unidos, Marzo de 1976, pgs. 38 - 54.
3. CRAZE, R.C. Espaciamiento de Pozos de Gas Natural, *Petroleum Transactions*, AIME, Estados Unidos, 1958, Volumen 213, pgs. 213-219.
4. DAILEY, PATRICK. Una Guía para Exactitud. Cálculos de Mediciones de Agujero, Perforación DCW, Wellsite Publication, Estados Unidos, Mayo de 1977, pgs. 54 - 59 y 119 - 120.
5. DAILEY. Catálogo General 1984 - 1985, Estados Unidos, pgs. 8 - 12.
6. DAVIS JR., A.P. y KNIGHT, O.M. Herramientas corridas sobre tubería de perforación. Reducen problemas de registro en agujeros de ángulo alto, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing

- Co., Estados Unidos, Abril de 1983, pgs. 59 - 63.
7. DEERHAKE, W.F.; KHALAF, F. y SCCHAFER, J.A. Optimizando operaciones de Perforación Costa-Afuera, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing Co., Estados Unidos, Septiembre de 1981, pgs. 131-139.
 8. DOWELL SCHLUMBERGER. Perforación Direccional, Estados Unidos.
 9. DYNA DRILL HANDBOOK, División de la Smith Internacional, Estados Unidos, Tercera Edición.
 10. EASTMAN WHIPSTOCK. Lo básico de la Perforación Direccional, Estados Unidos, 36 pgs.
 11. EASTMAN WHIPSTOCK. Catálogo General 1982 - 1983, Estados Unidos.
 12. FERREIRA DA SILVA, GILVAN. Fluidos de perforación en pozos costa afuera, *Petróleo Internacional*, Pennwell Publishing Co., Estados Unidos, Octubre de 1982, pgs. 32-37.
 13. GATLIN, CARL. Ingeniería de Petróleo. Perforación y Completación de Pozos, Prentice Hall, Estados Unidos, 1960, pgs. 145-165.
 14. GREPINET, MICHEL. Tecnología Petrolera Costa-Afuera, Diciembre 1974, 133 pgs.

15. HOLDER, BARRY J. Fluidos de Perforación para Pozos altamente Desviados en Perforación Petrolera en el Mar del Norte, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Abril de 1982, pgs. 703-712.
16. HUGHES. Servicio de Control de Perforación, Argentina, 30 pgs.
17. JACKSON, JOHN G. y MURDOCH, J.B., Planificación de un Programa de Perforación Direccional Múltiple para Localizaciones - Costa afuera, *Transactions AIME*, Estados Unidos, 1949, pgs. 52-71.
18. LUBINSKI, ARTHUR. Máximas Piernas de Perro Permisibles en Huecos Rotatorios, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Febrero de 1961, pgs. 175 - 194.
19. LUBINSKI, ARTHUR y HANSFORD, J.E. Daño por Fatiga Acumulativa de Tubería de Perforación en Piernas de Perro, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Marzo de 1966, pgs. 359-363.
20. MARTINEZ M., FRANCISCO. Cómo explotar un pozo exploratorio desde plataforma fija con conexiones especiales, *Petróleo Internacional*, PennWell Publishing Co., Estados Unidos, Marzo de 1982, pgs. 80 - 86.

21. MC CRAY ARTHUR y COLE, FRANK W. *Tecnología de Perforación de Pozos Petroleros*, Compañía Editorial Continental S.A., México, Marzo de 1970, pgs. 368-376.
22. MC MILLIAN, WILLIAM H. *Planificación del Pozo Direccional. Un Método de Cálculo*, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Junio de 1981, pgs. 952-962.
23. OSUNA, ESTEBAN. *Importancia del mantenimiento en las instalaciones marinas*, *Petróleo Internacional*, PennWell Publishing Co., Estados Unidos, Mayo de 1982., pgs. 52-53.
24. ROLLINGS, H.M. *Qué sabemos acerca de Fallas por Fatiga y qué necesitamos saber*, *Diario de Petróleo y Gas*, PennWell Publishing Co., Estados Unidos, Abril 18 de 1966, pgs. 98-109.
25. SALAZAR, JORGE. *Experiencias en la Perforación Direccional de Pozos Someros. Campo Lagunillas. Informe Técnico # IT-9154*, Compañía MARAVEN, Venezuela, Marzo de 1982, 15 pgs.
26. SEREDA, N.G. y SOLOVIOV, E.M. *Perforación de Pozos de Petróleo y Gas*, Editorial Mir, Unión Soviética, 1978, pgs. 258-292.
27. SERVICIO DE EXTENSION PETROLERA. *Perforación Direccional Controlada*, Universidad de Texas, Austin, Estados Unidos,

1979, 47 pgs.

28. SHUTE, JOHN y ALLDREDGE, GENE. Conoco disminuye en un 40% el tiempo de perforación en el Mar del Norte, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing Co., Estados Unidos, Julio de 1982, 78-87.
29. SIFFERMAN, THOMAS R. y CHAPMAN, LARRY. Programas para planeación de pozos dan experiencias de campo de estudiantes, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing Co., Estados Unidos, Enero de 1983, pgs. 149-154.
30. SMITH, DAVID L. Método de Análisis Gráfico Computacional Proporciona Beneficios en su Aplicación a Pozos Desviados en el Campo Lost Soldier, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Junio de 1982, pgs. 1186-1190.
31. VAN DAM, J. Planificación de la Producción Óptima de un Campo de Gas Natural, *Diario del Instituto del Petróleo*, SPE, Estados Unidos, Volumen 54, # 531, Marzo de 1961, pgs. 55-67.
32. VEGA, MARIO y LUNA, FRANCISCO. Modelos matemáticos para el cálculo de la trayectoria de pozos direccionales, *Universidad Nacional Autónoma de México*, México, 1978, 107 pgs.
33. WALSTROM, J.E.; HARVEY, R.P. y EDDY, H.V. Una Comparación de

- Varios Modelos de Medición Direccional y una Aproximación al Análisis del Error Modelo, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Agosto de 1972, pgs. 935-942.
34. WILSON, G.J. Control de Piernas de Perro en Pozos Perforados Direccionalmente, *Diario de Tecnología Petrolera*, SPE, Estados Unidos, Enero de 1967, pgs. 107-112.
35. WILSON, G.J. Doce formas de disminuir el costo de la perforación direccional, *Petróleo Mundial*, Gulf Publishing Co., Estados Unidos, Julio de 1973, pgs. 147-154.



A.F. 138756