

33
24



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

COMPORTAMIENTO DE ESFUERZOS

EN

APAREJOS DE PERFORACION

TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JOAQUIN MENDIOLA SANCHEZ

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Índice.

	Página.
Introducción.	1
I. Parámetros que afectan el control de la perforación.	4
Mecanismo de desviación.	4
Anisotropía de la barrena.	7
Anisotropía de la formación.	8
Formación heterogénea.	8
Presión de poro y presión hidrostática.	9
Limpieza del fondo del pozo.	9
Influencia del peso sobre la barrena.	11
Influencia de la velocidad de penetración.	12
Influencia de la inclinación del pozo.	12
Control del azimut.	13
Velocidad de rotación.	14
Curvatura del pozo.	15
II. Conjuntos de fondo.	16
Fuerzas que actúan sobre la barrena.	17
Efecto del péndulo.	18
Tipos de conjuntos de fondo.	22
Arreglo de lastrabarreras cuadrados.	22
Arreglo con estabilizador excéntrico.	22
Arreglo con múltiples estabilizadores.	22
Tipos de herramientas estabilizadores.	24
Estabilizador de aleta rotatoria.	24
Estabilizador de camisa no rotatoria.	26
Escariador de rodillos cortadores.	26
Contacto del conjunto de fondo con la pared del pozo.	26

Problemas que reducen los conjuntos de fondo.	27
Desalineación paralela.	29
Desalineación angular.	29
Restricción del ángulo del pozo.	29
Fatiga de la tubería de perforación.	30
Toma de registros.	30
Introducción de la tubería de revestimiento.	30
Cementación defectuosa.	31
Pegadura por presión diferencial.	31
III. Análisis matemático.	33
Suposiciones para el análisis del comportamiento de la sarta de perforación.	33
Cálculos.	34
Deducción de la ecuación de energía potencial.	35
Derivación de la ecuación de energía potencial.	40
Diagrama de flujo	46
Listado del programa.	50
Nomenclatura.	55
IV. Análisis del comportamiento de esfuerzos en arreglos de estabilizadores para la perforación de pozos.	57
Conjunto de fondo básico.	57
Conjunto del péndulo con un estabilizador.	61
Conjunto de fondo con dos estabilizadores.	64
Estabilizadores de pozo empacado.	65
Estabilizador cercano a la barrena de menor diámetro.	67
Estabilizador superior de diámetro reducido.	70
Influencia del medio (pozo escariado).	73
Influencia de la curvatura.	73
Uso de conjunto de pozo empacado.	76

Conclusiones.

61

Bibliografía

64

Introducción.

El control de la desviación en una operación de perforación dirigida aparece como una operación compleja, la composición del conjunto de fondo y la influencia de las variables involucradas en la perforación son pocas veces tomadas en cuenta y se trabaja en base a la experiencia que se ha conseguido a través de los años.

Si bien estas actitudes empíricas han sido abandonadas por autores como Lubinski en la década de los 50. Muller y Jones fueron los primeros en reconocer el efecto de la gravedad en los tubos lastrabarrénas, el cual ayuda a reducir el ángulo de inclinación.

Entre 1950 y 1960 Lubinski y Woods condujeron el esfuerzo, los años 70 muestran la primera evidencia de una mayor tecnología del control de la desviación.

Walker, Fisher, Bradley y Millheim presentan sofisticados modelos computarizados que simulan el comportamiento de la sarta y conjunto bajo condiciones de operación.

De cualquier modo, ningún artículo o serie presenta una completa explicación del control de la desviación y como es afectada por el tipo de formación, dureza, inclinación, peso sobre la barrena, configuración del conjunto de fondo, curvatura de pozo, hidráulica, densidad del fluido de perforación, diámetro del pozo, velocidad de penetración, vibración, condiciones de operación, etc.

La experiencia de campo indica que la barrena supe perpendicularmente hacia arriba del echado para ciertas condiciones y echado abajo para ángulos altos de echado (60 grados o más). En un sentido amplio esto es cierto, especialmente cuando se perfora con un conjunto de fondo neutral.

La perforación involucra muchos parámetros y los efectos de algunos de estos son difíciles de predecir.

El objetivo es desarrollar un mejor conocimiento de tales parámetros para poder controlar su influencia.

Para estar dentro de un contexto conocido, se ha seleccionado el esfuerzo de los materiales y su deformación elástica lo que conduce a premisas que se listan más adelante.

Todos los métodos mecánicos intentan causar una fuerza lateral apropiada; una fuerza lateral positiva para construir el ángulo y una fuerza lateral negativa para regresar el pozo a la vertical (caída).

El método mecánico más simple o más sofisticado trabaja bajo el mismo principio: originando curvatura; el uso de desviador para desviar el pozo es una técnica muy vieja y poco segura; ahora es predominantemente usado para perforar ventanas en la tubería de revestimiento o cuando los motores de fondo fallan.

Los desviadores tienen ciertamente ventajas y desventajas, un cuidadoso examen de estos factores pueden ayudar para determinar la economía relativa y probabilidad de éxito comparado con otros métodos.

La mayor ventaja del desviador es que éste provee una curvatura al tiempo que distribuye la fuerza lateral sobre el cuerpo de la tubería, la fuerza lateral transmitida a la barrena es inicialmente causada por la curvatura del desviador.

Las ventajas y desventajas en diferentes conjuntos de fondo han sido discutidas desde hace veinte años; estudios técnicos y experimentos han sugerido una diversidad de técnicas para mejorar el rendimiento de la perforación y reducir los costos de la misma.

Excesiva desviación ocasionaba que se limitara a un rango, este límite exigido usando muy bajos pesos sobre la barrena repercutía en baja velocidades de penetración.

Fue razonable, por lo tanto, que un rápido cambio en la dirección o desviación del pozo era la base de los problemas.

Un cambio rápido en el ángulo del pozo o la dirección permite por ejemplo "ojos de llave", "patas de perro", fallas en tuberías de perforación o en conexiones de tubos lastrabarrenas o un desgaste excesivo de los lastrabarrenas.

El desarrollo de la barrena puede ser mejorado por el diseño del conjunto de fondo así como el ángulo de fuerza resultante y ángulo inclinado, siendo ambos pequeños.

Para barrenas de cojinetes, es probable mejorar velocidades de penetración y vida por cargar todos los conos igual, como fueron diseñados.

Para barrenas de diamantes, el mejor desarrollo por cargar la cara de la barrena en el fondo del pozo con cargas distribuidas uniformemente en los diamantes y manteniendo el control de las condiciones hidráulicas.

Se presenta en éste trabajo un procedimiento y análisis teórico para diseñar un conjunto de fondo adecuado que permita un mejor control de la inclinación del pozo y reducir problemas para así mejorar el desarrollo de la perforación.

I. Parámetros que afectan el control de la perforación.

La perforación dirigida involucra muchos parámetros y los efectos de algunos de estos son difíciles de controlar. Para desarrollar un mejor conocimiento para controlar la influencia de dichos parámetros, se ha seleccionado el comportamiento de esfuerzos de los materiales con deformación elástica lo que conduce a las suposiciones que se dan en el capítulo 3 en la tabla 1.

En esta parte se describen algunos de estos parámetros así como otras consideraciones de importancia.

Mecanismo de desviación.

Para entender el mecanismo de desviación se debe comprender primero lo que es un medio homogéneo y un medio isotrópico.

El medio homogéneo es considerado para estar exento de las variaciones geológicas a una escala comparable a la longitud del conjunto de fondo.

El medio isotrópico es caracterizado por en una escala pequeña por la igualdad de esfuerzos internos en las roca en las tres principales direcciones: $\sigma_r, \sigma_t, \sigma_a$. (Figura 1.1).

Sujetos a los esfuerzos previamente definidos, el conjunto de fondo se deforma y da origen a la resultante R sobre la barrena.

Esta resultante puede ser derivada en 2 fuerzas: $F_1 + F_2$ en los ejes : (Figura 1.2)

* Eje Ox tangente al eje del pozo en la barrena.

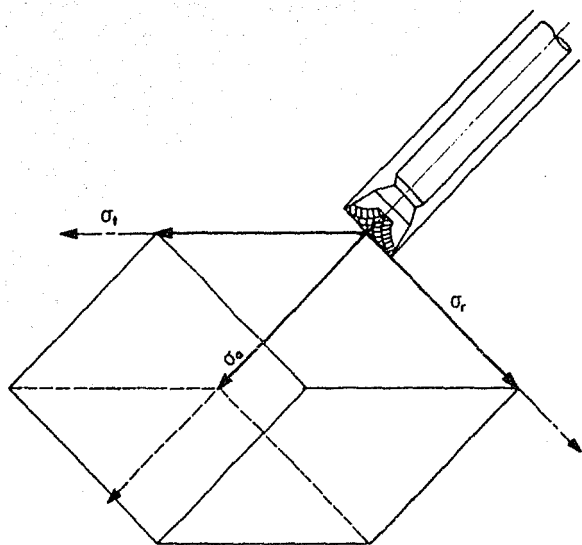


FIG. 1.1 DIAGRAMA DE LA BARRENA PERFORANDO UN MEDIO ISOTROPICO

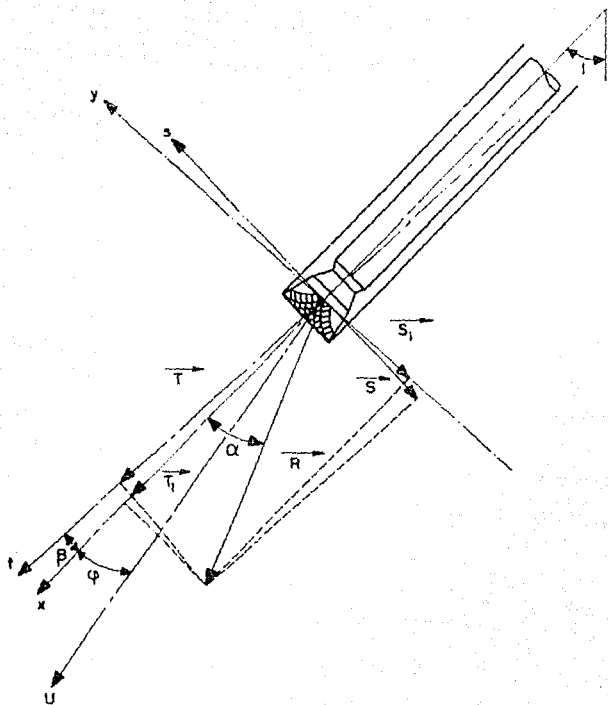


FIG. 1.2 DIAGRAMA DE FUERZAS MARCANDO LAS TENDENCIAS DIRECCIONALES DE LA BARRENA

- * Eje Oy perpendicular al eje Ox y orientado positivamente hacia arriba.

La resultante R también puede ser derivada en $S + T$ en los siguientes ejes:

- * Eje Ot tangente a la deformación del conjunto de fondo.
- * Eje Os perpendicular al eje Ot y orientado positivamente en sentido ascendente.

La teoría y las consideraciones implican que esta progresión debe ocurrir en la dirección de la resultante R .

Por ejemplo:

Un conjunto de fondo con una tendencia $S \neq 0$, comenzando a perforar, en un pozo vertical le daría a éste una curvatura dependiendo directamente del ángulo $\alpha(Ox, R)$.

El cálculo de α en cualquier momento para una penetración infinitesimal, permitiría la determinación de curvatura y trayectoria del pozo.

Aunque los tres parámetros siguientes pueden alterar ésta teoría.

Anisotropía de la barrena.

Una barrena está diseñada para penetrar perpendicularmente a la roca y no de lado. Pero debido a que las capacidades de destrucción y erosión de la roca son diferentes a lo largo de los ejes Os y Ot , la barrena avanzará en una dirección Ou inclinada en un ángulo φ con relación a la inclinación, inicial Ox .

Considerando que la barrena tiene una capacidad de erosión en su cara de ataque mayor que en su periferia, permitirá el avance en la dirección Ou , entre el brea descrita por el eje Ot y la resultante R , lo cual depende en gran medida del tipo de barrena.

Anisotropía de la formación.

La anisotropía de la formación perforada se puede manifestar en cambios en la profundidad, puede crear fuerzas laterales aparentes debidas a la acción de la barrena. Si bien los problemas pueden ocurrir a una profundidad cero; suponiendo que esto sucede debido a que el esfuerzo principal σ_α es perpendicular a la cara de ataque de la barrena. Siendo esto es fácil de comprender en una roca cualquiera donde $\sigma_r = \sigma_t < \sigma_\alpha$. En este caso, la formación anisotrópica puede desplazar el avance del eje Ou lejos del eje Ot .

Formación heterogénea.

Esto puede tener un efecto en dos niveles:

Cuando un cambio geológico ocurre en la formación perforada, las variaciones pueden ocurrir en σ_r , σ_t y σ_α y la relación entre ellos.

Por consiguiente el ángulo ϕ puede ser alterado mientras se pasa de una roca dura a una roca suave o viceversa.

La erosión de la pared puede ocurrir frente a los estabilizadores alterando la geometría del pozo. Si en adición a esto los índices de erosión de la formación y las velocidades de penetración varían, la reacción en la barrena puede ser alterada.

Las características de perforabilidad de las formaciones varían cuando están bajo presiones extremadamente altas. En una formación de 3.300 metros de profundidad y a presiones anormales, la presión de poro y la presión hidrostática se comportan de forma muy distinta; así mismo conforme aumenta la profundidad del pozo.

Parecería que existen dos factores que contribuyen a ello. El primero puede ser visualizado pensando en un núcleo de formación bajo el peso de la presión hidrostática en su superficie exterior.

Dentro del núcleo las partículas adyacentes están comprimidas entre sí, como consecuencia de tal presión. Bajo estas condiciones cualquier esfuerzo para fracturarlo debe vencer la inherente resistencia de la roca, más el aumento de la resistencia debido a la presión hidrostática. La figura 1.3 ilustra este aspecto.

Limpieza del fondo del pozo.

Un segundo factor que contribuye a aparentes cambios de formación es en el caso de que la limpieza del fondo sea pobre causada por una presión hidrostática mucho mayor que la presión de poro de la formación. Bajo estas condiciones, el fluido de perforación busca entrar en los poros para igualar las presiones. Sin embargo los pequeños sólidos del fluido de perforación quedan en el frente de avance formando un revoque o enjarre que a su vez soporta la presión diferencial.

A medida que los dientes de la barrena atraviesan el enjarre, astillan la formación debajo del mismo.

Al retirarse cada diente de la barrena, muchas partículas de la formación pueden quedar debajo del enjarre, lo cual es particularmente cierto si la limpieza es pobre. Una gran cantidad de dichas partículas puede así acumularse en el fondo formando relleno y afectando la penetración. Se sabe también que diferencias de presión pueden afectar apreciablemente la velocidad de penetración. Fig. 1.4

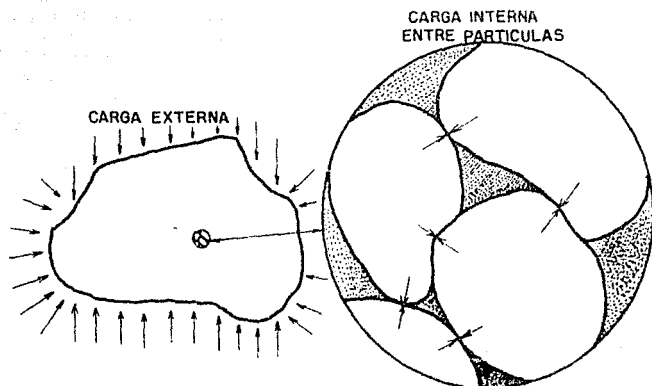


FIG.1.3 FORMACION SUJETA A UN ESFUERZO EXTERNO TRIAXIAL
EFECTO DE FUERZA HIDROSTATICA EN LA FORMACION

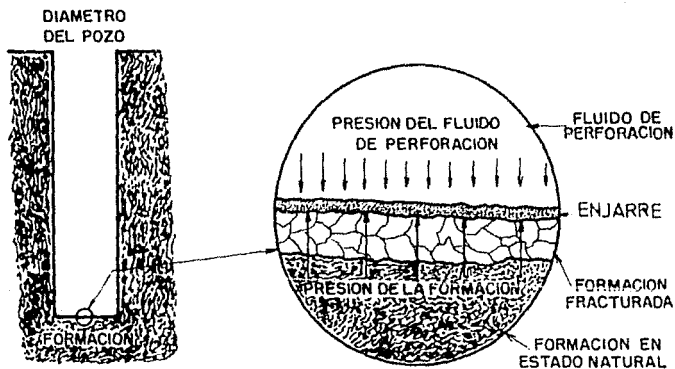


FIG.1.4 CONDICIONES QUE PUEDEN LLEVAR A UNA POBRE LIMPIEZA
Y REDUCIDA VELOCIDAD DE PENETRACION

En resumen, la interpretación de los resultados computarizados pueden ser alterados por la capacidad de erosión lateral de la barrena, los estabilizadores y los esfuerzos mecánicos de la roca perforada.

Estos parámetros pueden ser solo controlados por pruebas de laboratorio o por la experiencia ganada en campo en un yacimiento relativamente homogéneo.

No solo estos parámetros dificultan su control, pero sus influencias generalmente solo pueden ser interpretadas por técnicas de postanálisis.

Existen otros tres parámetros, los cuales se discuten enseguida y son examinados con el uso de un programa bidimensional.

Estos parámetros son el peso sobre la barrena, velocidad de penetración e inclinación del pozo.

Influencia del peso sobre la barrena.

Los calculos hechos con muchos tipos de conjuntos de fondo y con parámetros variables han mostrado que la fuerza lateral S no es considerablemente afectada por el peso sobre la barrena. Como puede verse en el capítulo 4.

Consecuentemente un incremento en el peso sobre la barrena (componente axial de P) modificará la amplitud del sector (θ_t, P) y el ángulo (θ_{Ot}, O_t) generalmente muy pequeño e inclusive despreciable; de manera insignificativa, sobre todo cuando se usa un estabilizador cercano a la barrena.

Influencia de la velocidad de penetración.

Se debe tener en cuenta que el peso sobre la barrena actúa principalmente en la velocidad de penetración influyendo sobre el ángulo del pozo. Esto es solo posible al construir el ángulo del pozo por el uso del estabilizador cercano a la barrena.

Las reacciones en la barrena y el estabilizador cercano a la barrena son generalmente de la misma magnitud, si el ángulo del pozo se incrementa es debido a que la barrena es más agresiva en su periferia que el estabilizador cercano a la barrena. De cualquier modo, si la velocidad de penetración no es la adecuada, el estabilizador cercano a la barrena y los siguientes estabilizadores erosionarán la misma sección del pozo por un largo tiempo.

Es el peso sobre la barrena lo que da la penetración óptima que ayuda a obtener una eficiente construcción del pozo.

Cualquier variación que se le dé a este peso óptimo causará una disminución en la penetración y por consecuencia una disminución en la velocidad de construcción del ángulo del pozo.

Así el ritmo de penetración debe ser considerado por separado como un parámetro de desviación.

Influencia de la inclinación del pozo.

En la parte cuatro se mostrará que la inclinación del pozo es un parámetro más importante que el peso sobre la barrena.

En otras palabras, es el peso del conjunto de fondo y configuración del mismo, junto con la inclinación, lo que es predominante.

En un pozo vertical las fuerzas transversales como las laterales sobre la barrena son muy débiles.

Así como falsos efectos debidos a formaciones perforadas, asumen una relativa importancia y pueden iniciar una ligera inclinación de la trayectoria del pozo.

Esto causa una aceleración de inclinación debido al peso de la sarta, hasta que se alcanza un estado de equilibrio.

Control del azimut.

Tres parámetros pueden actuar sobre el azimut de un pozo:

- Interacciones barrena-roca (profundidad, forma del diente, tipo de barrena).
- Fricción en la barrena y en los puntos de contacto del estabilizador.
- RPM de la sarta de perforación (rev/min).

Lo que respecta a las interacciones roca-barrena concierne principalmente al control de la inclinación y al cambio del azimut.

La influencia de las fuerzas de fricción ha sido examinada por Nicholson quien demostró que si se aplica un cierto coeficiente de fricción en los estabilizadores, la dirección de la fuerza resultante sobre la barrena hará que el pozo tienda a desplazarse a la derecha, para ciertas condiciones de fricción, distancia entre el estabilizador cercano a la barrena, esta tendencia se puede invertir y voltear el pozo a la izquierda.

Esto ilustra la importancia de determinar si la composición actual del conjunto de fondo como un parámetro de desviación horizontal.

Velocidad de rotación.

Para una velocidad de rotación se pueden encontrar muchas teorías de interpretaciones empíricas regularmente contradictorias y en ocasiones nunca satisfactorias.

Una vez más, este parámetro no es fundamental, debido al rango de variación y restricciones impuestas según el tipo de barrena.

Un problema muy común y corriente en perforación dirigida es la tendencia de la barrena a desviarse a la derecha; esto ocurre con casi todos los conjuntos de fondo y en cualquier tipo de configuración de pozo.

Se deben evitar las desviaciones a la derecha que tiene el pozo, ya que no solo agrega complejidad a la planeación de la trayectoria, especialmente en áreas exploratorias; sino que también puede crear severas "patas de perro" que requieren costosas medidas correctivas para mantener el pozo en su camino.

El espacio libre entre la barrena y el pozo se considera que es ocasionado por la barrena y por la rotación no uniforme; cabe mencionar que el valor de este espacio libre en condiciones de operación solo puede ser estimado.

Los actuales coeficientes de fricción son desconocidos en condiciones de operación; aun así sus valores no juegan un papel importante en la interpretación de resultados.

Curvatura del pozo.

El efecto de la curvatura del pozo es examinado con el programa bidimensional, en el cual se explica como se desarrolla el equilibrio entre la acción lateral de la barrena y la resistencia de la roca, sin hacer mención del valor residual de la fuerza lateral al momento de ocurrir el equilibrio; puede suceder que la fuerza lateral llegue a ser muy pequeña y ocurran oscilaciones de la trayectoria. Esto solo se puede analizar a detalle con lecturas del giroscopio.

II. Conjuntos de fondo.

Desde hace veinte años se han discutido las ventajas y desventajas de diferentes conjuntos de fondo; se han sugerido una gran diversidad de técnicas para mejorar el comportamiento así como el rendimiento del aparejo de perforación y reducir el costo de la perforación.

En las primeras historias de la perforación rotatoria, el conjunto de fondo frecuentemente consistió simplemente de un arreglo sencillo con tubos lastrabarrenas.

La torre fue localizada sobre el objetivo y por variación del peso sobre la barrena y reperforando, se controlaba la dirección del pozo hasta que la profundidad total era alcanzada; la industria empezaba a entender y correlacionar las variables que afectan la desviación del pozo, la cual era limitada por un rango de 3-5 grados para lo cual en ocasiones se utilizaban muy bajos pesos sobre la barrena, repercutiendo en bajas velocidades de penetración.

En el análisis de Lubinski-Woods la barrena perfora en la dirección del vector de fuerza resultante en la barrena, esto es, la dirección inducida, que puede ser modificada por la anisotropía de la formación.

El vector de fuerza resultante mostrado en la figura 2.1, es una función del ángulo del pozo, la longitud de los lastrabarrenas y el peso sobre la barrena.

Si no se aplica peso sobre la barrena, la fuerza que actúa es únicamente el peso de la sarta comprendida entre la barrena y el punto tangencial, esta fuerza tiende a llevar el pozo hacia la vertical, al aplicar peso sobre la barrena se produce otra fuerza y su efecto es desviar el pozo de la vertical.

La resultante de estas dos fuerzas puede ser en la dirección necesaria para aumentar, disminuir o mantener el ángulo constante.

El efecto de pandeo de la sarta es menor cuando se perforan formaciones suaves ya que no se requieren altos pesos sobre la barrena.

Fuerzas que actúan sobre la barrena.

Las fuerzas que actúan sobre la barrena son :

1. La carga axial que suministra el peso de los lastrabarreras.
2. La fuerza lateral, en función al peso de los tubos lastrabarreras, localización de los puntos de contacto con el pozo, espacio libre, etc.
3. La reacción de la formación a las dos cargas anteriores, se divide en dos fuerzas: una paralela y una perpendicular al eje del pozo.

La mayor longitud del péndulo, el mayor valor de la fuerza restauradora lleva la barrena hacia la vertical; llamado efecto del péndulo.

Desde la experiencia de Lubinski y Woods, se postula la existencia de un ángulo de equilibrio mantenido por el pozo llevado por la formación.

En formaciones isotrópicas, el ángulo de equilibrio sería logrado por el ángulo entre el vector de fuerza resultante y la respuesta de la formación.

Después de alcanzado el equilibrio, la barrena continuaría perforando a lo largo de este hasta que las condiciones de perforación cambien.

En el fondo del pozo el conjunto de fondo causa más del 95% de respuesta perteneciente a la dirección e inclinación.

La velocidad de penetración expresada como una función del peso sobre la barrena requiere de cierto número de lastrabarreras y/o tubería de perforación extrapesada; cuando se perfora con un alto grado de inclinación (mayor de 65 grados) la sarta entera podría ser requerida para proporcionar el suficiente peso axial para perforar.

Efecto del péndulo.

La fuerza lateral es directamente proporcional a el peso de la sección entre la barrena y el primer punto de tangencia.

Cuando la inclinación se incrementa para un peso dado bajo el punto de tangencia, la fuerza del péndulo se incrementa en proporción a e tamaño del ángulo de inclinación.

Otro punto importante sobre el ensamble del péndulo es la relación del diámetro del pozo y el peso sobre la barrena; para un conjunto con lastrabarreras sin estabilizador la adición de peso causa que el punto de tangencia se mueva hacia abajo de los lastrabarreras reduciéndose la longitud de tangencia.

Cuando un estabilizador es usado, la tubería entre la barrena y el estabilizador se pandea con la adición de peso, si los lastrabarreras hacen contacto con la pared del pozo el efecto del péndulo es reducido grandemente; esto es especialmente cierto en lastrabarreras cortos. Fig. 2.1 a 2.3.

La fuerza lateral más alta ocurre cuando el estabilizador es colocado cerca de la barrena, al ir alejando el estabilizador de la barrena, la fuerza lateral decrece.

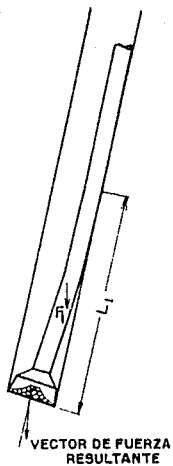


FIG.2.1 TUBOS LASTRABARRENAS ESTANDAR CON PEQUENA FUERZA PENDULAR

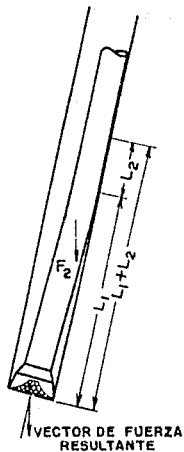


FIG.2.2 LASTRABARRENAS DE MAYOR DIAMETRO USADOS PARA INCREMENTAR EL EFECTO DE PENDULO Y DISMINUIR LA DEFLEXION

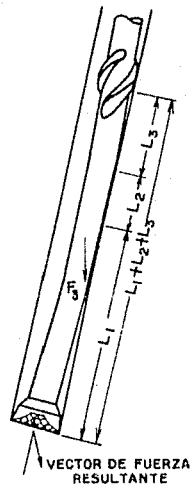


FIG.2.3 ESTABILIZADOR UNICO Y LASTRABARRENAS DE GRAN DIAMETRO PARA MAXIMO EFECTO DEL PENDULO

Cuando un estabilizador es colocado cerca de la barrena se causa una razonable gran fuerza positiva, esta fuerza puede ser controlada por tres alternativas:

- 1) Posición del estabilizador.
- 2) Alterando el diametro del estabilizador arriba del estabilizador cercano a la barrena.
- 3) Variando el peso sobre la barrena.

En 1971 Darcing propuso que el pandeo de los lastrabarrenas inmediatamente arriba de la barrena encauzara a la barrena a perforar o la inducirá en la dirección que está apuntando. Consecuentemente, el uso de un estabilizador cercano a la barrena puede reducir el angulo en que la barrena es inducida.

Asi como también se sugiere el uso del estabilizador cercano a la barrena para estabilizar o limitar el movimiento lateral de la barrena, también soporta por lo menos parcialmente el cruzar de la barrena en cada capa, reduciendo el cambio en la desviación del pozo minimizando la severidad de las "patas de perro". Fig. 2.4.

El conjunto de fondo recomendado tenderia a perforar a lo largo del eje del pozo desarrollando simultaneamente un angulo de fuerza resultante nulo en la barrena con un minimo angulo inclinado en la barrena, resultado de la deflexion minima de los tubos lastrabarrenas.

En una distancia particular es lograda una fuerza lateral de cero, mas alla de esta posición la tendencia de la fuerza lateral es negativa.

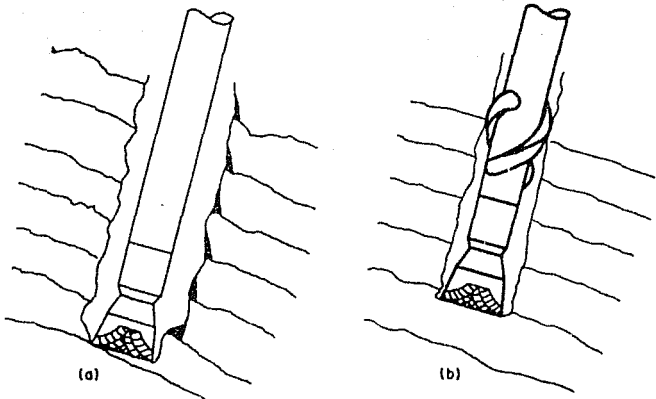


FIG.2.4 (a) DESVIACION CAUSADA POR FORMACIONES ESTRATIFICADAS
(b) UN ESTABILIZADOR CERCAO A LA BARRENA LIMITA LA DESVIACION

Tipos de conjuntos de fondo.

Varios tipos de conjunto de fondo han sido propuestos en años recientes, algunos de ellos son mostrados en las figuras.

Un arreglo de lastrabarrenas cuadrados fig. 2.5 (a) tiene un alto costo de mantenimiento para ciertas condiciones y es sujeto a problemas de torque por su excepcional rigidez.

Un estabilizador excéntrico fig. 2.5 (b) requiere costosos procedimientos para un adecuado rendimiento; así como motor de fondo para operar.

Una continua colocación de estabilizadores fig.2.5 (c) con muchas aletas puede causar múltiples problemas.

La sarta con estabilizadores y lastrabarrenas cuadrados fig. 2.5 (d) suministra buena rigidez y resistencia pero es caro y puede llegar a pegarse en "ojos de llave" y "patas de perro".

Una sarta de estabilizadores espaciados de una manera como en la fig. 2.5 (e) pierde efectividad, si los estabilizadores están gastados considerablemente.

Los problemas asociados con estos últimos multi-estabilizadores han sido reducidos durante el desarrollo de más estabilizadores resistentes y una nueva técnica para maximizar la efectividad de este tipo de conjunto de fondo.

El conjunto de fondo básico de tres estabilizadores retiene una ligera fuerza lateral positiva decreciendo cuando la inclinación decrece.

La adición de un cuarto estabilizador causa que la fuerza lateral en un pozo ideal sea cercana a cero teniendo un pequeño valor cuando existe erosión del pozo.

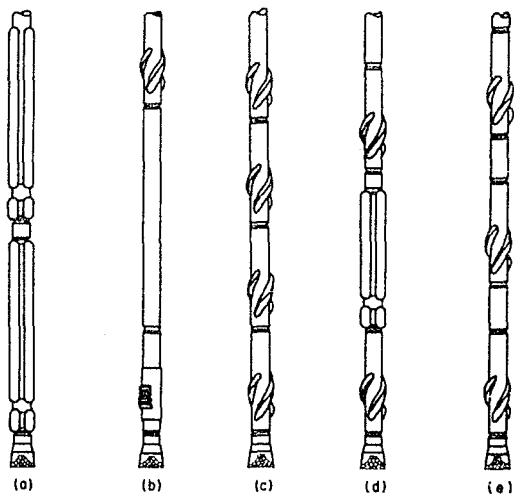


FIG.2.5 TIPOS DE CONJUNTOS DE FONDOS

- (a) CON LASTRABARRENAS CUADRADOS**
- (b) ESTABILIZADOR EXENTRICO**
- (c) ESTABILIZADORES CONTINUOS**
- (d) ESTABILIZADORES Y LASTRABARRENAS CUADRADOS**
- (e) MULTIPLES ESTABILIZADORES**

La adición de un quinto estabilizador causa ligera variación.

Exceder el mínimo número de estabilizadores requerido es justificable cuando exista el riesgo de una pegadura por presión diferencial.

Algunas veces, estabilizadores de diámetro reducido son insertados en la sarta para dar un cierto valor de fuerza lateral para compensar efectos de la formación o variaciones en la curvatura.

Tipos de herramientas estabilizadoras.

Son tres tipos básicos:

1. Estabilizadores de aleta rotatoria.

El estabilizador de este tipo puede ser de aletas rectas o en espiral y en ambos casos las aletas pueden ser cortas o largas.

Fig. 2.6.

Estos pueden ser de dos tipos :

a) Reparables en talleres.

Son de aletas integrales o soldadas o de camisa fijada por encojimiento; los estabilizadores de aletas soldadas no se recomiendan para formaciones duras porque en el área de soldadura se produce fatiga rápidamente.

b) Reparables en el equipo de perforación.

Tienen una camisa de metal reemplazable o patines desgastables reemplazables.

CAMISA
INTEGRAL



CAMISA REEMPLAZABLE
EN EL EQUIPO DE
PERFORACION



ALETA
SOLDADA



PATINES
REEMPLAZABLES
RWP



FIG. 2.6 ESTABILIZADORES DE ALETA ROTATORIA

25



FIG. 2.7 ESTABILIZADOR NO ROTATORIO



FIG. 2.8 ESCARIADOR DE FONDO DE POZO

2. Estabilizadores de camisa no rotatoria.

Es mas efectivo en formaciones duras, como caliza y dolomita; como la camisa no rota, actua como buje y por consiguiente no penetra en la pared del pozo ni la daña. Sin embargo no se recomienda usarlos a temperaturas mayores de 121 grados centigrados, no tiene aptitud escariadora y su duracion se acorta en pozos de paredes asperas. Fig. 2.7

3. Escariador de rodillos cortadores (rimas).

Se usan para escariar y dar más estabilidad a la sarta en formaciones duras. Su área de contacto con la pared del pozo es pequeña pero es la única herramienta que efectivamente puede escariar roca dura. Es ideal donde se presentan desgastes en el diámetro exterior de la barrena. Fig.2.8.

Contacto del conjunto de fondo con la pared del pozo.

Los conjuntos de fondo deben hacer el contacto debido con la pared del pozo a fin de estabilizar la barrena y centrar los tubos lastrabarrenas; la longitud de contacto necesaria entre la herramienta y la formación la determina la formación. Si es insuficiente la superficie de contacto, la herramienta se entierra en la pared del pozo, la estabilidad se pierde y el pozo se desvia.

Si la formacion es dura y uniforme basta una superficie delgada de contacto; si es blanda tal vez se necesite un estabilizador de aletas largas.

Problemas que reducen los conjuntos de fondo.

Estos conjuntos de fondo debidamente diseñados pueden:

1. Evitar las "patas de perro" y los "ojos de llave". Fig. E.9.
2. Producir agujeros de diámetro uniforme.
3. Mejorar el rendimiento de la barrena.
4. Minimizar los problemas de perforación.
5. Minimizar vibraciones perjudiciales.
6. Minimizar pegaduras por presión diferencial.
7. Reducir problemas de producción.

Así como también reducen el régimen de cambio del ángulo del pozo, mejoran el rendimiento de la barrena porque la hacen girar alrededor de su centro de diseño, haciendo que los conos carguen por igual.

Mejoran las condiciones del pozo para perforar, tomar registros e instalar tuberías de revestimiento, haciendo posible introducir hasta el fondo tuberías de revestimiento de máximo diámetro. En general reducen problemas como los que a continuación se describen.

Las barrenas están diseñadas para girar alrededor del eje del pozo; su duración se reduce cuando dicho eje se desalinea. La desalineación puede ser de dos tipos paralela y angular.

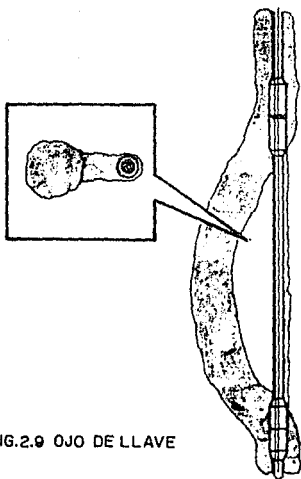


FIG.2.9 OJO DE LLAVE

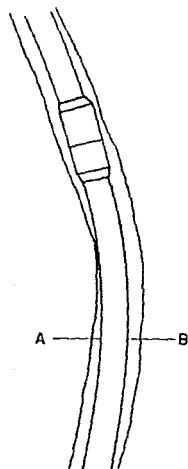


FIG.2.12 FATIGA DE LA
TUBERIA EN UNA
PATA DE PERRO



FIG.2.10 DESALINEACION
PARALELA

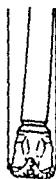


FIG.2.11 DESALINEACION
ANGULAR

Desalineación paralela.

Esta desalineación se debe al uso de lastrabarreras de diámetro pequeño en relación con el tamaño del pozo y la falta de estabilización; la barrena se desplaza del centro hasta que el diámetro exterior de los lastrabarreras hacen contacto con la pared del pozo.

Eso hace que la estructura cortadora se gaste en forma de picos; se desarrollen anillos de roca sin cortar en el fondo del pozo y la duración de la barrena se reduzca. Fig. 2.10.

Desalineación angular.

Se debe a las mismas causas que la anterior ; en este caso el tubo lastrabarrena inmediatamente superior a la barrena se apoya contra la pared del pozo.

Ocasionando en primer lugar que el peso que se aplica sobre la barrena oscile de un cono a otro, causando el daño a la estructura de los dientes y los cojinetes.

Otro daño es que se dañen las superficies calibradoras vitales de corte en el tope de las hileras exteriores de dientes; achatándose los conos y acortando la vida de la barrena. Fig. 2.11.

Restricción del ángulo del pozo.

Se debe restringir el ángulo del pozo para:

1. Mantener dentro de los límites de propiedad o territorio la construcción del pozo.
2. Que el pozo penetre una formación productora específica.

3. Satisfacer normas técnicas.

El límite por sí solo no asegura que no se produzcan problemas, por lo que se debe cuidar el ritmo de cambio del ángulo del pozo.

Fatiga de la tubería de perforación.

En la figura 2.12 se ilustra como podría ocurrir dicha fatiga.

El esfuerzo en el punto B es mayor que el esfuerzo en el punto A pero a medida que gira la tubería el punto A cambia del interior de la curvatura al exterior y así consecutivamente, las fibras de la tubería pasan de tensión mínima a máxima ciclicamente lo que causa la falla por fatiga.

Toma de registros.

Las herramientas y los cables para la toma de registros se pueden atascar en los "ojos de llave", codos, espirales.

Así como problemas para introducir cualquier herramienta necesaria durante la producción que pueda originar problemas de reparación.

Introducción de la tubería de revestimiento.

La introducción de una tubería de revestimiento a través de una "pata de perro" puede ser un problema muy grande, siendo necesario fresar la zapata e instalar una tubería de revestimiento de menor diámetro; si se insiste en hacer pasar la tubería de revestimiento es posible dañarla e impediría posteriormente introducir el aparejo de producción.

Durante la perforación al meter o sacar la tubería de perforación en secciones con problemas al girar contra la tubería de revestimiento la puede desgastar y producir rotura.

Cementación defectuosa.

En una "pata de perro" se empuja fuertemente la tubería de revestimiento contra la pared del pozo, impidiendo la adecuada distribución del cemento entre la pared del pozo y la tubería de revestimiento.

Pegadura por presión diferencial.

Esta es una condición que ocurre en un pozo abierto cuando la sarta de tubería se pone en contacto con una formación permeable expuesta. La sarta se mantiene en el lugar mediante la presión diferencial que existe entre la columna de lodo y la formación. Si la presión del fluido del pozo y la tubería no se mueve durante un periodo de tiempo, puede ocurrir la pegadura por presión diferencial.

El peso del lodo no tiene que ser alto para que ocurra la pegadura por presión diferencial. La presión hidrostática solo tiene que ser significativamente más alta que la presión de formación.

El lodo contiene sólidos suficientes para formar una película en la pared del pozo. El problema se puede intensificar con un aumento en el espesor de la película en la pared del pozo.

Según sea la longitud de la sección bloqueada, las diferencias entre la presión del recinto del pozo y la formación, originan que el fluido bloqueado permita que se acumulen fuerzas extremadamente altas contra los componentes de la sarta de perforación, la cual se pega por presión diferencial.

El uso de los conjuntos de pozo empacado elimina muchas de las condiciones conducentes al atasco de la sarta porque la mantienen alejada de la pared del agujero.

III. Análisis matemático.

Las referencias contienen artículos que discuten los métodos de F.W. Dautreuil y B.H. Walker para elasticidad lineal con pandeo.

El método de computación finalmente adoptado es similar al de B.H. Walker, el cual está hecho para encontrar una deflexión estable a la línea central de la sarta de perforación en el desarrollo de una serie de Fourier. Utilizándose dichas ecuaciones.

Las consideraciones hechas consisten en lo siguiente:

Tabla 1.

Suposiciones para el análisis del comportamiento de la sarta de perforación.

- * El eje del pozo puede tener cualquier pendiente y puede contener curvas en planos verticales.
- * La pared del pozo puede o no ser calibrada, esto es, el sobredimensionamiento puede existir debido a la erosión por lodo o estabilizadores.
- * El punto de contacto está entre los estabilizadores y la pared del pozo.
- * La barrena no se incrusta.
- * Los componentes del conjunto de fondo tienen comportamiento de cuerpos elásticos.
- * No hay rotación, vibración o penetración, las condiciones son estáticas.
- * El efecto de la sarta en la parte más alta del punto de tangencia es despreciable.

Las fuerzas aplicadas al conjunto de fondo son debidas a:

- * El peso de los lastrabarrenas.

- * Peso sobre la barrena.

Los esfuerzos resultantes causados por estas fuerzas dependen de:

- * Las características geométricas y mecánicas de los componentes del conjunto de fondo.
- * Inclinación y geometría del pozo.

Estas suposiciones implican las condiciones para calcular la ecuación de deformación de la línea de control de un conjunto de fondo de un pozo dado y consecuentemente:

- * La resultante de las fuerzas sobre la barrena; la fuerza lateral.
- * Las reacciones de los estabilizadores conociendo su punto de aplicación.
- * El ángulo inclinado en la barrena.

Cálculos.

Se preparó un programa de cómputo para hacer la simulación en plano vertical enfocándose sobre los problemas de control de la inclinación. Se ejecutó en una pc printaform mod.5301 dando los comportamientos obtenidos por modelos más sofisticados en dos y tres dimensiones; dichos programas están hechos para determinar como el conjunto de fondo es deformado en un pozo ideal y para calcular la fuerza lateral en la barrena.

Deducción de la ecuación de energía potencial.

El esfuerzo interno de un elemento de lastrabarrena debido al pandeo se considera dentro de un sistema mecánico conservativo; es decir no hay pérdida ni ganancia de energía.

El esfuerzo interno del sistema en una configuración dada es igual a el trabajo desarrollado en ausencia de fuerzas externas al movimiento del sistema para tal configuración.

Considerando el segmento de longitud dx compuesto de capas paralelas de espesor dh y ancho db mostrado en la figura 3.1.

Si h denota la distancia perpendicular a el segmento desde el eje neutral dentro del lastrabarrena, donde la expansión es cero, cuando la extensión de el filamento es $hd\theta$. La fuerza ejercida para este filamento es, por la ley de Hooke:

$$\frac{E}{dx} (hd\theta)(dh db)$$

El trabajo necesario para causar esta extensión es en si misma esta fuerza tomando la extensión.

$$\frac{1}{2} \frac{E}{dx} h^2 d\theta^2 dh db (hd\theta)$$

Combinando términos se tiene:

$$\frac{1}{2} E \left(\frac{d\theta}{dx} \right)^2 h^2 dh db dx$$

El trabajo necesario al deformar el segmento total es la integral de la sección transversal.

$$\frac{1}{2} E \left(\frac{d\theta}{dx} \right)^2 \int (h^2 dh db) dx$$

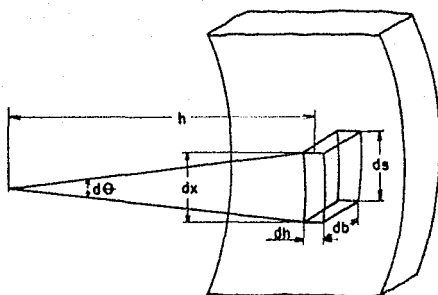


FIG. 3.1 SEGMENTO DE TUBO LASTRABARRENA

tomando la definición de momento de inercia:

$$\text{I} = \int y^2 dx$$

La magnitud de la curvatura puede ser definida como:

$$R = \frac{d\theta}{dx} = \frac{\frac{d^2y}{dx^2}}{\left[1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2\right]^{3/2}} \dots\dots\dots A.1$$

Consecuentemente, el esfuerzo interno de pandeo de una viga para una sección durante el pandeo puede ser expresada como:

$$U = \frac{EI}{2} \int_0^L \frac{(d^2y/dx^2)^2 dx}{\left[1 + (dy/dx)^2\right]^{3/2}} \dots\dots\dots A.2$$

El trabajo proporcionado por la fuerza externa del peso sobre la barra al pandeo del eje neutral del lastrabarrena es:

$$dQ_w = -W(ds - dx)$$

Las funciones de longitud pueden ser escritas como:

$$\frac{ds}{dx} = \left[1 + (dy/dx)^2\right]^{1/2} \dots\dots\dots A.3$$

La cual produce:

$$\frac{d\Omega_v}{dx} = -W [(1+(dy/dx)^2)^{1/2} - 1]$$

Integrando ambos miembros da:

$$\Omega_v = -W \int_0^L [(1+(dy/dx)^2)^{1/2} - 1] dx \quad \dots\dots A.4$$

La energía potencial del peso efectivo de los lastrabarrenas puede ser separado en componentes paralelos y perpendiculares al eje x. O sea la capacidad de producir trabajo en virtud de su posición en relación a dicha configuración.

El trabajo dado por el peso de los lastrabarrenas en la dirección paralela al eje del pozo es:

$$d\Omega_{p2} = x p \cos \alpha (ds-dx)$$

Usando la ecuación A.3 e integrando la ecuación resultante produce:

$$\Omega_{p2} = p \cos \alpha \int_0^L x [(1+(dy/dx)^2)^{1/2} - 1] dx \quad \dots\dots A.5$$

La energía potencial de la fuerza externa perpendicular al eje es:

$$d\Omega_{p1} = -p \sin \alpha y dx$$

Integrando ambos miembros da:

$$d\Omega_{p1} = -p \sin \alpha \int_0^L y dx \quad \dots\dots A.6$$

El cambio de energía potencial total de el sistema es la suma de el esfuerzo interno (ec.A.2) y la energía potencial de las fuerzas externas ec.A.4 a la ec. A.6) esto es:

$$V = U + \Omega_w + \Omega_{p1} + \Omega_{p2} \dots \dots \dots A.7$$

Por lo tanto:

$$V = \int_0^L \left(\frac{EI}{2} \frac{(d^2y/dx^2)^2}{[1+(dy/dx)^2]^3} \right.$$

$$\left. -W [1+(dy/dx)^2]^{1/2} - 1 \right)$$

$$+ p \cos \alpha \times [1+(dy/dx)^2 - 1]$$

$$- p \sin \alpha y(x) dx \dots \dots \dots A.8$$

Si las deflexiones relativas a la longitud son pequeñas:

$$(dy/dx)^2 \ll 1$$

entonces la siguiente aproximación puede ser hecha:

$$[1+(dy/dx)^2]^{1/2} \cong 1 + \frac{1}{2} \left(\frac{dy}{dx} \right)^2$$

$$\frac{(d^2y/dx^2)^2}{[1+(dy/dx)^2]^3} \cong (d^2y/dx^2)^2$$

Usando estas aproximaciones la ecuación A.8 puede ser escrita de la forma dada en la ecuación 1.

Derivación de la ecuación de energía potencial.

El análisis matemático usado en este desarrollo considera importantes variables como diámetro del pozo, diámetro de los lastrabarreras, ángulo del pozo, peso sobre la barrena, diámetro de estabilizadores, colocación de estos y peso del lodo.

La energía potencial total en el modelo matemático de la sarta puede ser calculada; esto es, la suma de los esfuerzos internos de curvatura y compresión de la sarta dentro del pozo y la energía inducida por las fuerzas externas aplicadas.

El equilibrio estable de la deflexión de la curva (fig. 3.2b) representando una deflexión de la sarta en la figura 3.2a es obtenida cuando la energía potencial es un mínimo, sujeto a las restricciones impuestas por las paredes del pozo.

Algunas otras deflexiones de curvas dentro del pozo podrían incrementar la energía potencial en la sarta.

La energía potencial de la configuración en la figura 3.2b relativa a la configuración cero es dada por:

$$V = \int_0^L \left(\frac{EI}{2} \left(\frac{d^2y}{dx^2} \right)^2 - \left(\frac{W}{2} - \frac{p \cos \alpha}{2} x \right) \left(\frac{dy}{dx} \right)^2 - p \sin \alpha y \right) dx$$

que es la ecuación 1.

sujeto a la restricción:

$$|y(x)| \leq \Delta r_i \quad (2)$$

una solución de la forma

$$y(x) = \sum_n K_n \sin \frac{(2n+1)\pi x}{2L} \quad \dots (3)$$

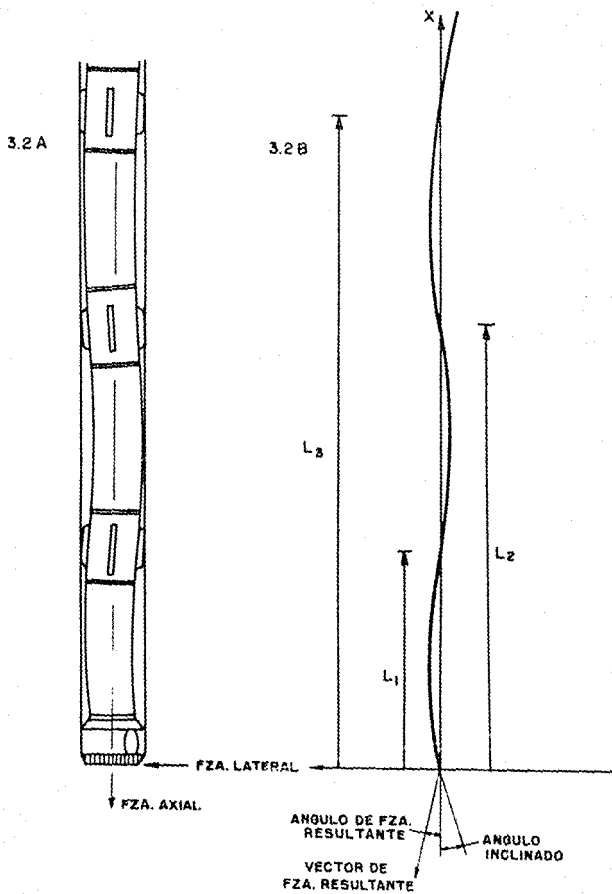


FIG. 3.2 DEFLEXION DE LA SARTA DE PERFORACION

donde k_n es un coeficiente generalizado que satisface la suposición de arriba.

Al satisfacer la restricción de la ecuación 2, la siguiente ecuación está basada en el método de multiplicadores de Lagrange:

$$V = V + \sum_i \lambda_i (y(CL_i))^2 \Delta r_i \quad \dots (4)$$

La condición de energía potencial estacionaria y las restricciones impuestas por el pozo requiere que:

$$\frac{dV}{dk_n} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{dV}{d\lambda_i} = 0 \quad \dots (5)$$

Integrando la ecuación 1 con la forma de la solución dada en la ecuación 3 y diferenciando con respecto a la ecuación 5 produce:

$$\begin{aligned} \frac{dV}{dk_n} = & \left[\frac{(2n+1)^4 EI \pi^4}{32L^3} - \frac{W \pi^2 (2n+1)^2}{8L} \right. \\ & + \frac{(2n+1)^2 \pi^2 p \cos \alpha}{16} - \frac{p \cos \alpha}{4} \left. \right] K_n \\ & + \sum_i \lambda_i \sin \frac{(2n+1)\pi L_i}{2L} - \frac{2Lp \sin \alpha}{\pi(2n+1)} \\ & + \frac{(2n+1)p \cos \alpha}{16} \sum_{j \neq n} K_j (2j+1) \\ & \left[\frac{-\cos n\pi \cos j\pi - 1}{(n+j+1)^2} + \frac{\cos n\pi \cos j\pi - 1}{(n-j)^2} \right] \\ = & 0 \quad n=1, 2, \dots \quad \dots (6a) \end{aligned}$$

$$\frac{dV}{d\lambda_i} = \sum_n K_n \sin \frac{n(2n+1)Li}{2L} + \Delta r_i$$

$$= 0 \quad i=1,2,3,\dots \quad \dots (6b)$$

La apropiada y estable deflexión de la curva es obtenida por la solución simultánea de este sistema de ecuaciones para K_n y λ_n .

El ángulo inclinado (β) en la barra es calculado a partir de la relación :

$$\frac{dy}{dx} = \tan \beta$$

$$\beta = \tan^{-1} \left. \frac{dy}{dx} \right|_x$$

Así como la fuerza lateral en la barra se obtiene a partir de:

$$M = - \frac{d^2y}{dx^2} E I$$

que es la ecuación de momento flexionante para un elemento elástico.

A su vez el momento flexionante también es igual a:

$$M = V Li.$$

donde V es la fuerza cortante o fuerza lateral que actúa en un punto siendo la fuerza lateral en la barra (F_i). Fig 3.3 .

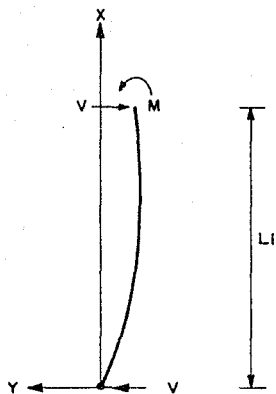


FIG. 3.3 DIAGRAMAS DE FUERZAS CORTANTES DE UNA PORCION DE SARTA DE PERFORACION

Obteniéndose la fuerza de : $F = \epsilon \frac{d^2 y}{dx^2} E I \quad L_1$

o bien directamente de : $F = \frac{d^3 y}{dx^3} E I$

donde:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{\pi}{2L} \sum_n k_n (2n+1) \cos \frac{(2n+1)\pi x}{2L}$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = - \frac{\pi^2}{4L^2} \sum_n k_n (2n+1)^2 \operatorname{sen} \frac{(2n+1)\pi x}{2L}$$

$$\frac{d^3 y}{dx^3} = - \frac{\pi^3}{8L^3} \sum_n k_n (2n+1)^3 \operatorname{cos} \frac{(2n+1)\pi x}{2L}$$

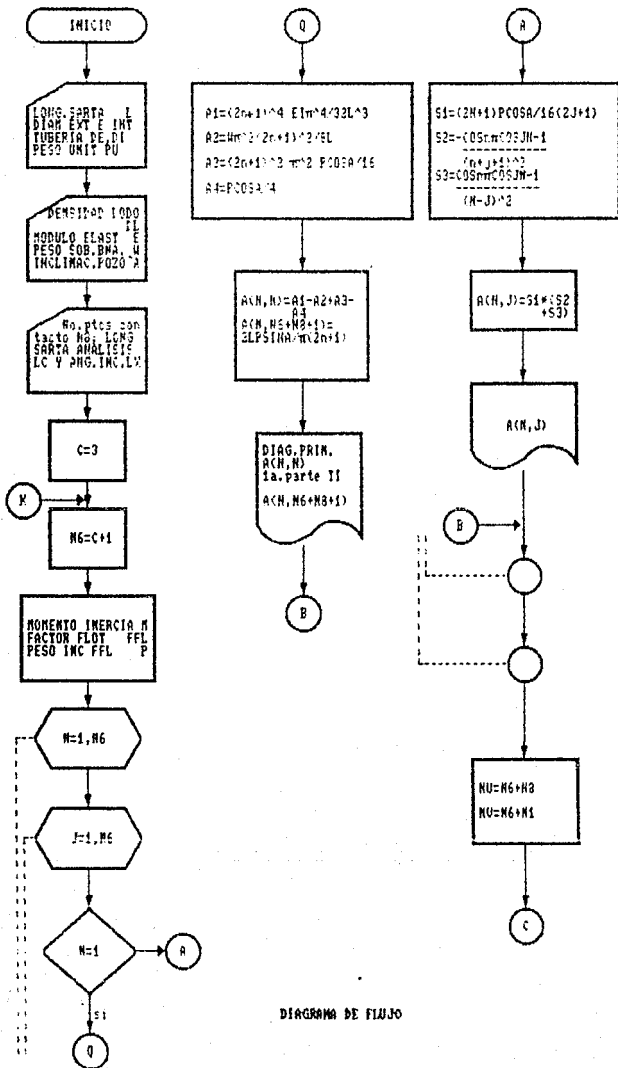
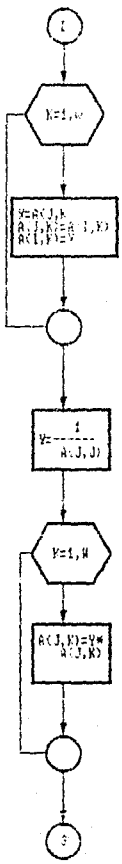
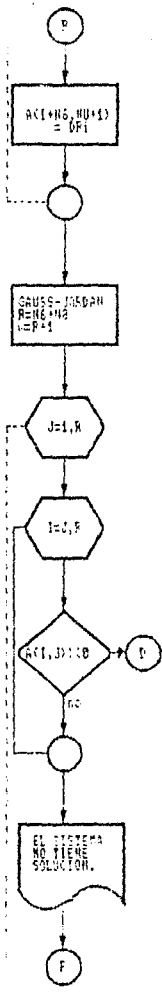
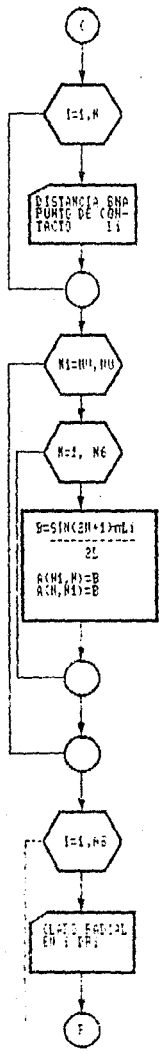
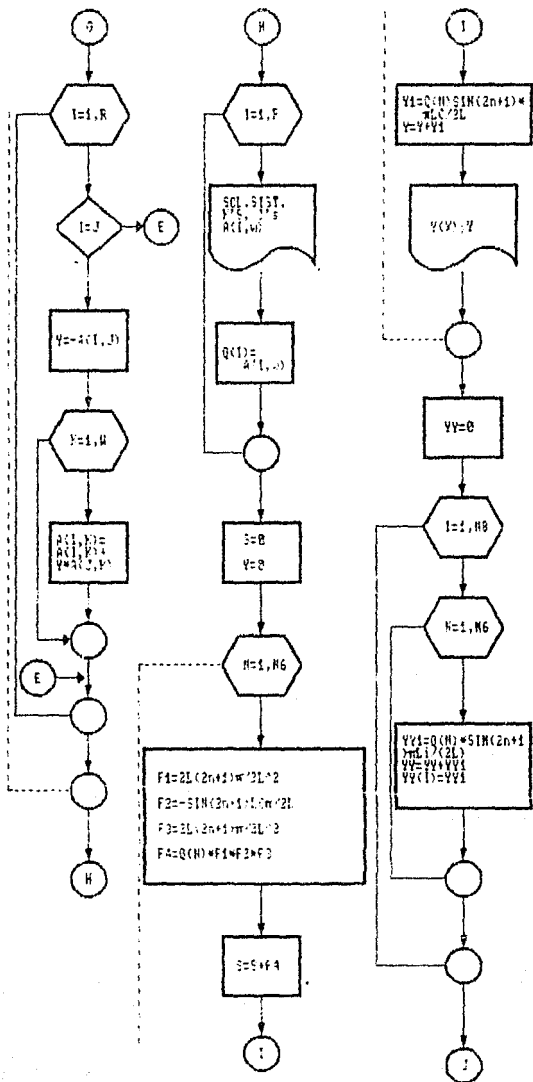
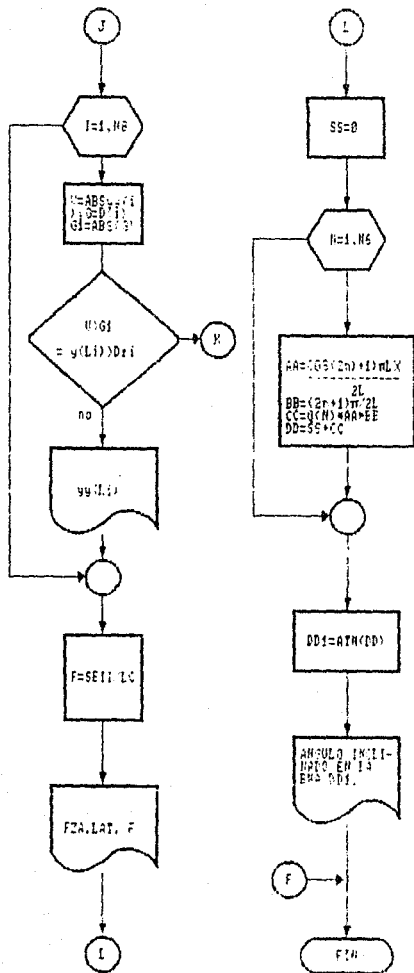


DIAGRAMA DE FLUJO







```

DIM A(10,10),B(10),C(10),D(10),E(10),L1(10),YY(10)
PRINT "LONGITUD DE LA SARTA = LONGITUD DE LA SARTA EMPACADA O LONGITUD"
PRINT "DE TUBERIA DE LASTRABARRENAS UTILIZADA."
PRINT "PARA EL CASO DE CUATRO O MAS ESTABILIZADORES CONSIDERAR"
PRINT "LA LONGITUD AL ULTIMO ESTABILIZADOR."
PRINT
INPUT "LONGITUD DE SARTA (EMPACADA O TUBOS LASTRABARRENA) [pies]=";L
PRINT
INPUT "DIAMETRO EXTERIOR DE TUBOS LASTRABARRENA [pg]=";DE
PRINT
INPUT "DIAMETRO INTERIOR DE TUBOS LASTRABARRENA [pg]=";DI
PRINT
INPUT "PESO UNITARIO DE DICHA TUBERIA [lb/pg]=";PU
PRINT
INPUT "VALOR DEL MODULO DE ELASTICIDAD [lb/pg*2]=";E
PRINT
INPUT "DENSIDAD DEL LODO DE PERFORACION UTILIZADO [lb/gal]=";DL
PRINT
INPUT "PESO SOBRE LA BARRENA [Lb]=";W
PRINT
INPUT "INCLINACION DEL POZO [grados]=";AI
PRINT
PRINT "NUMERO DE PUNTOS DE CONTACTO = NUMERO DE ESTABILIZADORES MAS"
PRINT "PUNTO DE CONTACTO A LA LONGITUD DE LA SARTA;C: ESTE ES MENOR"
PRINT "DE CUATRO ESTABILIZADORES; EN CASO CONTRARIO:"
PRINT "NUMERO DE PUNTOS DE CONTACTO=NO.DE ESTABILIZADORES."
PRINT
PRINT "EJ:1 ESTABILIZADOR=2 PUNTOS DE CONTACTO."
PRINT
INPUT "NUMERO DE PUNTOS DE CONTACTO =" ;NB
PRINT
INPUT "LONGITUD CONSIDERADA PARA ANALISIS (RECOMENDADO=.1pies) [pies] =" ;LC
PRINT
INPUT "LONGITUD A QUE SE DESEA CONOCER EL ANGULO INCLINADO (BNA=0) [pies] =" ;LX
PRINT

C=3

388 NS=C+1
F1=2.141592654
I1=(F1/64)*(DE^4-DI^4)
I=I1
DL1=DL*.120048
FFL=1-(ELI/7.853)
PRINT FFL
ANALISE I NS

```

```

FOR N=1 TO N6
  FOR J=1 TO N6
    IF N=J THEN 40 ELSE 52
    40 PRINT
    A1=((2*N+1)^4*E*I*PI^4)/(32*(L*12)^3)
    A2=(W*PI^2*(2*N+1)^2)/(8*L*12)
    A3=((2*N+1)^2 *PI^2*P*COS(A))/16
    A4=(P*COS(A))/4
    A(N,N)=A1-A2+A3-A4
    PRINT A(N,N)
    A(N,N6+NB+1)=(2*L*12*P*SIN(A))/(PI*(2*N+1))
    PRINT A(N,N6+NB+1)
    GOTO 59
    52 PRINT
    S1=((2*N+1)*P*COS(A))/16*(2*J+1)
    S2 =((-COS(N*PI)*COS(J*N))-1)/(N+J+1)^2
    S3=(COS(N*PI)*COS(J*PI))-1)/(N-J)^2
    A(N,J)=S1*(S2+S3)
    PRINT A(N,J)
    59 PRINT
  NEXT J
NEXT N
NU=N6+NB
NV=N6+1
FOR I=1 TO NU
  PRINT "LONGITUD BARRENA-PUNTO DE CONTACTO";I;"(pies)=";INPUT L1(1)
  PRINT
NEXT I
FOR NI=NV TO NU
  FOR N=1 TO N6
    B=SIN((PI*(2*N+1)*L1(NI-1)*12)/(2*L*12))
    A(NI,N)=B
    A(N,NI)=B

```



```

    PRINT A(N1,N)
NEXT N
NEXT N1
PRINT "CLARO RADIAL, DR = (DIAMETRO FORD-DIAMETRO ESTAB. D TUBERIA)/2"
PRINT "EN EL CASO DE MAS DE DOS PUNTOS DE CONTACTO ALTERNAR EN SIGNO"
FOR I=J TO N2
    PRINT "CLARO RADIAL EN EL PUNTO DE CONTACTO";I;"(-,+)" [pg]
    PRINT "DR (";L1(I);")="";INPUT D(I)
    PRINT
    A(I+N6,NU+1)=D(I)
NEXT I
'solucion del sistema de ecuaciones metodo Gauss-Jordan.
R=N6+NB
W=R+1
FOR J=1 TO R
    FOR I=J TO R
        IF A(I,J) = 0 THEN 116
    NEXT I
    PRINT "EL SISTEMA TIENE MUCHAS SOLUCIONES; POSIBLE ERROR EN LOS DATOS"
    GOTO 156
    116 PRINT
    FOR K=1 TO W
        X=A(J,K)
        A(J,K)=A(I,K)
        A(I,K)=X
    NEXT K
    Y=1/A(J,J)
    FOR F=1 TO W
        A(J,K)=Y+A(J,K)
    NEXT K
    FOR I=1 TO R
        IF I=J THEN 146
        Z=A(I,J)

```

```

FOR K=1 TO W
  A(I,K)=A(I,K)+Y*A(J,K)
NEXT K
146 PRINT
NEXT I
NEXT J
FOR I=J TO R
  PRINT "X";I,"=";A(I,W)
  Q(I)=A(I,W)
NEXT I
S=0
Y=0
FOR N=1 TO N6
  F1=(2*L*12*((2*N)+1)*PI)/(2*L*12)^2
  F2=-SIN(((2*N)+1)*LC*PI*(12)/(2*L*12))
  F3=(2*L*12*((2*N)+1)*PI)/(2*L*12)^2
  F4=Q(N)*F1*F2*F3
  PRINT "F=";F4
  S=S+F4
  PRINT "S=";S
  Y1=0(N)*SIN(((2*N)+1)*PI*LC*12)/(2*L*12)
  Y=Y+Y1
  PRINT "Y=";Y
NEXT N
YY=0
FOR I=1 TO N8
  FOR N=1 TO N5
    YY1=0(N)*SIN(((2*N)+1)*PI*LC*(12)/(2*L*12))
    YY=YY+YY1
    YY(I)=YY
  NEXT N
NEXT I
PRINT

```

```

FOR I=1 TO N2
  V=ABS (YY(I))
  G=D(I)
  G1=ABS(G)+.0001
  IF V > G1 THEN G88
  PRINT "Y (";L1(I);")=";YY(I)
PRINT
NEXT I
F=(G4E*11)/(L0*12)
PRINT "FUERZA LATERAL EN LA BARRENA (L6)=";F
PRINT
SS=0
FOR N=1 TO N6
  AA=COS(((2*N)+1)*PI/LX)/(2*L)
  BB=(2*L*((2*N)+1)*PI)/(2*L)^2
  CC=D*(N)+AA*BB
  DD=SS+CC
NEXT N
DD1=ATN(DD)
DD2=(DD1*180)/PI
PRINT"ANGULO INCLINADO A LA LONGITUD Y (";LX;")"; "[grados]="DD2
PRINT "Y (2) = ANGULO INCLINADO EN LA BARRENA"
156 END

```

Homenciatura.

δb = amplitud del segmento de tubo lastrabarrena [pg].

h = longitud del eje neutral al pequeño segmento de lastrabarrena [pg].

E = módulo de elasticidad (lb_f/pg^2).

F_i = fuerza en la sarta en el punto L_i (lb_f).

I = momento de inercia de la sección transversal (pg^4).

K_n = coeficiente generalizado. [pg].

L = longitud de sarta considerada [pg].

L_i = longitud de la barrena a el punto de contacto con la pared del pozo [pg].

p = peso efectivo por pulgada de tubo lastrabarrena (incluyendo el factor de flotación) (lb_f/pg).

p_1 = peso efectivo por pulgada de tubo lastrabarrena perpendicular a el eje del pozo (lb_f/pg).

p_2 = peso efectivo por pulgada de tubo lastrabarrena paralelo al eje del pozo (lb_f/pg).

Δr_i = claro radial en L_i [pg].

R = curvatura [pg].

s = longitud de la curvatura [pg].

U = energía potencial interna de la sarta de perforación (lb_f*pg).

V = energía potencial total del sistema ($lb_f \cdot m$).

W = peso sobre la barrena actuando en la dirección del eje del pozo (lb_f).

x, y = coordenadas rectangulares con el eje x coincidiendo con el eje del pozo.

α = ángulo del pozo (grados).

θ = ángulo de curvatura (grados).

λ_i = multiplicador de Lagrange (lb_f).

Q = energía potencial de fuerza externa (lb_f).

i = punto de contacto con el pozo.

j, n = coeficiente generalizado específico (adim).

IV. Analisis del comportamiento de esfuerzos en arreglos de estabilizadores para la perforación de pozos.

En esta parte se dan los resultados del comportamiento de los ensamblajes más comunes en perforación dirigida:

- * Configuración de calda.
- * Contrucción y agujero empacado.

Los siguientes parámetros se calcularon en base a la configuración del conjunto de fondo.

- * Fuerza lateral sobre la barrena.
- * Angulo inclinado: hecho por tangente a la deformación en la barrena, debido a la acción de los lastrabarrenas que deforman (pandean) la sarta.

Conjunto de fondo básico.

Los únicos elementos que pueden ser ajustados son:

- * Diámetros de lastrabarrenas (interior y exterior).

y parámetros tales como:

- * Peso unitario de la tubería.
- * Modulo de elasticidad.

Aportan una opinión generalizada de que sería inútil considerar el uso de aleaciones especiales, por ejemplo, de tungsteno o de uranio empobrecido en los lastrabarrenas para tener cambios significativos en el módulo de elasticidad y en la densidad.

Para comprobar la validez del programa, los resultados fueron comparados con los obtenidos usando el programa de elementos finitos de K. Millheim y de un programa bidimensional de Patrick Toutain.

La gráfica 4.1 muestra las variaciones en la fuerza lateral contra la inclinación del pozo para tres diámetros de lastrabarrenas en pozos de diámetro de 12 1/4"; (6 1/4 * 1 1/2", 6 * 3" y 9 * 3"); peso sobre la barrena de 40,000 libras y para inclinaciones de 15, 30 y 45 grados. Para éste y los siguientes arreglos se considero 120 pies de tubería de lastrabarrenas y lodo de perforación de 10 lb/gal de densidad.

La gráfica 4.2 muestra las variaciones en la fuerza lateral contra el peso sobre la barrena en un pozo de 12 1/4" de diámetro, para inclinaciones de 30 y 45 grados con lastrabarrenas de 6 1/4 * 2 1/2", 6 * 3" y 9 * 3".

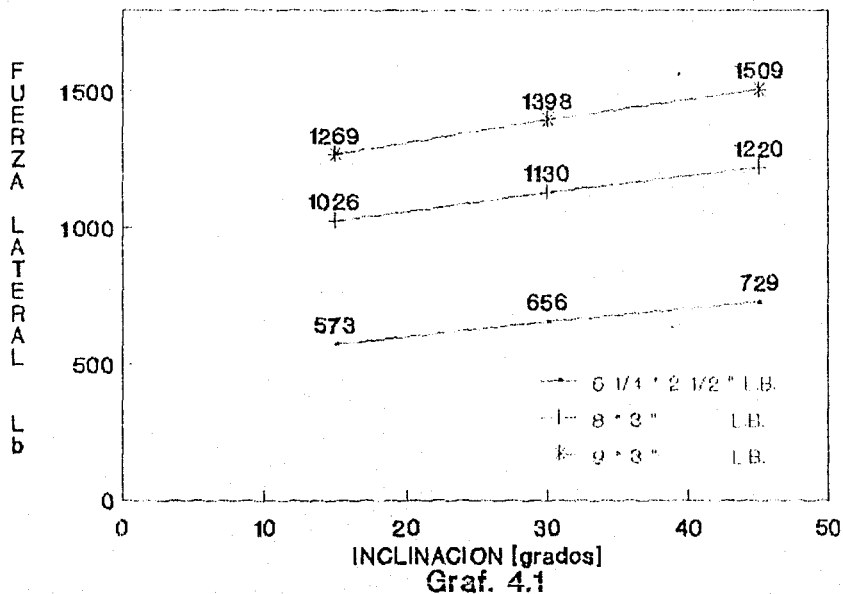
Ambas configuraciones con un estabilizador a 20' de la barrena.

Estos resultados señalan que:

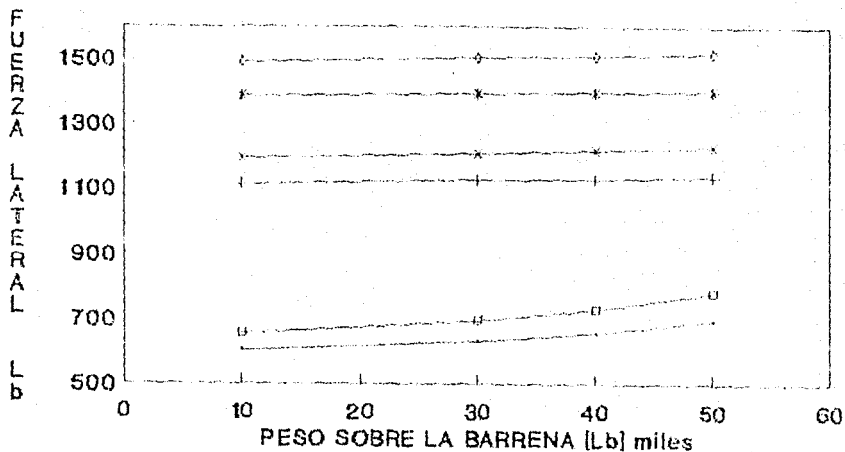
* La inclinación del pozo y por consiguiente el efecto del peso de la sarta actual de perforación es predominante sobre el efecto de compresión de los lastrabarrenas (o el peso sobre la barrena).

* El ángulo de inclinación permanece pequeño. Una variación de la inclinación de 15 a 45 grados sobre lastrabarrenas de 6 1/4 * 2 1/4" causa variaciones en el ángulo inclinado de .33 a .35 grados para un diámetro de pozo de 12 1/4".

VARIACION DE LA FUERZA LATERAL
EN DIFERENTES INCLINACIONES
EN POZOS DE 12 1/4".



EFFECTO DEL PESO SOBRE LA BARRENA
 EN POZO DE 12 1/4"
 PARA 30 Y 45 GRADOS DE INCLINACION.



--- 0.25" x 2.5" a 30° --- 8" x 8" a 30° --- 9" x 8" a 30°
 --- 0.25" x 2.5" a 45° --- 8" x 8" a 45° --- 9" x 8" a 45°

Graf. 4.2

El peso de los lastrabarrenas genera las altas fuerzas laterales, siendo esto significativamente reducido en inclinaciones bajas.

Consecuentemente se verá que el factor importante en un pozo vertical no es tan solo el peso actual de los lastrabarrenas y si lo es la estabilización de la sarta de perforación.

* Los lastrabarrenas más pesados generan fuerzas laterales más grandes, aunque esto se puede reducir al disminuir la inclinación.

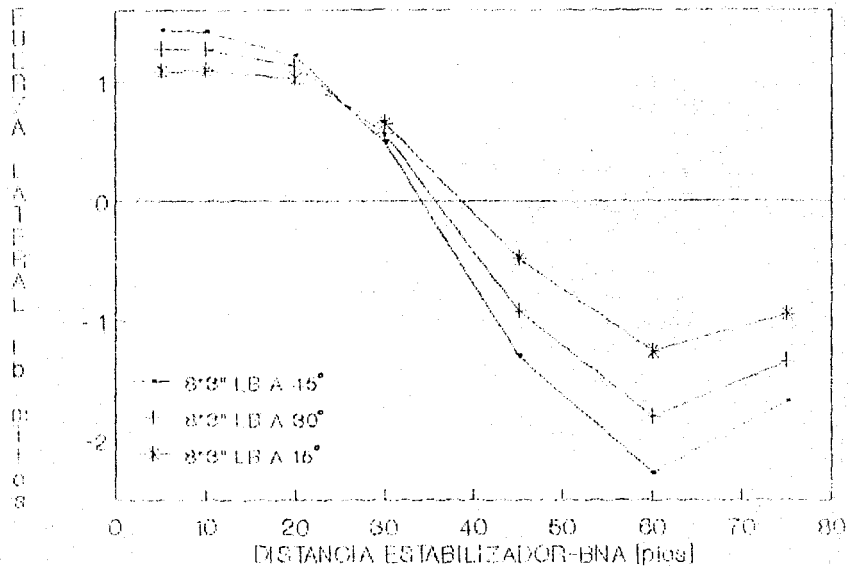
Para el análisis efectuado se consideran lastrabarrenas de $6 \times 2 \frac{1}{4}$ " , 8×3 " , $8 \times 2 \frac{1}{2}$ " , 9×3 " , en un pozos de $12 \frac{1}{4}$ " , y $17 \frac{1}{2}$ " de diámetro.

Conjunto del péndulo
con un estabilizador.

Los estudios de Lubinski y Woods a principios de la década de los 50 recomendaron la incorporación de un estabilizador en la sarta de perforación a una distancia de la barrena que permita incrementar el efecto del péndulo en un pozo con el objeto de que este se mantuviese dentro del límite señalado para considerarse como vertical.

La gráfica 4.3 muestra las variaciones en la fuerza lateral contra la distancia L entre estabilizador y barrena. Para tres diferentes inclinaciones en un pozo de diámetro de barrena de $12 \frac{1}{4}$ " con lastrabarrenas de 8×3 " y peso sobre la barrena de 40.000 libras como se muestra a continuación:

VARIACION DE LA FUERZA LATERAL PARA
 CONJUNTO PENDULAR VARIAS INCLINACIONES.
 POZO DE 12 1/4".



Graf. 4.3

- * A 45 grados de inclinación se obtuvo la máxima fuerza lateral con L=80 pies y fuerza lateral de -2273 (Lb).
- * A 30 grados de inclinación para L=80 pies se obtiene una fuerza lateral de -1799 (Lb) en vez de una fuerza lateral de -2273 (Lb).
- * A 15 grados de inclinación el máximo no se alcanza y esto es más allá de los 75 pies.
- * El ángulo inclinado varía de 1.62 grados para L=80' a .78 grados para L= 5'; a 45 grados de inclinación.

Lo anterior demuestra el incremento negativo en la fuerza lateral que tiende a causar la trayectoria de caída.

También se puede ver que cuando la distancia barrena-estabilizador disminuye, la fuerza lateral se nulifica.

Esto origina la inclinación a la cual el equilibrio prevalece.

Si esta distancia es reducida aun más allá, la fuerza lateral comienza a ser positiva, produciendo un tipo de conjunto de fondo que incrementa la inclinación del pozo.

Así el estabilizador actúa como un pivote admitiendo un contacto entre la barrena y el eje superior del pozo.

Este pivote puede resistir grandes cargas que serán siempre mayores que la fuerza lateral sobre la barrena. Haciendo hincapié en la importancia de la forma de este estabilizador.

Un ajuste de fuerza lateral produciría un levantamiento en la trayectoria del pozo, ocasionado por un cambio en la distancia del estabilizador y la barrena.

De cualquier modo las pendientes de las curvas en la gráfica 4.6 y b muestran que este ajuste es regularmente incorrecto en el momento en que el estabilizador perdiese diámetro y la solución sería modificar la función de un estabilizador y adicionar a la sarta otro estabilizador.

Conjunto de fondo con dos estabilizadores.

Incluyendo uno cerca de la barrena.

En este arreglo el primer estabilizador llega a estar cercano a la barrena puesto que está colocado inmediatamente arriba de la barrena.

Este estabilizador generalmente se conoce como un estabilizador de "pozo empacado" y actúa como pivote.

El segundo es colocado a una distancia en relación con el cercano a la barrena tal que ajuste la fuerza lateral.

La gráfica 4.7 muestra los resultados obtenidos en un pozo de 17 1/2", inclinado 15 grados y un peso sobre la barrena de 40,000 libras con lastrabarrenas de 9 x 3".

Estabilizadores de pozo empacado.

Con el uso de esta herramienta se observa lo siguiente:

- * El comportamiento se invierte en comparación a los ensamblajes con estabilizador unico, dado que el efecto del péndulo se manifiesta cuando los estabilizadores son acercados.
- * Prolongando la distancia del segundo estabilizador se incrementa la fuerza lateral para un cierto límite, definida por el contacto en la pared del lastrabarrena entre los estabilizadores.
- * La pendiente de las curvas implica un fácil ajuste a la fuerza lateral.

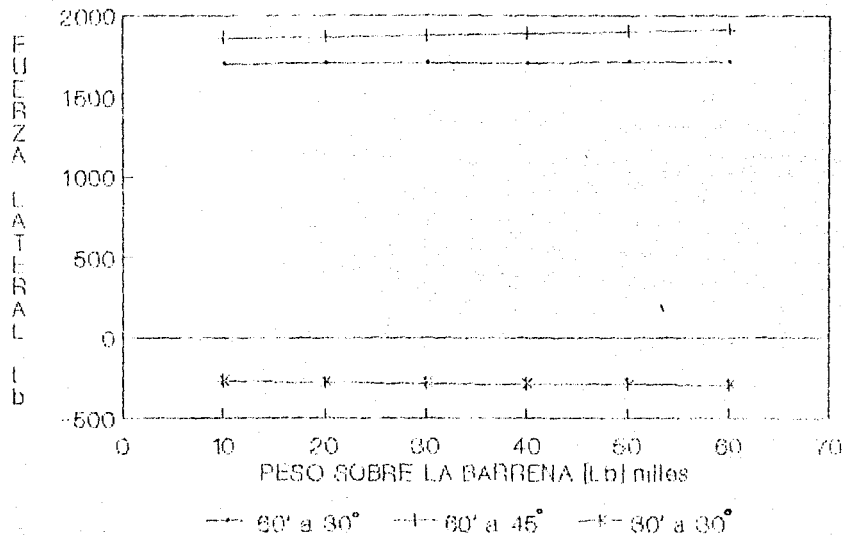
La gráfica 4.6a y b muestra que el uso del segundo estabilizador cuando este pierde diámetro tiene un pequeño efecto sobre el conjunto de fondo para levantar el ángulo con respecto a la vertical; variando según la reducción del diámetro.

Para un pozo de 12 1/4" de diámetro, lastrabarrenas de 8 x 3", peso sobre la barrena de 40,000 libras, para inclinación del pozo de 15 y 45 grados.

Observando las pendientes de las curvas, se nota que implican un ajuste de la fuerza lateral.

Mostrando el pequeño efecto de este tipo de conjunto de fondo en la fuerza lateral.

CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES A
DIFERENTES INCLINACIONES Y DISTANCIA
ENTRE ELLOS.



Graf 4.4

El conjunto de fondo de dos estabilizadores es ligeramente más sensible al aumento en la inclinación del pozo. Los resultados también muestran que el proceso de construcción podría acelerarse con un incremento de la inclinación. Aunque esta aceleración es ligeramente disminuida por el efecto de curvatura del pozo.

Como se muestra en la gráfica 4.4 la influencia del peso sobre la barrena en la inclinación es despreciable, puesto que durante la perforación este peso se mantiene constante para ciertas condiciones.

Se muestra esto para un pozo de $12 \frac{1}{4}$ " , distancia entre estabilizadores de 30 y 60', a 30 y 45 grados de inclinación, con lastrabarrenas de $8 \times 2 \frac{1}{4}$ ".

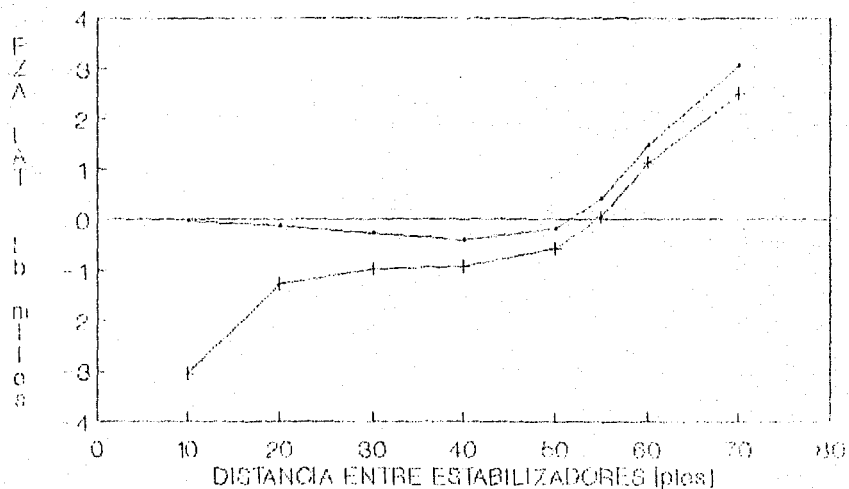
Estabilizador cercano a la barrena de menor diámetro.

Estabilizador muy cercano a la barrena, esto quiere decir que se encuentra a una distancia de la barrena de 3' y que disminuyendo el diámetro del estabilizador producirá lentamente la disminución del ángulo (caída); el conjunto de fondo es mostrado en la gráfica 4.5a y b.

Si el estabilizador superior es mantenido a una distancia conveniente, la rigidez ocasionada a este conjunto mantiene al pozo en su trayectoria, ya sea dirigido o vertical.

CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES
 UNO A 3'DE LA BNA.
 POZO DE 12 1/4".

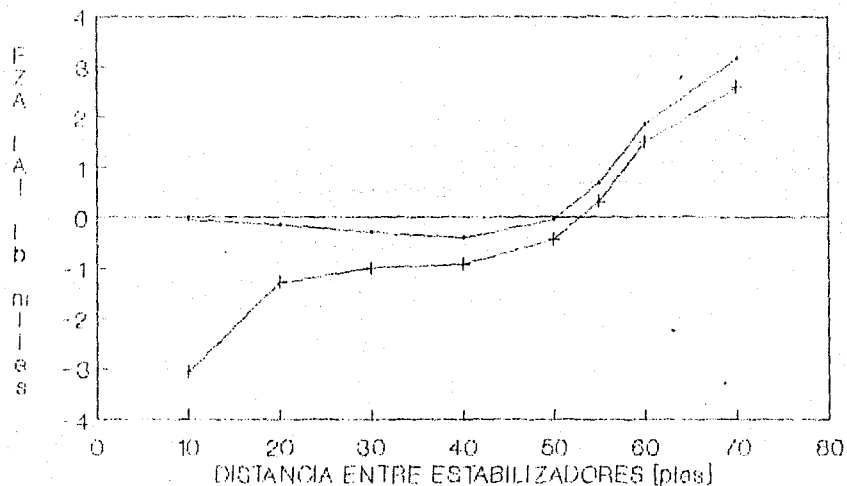
89



1er.est —•— 12 1/4" a 15° -+ 12 1/8" a 15°

Graf. 4.5a

CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES
 UNO A 3' DE LA BNA.
 POZO DE 12 1/4".



1er.est — 12 1/4" a 45° — 12 1/8" a 45°

Graf. 4.5b

Estabilizador superior de diámetro reducido.

En la gráfica 4.8a y b se muestra otro método para el ajuste de la fuerza lateral, empleando para ello estabilizadores de diámetro reducido, esto se puede hacer con el segundo estabilizador, realizándole un ajuste.

Los conjuntos de fondo de dos estabilizadores con uno muy cercano a la barrena involucra un mínimo de parámetros, que son:

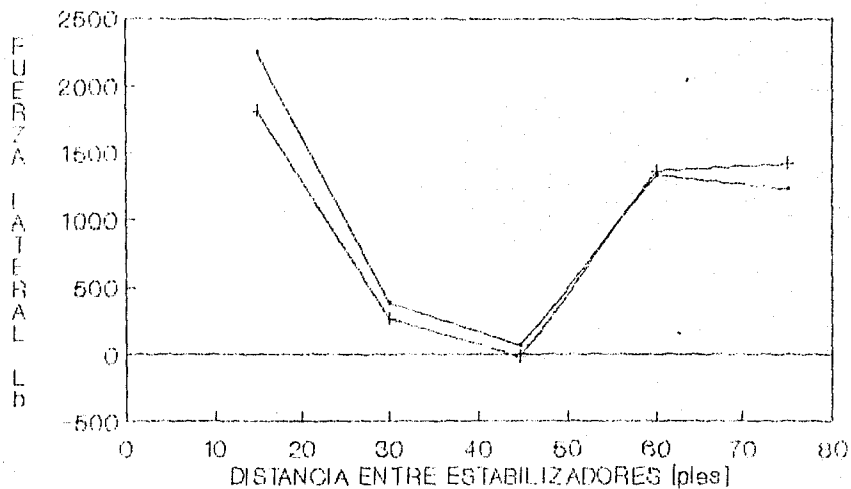
- * Distancia entre estabilizadores.
- * Diámetro del estabilizador.

Generalmente se recomienda ajustar estos parámetros al mismo tiempo. Este tipo de estabilización se recomienda para cualquier campo nuevo, en el cual el conocimiento geológico es muy pobre o cuando se está perforando direccionalmente.

El programa de cómputo es invaluable, si bien la influencia del medio afecta en los dos puntos siguientes:

- * Escarrear el pozo o erosionar las paredes debido a los estabilizadores o al fluido de perforación.
- * Influencia en la curvatura del pozo.

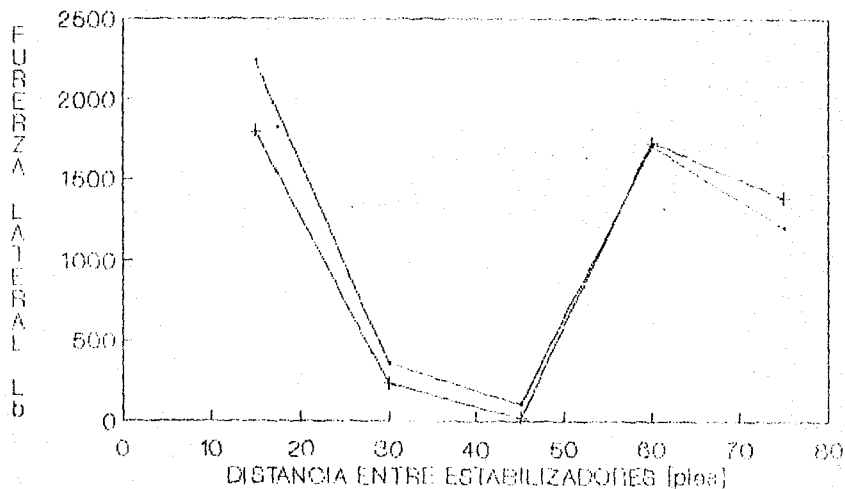
CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES
 2o. FATIGADO O NO ES DEL
 TAMA&O.



2o. est — 11 1/4" a 15° —+— 11 14/32" a 15°

Graf. 4.6a

CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES
 2o. FATIGADO O NO ES DEL
 TAMA&O.



2o.est. --- 11 1/4" a 15° -+- 11 14/32" a 45°

Graf. 4.6b

Influencia del medio.

Pozo escariado.

La gráfica 4.7 muestra los resultados de un pozo de 17 1/2", asumiendo erosión uniforme de las paredes de 1/32" y 1/16", con una inclinación de 15 grados y lastrabarrenas de 9 * 3".

En terreno suave los resultados obtenidos pueden ser sorprendentes; debidò a la erosión provocada, la disminución de la fuerza lateral en rocas suaves puede ser tan alta, que en lugar de construir el ángulo, puede originar una disminución del ángulo de inclinación del pozo en valores de 1.5 grados/100 pies a 0.5 grados/100 pies.

Por tanto, aparece la dificultad al predecir el comportamiento de un conjunto de fondo en el primer pozo dirigido en una formación dada, a menos que el esfuerzo mecánico de la formación sea estimado segun la penetración en un pozo vertical.

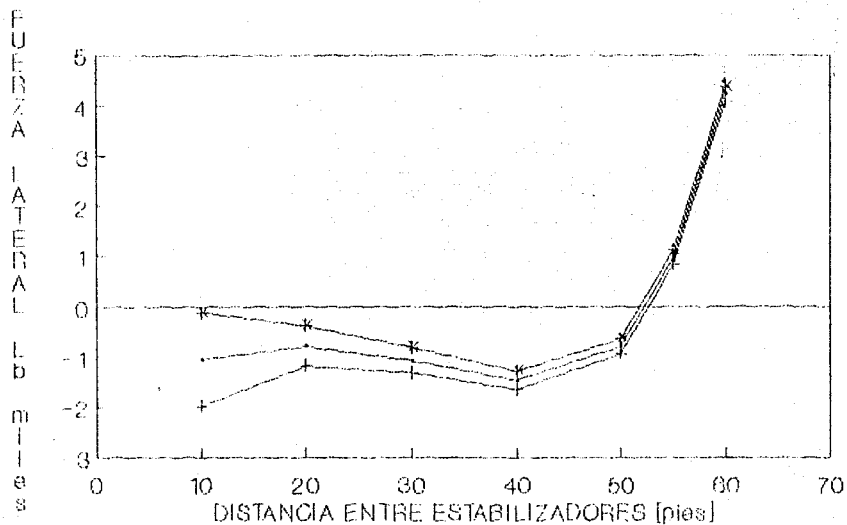
Esto también es cierto en casos de paredes erosionadas por los estabilizadores, especialmente el cercano a la barrena, el ultimo debe ser diseñado para ejercer una presión mínima sobre la pared del pozo.

Influencia de la curvatura.

La gráfica 4.8 muestra los resultados obtenidos con un conjunto de fondo pendular para curvatura constante sobre la longitud de una sarta de perforación. Para un pozo de 17 1/2", lastrabarrenas de 9 * 3" y un peso sobre la barrena de 40,000 libras.

CONJUNTO DE DOS ESTABILIZADORES CON
 EROSION DE AMBOS. POZO DE 17 1/2"
 INCLINADO 15 GRADOS.

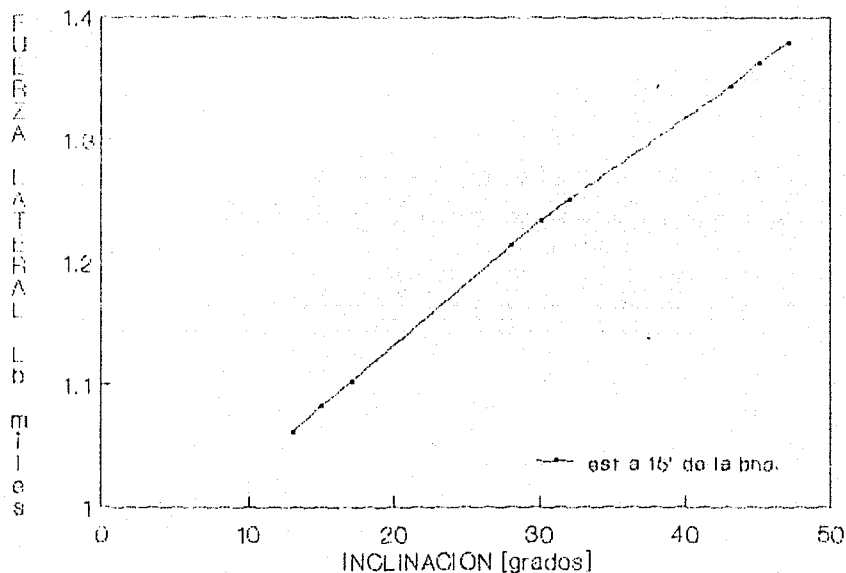
74



—•— 1/32" erosion. —+— 1/16" erosion. —x— 0" erosion.

Graf. 4.7

VARIACION DE LA FUERZA LATERAL CON
LA CURVATURA EN CONJUNTO PENDULAR.
POZO DE 17 1/2'.



75

JMS

Graf. 4.8

La gráfica 4.9 da resultados para varios conjuntos de fondo, con estabilizador cercano a la barrena.

Para pozo de 12 1/4" de diámetro, lastrabarreras de 3 x 3" y peso sobre la barrena de 45,000 libras.

Se asume que durante una operación de perforación el equilibrio se establece entre el esfuerzo mecánico de la roca y la fuerza lateral del estabilizador.

Conforme a los resultados de las gráficas 4.8 y 4.9 la estabilidad en la operación depende principalmente del estabilizador cercano a la barrena.

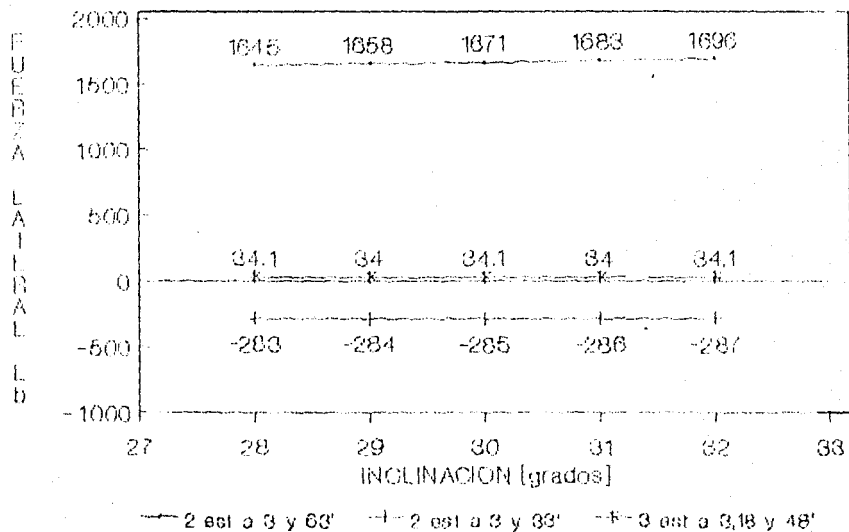
Para conjuntos de fondo sin estabilizador cercano a la barrena y con estabilizador a L mayor a 30 pies; pequeñas variaciones en la fuerza lateral inducen grandes variaciones en la curvatura, los conjuntos de fondo con un estabilizador cercano a la barrena son menos sensibles a influencias externas, como fuerzas adicionales debidas a la tendencia o a la heterogeneidad de las formaciones perforadas.

Uso de conjunto de pozo empacado.

Es imposible hacer un estudio exhaustivo de todos los tipos de conjuntos de fondo de pozo empacado usando una computadora pero es posible demostrar el efecto que está dificultando la predicción del comportamiento de un conjunto de fondo con dos, tres o cuatro estabilizadores.

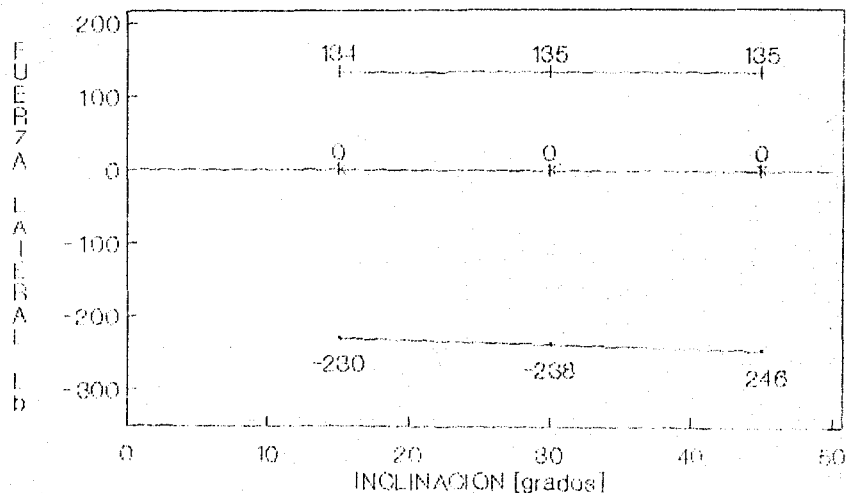
La gráfica 4.10 muestra algunos ejemplos de los resultados obtenidos en pozos de 17 1/2" de diámetro, lastrabarreras de 3 x 3" y peso sobre la barrena de 40,000 libras.

VARIACION DE LA FUERZA LATERAL CON
LA CURVATURA PARA VARIOS ARREGLOS.
POZO DE 12 1/4".



Graf. 4.9

VARIACION DE LA FUERZA LATERAL
 PARA DIFERENTES ARREGLOS.
 POZO DE 17 1/2'.



— est a 3 y 15' + est a 3, 15 y 48' * est a 3, 15, 48 y 87'

Graf. 4.10

Dos estabilizadores a 15 pies uno del otro a 3 y 18' de la barrena en un pozo con una inclinación de 45 grados da una fuerza lateral de -246 libras.

Si se agrega un tercer estabilizador separado del último 33', la fuerza lateral es de +135 libras y si un cuarto estabilizador es agregado a una distancia mayor de 30 pies (39 pies por ejemplo) dará una fuerza lateral de cero ($2.02262e-3$ libras), por lo que el interés básico en este análisis es que los puntos de control de desviación son para obtener conjuntos de fondo neutros a la inclinación, los cuales pueden perforar en un pozo vertical y también en uno inclinado. Fig. 4.11.

Se debe notar también que acorde a las nociones del punto de operación y a la velocidad de respuesta la adición de estabilizadores no debe alterar la sensibilidad del conjunto de fondo básico.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

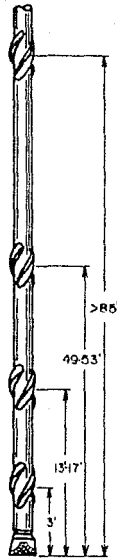


FIG.4.II LOCALIZACION DE ESTABILIZADORES CON FUERZA RESULTANTE CERO Y ANGULO INCLINADO MINIMO.

Conclusiones.

El valor del programa de computo es obvio cuando se requiere controlar el efecto de varios parametros, composicion del conjunto de fondo, características geométricas, propiedades mecánicas, peso sobre la barrena, inclinación del pozo, curvatura, densidad del lodo de perforación, etc.

Además de estos parametros que incluye el programa, el conocimiento de como afectan la perforación las características de la formación como heterogeneidad, anisotropia; la presión de poro y limpieza del fondo del pozo al perforar, condiciones hidráulicas, etc. permitira perforar en condiciones de penetración óptima reduciendo problemas durante y después de la perforación, lo que involucra una reducción de costos por intervenciones a los pozos para la corrección de dichos problemas.

El desarrollo y vida de la barrena puede ser mejorado y elevado por un mejor diseño del conjunto de fondo que proporcione una fuerza lateral sobre la barrena y un ángulo inclinado reducido al permitir que la barrena y sus cojinetes actúen de la manera para la que fueron diseñados. Si se trata de una barrena triconica, o la superficie de ataque y al mismo tiempo los diamantes, si se trata de una barrena de diamantes; para que las cargas soportadas sean distribuidas de manera uniforme.

Así como el uso de un estabilizador cercano a la barrena mejora el rendimiento de la barrena; al actuar como pivote soportando parcialmente las cargas sobre la misma, evitándole desgaste y producir agujeros de diámetro uniforme, minimizando el cambio de ángulo del pozo al cruzar la barrena en formaciones estratificadas.

La teoría y análisis presentados pueden ser mejorados y enriquecidos por consideraciones de tipo práctico y experimental; para ahondar en el conocimiento del comportamiento de los conjuntos de fondo.

Se han analizado los beneficios de las diferentes configuraciones de los conjuntos de fondo y la localización de los puntos de contacto para obtener la suficiente estabilización y el efecto deseado para una determinada condición de operación; así como se descarta la posibilidad de empleo de otros parámetros como por ejemplo el uso de aleaciones especiales en los tubos lastrabarrenas y el número de estabilizadores en la configuración del conjunto de fondo; siendo solamente justificable la colocación de uno o dos más, al conjunto de fondo neutral; o sea el que proporciona una fuerza lateral de cero; en el caso de riesgo de una pegadura por presión diferencial.

Se ha visto como parámetros como la inclinación y peso del conjunto de fondo debido a un mayor o menor diámetro exterior e interior son más trascendentes que el peso sobre la barrena cuando existe la suficiente estabilización y como esto es acentuado por la inclinación del pozo debido a los efectos gravitacionales, reduciéndose los mismos al decrecer la inclinación.

El conjunto de fondo definido como "óptimo", de acuerdo a la localización de estabilizadores desarrollará simultáneamente:

- 1) una fuerza lateral de cero en la barrena.
- 2) el mínimo ángulo inclinado en la barrena.
- 3) el mínimo requerimiento de herramientas estabilizadoras y
- 4) la mínima deflexión en los tubos lastrabarrenas.

Bibliografia.

Analyzing drill string behavior.

Part 1.2.3.

Patrick Toutain.

World Oil.

June 1981.

A structural computer analysis on
directional drilling assemblies.

R.W. Dauteuil.

Journal of the Institute of Petroleum.

May 1973.

Three dimensional force and deflection analysis
of variable cross section drill string.

B.H. Walker & M.B. Friedman.

Journal of pressure vessel technology.

May 1977.

Downhole assembly design increases rop. cuts costs.

Bruce H. Walker.

World Oil.

June 1977.

Bottom-hole assembly analysis using the finite
element method.

Keith Millheim.

Journal of petroleum technology.

February 1978.

Operators have much to learn about directional drilling.

Keith Millheim.

The oil and gas journal.

November 1978-february 1979.

Analysis of drill strings in curved bore holes.

Fisher J.F. SPE preprint No.5071.

1974

Manual de perforación Drilco.

Drilco Houston Tx. EUA.

1981.

Factors affecting the control of borehole angle in straight and directional wells.

Bradley W.B. SPE preprint No.5070 1974.

Analysis of constrained directional drilling assemblies. Ph.D. dissertation Micholson P.

Univ. of Tulsa 1972.

Developments in petroleum engineering.

Volume one gulf publishing company, Houston Tx.

Lubinski A. and Misha S.

1987.

Drilling practices manual.

Moore L.P.

Tulsa Ok. 1966.

Mecanica de materiales III.

Apuntes.

Fac. Ing. UNAM.

Manuel Diaz Canales.

1987.

Introduction to mechanics of solids.

Popov Egor Paul.

Prentice Hall.

1968.

Mecánica de materiales.

Ferdinand P. Beer y E. Russell Johnston Jr.

Ed. Mc. Graw Hill.

1981.

Cálculo vectorial.

Marsden Tromba.

Fondo Educativo Interamericano.

1981.

Calculo diferencial e integral.

William Anthony Granville.

Limusa.

1982.