



11474

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
Facultad de Ingeniería

8
24

PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES

CESAR SILVA SANCHEZ

T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA

FACULTAD DE INGENIERIA

DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(PETROLERA)

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CIUDAD UNIVERSITARIA (FEB. 1991)



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.

PERFORACION DE POZOS HORIZONTALES

INTRODUCCION	1
I.- IMPORTANCIA Y APLICACIONES ESPECIFICAS DE LOS POZOS HORIZONTALES	4
1.1.- Importancia	4
1.2.- Aplicaciones	5
II.- CRITERIOS PARA DETERMINAR LA APLICACION DE LOS METODOS DE PERFORACION HORIZONTAL	11
2.1.- Radio largo	12
2.2.- Radio medio	14
2.3.- Radio corto	18
2.4.- Radio ultracorto	22
III.- ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL APAREJO DE FONDO Y DE LAS SARTAS EN LA PERFORACION HORIZONTAL	24
3.1.- Planeación y control	24
3.2.- Aparejos de perforación	51
3.3.- Torque y arrastre	55
3.4.- Fatiga	63

IV.-	FLUIDOS DE PERFORACION E HIDRAULICA EN POZOS	
	HORIZONTALES70
4.1.-	Fluidos de perforación	70
4.2.-	Presiones de diseño	79
4.3.-	Diseño del flujo de fluidos	81
4.4.-	Diseño del diámetro hidráulico	82
V.-	HERRAMIENTAS PARA POZOS DE ALTO ANGULO DE DESVIACION84
VI.-	METODOS DE CALCULO DE LA TRAYECTORIA DE POZOS	
	HORIZONTALES98
6.1.-	Determinación de la trayectoria	98
6.2.-	Comportamiento de la trayectoria	109
	APENDICES113
	BIBLIOGRAFIA122

INTRODUCCION

Actualmente los hidrocarburos proporcionan la mayor parte de la energía comercial y hasta el momento no se ha presentado otra opción capaz que sustente el desarrollo económico mundial. Además, no se encuentran nuevos planteamientos para modificar la estructura de la oferta energética; por lo que es predecible que en el futuro los hidrocarburos continuarán siendo la principal fuente de energía.

Ante este panorama se hace inminente mejorar el control de las actividades de explotación y de producción, así como reforzar los recursos dedicados a la investigación y al desarrollo tecnológico en esta rama.

El presente trabajo, pretende mostrar la aplicabilidad de la técnica de PERFORACION HORIZONTAL que se utilizó en los años 50 y que últimamente ha presentado una amplia demanda, al ser económicamente rentable, siendo esta técnica una alternativa que puede ser empleada en la perforación de algunos yacimientos en nuestro país para incrementar los ritmos de producción y de explotación.

En México en 1989, la oferta interna bruta sumó 1315.6 billones de kcal., mientras que el consumo nacional llegó a 1334.2 billones de kcal., lo que origino un déficit de 18.9 billones de kcal., que fueron requeridas del mercado exterior como energía secundaria, situación que se presentó por primera vez en los últimos diez años, y de este total el consumo del sector energético significó el 31.2% y el 68.8% al resto de la

economía. Del 68.8%, corresponde el 32.4% al transporte, el 20.2% al residencial, comercial y público, el 2.6% al agropecuario, el 31.8% al industrial y el 13.0% restante pertenece al consumo final no energético (Figura 1) (15).

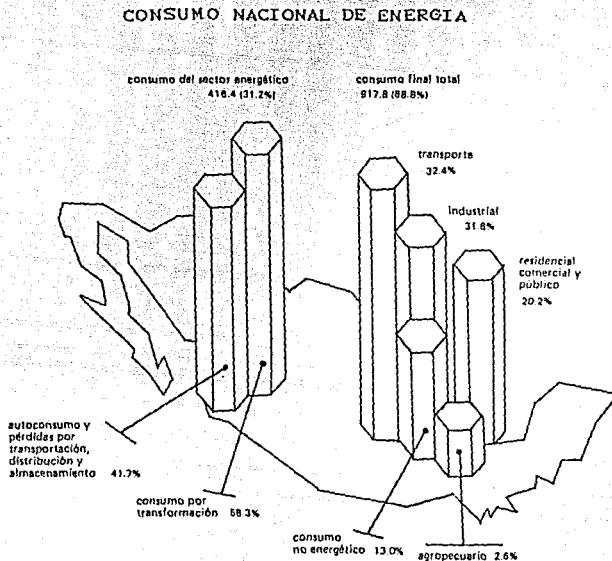


FIGURA 1

Los energéticos que pueden sustituir a los hidrocarburos son: la nuclear, la cual no es mayor del 4.5% de la producción mundial (que se encuentra concentrada en los países industrializados que abrigan el 95.0% de la capacidad instalada, la cual no se ha desarrollado como se esperaba), la

solar, la eólica y la geotérmica entre otras, que no intervienen en el balance energético mundial (29).

Con lo que respecta a las predicciones de energía en el mundo, se señaló que en los países del Norte y del Este, aumentarán en una proporción del 12.0% en 15 años, manteniéndose dentro de una hipótesis media de crecimiento económico, pues en una hipótesis baja, se piensa que el consumo se estancará, llegando incluso a una ligera regresión. En contraste, el consumo deberá crecer más rápidamente en los países en vía de desarrollo de tal forma que su peso en la demanda mundial tendrá que aumentar sensiblemente debido a:

- El crecimiento demográfico.
- Y al crecimiento económico.

Todo lo anterior muestra la importancia que tienen los hidrocarburos a nivel nacional y mundial, y la importancia de contribuir con el estudio de la técnica de PERFORACION HORIZONTAL, como una alternativa de solución a la necesidad de incrementar los ritmos de producción y explotación en nuestro país.

CAPITULO I

IMPORTANCIA Y APLICACIONES ESPECIFICAS DE LOS POZOS HORIZONTALES

A pesar de las malas condiciones económicas prevalecientes a nivel mundial la aplicación de la tecnología de pozos horizontales ha cobrado gran importancia en los últimos años. En este capítulo se presentarán las posibles alternativas para el empleo de esta técnica.

1.- IMPORTANCIA

Se define a un pozo horizontal como aquel en que la última etapa del pozo que se perfora es horizontal o paralela al yacimiento (pozos de gran desviación).

El objetivo de la perforación horizontal, es mejorar la productividad y la recuperación, siendo la productividad de un pozo directamente proporcional a la conductividad (kh). En un pozo horizontal, la altura h corresponde a la longitud horizontal del pozo abierto al flujo, que será mayor que para un pozo vertical, lo que ocasionará un incremento substancial en la producción aún sin alterar la permeabilidad.

La aplicación de esta técnica de perforación es cada vez más común en las regiones productoras de diversas partes del mundo, debido a ⁽²⁴⁾:

1.- Los pozos horizontales han demostrado su capacidad para incrementar los ritmos de producción en campos existentes, en donde los pozos verticales son de bajo índice de productividad (tanto que se puede considerar como un medio de recuperación secundaria).

2.- Los pozos horizontales incrementan drásticamente el área de drene y su eficiencia por gravedad aumenta.

3.- La tecnología de pozos horizontales permite desarrollar muchos campos costa afuera con pocos pozos, y por ende con plataformas mas pequeñas y económicas que las convencionales.

4.- Esta técnica es aplicable en formaciones de areniscas y de calizas.

5.- Las dificultades técnicas para perforar, terminar y producir que habían obstaculizado la popularidad de esta técnica han sido resueltas por los recientes adelantos tecnológicos y la reducción de los costos.

2.- APLICACIONES

A continuación se precisan las características de los yacimientos y las condiciones necesarias donde es factible la aplicación de esta técnica ⁽¹²⁾.

En general esta técnica se puede emplear cuando se tienen las siguientes características:

- Yacimientos con problemas de conificación en los que el intervalo productor de aceite es muy estrecho, limitado por un casquete de gas o por un acuífero. (Fig. 2)

- Yacimientos con empuje hidráulico o por expansión del casquete de gas, en la que los pozos horizontales dan un drene más eficiente por gravedad y una área de drene mas extensa.

- Yacimientos fracturados verticalmente en los cuales las

fracturas son escasas e irregularmente distribuidas. (fig. 3)

- Yacimientos de poco espesor en los que se requiere un gran número de pozos verticales para explotarlo. Si hay un acuífero asociado con un casquete de gas la situación es aún más favorable. (Fig. 4)

- En yacimientos estratificados. (Fig. 5)

- En proyectos de recuperación secundaria o terciaria, ya que se puede incrementar el índice de inyectabilidad y mejorar el barrido, sobre todo en yacimientos de baja permeabilidad y muy compactos. (Fig. 6)

- Evaluación de nuevos yacimientos en la que los pozos horizontales permitirán estudiar la evolución de las fases geológicas proporcionando información valiosa para el desarrollo del campo. (Fig. 7)

- Formaciones estrechas donde es posible hacer fracturas múltiples (4 ó más por pozo) a lo largo de una sección horizontal del pozo.

- Pozos costa afuera.

- En yacimientos donde la permeabilidad vertical es mayor que la horizontal.

APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

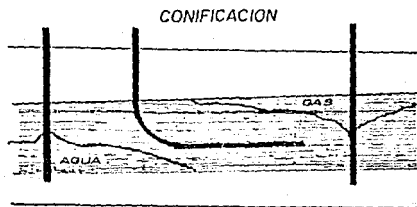


FIGURA 2

APLICACIONES DE POZOS HORIZONTALES

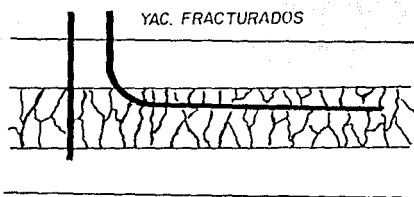


FIGURA 3

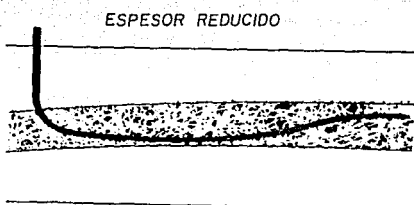


FIGURA 4



FIGURA 5

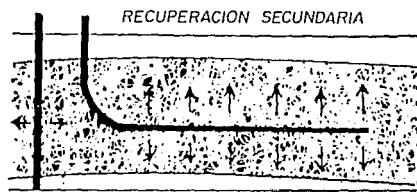


FIGURA 6

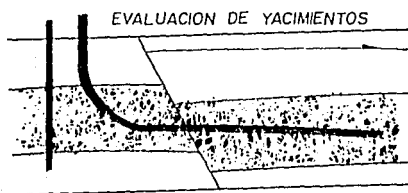


FIGURA 7

Cabe señalar que la gran mayoría de pozos horizontales se han perforado para pozos de aceite y muy pocos de ellos son para gas. La razón es más de tipo económico que técnico, de

hecho la recuperación es mejor para gas que para aceite, debido al bajo gasto por pie abierto de formación y la turbulencia que es típica en la producción de gases es prácticamente nula.

A continuación se presentan algunas zonas probables para el empleo de la perforación horizontal en México.

A la fecha el 66.28% de las reservas probadas y el 92.95% de la producción de hidrocarburos proviene de la Zonas Marina y Sureste, de rocas del cretácico y jurásico tardío. Estas rocas son de naturaleza calcárea del tipo dolomías, calcarenitas y micritas todas ellas con fracturamiento intenso y con tamaño del bloque relativamente pequeño. En la zona Marina los espesores varían entre 3,000 y 1,200 metros. En principio estas características geológicas y litológicas hacen a estas zonas candidatos poco probable para su explotación a través de pozos horizontales. Sin embargo, esta técnica ha impulsado la explotación de yacimientos costa afuera debido a la imperativa necesidad de perforar pozos cada vez más inclinados con el objeto de alcanzar zonas cada vez más alejadas desde un mismo punto (1).

Por lo que se refiere a la zona Sur, existen cuerpos productores que están constituidos por areniscas con intercalaciones de lutitas del mioceno inferior y plioceno, con almacenamiento de gas y aceite. Los espesores de estos yacimientos varían de 10 a 50 metros predominando los de 4 a 8 metros. Las reservas que se estiman de 1,039 millones de barriles en diversos campos podrían ser recuperados en forma acelerada a través del empleo de la perforación horizontal.

En la zona Norte, se tienen lutitas y areniscas del terciario y calcarenitas del jurásico. Estos yacimientos son

estratificados con espesores que varían de 15 a 20 metros, por lo que resultan candidatos probables para incrementar la productividad y recuperación a través de la perforación horizontal (reserva de 2,225 millones de barriles).

En el D.F.N.E. la producción proviene de las formaciones oligoceno, eoceno y paleoceno del terciario así como de rocas fracturadas del cretácico y jurásico del mesozóico. Los pozos del oligoceno producen en anticlinales de buzamiento suave asociados con buena permeabilidad y en trampas estructurales y/o estratigráficas de baja permeabilidad que requieren de estimulación con hidrofracturas. La producción del Eoceno proviene de yacimientos con baja permeabilidad, lo cual trae como consecuencia una rápida declinación en la producción y la necesidad de fracturamiento hidráulico. Los depósitos del paleoceno son yacimientos limitados con bajas permeabilidades. Por lo que respecta a la producción del mesozóico, proviene de fracturas naturales localizadas en las crestas estructurales sin aportación comercial debido a la naturaleza compacta de la matriz '90'.

En forma general, la mayor parte de la producción de este distrito procede de formaciones de baja permeabilidad, de las cuales se ha tenido factores de recuperación del orden de 30% del volumen total. Esta recuperación se debe a la baja permeabilidad combinada con el distante espaciamiento entre pozos.

En el Paleocanal de Chicontepec, se tienen 17,560 millones de barriles almacenados, de los cuales solo se han podido extraer el 0.42% desde su descubrimiento (1952), debido a su extrema baja productividad. Las rocas productoras son de

carácter terrígeno y las areniscas contienen una arcillosidad hasta del 40%. Estos desarrollos arenosos corresponden al terciario son de carácter lenticular discontinuo con espesores que van desde 0.1 a 15 metros, con espesores netos del orden de 1,000 metros. La baja productividad de esta zona se debe fundamentalmente a los daños a la permeabilidad de la formación que se produce por la alteración de las arcillas (hinchamiento de las lutitas) al contacto con fluidos acuosos, así como por el probable colapso de la matriz porosa en los alrededores del pozo productor. Sin embargo, aunque esta zona tiene condiciones favorables para su explotación con pozos horizontales, es probable que se tengan problemas con la producción y esta se vuelva nula.

Dado que esta tecnología es reciente, requiere de estudios y simulaciones en gran detalle, tanto para efectos de producción de campo como para el desarrollo y control de este tipo de proyectos.

CAPITULO II

CRITERIOS PARA DETERMINAR LA APLICACION DEL METODO DE PERFORACION HORIZONTAL

La perforación horizontal se ha desarrollado dentro de una forma práctica de costo-eficiencia y en este capítulo se señalarán las bases de comparación para determinar cuando puede emplearse esta técnica en función de los sistemas que actualmente están disponibles.

Desde años atrás se ha logrado un avance en la perforación horizontal a través de la investigación a escala mundial. Al inicio de los años 50's, algunos grupos estuvieron experimentando con este concepto. Así los primeros esfuerzos se concentraron en dos métodos para cambiar las paredes del agujero de un plano vertical a uno horizontal. En Rusia se tuvo éxito al emplear el método para perforar curvaturas que ahora conocemos como RADIO LARGO, mientras que al mismo tiempo en América se desarrolló el método de RADIO DE CURVATURA CORTA.

La investigación en los últimos años ha permitido crear una técnica para llenar la diferencia que existía entre estos métodos. Esta técnica fue la base para sistemas de perforación de RADIO MEDIO.

Actualmente los sistemas disponibles son:

RADIO LARGO

RADIO MEDIO

RADIO CORTO

RADIO ULTRA-CORTO

A continuación se describen las bases para la selección del método idóneo que se deberá llevar a cabo dependiendo de las condiciones prevalecientes.

METODO DE RADIO LARGO ⁽¹⁵⁾

En general, los radios largos pueden ser definidos como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de 1 a 6°/100 pies.

El método de radio largo ofrece limitados usos para su desarrollo, ya que a pesar de que numerosos agujeros de radio largo han sido perforados con el propósito de investigar y determinar la extensión del yacimiento, esta técnica es más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas y/o abruptas, así como inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades, además donde se tengan problemas con conificaciones de agua, bajas permeabilidades y desarrollos de gas entre otros.

Estos pozos son perforados con equipos de perforación y aparejos de fondo convencionales, además tiene la flexibilidad de perforar con amplios rangos de tamaños de agujeros y de herramientas.

Los métodos para perforar radios largos son mas flexibles que los otros sistemas, debido a que se requiere poca preparación del pozo. Por el contrario, la perforación con radios medios y cortos debe desarrollarse después de que el pozo vertical es llevado a cabo.

En la técnica de radio largo el punto de separación o de inicio de la desviación (KOP) se encuentra cerca de la

superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta y como la longitud de la sección de construcción es grande, se incrementa la cantidad de formación ha perforar y por lo tanto se requieren varios tamaños de agujeros y de TR's que deben resistir los esfuerzos debido a la curvatura antes de que el pozo alcance la horizontal. Tiene la ventaja de propiciar leves patas de perro.

Además, como la separación del punto de inicio de la desviación (KOP) al objetivo es grande, puede reducirse la longitud de sección horizontal a perforarse, debido al torque y arrastre de la tubería. Se ha sugerido que el 50% de la reducción en el peso de la sarta lateral sin reducción en los esfuerzos axiales o torsionales, resultaría en igual o mayor porcentaje de la longitud horizontal. Aunque con esta técnica se obtienen las mayores longitudes horizontales.

El control de la dirección en pozos de radio largo se puede llevar a cabo por medio de herramientas de medición magnéticas o giroscópicas y de medición mientras se perfora (MWD). Las herramientas de orientación giroscópica generalmente se limitan a la obtención de datos de la sección horizontal del pozo ⁽⁴¹⁾.

Otra de las ventajas de este método es que se pueden llevar a cabo terminaciones con grandes extensiones de tuberías cortas ranuradas, con empacador, con tuberías cortas preempacadas, entubada y cementada o bien en agujero abierto y terminaciones selectivas. También se puede registrar fácilmente en agujero abierto con la técnica de transportación con tubería de perforación y los registros de producción con tubería flexible equipada con un cable conductor ⁽⁴⁷⁾.

Con este método se puede emplear todas las técnicas de

producción artificial.

Una de las grandes desventajas de este sistema, es que debido a la gran longitud de la sección de curvatura (desde el punto de inicio de la desviación al objetivo) se tiene que atravesar gran cantidad de formación sin aislarla, pudiendo ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

RADIO MEDIO ⁽¹⁵⁾

La perforación de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería lo permita, dadas las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de pandeo y torsión en la sarta de perforación. Esto equivale a una máxima de pata de perro de 20°/100 pies cuando se perfora con rotaria, y arriba de 30°/100 pies de un modo orientado. La tolerancia de las herramientas en las tuberías de revestimiento también afectan estos límites.

Ambas secciones, de curvatura y horizontal son generalmente perforadas con herramientas modificadas, las cuales están configuradas para emplearse con aparejos de campo estándar, creando un paquete que puede ser empleado en equipos convencionales con modificaciones mínimas, por ejemplo, una unión giratoria de poder.

La naturaleza del yacimiento tiene gran efecto sobre la adecuabilidad de este método, pero mucho menos que con el de radio largo. Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados (aunque las pérdidas de circulación pueden complicar las operaciones de perforación), en problemas de conificación de agua y gas, en yacimientos fracturados verticalmente, de baja permeabilidad, en yacimientos de poca energía y en formaciones de poco espesor.

Las formaciones inestables o problemáticas ocasionan impredecibles variaciones en el índice de curvatura y en la veracidad del objetivo, esta situación es uno de los factores que más influyen en determinar cual técnica debe de emplearse.

La reducida profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio es una de las más fuertes ventajas del sistema. Con este método, muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas en la sección vertical y ser revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura y empezar la horizontal. La longitud más corta del agujero curvo puede salvar tiempo y problemas potenciales. Esto también incrementa la profundidad total alcanzada antes de que los altos costos de la sección curva del agujero sean gastados. (Fig. 8).

PERFORACION EN FORMACIONES INESTABLES

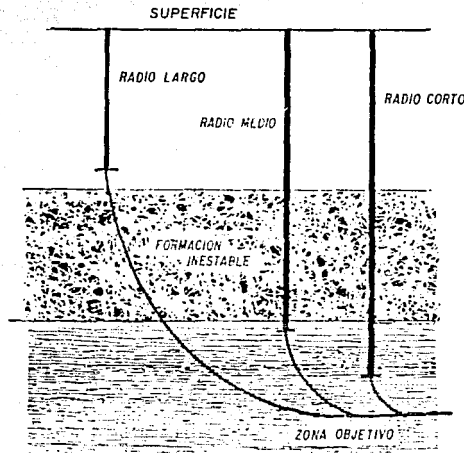


FIGURA 8

El perfil de un pozo de radio medio indica que se requiere menos longitud a perforar y mucho menos desplazamiento horizontal para alcanzar el objetivo, además de tener menos agujero descubierto en comparación con los pozos de radio largo. Una curva típica de radio medio requiere menos de 500 pies de separación, mientras que una curva de radio largo requiere alrededor de 1,400 pies ⁽⁴⁾. (Fig. 9)

SECCION DE CURVATURA

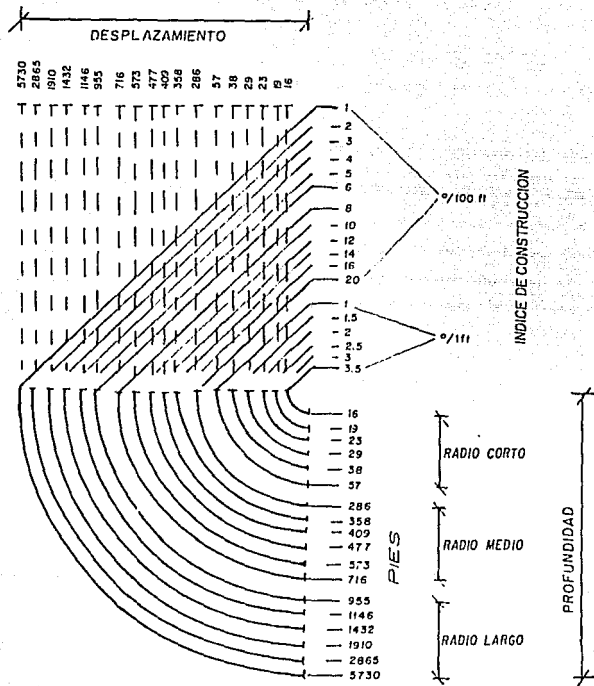


FIGURA 9

Debido a la corta longitud de construcción se reduce el torque y arrastre, además son más consistentes sus ritmos de construcción, aunque se tienen patas de perro más severas que los de radio largo.

Además como el punto de inicio de la desviación (KOP) está más cerca del objetivo, en la mayoría de los casos reducirá la inexactitud en la profundidad del objetivo. Para asegurar se incluye una sección de ajuste en el plan del pozo de radio medio, referida como una tangente, que generalmente se coloca de 45 a 75° de inclinación después de que 70 a 85% de la profundidad del objetivo se ha alcanzado. Esto facilita cualquier cambio en la profundidad planeada del objetivo debido a la formación, yacimiento o cualquier otro factor.

Los agujeros de radio medio pueden ser perforados en pozos nuevos o existentes. En pozos nuevos, el procedimiento es similar a los pozos de radio largo. En pozos existentes, se requiere de varias etapas de preparación y caen en dos grandes categorías: a) una con TR colocada arriba de donde se planea el punto de inicio de la desviación, con terminación en agujero descubierto, b) en pozos con TR en el punto de inicio de la desviación.

Las mediciones para determinar la trayectoria del pozo se pueden llevar a cabo con las mismas técnicas que para radio largo.

Otras de las ventajas de este método es que se pueden llevar a cabo las mismas terminaciones que las de radio largo y también puede ser registrado '11'.

Así mismo, como se dispone de herramienta para una gran variedad de tamaños de agujeros y se puede instalar la mayoría

de los sistemas de producción artificial.

Mientras que estos altos costos son inaceptables para un pozo de radio largo, el corto tiempo requerido para completar el mismo proyecto usando tecnología de radio medio compensan los altos costos del sistema. En general los sistemas de radio medio ofrecen numerosas ventajas sobre la perforación de radios largos con ningún o pequeños costos adicionales.

Combinando aparejos, el incremento de costo de un sistema de perforación de radio medio podría ser minimizado, ya que a diferencia de los pozos de radio largo que requieren de una o dos herramientas especiales, con el de radio medio se requiere de más de cinco en un proyecto simple.

Las desventajas de la perforación de radio medio son relativamente pocas. En altos ritmos de inclinación, los momentos de pandeo a través de las juntas de las herramientas, los esfuerzos en el cuerpo del tubo y la fuerza lateral de la barrena causada por la gran curvatura en agujeros de radio medio puede causar grandes diámetros y posibles desviaciones de la barrena.

Otra desventaja que se tiene con este método es la limitación de la sección horizontal.

RADIO CORTO ⁽¹⁵⁾

La perforación horizontal de radio corto ha sido practicada tanto como la perforación de radio largo. Por definición, abarca un amplio rango de índices de construcción fuera de los otros sistemas, empleando herramientas articuladas o flexibles para perforar patas de perro del rango de 60 a 120°/100 pies .

Esta técnica es empleada en yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminado con

menos desplazamiento del requerido por 45° de un pozo de radio largo . También se aplica para yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares. (Fig. 10)

YACIMIENTOS RESTRINGIDOS

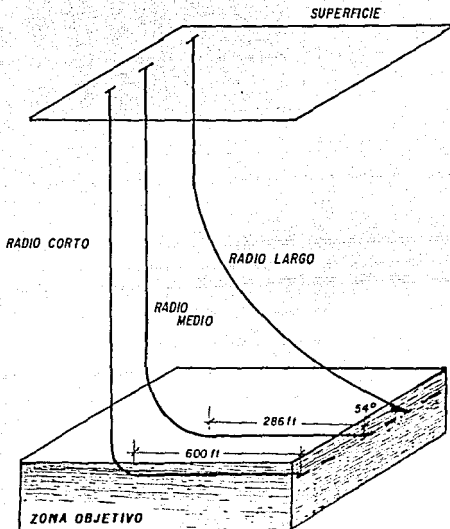


FIGURA 10

Los pozos de radio corto pueden ser perforados en agujeros nuevos o en existentes . Las herramientas de menor tamaño para radio corto trabajan en agujeros entubados de 5 1/2", mientras que las más grandes trabajan en TR's de 7" o mayores. Además con esta técnica se tiene la ventaja de que se pueden perforar varias secciones horizontales en un mismo pozo, cambiando la orientación de la herramienta.

El poco desplazamiento y la limitada profundidad requerida para pozos de radio corto lo hacen más apropiado en formaciones con cimas problemáticas causadas por la litología o yacimiento.

Así, en un pozo de radio corto la zona de problemas puede ser entubada antes de que el agujero crítico se inicie a perforar.

En yacimientos de gas, el acercamiento del radio corto reduce el riesgo de proyectar el casquete de fondo, ya que se puede perforar verticalmente a través del casquete de gas, y cementar una TR antes de perforar la zona del objetivo '4'.

Como regla de dedo, a mayor curvatura del agujero mayor control y predicción del radio tiene que llevarse. Pero tiene la ventaja de que requiere menos mediciones para alcanzar la horizontal.

El sistema usado para perforar la mayoría de los recientes pozos de radio corto emplea herramientas de deflexión controlada con ángulos de construcción predecibles, de disparos simples, de disparos múltiples y orientación giroscópica en el punto de inicio de la desviación.

La limitada profundidad vertical (TVD) requerida para la curva de radio corto permite que equipos de bombeo sean colocados en la parte inferior de un agujero vertical cercano a la zona de producción, sin pandeo o deterioro de las varillas de bombeo. Esta técnica se emplea en yacimientos con presiones tan bajas como 18 psi las cuales pueden llevar los fluidos producidos arriba del punto de inicio de la desviación en agujeros de radio corto, contrapuesto a las 130 psi de energía requeridos en yacimientos con radio medio. (fig. 11)

METODO DE PRODUCCION EN RADIO CORTO

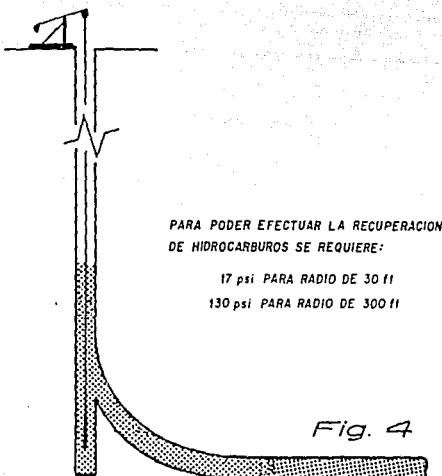


FIGURA 11

La perforación de radio corto tiene algunas desventajas. Las herramientas son menos vigorosas que las de otros sistemas, y no están completamente estandarizadas por el API. El manejo de estas herramientas puede ser lenta y difícil con equipos de perforación. Pero en contra parte, con esta técnica se pueden emplear equipos de terminación.

Comúnmente, las herramientas de radio corto son operadas con la aplicación de torque desde la superficie lo cual limita el torque total y caballaje disponible en la cara de la barrena.

Con esta tecnología el tamaño del agujero es la mayor limitación del sistema.

RADIOS ULTRA-CORTOS ⁽¹⁵⁾

El método más nuevo de perforación horizontal es el sistema de radio ultra-corto, este método utiliza fluido a alta presión para perforar la sección horizontal, con un radio que puede cambiar de pulgadas a pies.

En términos limitados, puede ser definido como un sistema que virtualmente no tiene sección de curvatura, con una sección horizontal. Este sistema emplea equipo especializado y la preparación del pozo que se requiere depende de la configuración (agujero abierto ó entubado).

Este sistema se emplea para formaciones suaves con fácil penetración, tales como arenas, y es factible para proyectos de soluciones minerales y limpieza de acuíferos. La estabilidad e integridad del agujero son las principales preocupaciones de éste método.

El tamaño del agujero, varía de 2 a 6 pulgadas, y es función de la formación, de las cabezas de inyección empleadas y del fluido bombeado, mientras que la longitud horizontal se limita a unas decenas de metros.

Este sistema usa herramientas y procedimientos no comunes en los otros métodos de perforación ya que el caballaje hidráulico suministra la energía para perforar en vez de caballos de fuerza en la cara de la barrena.

Con lo anterior se puede tener un criterio para la determinación del método de perforación a emplear; en la siguiente tabla se da una síntesis de lo anteriormente expuesto.

CRITERIOS DE SELECCION

APLICACIONES	LARGO	MEDIO	CORTO
CONIFICACION DE AGUA	X	X	-
YAC. NAT. FRACTURADOS.	-	X	X
BAJA PERMEABILIDAD	X	X	X
CONIFICACION DE GAS	-	X	X
YAC BAJA ENERGIA	-	X	X
FORMACIONES IRREGULARES	-	X	X
LARGAS EXTENSIONES	X	X	-
DESARROLLOS DE GAS	X	X	-
TECNICAS DE PERFORACION			
CONVENCIONAL	X	X	-
DIRIGIDO	X	X	X
TAMANOS DE AGUJEROS (PG.)			
MINIMO	5 7/8	4 1/2	4 1/2
MAXIMO	26	12 1/4	6
RITMO DE CONSTRUCCION (·/100' o ·/1' *)			
MINIMO	1	8	1 *
MAXIMO	6	30	3.5 *
EQUIPO DE PERFORACION			
CONVENCIONAL	X	X	-
MODIFICADO	-	X	X
TIPO DE MEDICIONES			
DISPAROS SIMPLES	X	X	X
DISPAROS MULTIPLES	X	X	X
HERRAMIENTAS GUIAS	X	X	-
HERRAMIENTAS GUIAS FLEXIBLES	-	-	X
MWD	X	X	-
ORIENTACION GIROSCOPICA	X	X	X
TIPOS DE TERMINACION			
AGUJERO ABIERTO	X	X	X
T.R. CORTA RANURADA	X	X	X
T.R. CORTA CON EMPAQUE	X	X	X
T.R. CORTA PRE-EMPACADA	X	X	-
CEDAZO	X	X	-
ENTUBADA Y CEMENTADA	X	X	-
EQUIPO DE PRODUCCION ARTIFICIAL			
TODOS	X	-	-

CAPITULO III

ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO DE APAREJO DE FONDO Y DE LA SARTA DE PERFORACION EN POZOS HORIZONTALES

PLANEACION Y CONTROL

Durante la planeación de un pozo hay muchos factores que intervienen cuando se determina el óptimo perfil. Dichos factores que deben de tenerse en cuenta son ⁽³⁰⁾:

- Aplicación en el yacimiento (extensión horizontal requerida).
- Localización, espesor y echado de la formación.
- Azimut de la trayectoria.
- Diseño del pozo y planeación de las tuberías de revestimiento.
- Modelos de torque, arrastre y trayectoria.
- Selección y diseño de los aparejos de fondo.
- Mediciones direccionales.
- Fluidos de perforación.
- Registros eléctricos.
- Selección de la terminación y cementación.
- Disparos y estimulaciones.

Para mayor detalle de los factores que deben tomarse en cuenta, en el apéndice 1 se desglosan los requerimientos para la planeación y el diseño de pozos horizontales.

Basados en esta información se debe tomar la decisión del sistema que mejor se adapte a las condiciones que se tienen. La

mayoría dependen del tipo de terminación la cual es función del yacimiento y de las zonas que se requieran aislar a lo largo de la trayectoria, además el costo es otro factor importante en la selección del método de terminación.

El mejor sistema de perforación horizontal es aquel que permita llegar al objetivo al menor costo total, lo cual generalmente significa llegar al objetivo con un agujero uniforme en el menor tiempo posible. En pozos horizontales se determina en función del costo por pie perforado en la sección vertical y de curvatura más el costo por barril o pie cúbico producido en la zona de interés.

Como ya se mencionó, de acuerdo con la longitud de la trayectoria para alcanzar la horizontalidad de la perforación se cuentan con los métodos de:

- Radio corto.
- Radio medio.
- Radio largo.

Desde un punto de vista práctico por lo que respecta a la perforación y al diseño del aparejo de fondo, la diferencia más importante entre la perforación de un radio largo y del radio medio es la habilidad o inhabilidad para rotar el aparejo y la sarta sin exceder los límites de resistencia de los componentes. Este factor tiene un gran impacto en casi todos los aspectos del diseño: del aparejo de fondo (BHA), del perfil y de otros parámetros tales como las propiedades de los lodos y el programa hidráulico.

Teniendo en cuenta el diseño y la operación, se considera que los pozos de radio largo son aquellos donde la rotación de la sarta es factible en toda la perforación. En los pozos de

radio medio en determinadas etapas no es posible rotar el aparejo de fondo (en ángulos de construcción mayores de 20° /100 pies).

Para la planeación de un pozo de radio largo, medio y corto se deben de determinar los siguientes aspectos:

- El punto de inicio de la desviación (KOP) basado en el ángulo de construcción.
- El ángulo y longitud de la tangente basado en el ritmo de construcción mínimo y máximo.
- La óptima profundidad del objetivo (yacimiento).
- La longitud, dirección e inclinación de la sección horizontal.

En todos los casos el diseño final de la curva de construcción debe procurar ⁽³³⁾;

Evitar las formaciones problemáticas.

Minimizar el desplazamiento.

Disminuir la longitud de la curva de construcción.

Proporcionar un intervalo de ajuste para el manejo de otras curvas que no sea la ideal.

Llegar al objetivo dentro de los límites de tolerancia.

Proporcionar una curva que permita la longitud horizontal planeada.

Proporcionar un agujero que permita el empleo de todas las herramientas y equipo de producción.

Los tipos de curvas se mencionarán más adelante, a continuación se presentan los factores que intervienen en la determinación de perfil de cada uno de los métodos de perforación.

APAREJOS DE RADIO LARGO (45)

La meta de la mayoría de los pozos horizontales es perforar una sección lateral de una manera económica, lo cual requiere del diseño de la sección de construcción que llegue al objetivo sin cambios del aparejo de fondo (BHA) y de un equipo que pueda manejar las cargas de arrastre y torque que provienen de la sarta en el agujero horizontal.

Los pozos de radio largo pueden ser perforados con aparejos convencionales o con motores direccionables.

La sección de construcción del pozo de radio largo puede ser perforada por varios métodos. El pozo puede desviarse empleando un motor de fondo, el cual puede usarse en toda la sección, o con un aparejo convencional. Si este último se emplea, el motor solo se usará en ciertos intervalos para guiar el pozo o compensar la dirección esperada. (Fig. 12)

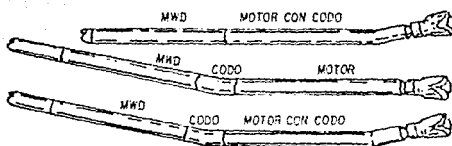
Cuando se emplean los aparejos de fondo para radio largo, el costo y la eficiencia del motor deben ser comparados con el aparejo convencional. Debido a que el paquete de barrena y motor están ajustados a un proyecto específico, el incremento del costo de operación del motor y la barrena pueden ser compensados con el incremento del ritmo de perforación.

Conforme la curvatura del radio largo se acerca al objetivo y la inclinación final se alcanza, los aparejos para construir deben ser reemplazados por un motor o por un aparejo para mantener el ángulo. De nuevo, el costo y beneficio de ambos sistemas deberán ser comparados antes de que se tome la decisión final. A menos de que la sección horizontal caiga en una formación que cause una tendencia de desviación, el motor guía deberá emplearse.

APAREJOS DE FONDO

MOTORES

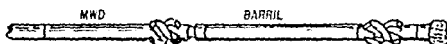
INCREMENTAR



MANTENER

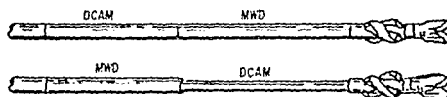


MUESTRERO



CONVENCIONALES

INCREMENTAR



MANTENER



DIRECCIONABLES

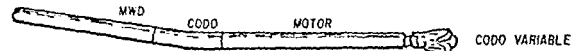
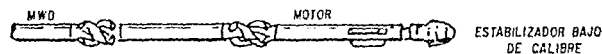
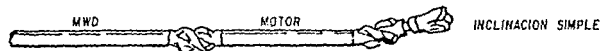
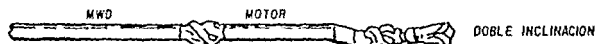


FIGURA 12

Cualquier decremento que ocurriera en el índice de construcción, causado por la extensión del agujero o por desfavorables y/o inesperados cambios en las condiciones de perforación (echados de las formaciones), el operador tiene un margen de seguridad de construcción por sí mismo del 33% dentro del aparejo de fondo. Un inesperado decremento en el índice de construcción puede compensarse con la disminución del tiempo de rotación, recíprocamente, si el aparejo incrementa el índice de construcción más de lo esperado, éste se puede disminuir incrementando el tiempo de rotación⁽³⁶⁾.

En la sección horizontal, los aparejos de fondo deberán ser configurados para minimizar el arrastre y peso mientras se suministren amplios esfuerzos que permitan tratar con seguridad cualquier problema en el pozo. Si se emplea tubería de perforación en la sección horizontal, deberá ponerse atención a las cargas axiales y de pandeo. El pandeo no solo incrementa el arrastre y el torque, sino también, desgasta la tubería rápidamente si hay contacto con las paredes del pozo. (se describirá con más detalle posteriormente) El grado de éxito económico de un pozo en la sección horizontal es directamente proporcional al aumento de tiempo que se puede permanecer en la zona objetivo. Los motores direccionables de desplazamiento positivo (PDM) hacen este control más accesible⁽⁴⁰⁾.

En ocasiones, la planeación del pozo en la zona horizontal requiere de una gran flexibilidad y adaptabilidad del aparejo de fondo. Por ejemplo: a) cuando un pozo intersecta varias zonas de interés, esto es, cuando el ensamble requiere de incrementar o de disminuir el ángulo para re-entrar a una zona después de una falla. b) cuando se tiene que seguir a través de

una zona de echados erráticos. c) cuando es importante tener la habilidad para adaptarse a inesperados cambios en la litología.

En cada uno de esos tres casos, el grado de flexibilidad y adaptabilidad que suministren los aparejos es crítico.

En esta sección (horizontal), los aparejos de fondo deberán ser configurados para minimizar el arrastre y peso mientras se suministren amplios esfuerzos que permitan tratar con seguridad cualquier problema en el pozo. Si se emplea tubería de perforación en la sección horizontal, deberá ponerse atención a las cargas axiales y de pandeo. El pandeo no solo incrementa el arrastre y el torque, sino también, la desgasta rápidamente si hay contacto con las paredes del pozo.

El control de la dirección en pozos de radio largo se puede llevar a cabo por varios métodos. Las herramientas orientadoras o una de medición mientras se perfora (MWD) ofrecen alta eficiencia en la orientación del motor. En bajos ángulos, las mediciones con disparos simples pueden ofrecer resultados aceptables; sin embargo, cuando la longitud de la curva y el arrastre de la tubería se incrementa la validez de este método disminuye

En secciones de agujero curvo u horizontal que se perfora con rotaria, las herramientas de disparo simple es una buena alternativa.

La tecnología convencional limita el uso de herramientas giroscópicas y magnéticas en agujeros horizontales en la medición y orientación de la cara de la herramienta. Estas herramientas solo se emplean cerca de la zapata o en agujeros entubados. Debido a las largas longitudes de desplazamientos de los pozos de radio largo, el método de medición mientras se

$$CTV = CS + CV1 + CSC = CS + CV1 + ((TVD - ROP) * FCSV) \quad (3.1)$$

donde :

CN = costo de la localización y tubería superficial.

CV1 = costo del pozo hasta el punto de inicio de la desviación (KOP).

CV2 = costo por pie del pozo vertical del punto de inicio de la desviación (KOP) a la profundidad vertical (PVT).

FCSV = factor de costo por pie para agujero vertical.

El incremento de costo (IC) para cambiar de un pozo vertical a uno horizontal a la misma profundidad, se puede encontrar por:

$$IC = (LSC * FCSC) - CV2 \quad \dots(3.2)$$

$$= (100 * (I_2 - I_1) / BR) * FCSC - ((PVT - KOP) * FCSV)$$

donde:

LSC = Longitud de la sección de curvatura.

FCSC = Factor de costo de la sección de curvatura y horizontal

I₁ = Inclinación inicial (grados).

I₂ = inclinación final (grados).

BR = Ritmo de construcción (grados/100 pies).

El costo de pozo horizontal hasta el final de la sección de curvatura es:

$$CFSC = CS + CV1 + (LSC * DCSC) \quad \dots(3.3)$$

La relación de costos (RC) para alcanzar la misma profundidad (PVT) con una curvatura (BR) dada, es:

$$RC = CFSC / CTV \quad \dots(3.4)$$

El costo de la sección horizontal se puede calcular por:

$$CH = LH * FCSC \quad \dots(3.5)$$

LH = Longitud horizontal a perforar.

El costo total del pozo horizontal a la profundidad final,
es:

$$CTH = CFSC + CH = CS + CVI + CFSC + CH. \quad \dots(3.6)$$

La relación de costos a la profundidad final, es:

$$RCF = CTH /CTV. \quad \dots(3.7)$$

Esta secuencia de cálculo puede emplearse también para pozos de radio medio y cortos.

El método de radio largo será más atractivo conforme mejore la eficiencia en la perforación.

APAREJOS DE RADIO MEDIO ⁽¹¹⁾

La perforación de pozos de radio medio se puede llevar a cabo tanto en pozos nuevos como en pozo ya existentes (re-entradas).

En pozos nuevos, se requiere que el pozo sea profundizado al punto de inicio de la desviación (KOP), pero si ya se revasó la profundidad programada del punto de inicio (KOP), entonces se debe colocar un tapón de cemento para reducir la profundidad del pozo al punto de inicio de la desviación. Este tapón de desvio debe tener la resistencia para no lavarse o dañarse, de lo contrario la re-entrada en la desviación puede ser difícil o imposible.

En pozos revestidos, el punto de inicio de la desviación requiere que una sección o una ventana sea cortada en la tubería de revestimiento. El método de ventana requiere del uso de cuchara desviadora, que ayuda a re-entrar durante la perforación, mientras que si se corta una sección de tubería de revestimiento se tendrá más libertad direccional.

Después de que la sección ha sido cortada, un tapón se

colocará para efectuar la desviación. Este tapón es colocado de 10 a 15 pies abajo del punto de inicio de la desviación y debe tener la misma integridad que en el caso de agujero abierto.

Existen ventajas al desviar un pozo existente con respecto a la perforación de uno nuevo, y son:

- Al desviar un pozo ya existente se reducen los costos con respecto a uno nuevo.

- En objetivos de poco espesor donde es crítico el control de la desviación, se tiene un conocimiento exacto de la zona de interés, disminuyendo los riesgos geológicos en pozos desviados.

- Con pozos desviados se puede incrementar los ritmos de producción y explotación del pozo.

Cuando se diseñan aparejos para aplicarse en pozos de radio medio debe ponerse mucho énfasis para alcanzar predecibles y uniformes ritmos de construcción, debido a que estos aparejos no tienen el margen de seguridad que tienen los aparejos direccionables de radio largo.

Desafortunadamente, la incertidumbre y la variación en el funcionamiento de la mayoría de los motores para construir los ángulos exceden la tolerancia permitida del objetivo horizontal. Por esto, es necesario diseñar intervalos de ajuste en la curva para compensar las incertidumbres.

La construcción de la curvatura puede tomar varias rutas. Los perfiles pueden variar de una simple curvatura uniforme desde el punto de inicio de la desviación (KOP) a la profundidad total perforada (TD), a muchas curvas cortas seguidas por secciones rectas cortas. Entre estas se encuentra un método en el que primero se perfora una sección larga de construcción,

seguida por una sección tangente y se finaliza con otra sección curva. O bien se perfora una sección de construcción, seguida por otra con mayor índice de construcción. (Fig. 14)

PERFILES DE LA SECCION DE CURVATURA

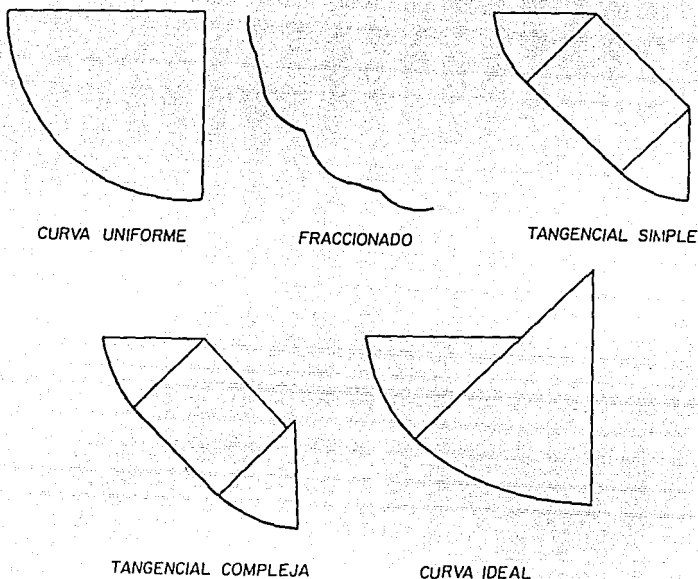


FIGURA 14

Cada uno de estos métodos ofrece ciertas ventajas que a continuación se mencionan ⁽³²⁾:

CURVATURA UNIFORME. Este método es el más simple para iniciar un ángulo y para realizar la curva se mantiene el ángulo hasta que la inclinación final se alcanza. Si la variación en el funcionamiento del motor de construcción da un error en la profundidad vertical al final de la curva que sea

menor de la tolerancia permitida del objetivo horizontal, entonces este diseño de la curva es el óptimo. Aunque este tipo de curvas requiere de grandes longitudes para llegar al objetivo y además de suficiente longitud para alcanzar los índices de construcción programados en el punto de inicio de la desviación (KOP). Los riesgos de este método se reducen después de que varios pozos han sido perforados en una área dada.

ORIENTACION FRACCIONADA. Este método es el más complejo, emplea un aparejo con motor para perforar radios más agudos que los planeados en la trayectoria. Después de que el ritmo de construcción se establece, alguna fracción de cada junta es rotada, creando una tendencia de construcción negativa del aparejo. La longitud perforada con el método rotario se basa en cambiar el actual ritmo de construcción dentro del ritmo diseñado en una longitud dada, el incremento del ángulo iguala la trayectoria del pozo. La trayectoria actual comprende las alteraciones del ángulo de inclinación y las secciones rectas del agujero.

Como en el método de curvatura uniforme, el aparejo para incrementar es corrido en el agujero y se perfora hasta el término de la construcción, excepto en cambios de barrenas. Este método es el menos recomendable, porque puede ocasionar problemas de atrapamiento de la tubería por los continuos cambios de inclinación.

CURVA CON TANGENTE. Este diseño es el más viejo y el que más se emplea. Se llama construcción de la curva con tangente simple cuando se divide la construcción de la curvatura en dos segmentos que son separados por una línea tangente de ajuste. Aquí se asume que los dos segmentos de curva tienen el mismo

ritmo de construcción. Este concepto viene de la observación de que el motor para construir el ángulo tiene consistencia en su funcionamiento en una área dada. Este funcionamiento puede variar con diferentes objetivos ó en otras áreas. Con este diseño se puede determinar la probable longitud del segundo ángulo de construcción y la longitud de la sección tangente requerida. Si el ritmo de construcción excede al planeado, la longitud de la tangente es ajustada para que el segundo ángulo alcance el objetivo.

La selección de la longitud de la sección tangente es muy importante debido a que pocos aparejos para perforar esta sección la perforan con ángulos constantes. Afortunadamente, no es necesario perforar una sección tangente con ángulo constante para tener un buen juicio del ángulo final en la barrena. La mínima longitud recomendada es función de la distancia a la que se encuentra el MWD, para realizar la predicción de la ubicación de la barrena.

La selección final en la curva de tangente simple, es la elección del ángulo de la sección tangente. Una de las más comunes es a 45° , con la cual, el final de la curva cae a la misma posición de la curvatura de la porción del ángulo de construcción del agujero. Si se incrementa el ángulo de la tangente, disminuye la elevación y la magnitud de error potencial en el segundo ángulo. La altura del segundo ángulo disminuye tan rápido como se incrementa el ángulo arriba de los 45° . Por ejemplo la elevación del un segundo ángulo a $8''/100'$ disminuye de 209' para una tangente a 45° , a 96' con una tangente a 60° . Colocando la tangente a ángulos mayores de 45° , incrementa la longitud del agujero y el desplazamiento al final

de la curva. Por esta razón los ángulos de la tangente mayores de 60° son inaceptables. Otra consideración en la elección de la posición de la sección tangente, es que proporciona la habilidad para intersectar marcas estructurales en la sección tangente que permiten ajustar el punto de inicio de la segunda curva basados en la posición de la columna estratigráfica.

Se conoce como construcción de la curva con tangente compleja cuando se diseña el primer intervalo de construcción para establecer el funcionamiento del motor seleccionado, como para el de la tangente simple. Sin embargo, en lugar de emplear la misma curvatura para el segundo intervalo, se emplea un diseño con menor ritmo de construcción que el primero. Uno de los conceptos de esta técnica, es que un menor ritmo de construcción para el segundo intervalo se puede obtener usando el mismo motor para construir el ángulo, con la orientación de la cara de la herramienta hacia la derecha ó a la izquierda de la vertical, cambiando el azimut en el segundo intervalo. El pozo puede diseñarse para colocar todos los ángulos en una dirección. Sin embargo, en la mayoría de las situaciones es mejor cambiar la dirección de la mitad de la curva ya sea a la derecha ó a la izquierda y la otra mitad en el sentido contrario.

La desventaja de este diseño es que la longitud, elevación y desplazamiento de la segunda curva se incrementan. La ventaja es que la elevación de la segunda curva puede ajustarse tanto para arriba, como hacia abajo.

Este diseño tiene gran aplicación en objetivos estructurales.

Estos métodos son de gran precisión en el ajuste de la

profundidad vertical (TVD) y se han empleado con dos secciones tangente para afinar objetivos de dos pies en yacimientos a 10,000 pies de profundidad.

Por el tipo de construcción (curvatura inicial, sección tangente, y curvatura final) este método incluye dos viajes que no son necesarios en las otras técnicas. Si estos viajes son planeados en conjunto con los cambios de barrena, entonces no se requerirán de tiempos adicionales.

En áreas donde la geología es impredecible, la sección tangente es necesaria, sin embargo, cuando se planea un extenso programa de perforación en un campo con formaciones conocidas, se puede ganar eliminando la sección tangente. La inclusión de esta sección no solo requiere de la adición de dos viajes de barrenas más, sino también, produce esfuerzos innecesarios en el motor y en otros componentes del aparejo en la sección final como los del inicio de la curvatura.

CURVA IDEAL La construcción de esta curva, es aquella que no tiene sección tangente. Esta puede ser perforada con un motor a menos que se limite por la vida de la barrena. Obviamente este puede tener el menor costo. Con este también se pueden obtener menores rangos de funcionamiento que los ajustados por la cara de la herramienta mientras se perfora el segundo ángulo. Aunque se puede prescindir de la construcción de la curva ideal para el primer pozo, esta debe considerarse para el segundo o tercer pozo en una zona.

La inhabilidad para rotar sin exceder los límites de aguante de la sarta tienen gran impacto en los programas de hidráulica y lodos.

Una de las ideas erróneas más comunes acerca de la

configuración del doble codo, es que el codo superior (bend sub) es empleado para obtener mayores ritmos de inclinación, lo cual normalmente no es cierto. La figura 15⁽³⁶⁾ compara un aparejo con un codo con otro semejante que tiene un codo superior de $1\frac{1}{2}^\circ$, notándose que aproximadamente el 82% del ritmo de construcción lo provee el codo inferior y solo 18% el superior .

RITMO DE CURVATURA ($^\circ/100$ PIES)

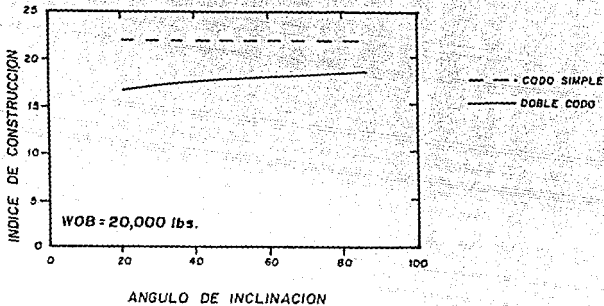


FIGURA 15

Este resultado es típico de todos los aparejos dobles, ya que los diámetros pequeños y la mayor flexibilidad de los motores en aparejos simples son capaces de construir altos ritmos de construcción. Pero los aparejos con doble codo se emplean con los siguientes propósitos:

- Ayudan a orientar la parte superior del motor contra el lado bajo del agujero en el inicio de la desviación, incrementando la fuerza lateral de la barrena.

- Disminuyen sensiblemente el peso del aparejo, quizás por la flexibilidad del motor que no está empacado entre los dos puntos de estabilización (codo superior e inferior).

- Reducen la sensibilidad del aparejo al aumento del diámetro del agujero.

En la figura 16 se puede ver el cambio del ritmo de construcción en función del aumento del diámetro del agujero para tres aparejos⁽³⁶⁾.

RITMO DE CONSTRUCCION VS. INCREMENTO DEL DIAMETRO

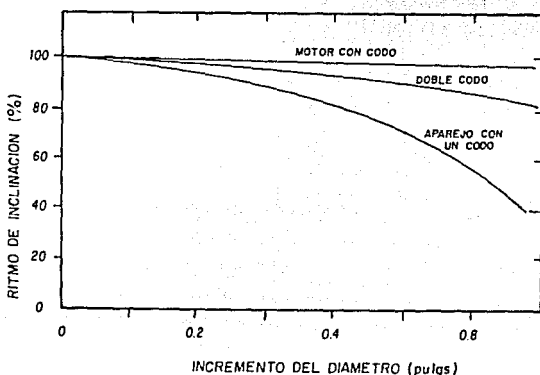


FIGURA 16

El desplazamiento de la barrena (offset) producido por la combinación del codo y el motor ayuda a mantener constante la fuerza lateral de la barrena cuando el incremento en el agujero ocurre, teniéndose como resultado una mayor uniformidad en los ritmos de construcción conforme los diámetros se incrementan. La fuerza lateral ejercida por la barrena con un aparejo de un codo cambia rápidamente con el incremento y como resultado se tienen una menor consistencia en los ritmos de construcción. La

combinación de los codos del motor y el superior (bend housing y bend sub) proveen un aparejo que no solo es menos susceptible al incremento del agujero (efecto del codo superior), sino también puede alcanzar los ritmos de construcción de radio medio (efecto del codo del motor ó housing).

En el apéndice 2 se presentan algunos aparejos que se ocupan en la perforación de pozos horizontales y sus cálculos.

La habilidad para predecir con exactitud la trayectoria de un BHA puede traer considerables ahorros en los costos.

En la perforación de este tipo de pozos se han presentado gran cantidad de problemas de pegaduras mientras se construye el ángulo, los cuales disminuyen el ritmo de penetración y en ocasiones causan la pérdida del pozo.

Estos problemas pueden ser causados por arcillas no consolidadas, pegaduras diferenciales y por el empleo de estabilizadores convencionales en aparejos no rotarios. Aunque, los estabilizadores convencionales centran y controlan eficientemente la sarta cuando se rota, estos rápidamente se desgastan cuando se deslizan y los puntos de contacto con grandes cargas e interferencias con la pared del pozo pueden producir pegaduras y transmisión de diferentes pesos a la barrena, que se manifiesta en la reducción de los ritmos de penetración. Por esta razón deben eliminarse los estabilizadores convencionales. Para mayor detalle ver el apéndice 3.

Hay problemas más agudos, que se deben a la tendencia de construcción del aparejo en conjunto con las frecuentes correcciones de la cara de la herramienta dando como resultado trayectorias tortuosas que por sí mismo causan problemas de

atrapamiento.

Problemas de pegaduras se presentan si la reacción natural del torque del motor lo re-orienta a la derecha ó izquierda de la cara de la herramienta propuesta. Este puede desviarse a la izquierda si se aplica peso a la barrena y muestra un repentino cambio en cualquier dirección si a la sarta se le elimina la torsión. Los perforadores direccionales pueden realizar ajustes en la superficie para re-orientar la cara a la posición deseada y corregir la desviación⁽²⁴⁾. La figura 17 ilustra lo que pasa en el fondo de la desviación usando un aparejo no rotatorio con doble codo ó uno convencional con motor y codo. La figura 17-a representa el aparejo con motor y codo, y la 17-b el aparejo no rotatorio.

COMPORTAMIENTO EN EL PUNTO DE INICIO DE LA DESVIACION

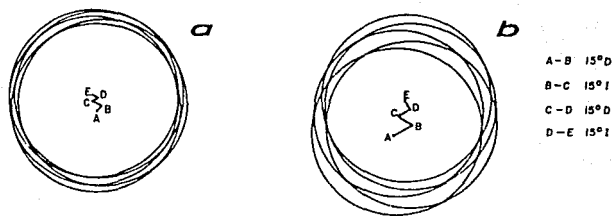


FIGURA 17

Los anillos concéntricos describen la localización de la barrena en el plano horizontal de la desviación y posterior a cada corrección hecha a la cara de la herramienta. Generalmente estos anillos se encuentran en la perforación. El daño de un aparejo convencional estabilizado aparece cuando se ve la forma del agujero en los primeros pies (aproximadamente en 12.5 pies). Los estabilizadores cercanos al calibre pueden

reducir el cambio en una trayectoria uniforme. Además pueden ocurrir atrapamientos en los primeros 8', y es más severo en formaciones duras donde los derrumbes por la hidráulica no se llevan a cabo. Empleando juntas de bajo calibre, pueden reducir en forma eficiente y significativa los problemas de pegaduras. Además un vicel a 15 a 30° en la junta ayuda eficazmente.

La única forma de eliminar el problema es mantener el frente de la cara de la herramienta constante en el inicio de la desviación. La reacción del torque del motor en el punto de desviación tiende a desaparecer conforme el motor establece la curvatura del agujero. Como el aparejo con motor se relaja, la fuerza lateral de la barrena se reduce notablemente y el frente de la cara de la barrena es mucho más difícil de mantener. Este efecto se nota en unos 40'.

Si el motor no conserva el azimut planeado en los primeros 40' a 60' (con el interés de mantener el frente constante), una corrección puede llevarse a cabo. Un cambio suave en la trayectoria no tiene efectos negativos cercanos como una serie de cambios rápidos en la cara de la herramienta en una longitud relativamente corta.

Cuando se inicia la desviación en un pozo de radio medio, es aconsejable tener una supervisión direccional manteniendo un registro del frente de la cara de la herramienta, así como del ritmo de penetración por lo menos en los primeros 30 a 40' y rimar debajo de cada junta durante el curso, lo que ayuda a eliminar los problemas de atrapamiento.

Como se mencionó anteriormente, los ritmos de construcción no es la única determinante de la configuración del aparejo (sencillo o doble codo). Se ha demostrado que en algunas

formaciones la perforabilidad perpendicular a los planos de estratificación es mayor que la paralela. El efecto neto de estas formaciones anisotrópicas (tendencia de agujero curvo) desde un punto de vista de la predicción de la trayectoria es que el ritmo de construcción es influenciado por el relativo ángulo entre la inclinación del agujero y el echado de la formación. Con moderados agujeros curvos este efecto puede agregar o sustraer varios grados en la construcción. Y puede tener un efecto continuo si la inclinación del pozo se cambia frecuentemente a través de una formación con un echado constante o esta desviación puede tener un efecto más instantáneo si los planos estratigráficos o de formación cambian súbitamente. Cuando estos se unen a factores como la ampliación del agujero pueden tenerse serias repercusiones en la desviación del agujero y desplazamiento de la barrena.

Dos grandes tipos de sistemas de motores son empleados para incrementar el ángulo en pozos de radio medio. Uno puede ser rotado en la sección de construcción, el otro no. Mientras que los motores rotables hacen relativamente fácil la corrección de la trayectoria del pozo, estos son menos predecibles en términos del índice de construcción. Estos motores pueden ocuparse en más de una porción del agujero curvo, lo cual permite variaciones en el ritmo de construcción teórico aún en un perfil sin importancia.

El motor no rotable es posicionalmente estable, esto es, pueden perforar solo una curvatura en condiciones no forzadas. Sin embargo su posición estable permite que las curvas sean perforadas de una manera predecible.

La sección horizontal es perforada de la misma manera que

los pozos de radio largo. Debido a que los pozos de radio medio son más eficientes en zonas delgadas, los motores direccionales ofrecen gran control en un gran rango de trayectorias. Estos motores, con ángulos de inclinación de 2 a 6° /100 pies son rotados para la mayoría de las profundidades perforadas, pero perforan direccionalmente cuando la cara de ellos se orienta.

El control de la dirección y desviación en un pozo de radio medio es más crítico que para los de radio largo. Con ritmos de construcción mayores que los de radio largo, mediciones y datos de la dirección de la cara de la herramienta deben ser controlados y revisados con mayor frecuencia y las herramientas de disparo simple y direccionales se hacen menos eficientes. Por lo tanto una herramienta de medición mientras se perfora (MWD) debe emplearse para la mayoría de los trabajos.

Algunos tamaños de agujeros e índices de construcción requieren herramientas direccionales, mientras que proyectos de re-entrada pueden requerir del uso de métodos giroscópicos o de otros no magnéticos para el punto de inicio. Después de que hay menos interferencias magnéticas un MWD debe emplearse.

Debido al tamaño y a la relativa rigidez del MWD, debe tenerse cuidado con la relación de esfuerzos así como con el pandeo del paquete electrónico, el cual puede afectar la realización de pulsos.

Los parámetros de perforación pueden ser manipulados para controlar la inclinación de la sección horizontal sin requerir de un posicionador de la cara de la herramienta. Con esto puede ser factible eliminar el MWD y usar herramientas de disparo simple para controlar la dirección y la inclinación, después de que varios pozos han sido perforados en una área, y así

ajustar el ángulo requerido. Si el posicionador de la cara de la herramienta se requiere, una herramienta direccionadora y equipo de línea facilitará la corrección. El costo de estas herramientas es menor que el del MWD y estas no se requerirán de tiempo completo.

En objetivos delgados, es aconsejable conservar un MWD en el aparejo de fondo para que muchas correcciones puedan hacerse inmediatamente. Además, el uso de algún tipo de registro enfocado como parte del paquete MWD puede ayudar al operador a continuar la trayectoria en el plano estratigráfico cuando las inclinaciones u ondulaciones locales no sean iguales a las inclinaciones regionales esperadas.

Aun cuando el paquete de servicios de radio medio es difícil de estimar en un pozo típico, se ha calculado que el costo con todos los servicios combinados varía entre 7,000 y 10,000 dólares, más equipo, lodo y supervisión del pozo. Esto significa un costo total del equipo desde el punto de inicio de la desviación (KOP) a la profundidad total (TD) del rango de 12,000 a 20,000 dólares por día.

RADIO CORTO ⁽¹³⁾

Con esta técnica se tiene la ventaja de que se pueden perforar varias secciones horizontales desde un mismo pozo.

La preparación para agujeros de radio corto es mínima para agujeros abiertos, pero puede ser muy complicado en agujeros entubados.

En agujeros abiertos, el pozo debe ser registrado y calibrado para seleccionar el objetivo y el aparejo de cuchara desviadora que se requiera. El tamaño y la configuración de la cuchara desviadora requiere agujeros rectos, sin espirales

desde la zapata hasta 20 pies abajo del punto de inicio de desvío y puede realizarse en pequeñas secciones uniformes que pueden estar fuera de calibre menos que 1/8" con longitudes de 10 pies., mientras que las salientes y los derrumbes causan complicaciones al aparejo.

En agujeros entubados, la tubería de revestimiento es seccionada para crear un agujero falso en el punto de desviación. La sección máxima puede ser de 25 a 35 pies de longitud o una sección parcial de 10 a 13 pies, dependiendo de las condiciones de la TR y del agujero. Los pozos dañados o pozos viejos generalmente requieren de secciones completas, mientras que pozos nuevos en formaciones con mínima estimulación pueden ser terminadas usando secciones parciales. En secciones completas se requiere ampliar, colocar tapones de cemento y re-perforar la sección del intervalo, mientras la sección parcial es cortada y el agujero es usado como tal.

Después de que el pozo es preparado y configurado el aparejo, la cuchara desviadora se corre, se orienta y se coloca. La cuchara desviadora fuerza a la construcción del ángulo o curvatura de perforación para iniciar la desviación en la dirección del objetivo, el conjunto direccional de la cuchara desviadora debe de ser preparado para anticipar las tendencias direccionales y de camino en la sección del ángulo de construcción, porque ya no se puede guiar después de que la desviación es hecha.

Un agujero piloto es perforado abajo de la cara de la cuchara con un aparejo flexible para preparar el agujero para la perforación de la curva guía, y como no es direccionable, se tiene que fijar la dirección inicial del agujero piloto.

El ensamble para perforar la curva es corrido en el agujero y asentado en la base del agujero piloto. Entonces la perforación controlada y guiada se inicia y se continúa hasta un cambio de la barrena o hasta que se requieran hacer mediciones. Mas tarde la guía de curvatura se saca del agujero.

El aparejo de medición se lleva atrás para obtener datos de medición magnética que son usados para localizar el fondo del agujero y proyectar la cantidad de curva necesaria para terminar la sección de construcción. Las inclinaciones con las herramientas de disparos simples pueden llevarse a cabo solo en herramientas de diámetros grandes .

Después de que la barrena se cambia, el aparejo para incrementar el ángulo se mete en el agujero perforado y se continúa perforando hasta terminar la curva proyectada⁽¹¹⁾.

En este punto, si se asume que la curvatura es correcta el aparejo para perforar la sección horizontal se corre en el agujero. Si la inclinación es crítica o dudosa deben de llevarse a cabo mediciones adicionales.

En la sección horizontal de radio corto, es necesario perforar y medir por etapas. Para llevar a cabo las mediciones, las herramientas de disparos simples pueden mandarse al final de la sección por bombeo, en cambio otras herramientas requieren de viajes adicionales. La longitud de la sección horizontal a perforar en un viaje es determinado por las limitaciones del proyecto y resultados de mediciones previas.

Cuando la perforación y las mediciones se han completado, el aparejo de la cuchara desviadora se recupera abandonando la sección horizontal, y la vertical quedará abierta para la producción.

Las comparaciones económicas entre el sistema de radio corto y los otros métodos no son posibles de encontrar por varias razones:

- La longitud lateral posible con el sistema rotario de radio corto son solo del 10 al 30% de longitud de uno de radio medio o largo.

- Por la reducción del punto de inicio de la desviación (KOP), el factor de costo para pozos de radio corto comparado con los de radio medio y largo resulta ser 10 veces mayor que el factor de costo crítico de los otros sistemas. El costo diario del proyecto desde el punto de inicio de la desviación (KOP) a la profundidad total (TD) tiende a ser menor que con los sistemas de radio medio y aún puede igualar los costos diarios en curvaturas de radio largo.

Sin embargo la reducción en la longitud del agujero no tiene un efecto similar en los ritmos de recuperación, esto subraya la necesidad de tener un completo entendimiento de los aspectos de perforación y producción de un proyecto a fin de asegurar la eficiencia de costos.

RADIOS ULTRA-CORTOS ⁽⁴⁵⁾

Si la técnica de radio ultra-corto se lleva a cabo en agujeros entubados, el pozo debe ser seccionado, mientras que en agujeros abiertos se requiere hacer una preparación mínima. Cuando se trabaja en una sección que ha sido cortada o en un agujero abierto, la sección debe de ampliarse en ambos para dar cabida a la inserción parcial y expansión del control y mecanismos guías que inclinarán y dirigirán la tubería usada para perforar a chorro la sección horizontal.

La sección horizontal es perforada con fluidos a presión

(10,000 psi) empleando un equipo especial con boquillas que se llevan en un viaje.

Esta técnica no se describe a detalle ya que su aplicación es poco propicia para operaciones encaminadas a la explotación de hidrocarburos.

APAREJOS DE PERFORACION ⁽³⁷⁾

El diseño de los aparejos de fondo tiene como finalidad guiar a la barrena a la horizontal y mantener el ángulo por cientos de metros. Las extensas zonas horizontales y de ángulo de construcción tienden a producir altos torques y cargas de arrastre en la sarta. En un buen diseño de sarta se deben controlar los incrementos de las cargas axiales y torcionales, así como los problemas inherentes al diseño de los aparejos de fondo (BHA).

Cuando se diseñe una sarta para pozos horizontales debe de tenerse en cuenta:

- Que los altos ritmos de construcción y las largas secciones horizontales producen cargas torsionales que pueden exceder rápidamente los límites de operación de la tubería.

- La necesidad para transmitir cargas axiales a la barrena en la sección horizontal, que generalmente está sujeta a la tubería pesada y en algunos casos a la tubería para cargas compresivas.

- La necesidad de tuberías más pesadas en la sección superior del agujero (vertical), que venza los efectos axiales de fricción cuando se viaja en el agujero, además de dar el adecuado peso a la barrena mientras se perfora.

El diseño de la sarta para vencer estos problemas requiere del adecuado cálculo de las cargas de tensión, compresión y

torsión en cualquier punto a lo largo de la sarta. Con esto se logra:

- Colocar los componentes tubulares en una sarta de tal manera que no estén sujetos a cargas que excedan sus limitaciones de diseño dentro de cada sección .

- Colocar los componentes adecuados en la parte compresiva de la sarta que transmitan apropiadamente las cargas axiales (peso sobre la barrena) sin pandeo.

- La selección pertinente de un equipo con suficiente capacidad para rotar o levantar la sarta.

En pozos verticales los lastrabarreras se emplean cerca del fondo de una sarta de perforación convencional para dar peso a la barrena (WOB) y para asegurar que la tubería de arriba de los mismos permanezca en tensión. La tubería pesada que se emplea en la sarta de perforación, da peso adicional y además aísla a la tubería de cargas compresivas.

En pozos horizontales, al colocar los lastrabarreras cerca de la barrena no aumenta el peso, pero si incrementan el torque, arrastre y las posibilidades de un atrapamiento diferencial. Por esta razón el único lastrabarrena que se debe colocar en esta sección, es el antimagnético para aislar los instrumentos de medición de las interferencias magnéticas. El principal componente para el WOB se tiene que colocar cerca o en la sección vertical en la sarta. Como resultado se tiene que la tubería que se encuentra por debajo de esta sección estará sujeta a cargas de compresión. Esta configuración se conoce como "sarta invertida".

La tubería pesada (TPHW) se coloca desde el punto de inicio de la desviación hasta la sección horizontal. Esta tubería se

emplea en esta área para eliminar el pandeo, ya que se ha comprobado que la tubería de perforación no es apropiada para manejar cargas axiales en bajos ángulos (fig. 18).

APAREJO DE PERFORACION DE UN POZO HORIZONTAL

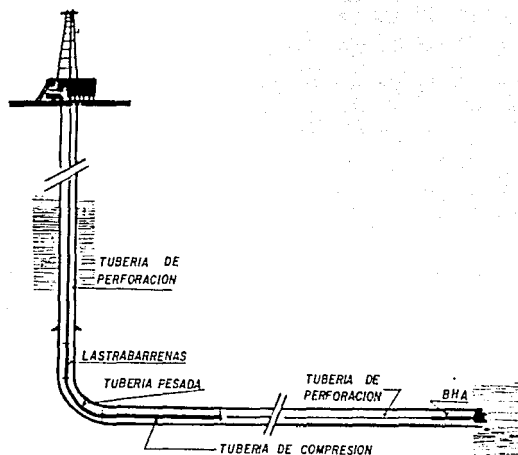


FIGURA 18

La consideración más importante en la selección de los componentes del aparato para la sección horizontal es que se pueda transmitir con seguridad el peso sobre la barrena (WOB) de la porción superior del conjunto a través de la sección de construcción hasta la sección horizontal, mientras se disminuye el peso de la sarta y el efecto de levantar grandes cargas.

En secciones horizontales cortas, la tubería pesada es la mejor elección porque está diseñada para trabajar en compresión y es capaz de transmitir grandes cargas axiales sin pandeo. La perforación de la sección horizontal puede verse afectada por el aumento de la carga que se tiene que levantar al emplear

mayor cantidad de tubería pesada, razón por la cual se recomienda el uso de tubería de perforación estándar en determinadas secciones como una medida para aminorar la carga a levantar. (Figura 19)

ESTRATEGIA DE PERFORACION EN LA SECCION HORIZONTAL

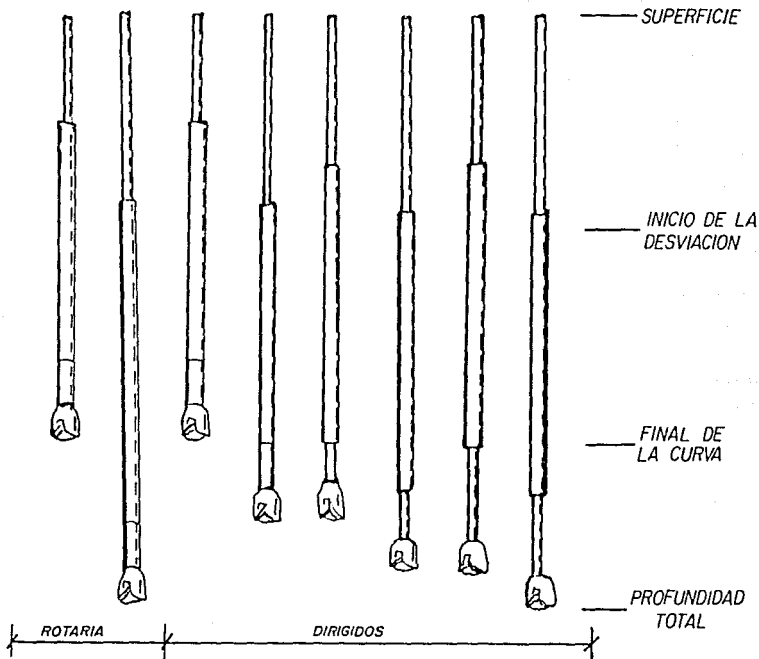


FIGURA 19

Conforme se avanza en la sección horizontal, el torque y el arrastre de la sarta se incrementan en forma significativa y la disminución de la tensión es proporcional, presentandose problemas en la transmisión de peso a la barrena. Estas irregularidades en la transmisión de peso pueden causar que el motor de desplazamiento positivo (PDM) produzca altos torques

instantáneos no esperados en la salida que afectan a la barrena y así causar una prematura falla en la barrena o en el motor (PDM).

TORQUE Y ARRASTRE ^(32,33)

Los límites mecánicos para un agujero horizontal están relacionados con los límites de torque y arrastre para la sarta y el equipo (tabla No.1, pag.68). Para alcanzar la longitud máxima posible, se requiere disminuir las fuerzas de torque y arrastre. Ya que el pandeo y las fuerzas de gravedad gobiernan el efecto de torque y arrastre en el agujero horizontal, el óptimo diseño requiere de la selección de los componentes más ligeros en la sarta de perforación que no permitan el pandeo durante las operaciones de perforación.

Después de que se ha diseñado el óptimo perfil de curvatura, el problema cambia de un control direccional a uno de torque y arrastre. El diseño del pozo requiere del entendimiento de las consecuencias del torque y arrastre para las alternativas en el diseño del pozo. El análisis de torque y arrastre debe de incluir la predicción mientras se rota lejos del fondo, perforando con rotación desde la superficie, perforando con motor direccional y las fuerzas de arrastre mientras se viaja. Esto es importante para conocer los esfuerzos en los componentes de la sarta debido a la curvatura del agujero y de estas cargas.

Actualmente hay sofisticados modelos de cómputo para estimar el torque y arrastre en un pozo horizontal. Si la trayectoria de pozo no es compleja y asumiendo que:

- La trayectoria del pozo puede representarse por un arco.

- El tamaño y peso de la sarta es el mismo en el ángulo de construcción.
 - El agujero es aproximado a la horizontal
 - La tubería en la sección horizontal no esta pandeada.
- el torque y arrastre pueden aproximarse a las siguientes relaciones:

El torque y arrastre puede calcular por:

$$T = \frac{FF * OD_j * F_c}{24} \quad \dots(3.8)$$

MODELO DE TORQUE Y ARRASTRE

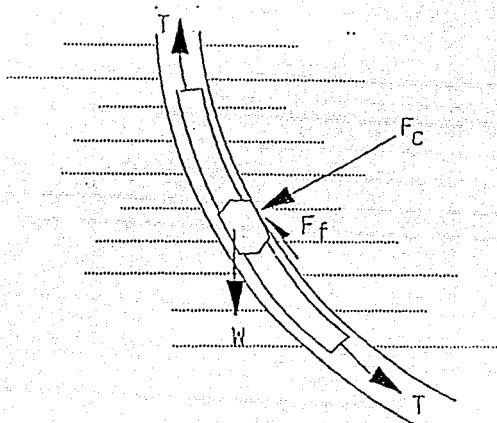


Figura 20

donde:

T = Torque (lbs).

FF = Factor de fricción.

OD_j = Diámetro exterior de la junta (pg.).

F_c = Fuerza lateral de contacto (lb/pie).

La fuerza lateral de contacto (F_c) y la fuerza axial (F_A) para una sección recta (Figura 21), se obtiene de:

$$F_C = W_M * \text{Sen } \theta \quad \dots(3.9)$$

$$F_A = W_M * \text{Cos } \theta \quad \dots(3.10)$$

donde:

W_M = Peso de la tubería en el lodo (lbs).

θ = Angulo de inclinación (grados).

PESO DISPONIBLE

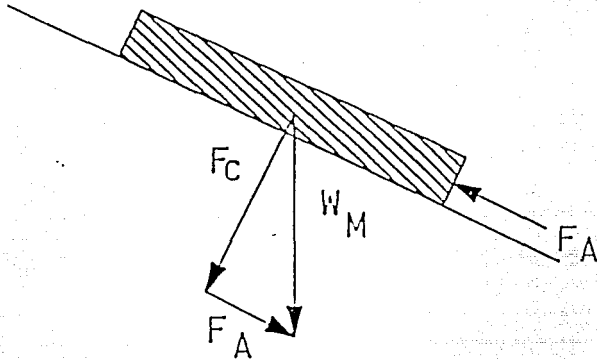


FIGURA 21

substituyendo, se obtiene que el torque para una sección recta, es:

$$T = \frac{ODJ * W_M * L * FF * \text{Sen } \theta}{24} \quad \dots(3.11)$$

Asumiendo que $FF = 0.33$ (tabla No.2, pag. 68), el torque de la tubería en el agujero horizontal es

$$T_h = \frac{OD * W_M * L}{72} \quad \dots(3.12)$$

El torque cuando se esta rotando la tubería a 90° , depende de la magnitud de las fuerzas axiales aplicadas al final de la curva. Mientras, cuando se perfora un agujero horizontal con rotación desde la superficie, la fuerza axial al final de la curva es igual al peso sobre la barrena.

Para $WOB < 0.33 * W_m * R$:

$$T_b = \frac{OD * W_m * R}{72} \quad \dots(3.13)$$

Para $WOB > 0.33 * W_m * R$:

$$T_b = \frac{OD * W_m * R}{72} + \frac{OD * WOB}{46} \quad \dots(3.14)$$

El torque total rotando lejos del fondo es:

$$T = T_h + T_b \quad \dots(3.15)$$

El torque para una sección inclinada recta sin pandeo es:

$$T_i = \frac{OD * W_m * L * f * \text{SEN } \theta}{24} \quad \dots(3.16)$$

la cual debe agregarse al torque total, si ésta sección existiera.

El arrastre axial mientras se mete la tubería en un viaje o mientras guía con un motor de fondo, puede calcularse con la siguiente aproximación. Para la tubería en un agujero horizontal:

$$D_h = 0.33 * W_m * L \quad \dots(3.17)$$

El arrastre de la tubería en la sección de construcción es una función de la fuerza axial en la tubería en el final de la curva. Esta fuerza es igual al peso sobre la barrena más el arrastre de la tubería en la horizontal. Si se espera que el BHA tenga arrastre debido a los estabilizadores, esta fuerza debe de incluirse en la fuerza al final de la curva. La cual esta dada por:

$$F_o = D_h + WOB + BHA \quad \dots(3.18)$$

El arrastre de la tubería en la curva de construcción depende de la magnitud de la fuerza axial al final de la curva.

$$\text{Si: } F_o < 0.25 * W_m * R$$

$$D_b = 0.4 * W_m * R \quad \dots(3.19)$$

$$\text{Si: } F_o > 0.25 * W_m * R$$

$$D_b = 0.25 * W_m * R + 0.69 * F_o \quad \dots(3.20)$$

El arrastre total será:

$$D = D_h + D_b \quad \dots(3.21)$$

El arrastre para una sección inclinada recta sin pandeo es:

$$D_i = W_m * L * f * \text{SEN } \theta \quad \dots(3.21)$$

la cual debe agregarse al arrastre total, si ésta sección existiera.

Los cálculos del arrastre cuando se saca, son similares. El arrastre en la sección horizontal del agujero esta dada por:

$$D_h = 0.33 * W_m * L \quad \dots(3.22)$$

La tensión por arrastre en el intervalo de construcción es una función de las cargas por tensión de la tubería en el final de la curva. Esta fuerza es igual a la tensión debida al arrastre por las tuberías en el intervalo horizontal más las cargas no gravitatorias de fricción tales como las debidas a los estabilizadores. El arrastre en la curva es calculada como sigue:

$$F_o = D_h + BHA \quad \dots(3.23)$$

$$\text{Si: } F_{ot} < 0.85 * W_m * R$$

$$D_b = 0.33 * W_m * R \quad \dots(3.24)$$

$$\text{Si: } F_o > 0.85 * W_m * R$$

$$D_b = 0.69 * F_{ot} - 0.25 * W_m * R \quad \dots(3.24)$$

Con la siguiente relación se puede calcular el torque a partir del número de vueltas de la tubería de perforación cuando se libera.

$$\theta = \frac{T * L}{J * L} \quad \dots(3.25)$$

θ = Angulo de torsión (rad)

T = Momento de torsión (lbs)

L = Longitud (pg)

J = Momento polar de inercia (pg⁴)

G = Módulo de rigidez (psi)
 = (11.5 x 10⁶ psi para el acero)

Donde la relación de vueltas vs. el torque es:

$$N_{dp} = \frac{T \cdot L}{10^6 \cdot I} \quad \dots (3.26)$$

N_{dp} = Vueltas en la tubería de perforación

T = Torque (lbs-pie)

L = Longitud de la tubería

I = Momento de inercia en la tubería de perforación (pg⁴)

Donde el torque es:

$$T = \frac{10^6 \cdot I \cdot N_{dp}}{L} \quad \dots (3.27)$$

Estas relaciones se pueden emplear para estimar la magnitud del torque y arrastre en la mayoría de los diseños de pozos horizontales. Cuando esta evaluación se une con el análisis de las fuerzas de pandeo críticas, esto permite evaluar el efecto de torque y arrastre por el cambio de componentes en la sarta horizontal. Reduciendo el peso de la tubería en la horizontal puede disminuir el torque y el arrastre compresivo tanto como se pueda aligerar la tubería sin tener pandeo. Donde la máxima curvatura para evitar el contacto con la tubería es:

$$B = \frac{137520 \cdot R}{J \cdot L \cdot (\tan(57.3 \cdot L/4J) - L/4J)} \quad \dots (3.28)$$

Y para la tubería pesada :

$$B_{hw} = \frac{370 \cdot (OD_J - OD_P)}{J \cdot (\tan(2665/J) - 46.5/J)} \quad \dots (3.29)$$

B = Máxima curvatura requerida (°/100')

B_{hw} = Máxima curvatura para evitar el contacto con la tubería pesada

R = Espacio radial de la junta al cuerpo de la tubería (pg)

J = (E * I / F)^{1/2} (pg)

L = Longitud de la junta (pg)

E = Módulo de Youngs (30 x 10⁶) (psi)

I = Momento de inercia del cuerpo de la Tp (pg⁴)

F = Carga axial compresiva en la tubería (lbs)

La máxima curvatura Vs. carga compresiva axial en la tubería de perforación es :

$$B_{dp} = \frac{185 \cdot (OD_j - OD_p)}{J(\text{TAN}(5330/J) - 93/J)} \quad \dots(3.30)$$

B_{dp} = Máxima curvatura del agujero sin contacto con la tubería rango 2 (°/100')

OD_j = Diámetro exterior de la junta (pg)

OD_p = Diámetro exterior de la tubería (pg)

El esfuerzo de pandeo debido a cargas compresivas en tuberías de perforación sin juntas (la tubería no toque el agujero) es:

$$S_b = \frac{OD \cdot E}{2 \cdot R} = 218 \cdot B \cdot OD \quad \dots(3.30)$$

Para tuberías de perforación con juntas es:

$$S_b = \frac{B \cdot OD \cdot f \cdot J \cdot L}{275040 \cdot I \cdot \text{SEN}(57.3 \cdot L/2J)} \quad \dots(3.31)$$

Para tuberías de rango 2 :

$$S_{bdp} = \frac{B \cdot OD \cdot f \cdot J}{739 \cdot I \cdot \text{SEN}(10660/J)} \quad \dots(3.32)$$

Y para tubería pesada :

$$S_{bhv} = \frac{B \cdot OD \cdot f \cdot J}{1480 \cdot I \cdot \text{SEN}(5330/J)} \quad \dots(3.34)$$

S_b = Esfuerzo de pandeo (psi)

S_{bdp} = Máximo esfuerzo de pandeo en tubería de perforación de 31' (psi)

S_{bhv} = Máximo esfuerzo de pandeo en tubería pesada (psi)

B = Curvatura del agujero (°/100')

OD = Diámetro exterior (pg)

E = Módulo de Young's, 30 x 10⁶ (psi)

R = Radio de curvatura del agujero (pg)

F = Fuerza axial compresiva en la tubería (lbs)

J = (E * I / F)^{1/2} (pg)

I = Momento de inercia (pg)

ID = Diámetro interior de la tubería (pg)

L = Longitud de una junta (pg)

Si las condiciones indican que el pandeo puede ocurrir, se requerirá de un análisis más detallado de esta simple relación.

La tubería de perforación puede resistir grandes cargas de compresión en pequeños diámetros con grandes ángulos, esto se debe al sostén dado por el lado bajo del agujero. La siguiente ecuación puede emplearse para calcular las cargas compresivas críticas en las cuales el pandeo de la tubería puede esperarse que ocurra⁽²⁹⁾.

$$F_{\text{crit}} = 2 \left(\frac{E I_p W_m}{12r} \text{ Sen } \theta \right)^{1/2} \quad \dots (3.35)$$

donde: $r = \left(\frac{D_{\text{ag}} - D_{\text{jun}}}{2} \right) \quad \dots (3.36)$

$$W_m = W_a \left(\frac{65.5 - P_L}{65.5} \right) \quad \dots (3.37)$$

$$I = \frac{A_s}{16} (OD^2 + ID^2) \quad \dots (3.38)$$

$$A_s = 0.7854 (OD^2 - ID^2) \quad \dots (3.39)$$

Con estas ecuaciones se puede obtener en forma práctica y rápida las fuerzas que actúan en un pozo horizontal.

El uso de la tubería de aluminio es muy discutible, ya que su capacidad a las cargas compresivas es de la mitad en comparación a las del acero y es impropia para la transmisión adecuada de peso a la barrena. Esto limita su uso en la sección del aparejo.

Para compensar el hecho de que el aluminio tiene un esfuerzo a la cedencia de aproximadamente del 77% en comparación con el acero, el área de la sección transversal de las juntas deben ser un 30% mayor para tener un esfuerzo a la tensión comparable con una de acero.

Se pueden diseñar aparejos con motor de fondo direccionable altamente flexibles que no produzcan excesivo torque y arrastre en la sección horizontal, así mismo, sargas con bajos pesos en la porción horizontal que sean capaces de transmitir el adecuado peso a la barrena. Haciendo esto, se puede reducir los requerimientos de torsión y tensión en la parte superior de la sarga hasta el punto donde componentes estándares se puedan emplear.

FATIGA ⁽³⁹⁾

Para optimizar la perforación en los pozos con curvatura que exceden los 20 °/100 pies se deben entender los esfuerzos adicionales que impactan en el funcionamiento de los aparejos, así como su fatiga.

En la perforación de pozos horizontales los cuatro factores que aumentan la fatiga son:

Las cargas de tensión de la tubería en las patas de perro.

La severidad de la pata de perro.

El número de ciclos rotacionales experimentados en la pata de perro.

Las propiedades mecánicas de las tuberías.

La carga por tensión de la tubería en la pata de perro, (por ejemplo, en el punto de inicio de la desviación), generalmente tiende a ser menor que para la mayor parte del agujero direccional. La razón de esto, es que la inclinación a 90° del pozo se construye inmediatamente después del inicio de la desviación y una rápida construcción del ángulo dará una menor distancia disponible abajo del punto de inicio para suspender la carga de tensión de la sarga mientras se perfora.

Quando se perforan los pozos de radio medio, generalmente no hay cargas por tensión. Es importante no olvidar que en la sección vertical que esta arriba del punto de inicio hay lastrabarrenas y que abajo todo está en compresión. Solo cuando se rota lejos del agujero o se escarúa pueden existir cargas por tensión en el punto de desviación. Aunque las cargas por tensión estan asociadas con la pata de perro en pozos de radio medio, estas nunca serán muy grandes. La construcción del ángulo hasta la horizontal con pequeñas distancias verticales crean severas patas de perro que pueden desarrollar cargas de tensión. Los pozos de radio largo pueden tener mayores cargas por tensión que los de radio medio cuando se rota lejos del fondo, pero por definición estas cargas están asociadas con mucho menores patas de perro. El conjunto de curvas de las figuras 22 23, 24 25 y 26 derivadas con la ecuación de Lubinski para juntas de tuberías de rango 2 muestran las cargas de tensión vs. severidad de la pata de perro permisible experimentadas por la tubería en ese punto.

CURVAS DE SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO VS. TENSION

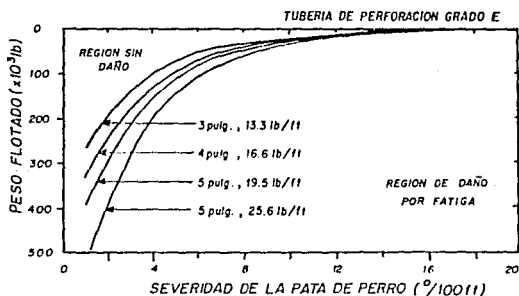


FIGURA 22

CALCULO DE LA SEVERIDAD DE LA PATA DE PERRO VS. TENSION

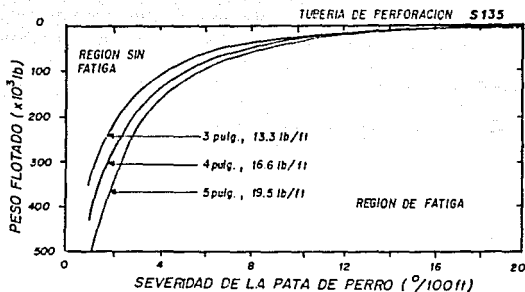


FIGURA 23

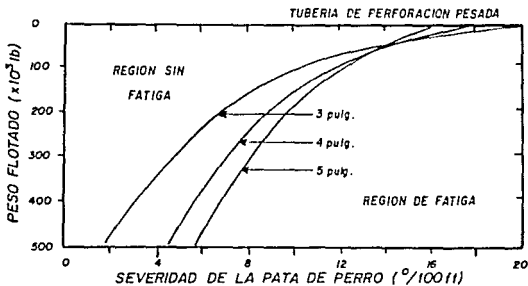


FIGURA 24

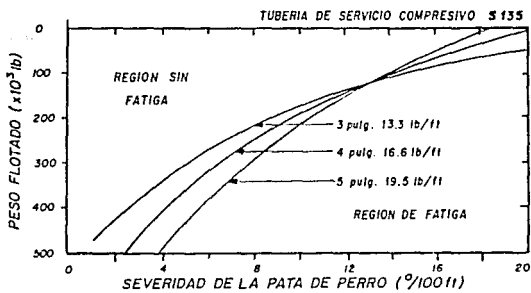


FIGURA 25

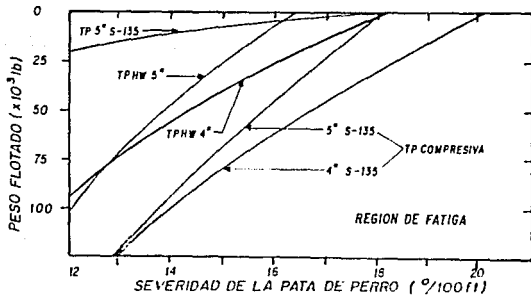


FIGURA 26

En la figura 22 se muestra que la tubería grado E tiene la menor resistencia al daño por fatiga, y la tubería pesada ofrece grandes mejoras. La última curva es para la tubería que comúnmente son referidas como "tubería para servicio compresivo" (por ejemplo, una tubería S-135 con tres nodos adicionales al de la junta), que reduce la fatiga en grandes patas de perro en pozos de radio medio. La figura 26 muestra que ésta tubería tiene una resistencia adicional a la fatiga con respecto a la tubería pesada estándar. Sin embargo, el hecho de que la tubería pesada y la tubería para servicio a compresión permanezcan en rotación en severas patas de perro y bajo más tensión que la predecible sin mostrar señal de fatiga, se debe posiblemente a:

1.- Las cargas por tensión generalmente son menores mientras se rota lejos del fondo del agujero en pozos de radio medio, de este modo, este tiene un menor efecto en la reducción de la vida de los componentes.

2.- Las cargas por tensión en pozos de radio medio existen solo mientras se rota lejos del fondo o se escarifica. Mientras se perfora esto no existe.

3.- Mientras se escarifica la carga por tensión también se reduce significativamente o la tubería en la parte superior de la sección de construcción se encuentra en compresión debido al arrastre de la sarta y a los estabilizadores, así como la resistencia de la barrena.

4.- Mientras se escarifica, ninguna junta de la tubería está en una zona de daño por mucho tiempo.

5.- La tubería que se encuentra en la sección de construcción mientras se lleva a cabo en pozos de radio largo,

como no se encuentran en rotación, no pueden experimentar daño por fatiga.

6.- La tubería en la sección horizontal del pozo (mientras la sarta está en continua rotación) nunca sufre un significativo número de ciclos de fatiga por dos razones:

a.- La carga por tensión desciende rápidamente conforme la tubería se mueve a una sección de gran ángulo. Esto mueve a la componente dentro de la región de reducción de la tensión o dentro de la zona de compresión y fuera de la zona de daño rápidamente.

b.- Cualquiera de las dos, escariando o rotando lejos del fondo, la sarta normalmente no cambia con velocidades mayores de 25 a 30 rpm. La sarta es rotada solo para evitar el efecto de curvatura del motor direccionable. Las RPM de la barrena provienen principalmente del motor de fondo.

Este último punto es un fuerte argumento para emplear motores direccionables en la sección horizontal contra la perforación rotaria para evitar fatiga en la tubería de perforación. Por esta razón, en la perforación de radio medio se deben conocer los daños de fatiga potenciales que se tienen con este método. Por las razones dadas es improbable que esto traiga grandes problemas, pero debe ser vigilado.

Con todo lo anterior se puede tener las bases para perforar pozos horizontales.

TABLA No. 1

FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL TORQUE Y ARRASTRE

LONGITUD DEL AGUJERO HORIZONTAL
DISEÑO DE LA SARTA DE PERFORACION
Tubería pesada
Tubería de perforación en la sección horizontal
Peso sobre la barrena
COEFICIENTE DE FRICCIÓN
Tipo de lodo
CAPACIDAD DEL EQUIPO
Torque
Axial
TECNICA DE PERFORACION HORIZONTAL
Rotación desde la superficie
Aparejo direccional.

TABLA No.2

FACTORES DE FRICCIÓN

TUBERÍA DE PERFORACION EN	
Tubería de revestimiento	0.31
TUBERÍA DE PERFORACION EN	
Agujero descubierto	
lodo base agua	0.30 a 0.35
lodo base aceite	0.25

Nomenclatura

A_c	= Area de la sección transversal de la tubería (pg^2)
BHA	= fuerzas de fricción en el aparejo de fondo (lbr)
D	= Arrastre total (lbr)
D_b	= Arrastre compresivo en la curva (lbr)
D_{bt}	= Tensión debido al arrastre en la sección de construcción (lbr)
D_h	= Arrastre mientras se saca o mete tubería en la porción horizontal del agujero sin rotación (lbr)
F_c	= Fuerza compresiva en la tubería en el final de la curva (lbr)
L	= Longitud del agujero o segmento de tubería (pies)
OD	= Diámetro exterior de las juntas (pg)
R	= Radio de construcción total o de un segmento de curva para estimaciones de torque y arrastre (pies)
T	= Torque total (pie-lbr)
T_b	= Torque en la curva, rotando (pie-lbr)
T_h	= Torque de la tubería en la sección horizontal del agujero, rotando (pie-lbr)
W_m	= Peso promedio de la tubería flotada (lb_m/pie)
WOB	= Peso en la barrena (lbr)
F_c	= Fuerzas de pandeo críticas (lb)
E	= Módulo de Young's, 30×10^6 psi
I	= Momento de inercia (pg^4)

CAPITULO IV

FLUIDOS DE PERFORACION E HIDRAULICA

Cuando se diseña un pozo horizontal, el principal objetivo es perforar un pozo productor con un agujero que pueda ser terminado tal como se planeó, produciendo el menor daño posible a la formación y que esté libre de recortes⁽⁴⁶⁾.

En este capítulo se describirán las consideraciones hidráulicas que deben tomarse en cuenta para el diseño óptimo de los fluidos de perforación. En este se incluye los diseños de:

Los fluidos de perforación.

Las presiones.

El flujo de fluidos.

El diámetro hidráulico.

FLUIDOS DE PERFORACION. El éxito en la perforación y producción de pozos horizontales depende en gran medida de los fluidos utilizados durante la perforación y terminación. Los requerimientos usuales para los fluidos de control y su equipo de control para pozos verticales no varían mucho con respecto a los que se emplean en un pozo horizontal, solo que hay algunos requerimientos que adquieren mayor importancia en los pozos horizontales. Las funciones más importantes que realizan estos fluidos son:

Balancear la presión de formación.

Estabilizar las formaciones sensitivas.

Reducir el daño a la formación.

Operar los sistemas de motores de fondo y MWD.

Proporcionar suficiente lubricación.

Limpiar el agujero.

Suspender los sólidos.

La limpieza del agujero y transporte de recortes es más difícil en agujeros desviados, así que las dos últimas funciones toman especial importancia para los pozos con altos ángulos y pozos horizontales.

La limpieza del agujero es lo más importante en las operaciones de perforación para pozos altamente desviados u horizontales, en donde los recortes deben ser transportados a través de varias secciones inclinadas que van desde 90° a 0° . En esta situación los parámetros óptimos para una eficiente limpieza pueden variar notablemente de la profundidad total a la superficie como se menciona más adelante⁽⁴⁴⁾.

Los factores más relevantes que afectan la capacidad de acarreo de los fluidos de perforación son: (1) la velocidad anular del fluido, (2) la inclinación del agujero, (3) las propiedades de los fluidos, (4) los ritmos de penetración, (5) la excentricidad de la tubería con el agujero, (6) la geometría del agujero, (7) el perfil de las velocidades anulares, (8) las características de la partícula como son la densidad, la velocidad de asentamiento, su tamaño y su geometría, (9) la velocidad de rotación de la tubería y (10) la relación de los diámetros entre la tubería y el agujero⁽⁴⁵⁾.

Una gran cantidad de pruebas y estudios se han realizado en pozo direccionales cuyos ángulos varían de 0 a 90° y con diferentes fluidos de perforación, así como regímenes de flujo para obtener los datos que faciliten el óptimo diseño de

los fluidos, ya que la perforación de pozos direccionales trae consigo muchos problemas que generalmente no se presentan en pozos verticales y los cuales se describen a continuación:

En pozos con ángulos de 10° , el movimiento y concentración de recortes es ligeramente mayor que en los verticales, sin que se tengan problemas de limpieza respecto a los verticales.

En pruebas para bajos ángulos de inclinación ($10 < \theta \leq 30^\circ$) el comportamiento de los recortes cambia gradualmente con la inclinación, ya que la velocidad de deslizamiento radial fuerza a mayor cantidad de partículas a concentrarse en la parte baja del anular. Esto eventualmente causa la formación de camas de recortes, especialmente a bajos gastos y se pueden caracterizar en dos formas:

A bajas velocidades ($< 2 \text{ ft/seg}$ o $< 0.61 \text{ m/seg}$) se forma una cama de recortes, siendo menor de $1/8 \text{ pg.}$ e inestable, especialmente en un flujo turbulento y con la rotación de la tubería.

En general, después de que los recortes caen en un flujo lineal viajan hacia la parte baja y eventualmente re-entran en la zona de alta velocidad localizada en la parte media del anular, repitiéndose este proceso en fluidos a baja velocidad.

A altas velocidades ($> 2 \text{ ft/seg}$), las partículas son incapaces de formar una cama estable; pero la mayoría de las veces son transportadas en la parte baja del anular en grupos que ocasionalmente llenan por entero el anular.

Estudios realizados en ángulos de $30^\circ < \theta \leq 60^\circ$ demuestran drásticos cambios en el comportamiento de las partículas ya que la mayor cantidad de ellas son forzadas a ir hacia la parte baja del anular. Generalmente, la formación de la cama de

recortes ocurre a velocidades $< 2.5 \text{ ft/seg}$ ($< 0.76 \text{ m/seg}$) a 40° y $< 3 \text{ ft/seg}$ ($< 0.91 \text{ m/seg}$) a 50° . La cama usualmente se desliza hacia abajo en contra del flujo, resultando en una alta concentración de recortes.

En flujo laminar, muy pocas partículas son transportadas, hasta que una cama se forma reduciendo el área anular e incrementando la velocidad del fluido lo suficiente para transportar los recortes que no se han depositado.

Con flujo turbulento y con rotación de la tubería, se desestabiliza la cama de recortes, y la rotación proyecta axialmente a los recortes, pero posteriormente se depositan en la parte baja del anular formando una cama, y muy pocas partículas pueden viajar en la parte superior del anular antes de que la cama se forme.

A velocidades mayores de 3 ft/seg . no se forman acumulaciones especialmente en flujo turbulento y los recortes viajan generalmente en agrupaciones. En ocasiones se forman camas inestables y las partículas se incorporan fácilmente al flujo. Los ángulos de 40° y 50° se consideran críticos, no por la acumulación de recortes, sino porque las fuerzas de gravedad los deslizan hacia abajo y cuando la circulación se suspende los recortes caen y bloquean la parte baja del anular, a menos de que se eliminen.

La mejor forma de limpiar esta sección crítica es asegurar la suficiente velocidad del lodo ($> 3 \text{ pies/seg}$) asociada con una alta relación de P_c/V_r (mayor de 1). Si la mínima velocidad no es posible por capacidad del equipo, la inestabilidad del agujero o limitaciones impuestas por el motor de fondo, la relación P_c/V_r y el tiempo de circulación debe incrementarse⁽⁴⁷⁾.

En grandes ángulos de inclinación ($60^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$), la cama se forma casi instantáneamente y no se desliza sino hasta que se para la circulación. La rotación de la tubería ocasiona que los recortes se desplacen lateralmente, creando acumulaciones de estos en un lado del anular, además, continuamente mueven los recortes eliminándolos de la cama e introduciéndolos en el flujo arriba de la cama. Su desplazamiento se puede separar en dos zonas: La primera, constituida por capas estrechas de partículas agrupadas, moviéndose axialmente justo arriba de la cama. La segunda, se encuentra arriba de la capa, consistente de partículas separadas, viajando suavemente en pocas agrupaciones. En términos generales, existe un equilibrio entre la cama y las partículas libres después de que suficientes partículas han sido depositadas para reducir el área de flujo lo suficiente para que la transportación ocurra, y en determinados ángulos no se formen camas.

En esta sección se recomienda, circular en flujo turbulento si no se ocasionan problemas de erosión, y de no ser posible, el tiempo de circulación debe incrementarse.

La suspensión de recortes es crítica y mucho más difícil en pozos altamente inclinados donde el fluido está estático. Esto se debe a un fenómeno conocido como "efecto de boicoteo" o diferencia de velocidades de movimiento, el cual puede resultar por la falta de continuidad en la densidad, debido a la variación de la densidad observada cuando la circulación se reanuda después de un paro. Esto puede traer fuertes problemas de atrapamiento y de fracturamiento de la formación. Este efecto se reduce aumentando las propiedades de suspensión de los fluidos de perforación.

Respecto a la excentricidad sobre el transporte de recortes, se ha demostrado que produce ciertos efectos en el espesor y en la concentración de la cama. La acumulación es menor y el acarreo es mayor cuando la tubería es concéntrica. El efecto en ángulos entre 0 y 35° es muy pequeña, siendo el peor de los casos cuando la excentricidad es negativa, en agujeros concéntricos es mejor, pero no por mucho margen, especialmente con altos gastos. Entre 35 y 55° , no hay efectos consistentes de la excentricidad, ϵ , y con ángulos $>50^\circ$, con $\epsilon = \pm 50\%$ dan el peor funcionamiento, especialmente a bajos gastos.

El efecto de la viscosidad en el comportamiento de los recortes depende del régimen de flujo. En flujo laminar, la acumulación es menor con fluidos de alta viscosidad, en el cual eventualmente se forman camas. En flujo turbulento, se forman pequeñas camas para ambos casos. Esto se relaciona con la velocidad de deslizamiento de la partícula, que es mayor en el flujo turbulento e independiente de la viscosidad.

Es importante recordar que la concentración de recortes es un buen indicador de la eficiencia del transporte del fluido de perforación, siendo mejor cuando es menor. Teniendo esto en cuenta, es claro que los fluidos funcionan mejor en todos los regímenes en bajos ángulos de inclinación (figura 27). En dos fluidos con igual régimen de flujo, el de mayor viscosidad funciona mejor (figuras 28 y 29). En cambio, en un pozo altamente desviado un lodo de baja viscosidad en flujo turbulento puede funcionar como uno de alta viscosidad en flujo laminar (figura 30). También se ha demostrado que las altas velocidades de flujo son más efectivas para limpiar el pozo en

todos los ángulos, viscosidades y regimenes (figuras 31, 32, 33 y 34).

VARIACION DE LA CONCENTRACION DE RECORTES
CON LA INCLINACION

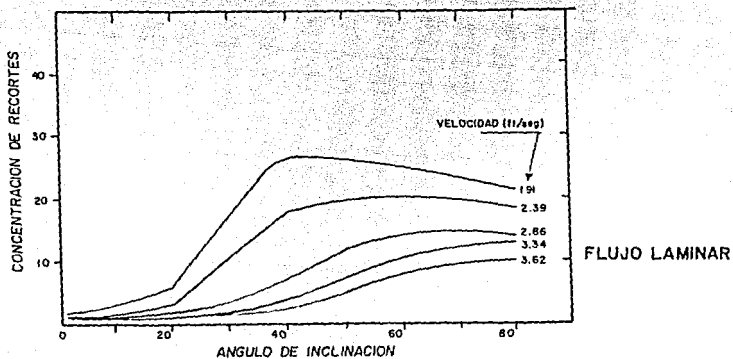


FIGURA 27

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD E INCLINACION
EN LA CONCENTRACION DE RECORTES

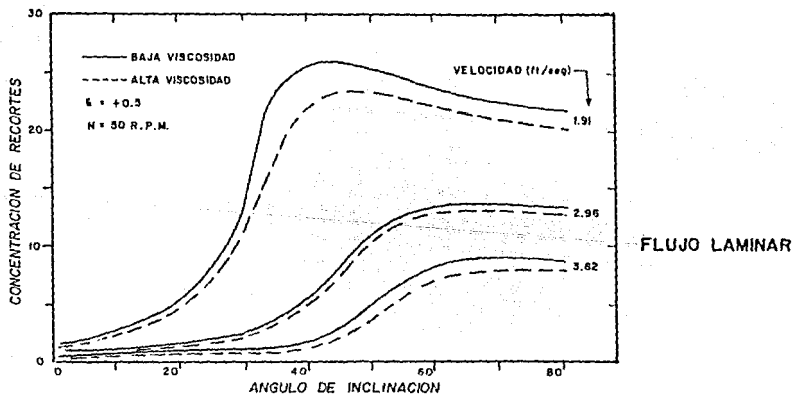
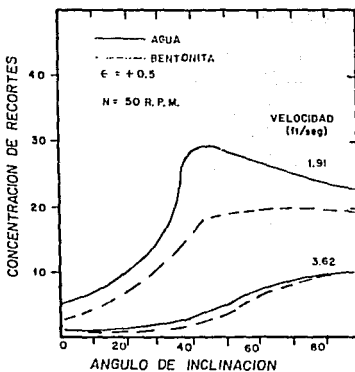


FIGURA 28

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD
E INCLINACION EN LA
CONCENTRACION DE RECORTES



FLUJO TURBULENTO

FIGURA 29

EFFECTO COMBINADO DE LA VISCOSIDAD
Y EL REGIMEN DE FLUJO EN LA
CONCENTRACION DE RECORTES

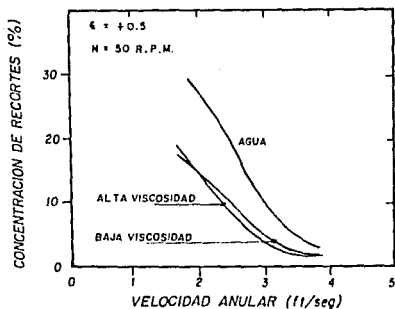
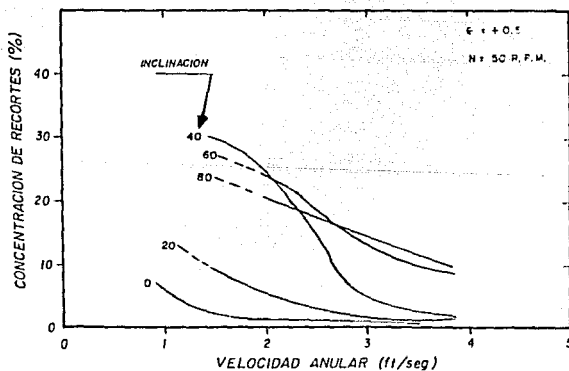


FIGURA 30

VARIACION DE LA CONCENTRACION DE RECORTES
CON LA VELOCIDAD DE FLUJO



FLUJO LAMINAR

FIGURA 31

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD Y LA VELOCIDAD
EN LA CONCENTRACION DE RECORTES

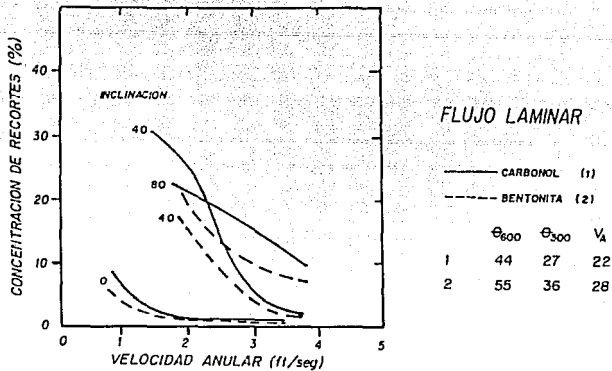


FIGURA 32

VARIACION DE LA CONCENTRACION
DE RECORTAS CON LA VISCOSIDAD

EFFECTO DE LA VISCOSIDAD
Y LA VELOCIDAD EN LA
CONCENTRACION DE RECORTES

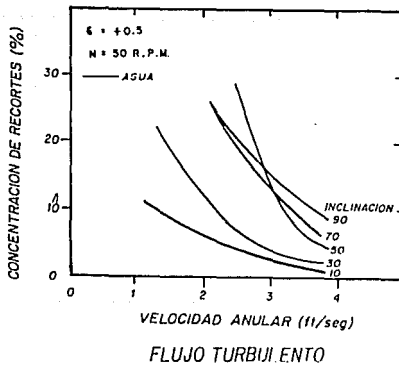


FIGURA 33

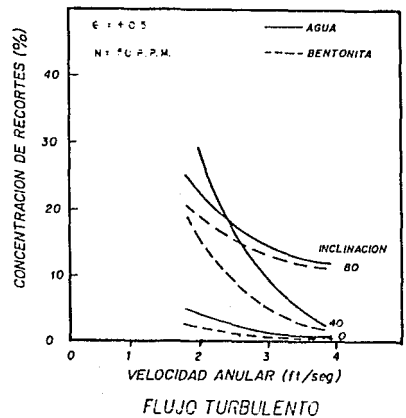


FIGURA 34

La estabilidad del agujero también es un parámetro

importante cuando se perforan pozos de radio corto, medio o largo, particularmente cuando se perfora en formaciones no consolidadas o en arcillas hidratables. En las tres categorías el calibre es necesario para asegurar el contacto efectivo, el cual determina el ritmo de construcción que se alcanzará. Particularmente en pozos de radio corto, el enjarre puede inhibir la inserción y apartar el aparejo por un decremento en el tamaño del agujero. Este problema se resuelve con un buen control de pérdida del filtrado y además es importante para reducir el daño a la formación.

Es muy importante no pasar por inadvertido el daño a la formación en la zona productora que se ocasiona por los fluidos de perforación que pasan mucho tiempo en contacto con el yacimiento, mientras se perfora la sección horizontal y porque muchos de estos pozos no siempre son cementados o entubados. Por lo tanto, es indispensable usar fluidos con baja pérdida de filtrado y de bajo contenido de sólidos, así mismo, debe de asegurarse que el enjarre se pueda remover efectivamente durante la fase de terminación y que los agentes taponantes sean solubles en agua o en ácido y disponer de buen equipo de limpieza lo bastante sensible al manejo de un gran rango de sólidos.

La lubricación ayuda a disminuir el torque y arrastre durante las operaciones de perforación y por lo tanto disminuye las posibilidades de atrapamiento de la sarta y de la tubería de revestimiento.

PRESIONES DE DISEÑO. Las consideraciones de daño a la formación y fractura son muy importantes en éste diseño. Generalmente el gradiente de fractura (GF) se incrementa con la

profundidad y es una función de la presión de poro de la formación (PP), sobrecarga (S) y una constante de esfuerzos de la matriz (K)⁽⁴⁶⁾.

$$GF = PP + (S - PP)K$$

El valor del gradiente de fractura representa el límite superior de la presión hidrodinámica ejercida por el fluido en un punto dado. Este valor es muy importante en pozos horizontales porque el gradiente de fractura no cambia sobre la longitud de la sección horizontal. Sin embargo, en una situación dinámica, la presión ejercida por el fluido puede cambiar en relación a las pérdidas de presión experimentadas en el espacio anular. Las pérdidas de presión se incrementan conforme se incrementa la longitud del agujero horizontal, y estas se transforman en un incremento efectivo del peso del lodo conforme la longitud de la sección se incrementa, pero el gradiente de fractura no aumentará mientras la profundidad vertical no se incremente.

La densidad equivalente de circulación cambia con las pérdidas de presión, y es función de las propiedades de los fluidos de perforación, diseño de la sarta en relación con el tamaño del agujero, velocidades del fluido y diámetros hidráulicos resultantes. La figura 35 ilustra la relación entre la presión de poro, presión del fluido estática, dinámica y el gradiente de fractura, en la cual las limitaciones son el gradiente de fractura en la parte superior y la presión de poro en la inferior.

Las prácticas de perforación consideran que el movimiento de la tubería esta sujeta a las mismas limitaciones cuando se saca o mete la tubería.

RESTRICCIONES DE PRESION

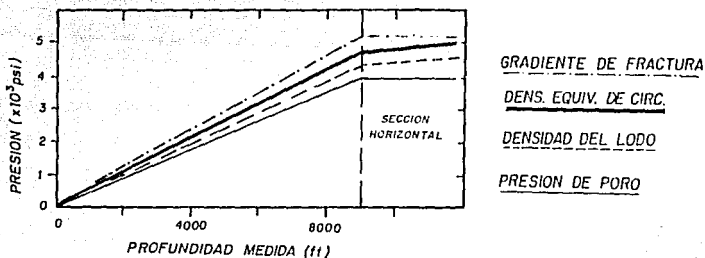


FIGURA 35

DISEÑO DEL FLUJO DE FLUIDOS. Una vez que las consideraciones de presión son conocidas, el diseño del flujo debe realizarse. El principal criterio es obtener un modelo de flujo que permita la limpieza del agujero, preferentemente en flujo turbulento. Este puede ser alcanzada en una o dos formas o la combinación de ambas:

REDUCIENDO LA VISCOSIDAD Y CONSECUENTEMENTE EL NUMERO DE REYNOLDS DEL FLUIDO. Esto da como resultado que el modelo cambie de flujo laminar a turbulento a bajas velocidades. Generalmente es aceptable en agujeros horizontales, porque se ha demostrado que la limpieza y transporte de recortes en altos ángulos incluyendo la sección horizontal, es mejor en flujo turbulento.

REDUCIENDO EL VOLUMEN ANULAR POR EL CAMBIO DEL APAREJO DE FONDO Y DIAMETRO DEL AGUJERO. Reduciendo el volumen anular mientras se mantiene el mismo gasto da como resultado altas velocidades. El diseño del aparejo de fondo es importante en este punto, porque los requerimientos de flujo o restricciones de gasto y presión de los componentes tales como los de la herramienta de medición mientras se perfora (MWD) o del motor de fondo pueden no permitir el flujo turbulento.

DISEÑO DEL DIÁMETRO HIDRAULICO. Muchos criterios deben de tomarse en cuenta para perforar un pozo horizontal, en los que se incluyen:

Conocimiento del factor de fricción.

Entendimiento de la transferencia de peso.

Implantación de las limitantes de las herramientas.

Aumento del flujo para la limpieza del agujero.

La limpieza se puede mejorar si el diámetro hidráulico o el área anular es tan pequeña como sea posible. Esto es más difícil en pozos horizontales dado que hay más limitaciones en el diseño de la sarta y el aparejo de fondo.

Una vez que la sarta ha sido diseñada, el diámetro hidráulico resultante determinará las propiedades del fluido de perforación o las características del motor.

Por todo lo anterior, se debe tener una interrelación de todos los factores que intervienen en el diseño del pozo horizontal para obtener resultados exitosos.

Por lo que respecta a las cementaciones los problemas más serios que afectan son, la depositación de sólidos de agentes densificantes y recortes, así como la canalización debido a la difícil remoción del lodo en la parte baja de la tubería.

Los estudios muestran que lodos con puntos de cedencia más altos se requieren para prevenir la depositación de sólidos y disminuye la canalización sin reducir la eficiencia de desplazamiento con la reducción de la movilidad del lodo. El punto de cedencia varía de acuerdo al ángulo de desviación del pozo. A menor desviación, menor punto de cedencia se requiere para prevenir la depositación.

Durante la perforación de la sección horizontal en pozos de

gas, deben de tomarse las precauciones para:

a.- El control del pozo debido a la manifestación del gas.

La presión diferencial entre la parte superior e inferior de la sección horizontal es pequeña y el volúmen de gas en caso de una entrada puede ser inusualmente grande; en suma, un efectivo tratamiento de pérdida de lodo puede ser difícil y el riesgo de aligerar la columna puede incrementarse con la longitud de la sección horizontal. Así mismo, dado que la velocidad de las burbujas de gas tienen menor velocidad que la del lodo en la sección horizontal, los procedimientos de control del pozo pueden no ser viables. Por esta razón deben tomarse medidas como:

Todo el personal debe estar enterado de lo concerniente a la seguridad.

Procedimientos tales como viajes cortos periódicos y la supervisión del flujo y circulación deben de enfatizarse.

Se debe mantener un enjarre delgado, impermeable y lubricante.

b.- Por a la dificultad para colocar tapones de cemento en la sección horizontal, se deben evitar las correcciones en este intervalo.

CAPITULO V

HERRAMIENTAS PARA POZOS CON ALTO GRADO DE DESVIACION

Desde hace algunos años, como consecuencia de la decadencia de las reservas de petróleo y la devaluación mundial de los precios del petróleo se ha intensificado el mejoramiento y desarrollo de las herramientas y métodos de perforación horizontal lo cual ha redundado en una reducción significativa de los costos de la perforación.

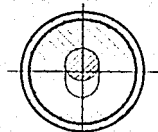
En este capítulo se presentan algunas de las herramientas que en la actualidad se han desarrollado con la finalidad de obtener mayores beneficios.

MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM).⁽¹⁴⁾

El más importante avance en el control de la trayectoria es el empleo de los motores. Estos fueron desarrollados en 1966 y se empezaron a emplear como una herramienta direccional y en la perforación de agujeros rectos. EL motor de desplazamiento positivo (PDM) está constituido por una válvula de descarga que se emplea para desviar el fluido mientras este fluye dentro y fuera del agujero. Cuando se inicia la circulación, la fuerza del fluido mueve hacia abajo un pistón y cierra la válvula, dirigiendo el fluido a través del estator. Por la excentricidad del rotor en el estator, el fluido que circula imparte un torque al rotor, causando que este gire fluyendo de cámara a cámara. La rotación es transmitida a la barrena por una junta universal a la cual esta conectada. El PDM más común es el

llamado de medio lóbulo, debido a que el rotor tiene un lóbulo y el estator tiene dos lóbulos o dientes. La excesiva caída de presión a través de cada etapa del motor acelera el desgaste del estator, este problema se reduce con el empleo de un motor multi-lóbulo, el cual reduce la velocidad rotacional y las caídas de presión en cada etapa. (Figura 36)

MOTOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO



RELACION ROTOR / ESTATOR (1/2)

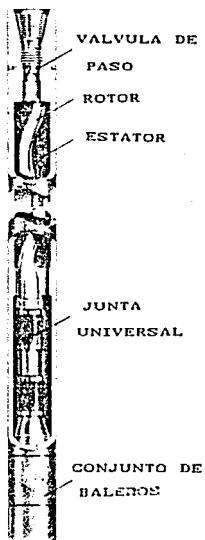


FIGURA 36

Como se mencionó anteriormente, la perforación de radio medio con grandes diámetros fué posible con los motores de desplazamiento positivo (PDM). El direccionamiento del motor esta cercano a la barrena y como resultado se tienen muchos menores cambios en los índices de construcción.

SISTEMA DE NAVEGACION DE PERFORACION. ^(11, 14)

Este sistema es diseñado para perforar pozos rectos y direccionales con barrenas tricónicas o policristalinas (PDC). Si se emplean motores de fondo para cada etapa o intervalo del agujero, el sistema de navegación proporciona mayor caballaje y torque a la barrena, lo que incrementa los ritmos de penetración. Como con este sistema se tienen menos correcciones en el curso, se perforan pozos más uniformes y por lo tanto con menos problemas ⁽¹³⁾.

El sistema de navegación está constituido por la barrena, el motor de fondo direccionable y la herramienta de medición mientras se perfora (MWD). (Figura 37)

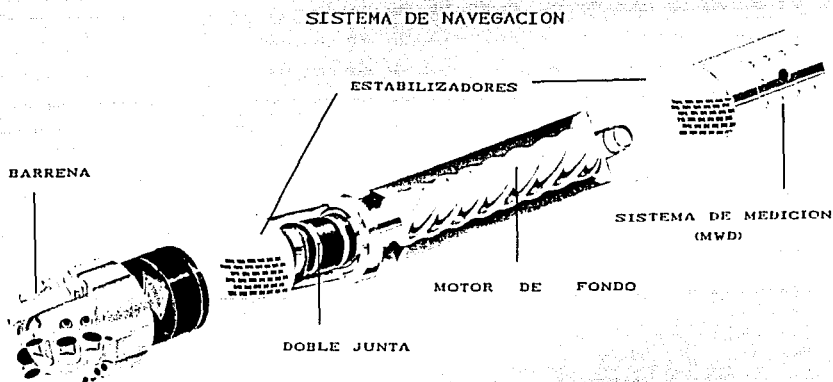


FIGURA 37

La clave del sistema, es el aparejo de navegación entre la barrena y el motor que defasa ligeramente el eje de la barrena comparado con el eje de la sarta de perforación.

El aparejo de navegación es una doble junta. La primera junta tiene una dirección y la segunda es opuesta a la primera, las cuales son imperceptibles e inclinan ligeramente el eje de

la barrena. Dependiendo del motor y del ritmo de construcción deseado, el ángulo total de la barrena varía de 0.13° a 0.78° . Este diseño de doble junta permite conservar la excentricidad de la sarta a un mínimo.

El diseño del sistema permite ser orientado para el inicio de la desviación y llevar a cabo correcciones mientras se perfora. También permite perforar intervalos de agujero rectos rotando la sarta mientras el motor continúa funcionando. sin la necesidad de efectuar viajes adicionales.

Debido a que el sistema de navegación puede estar más tiempo en el fondo que un aparejo convencional, las barrenas deben ser seleccionadas para funcionar a través de los diferentes intervalos que se tengan que atravesar. También la barrena debe ser capaz de perforar tanto en agujeros rectos como en intervalos desviados.

El siguiente componente son los estabilizadores integrales, los cuales estan a pleno calibre y se encuentra en la manga del motor, directamente arriba de la barrena y otro que se encuentra arriba del motor.

Estos estabilizadores tienen tres funciones. La primera, sirven como puntos de tangencia que define la curvatura constante a lo largo de la cual el aparejo perforará de un modo orientado. El ritmo de construcción puede ser controlado por la variación en la colocación del estabilizador superior.

La segunda, el estabilizador cercano a la barrena reduce las vibraciones y deflecciones en la barrena. La tercera, los estabilizadores agregan rigidez al aparejo, así este puede mantener su inclinación y dirección mientras se perfora un intervalo de agujero recto.

El siguiente componente del sistema, es un motor de desplazamiento positivo el cual se selecciona dependiendo de la capacidad hidráulica del equipo, tipo de barrena y de las características de la formación. Generalmente el motor de desplazamiento positivo (PDM) con baja velocidad y alto torque opera con barrenas tricónicas o con barrenas con cortadores gigantes. Los motores de velocidades media y torque medio trabajan con barrenas compactas de diamantes estándares o naturales en lodos base aceite.

El control de la dirección se lleva a cabo con una herramienta de medición mientras se perfora (MWD), el cual se coloca arriba del motor direccionable proporcionando mediciones oportunas de la dirección durante las operaciones de perforación; esto permite corregir el curso rápidamente y ayuda a perforar el pozo conforme la dirección planeada.

El sistema de navegación reduce el tiempo de perforación en un 30 a 40% comparado con los métodos de perforación convencional aunado con la experiencia que se tenga en el área.

SISTEMA MEDICION MIENTRAS SE PERFORA (M.W.D.).^(17,41)

El sistema direccional de medición puede emplearse con la perforación convencional o con motores de fondo como un componente integral de la sarta en el sistema de navegación.

Este sistema mide la trayectoria y registra la dirección de la cara de la herramienta mientras se perfora. Se puede emplear sin problemas con casi todos los lodos de perforación (con aditivos y agentes de pérdida de circulación) y además con herramientas de 2" de diámetro interior. Este sistema se encuentra disponible en diámetros de 6 $\frac{3}{4}$ ", 7 $\frac{3}{4}$ ", 8", 9" y 9 $\frac{1}{2}$ "

de diámetro exterior para igualar las necesidades de la sarta.

El sistema consta de dos componentes básicos: un lastrabarrena antimagnético de 18' en el que se albergan los sensores y el emisor de pulsos y un conjunto de baterías (Figura 38). Los lastrabarrenas reducen los impactos y vibraciones causadas por la sarta, con la ventaja de que pueden ser separados o reemplazados individualmente sin la necesidad de desamblar toda la herramienta. El sensor está constituido por un acelerómetro y un magnetómetro triaxiales para obtener medidas exactas de la inclinación y dirección del agujero y orientación de la cara de la herramienta, así como de la temperatura del fondo del agujero.

SISTEMA DE MEDICION M. W. D.

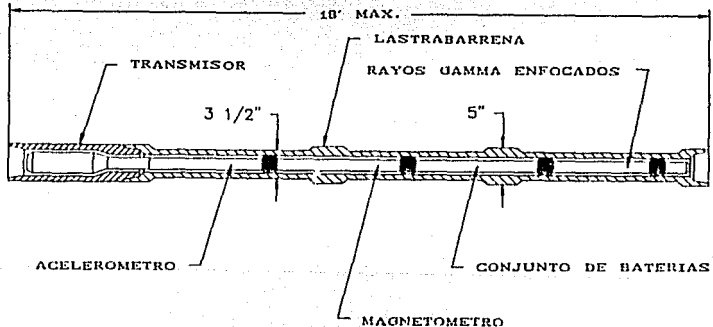


FIGURA 38

Esta herramienta transmite la información desde el fondo del agujero a la superficie por medio de pulsos negativos o positivos. La transmisión de impulsos se lleva a cabo por la acción de una válvula que trabaja con la presión diferencial que se requiere para que opere el sistema (750 - 1000 psi). Cuando la válvula se abre permite el paso del fluido de la herramienta al anular, creando una pequeña caída de presión (pulsos negativos) en la superficie, estos pulsos son detectados y codificados.

El sistema es activado por un conjunto de baterías las cuales tiene una duración de aproximadamente 100 hrs.

La segunda unidad, es una registradora superficial de las señales. En la superficie, la secuencia de mediciones inicia operando un detector de presión para registrar, la cual se instala en el tubo de alimentación (stand pipe) a la línea de flujo o a las presas. La secuencia de los pulsos determina el modo de operación de los instrumentos del motor de fondo e inicio de las mediciones.

La señal de los impulsos del motor de fondo son recibidos en la superficie por un traductor de presión, el cual transmite la correspondiente señal eléctrica de la dirección e inclinación del agujero y de la cara de la herramienta a la unidad lectora localizada en la superficie.

A esta herramienta se la pueden agregar sondas de rayos-gamma y otras dependiendo de las necesidades que se tengan en el pozo.

HERRAMIENTA RECUPERABLE DE MEDICIÓN MIENTRAS SE PERFORA (C. M. W. D.) (5,12)

Esta es una herramienta de medición MWD recuperable con equipo de línea, con la cual se puede ahorrar tiempo y que tiene grandes aplicaciones y beneficios dentro de los cuales se encuentran:

- La herramienta es completamente recuperable lo cual disminuye los riesgos de pérdida en el pozo.

- La herramienta tiene un solo tamaño que opera en todos los diámetros de lastrabarrenas, para mantener la flexibilidad y simplicidad de su uso.

- La herramienta tiene muy bajo peso lo cual permite su fácil transportación.

- Se elimina la adición de instrumentos en la sarta.

Esta herramienta se emplea principalmente para llevar a cabo mediciones cortas sin la necesidad de efectuar viajes adicionales para instalar el MWD.

Existen tres métodos de instalación de la herramienta dentro de la sarta que son:

- Colocándola en la superficie en el interior de la sarta.

- Con equipo de línea.

- Caída libre a través de la sarta desde la superficie hasta un lastrabarrena antimagnético que se coloca previamente arriba del aparejo de perforación.

Otras de las ventajas que se tiene con esta herramienta es que no se requiere centrarla en el lastrabarrena, además, se puede dividir en cuatro fracciones, que la hacen más práctica y es ubicada en un plato receptor previamente colocado abajo del

lastabarrena antimagnético. y tiene una temperatura límite de operación de 257°F (125°C)>. La figura 39 y tabla 1 dan las características de esta herramienta.

SISTEMA DE MEDICION M. W. D. MODULAR

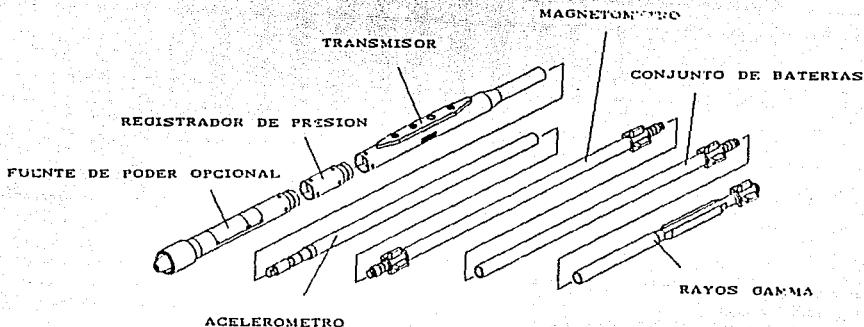


FIGURA 39

TUBERIA DE PERFORACION PARA SERVICIO COMPRESIVO. ^(12,13)

Esta tubería se emplea en la perforación de pozos de radio medio cuando los ángulos exceden de 15°/100 pies y se usa desde el punto de inicio de la desviación hasta el fondo del agujero. Consiste en una tubería de perforación S-135 con nodos de desgaste espaciados entre las juntas. Esta tubería se puede rotar en la curva y ser corrida en compresión sin sufrir fallas por fatiga ni pandeo, también agita los recortes auxiliando en la limpieza del pozo. Cuando los ángulos de construcción son menores de 15°/100 pies, en lugar de esta tubería especial, se puede emplear tubería pesada de perforación.

Dos tamaños de tubería se encuentran disponibles ($3 \frac{1}{2}$ " y $2 \frac{7}{8}$ ") cada uno con diámetro de 5" en las juntas ($3 \frac{1}{2}$ " IF) y en los nodos. La tubería $3 \frac{1}{2}$ ", 13.3 lb/pie es la más fuerte y rígida de las dos y tiene dos nodos a intervalos de 10' entre las juntas. La tubería $2 \frac{7}{8}$ ", 10.4 lb/pie, tiene tres nodos a intervalos de 7.5' entre sus juntas. (Figura 40)

TUBERIA PARA SERVICIO COMPRESIVO

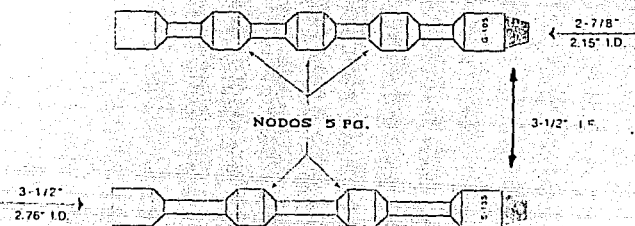


FIGURA 40

Existen lastrarrenas antimagnéticas para sistemas de radios medios los cuales son maquinados a las dimensiones de la tubería para compresión.

SISTEMA DE PERFORACION DE RADIO CORTO. ^(12,13)

Este sistema desvía pozos de la vertical a la horizontal a un promedio de 1.5 a 3.0° /pie, con un radio de $20'$ a $30'$ y con una longitud perforada de $30'$ a $60'$.

El sistema de perforación de radio corto es totalmente compatible con equipos de perforación estándar y no requiere de fluidos o de barrenas especiales. La rotación de la barrena es dada por un equipo de superficie, que generalmente es un

..swivel.. de poder, y las consideraciones de perforación están determinadas por la característica de la formación y la zona productora. Este sistema está comprendido de cuatro elementos principales que son:

GUIA DE ORIENTACION Y CONJUNTO DE EMPAQUES. Este elemento del sistema es básicamente un empacador con cufia desviadora, que colocado a una profundidad determinada permite la perforación curva para llegar al objetivo a $\pm 90^\circ$ de profundidad. La cufia cuando esta orientada permite el control de la dirección. Esta difiere de una cufia desviadora estándar en que la cara de la herramienta ha sido incrementada para facilitar un mayor índice de construcción. El empacador del conjunto, es un empacador estándar para pozo abierto de tipo inflable. Estos dos elementos se encuentran en una sola pieza y se pueden orientar e inflar en un solo viaje.

CONJUNTO GANADOR DE ANGULO. Este elemento es el corazón del sistema, el cual desvía el pozo de la vertical a la horizontal. Este elemento consiste de dos partes: la columna flexible, que une la columna rotaria vertical con la guía curva de perforación, y la guía de perforación como tal.

La guía curva de perforación comprende una camisa exterior no rotatoria con una curva de radio predeterminada; un vástago interno que imparte la rotación desde la columna vertical a la barrena y paquete de rodamientos en la parte inferior y superior del conjunto que conecta la camisa externa no rotativa y el vástago interno. La guía curva solo se emplea para separar el pozo de la vertical a la horizontal, cuando se alcanzan los 90° , la guía se saca y se continua con un conjunto para mantener el ángulo.

CONJUNTO PARA MANTENER EL ANGULO. Este sistema consiste de articulaciones de tubo flexible y de un mandril de perforación estabilizado que puede ser rígido o semirígido.

El mandril de perforación se localiza arriba de la barrena y emplea dos estabilizadores con diámetros que varían para mantener, perder o incrementar el ángulo según se requiera.

TUBERIA ARTICULADA FLEXIBLE (WIGGLIES). Esta tubería se emplea en conjuntos para incrementar o mantener el ángulo y se utiliza para unir la columna vertical rotatoria con el conjunto de fondo. Cada tubo tiene una longitud de aproximadamente 20' de largo con uniones universales interconectadas a cada pie. Esta tubería tiene una camisa flexible para permitir la circulación del lodo hacia la barrena. (figura 41)

Las herramientas que se mencionaron anteriormente, son algunas de las que más se están empleando en la actualidad debido a la reducción de costos e incremento en la eficiencia en las operaciones de perforación y cuya aplicación es cada vez más generalizada.

SISTEMA DE PERFORACION DE RADIO CORTO
GUIA DE ORIENTACION Y CONJUNTO DE EMPAQUES

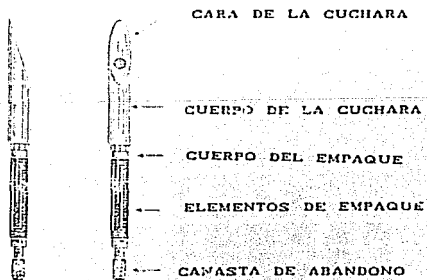
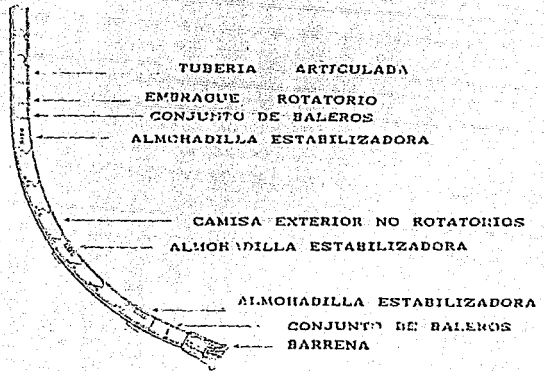


FIGURA 41

CONJUNTO GANADOR DE ANGULO



CONJUNTO PARA MANTENER EL ANGULO

ESTABILIZADORES (NO ROTATORIOS)



ARTICULACIONES

TUBERIA ARTICULADA FLEXIBLE

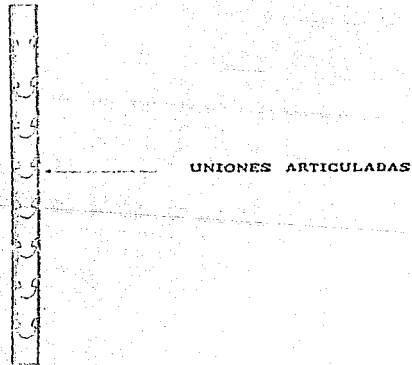


FIGURA 41

TABLA No. 1

DIAMETRO EXTERIOR DE LA HERRAMIENTA	2" MAXIMO
TAMANO DE LOS LASTRABARRENAS	3 $\frac{4}{8}$ " - 9 $\frac{1}{2}$ "
DIAMETRO INTERIOR DE LOS LASTRABARRENAS	2 $\frac{1}{4}$ " MINIMO
LONGITUD	23 PIES MINIMO
PESO	80 - 90 Kg.
FUENTE DE PODER	BATERIA (150 Hr)
GASTO	100 - 600 GPM
TEMPERATURA	125°C
TIPO DE LODO	SALMUERA, BASE AGUA O BASE ACEITE
PRESION MAXIMA	20,000 PSI
PESO SOBRE LA BARRENA	NO RESTRINGIDO
ROTARIA	NO RESTRINGIDO
SENSOR	ACELEROMETRO TRIAXIAL MAGNETOMETRO TRIAXIAL
RANGO DEL SENSOR	
AZIMUT	0° A 360°
INCLINACION	0° A 180°

CAPITULO VI.

METODOS DE CALCULO DE LA TRAYECTORIA.

Los incrementos en la profundidad, los altos costos de perforación, el control de la trayectoria en una formación determinada y la exactitud de la localización del yacimiento, han obligado a dar mayor importancia al conocimiento de la trayectoria del pozo. En este capítulo se presentan los métodos de cálculo para la planeación de la trayectoria, con los cuales se puede predecir el comportamiento de la trayectoria y su localización tridimensional desde que inicia hasta que termina.

DETERMINACION DE LA TRAYECTORIA

Existen varios métodos para calcular la localización del pozo en 3 dimensiones a partir de estaciones de medición. Entre estos métodos están:⁽⁴³⁾

METODO TANGENCIAL .- Este método, muy inexacto, está basado en la suposición de que el agujero mantiene la misma dirección y orientación de una estación a otra.

METODO DE ANGULO PROMEDIO .- Esta técnica está basada en la suposición de que el agujero es paralelo a un simple promedio aritmético entre los ángulos de dirección y orientación.

METODO DE MINIMA CURVATURA .- Este método toma los espacios vectoriales definidos por la medición de la dirección e inclinación y los iguala a la curva de un pozo con el uso de un factor de radio, el cual se define por la curvatura de la sección del pozo (pata de perro). Este método, como el de radio de curvatura, es uno de los métodos más confiables para la

determinación de la posición de la trayectoria de un pozo.

Existen otros métodos como el tangencial balanceado, tangencial trapezoidal, Mercury, etc., los cuales no se mencionan debido a que son combinaciones de los anteriores y su empleo tiene limitaciones. (7,8)

El método que se empleará en este trabajo es el de RADIO DE CURVATURA, (2^a) el cual usa un conjunto de mediciones de ángulos llevadas a cabo en la parte superior e inferior de la longitud de curso, para generar un espacio curvo (representando la trayectoria del pozo) que tiene forma de un arco de esfera que pasa a través de los ángulos medidos. Este método es uno de los más exactos para determinar la posición de un pozo dado, (ya que asume que el agujero es una curva igual a la descrita por un segmento de esfera o círculo). La suposición de que el agujero es una curva entre dos mediciones, hace a este método menos sensitivo a colocaciones y distanciamientos entre puntos de medición como en los otros métodos, pero, al igual que los demás a grandes distancias entre los puntos de medición, decrece su exactitud y particularmente si una severa pata de perro esta presente en el intervalo (Figura 42).

MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA

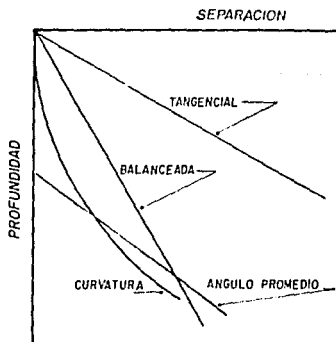


FIGURA 42

La solución general supone que todas las curvas entre dos puntos son constantes y las únicas restricciones son la curvatura e inclinación máxima.

Para este trabajo se consideran 4 casos de trayectorias:

CAMBIO DE INCLINACION CON AZIMUT CONSTANTE

CAMBIO DE INCLINACION Y AZIMUT

INCLINACION Y AZIMUT CONSTANTES

INCLINACION CONSTANTE CON CAMBIO DE AZIMUT.

Las ecuaciones para calcular la trayectoria base se pueden modificar considerando la tendencia de desviación de la barrena.

Las ecuaciones se desarrollaron para calcular los puntos críticos a lo largo de la trayectoria del pozo en coordenadas cartesianas y en términos de los parámetros de medición direccional.

El diseño final involucra estos segmentos que pueden emplearse por separado o en combinación. Estos segmentos se muestran en la figura 43.

TRAYECTORIAS TIPICAS

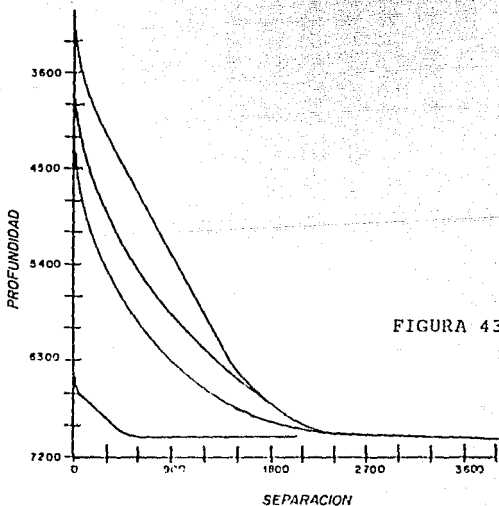


FIGURA 43

En el primer caso se considera que: $\phi_2 \neq \phi_1$ y $\theta_2 = \theta_1$ que representa una línea de curvatura constante en un plano vertical, esta se forma de la curva que resulta de la intersección de un cilindro horizontal con el plano vertical. La proyección en el plano XY es una línea recta.

$$X_2 - X_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)\text{SEN}\theta_2}{(\phi_2 - \phi_1)} \right| \quad (6.1)$$

$$Y_2 - Y_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)\text{COS}\theta_2}{(\phi_2 - \phi_1)} \right| \quad (6.2)$$

$$Z_2 - Z_1 = \frac{(L_2 - L_1)}{\phi_2 - \phi_1} (\text{SEN } \phi_2 - \text{SEN } \phi_1) \quad (6.3)$$

Para el segundo caso donde: $\phi_2 \neq \phi_1$ y $\theta_2 \neq \theta_1$ $-\pi \leq (\theta_2 - \theta_1) \leq \pi$ representa una curvatura constante en el azimut e inclinación, que se forma al irse doblando para tener la forma de un cilindro en un plano vertical que contiene una línea de curvatura constante. También se describe como un plano no vertical que contiene una línea curvatura constante. Para este caso se tiene:

$$X_2 - X_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)(\text{SEN}\theta_2 - \text{SEN}\theta_1)}{(\theta_2 - \theta_1)(\phi_2 - \phi_1)} \right| \quad (6.4)$$

$$Y_2 - Y_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\cos\phi_1 - \cos\phi_2)(\text{SEN}\theta_2 - \text{SEN}\theta_1)}{(\theta_2 - \theta_1)(\phi_2 - \phi_1)} \right| \quad (6.5)$$

$$Z_2 - Z_1 = \frac{(L_2 - L_1)}{\phi_2 - \phi_1} (\text{SEN } \phi_2 - \text{SEN } \phi_1) \quad (6.6)$$

En el tercer caso cuando : $\theta_2 = \theta_1$ y $\phi_2 = \phi_1$ se presenta una línea recta en el espacio.

$$X_2 - X_1 = (L_2 - L_1) \text{SEN } \phi_2 * \text{SEN } \theta_2 \quad (6.7)$$

$$Y_2 - Y_1 = (L_2 - L_1) \text{SEN } \phi_2 * \text{COS } \theta_2 \quad (6.8)$$

$$Z_2 - Z_1 = (L_2 - L_1) \text{COS } \phi_2 \quad (6.9)$$

En el último caso donde: $\theta_2 \neq \theta_1$ para $[-\pi \leq (\theta_2 - \theta_1) \leq \pi]$ y $\phi_2 = \phi_1$, se representa el cambio de azimut a inclinación constante, o el caso de una hélice. Este se conforma de la trayectoria de una línea recta en un plano cuando este se dobla a la forma de cilindro vertical. (figura 44)

$$X_2 - X_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\text{COS } \theta_1 - \text{COS } \theta_2) \text{SEN } \phi_2}{(\theta_2 - \theta_1)} \right| \quad (6.10)$$

$$Y_2 - Y_1 = \left| \frac{(L_2 - L_1)(\text{SEN } \theta_1 - \text{SEN } \theta_2) \text{SEN } \phi_2}{(\theta_2 - \theta_1)} \right| \quad (6.11)$$

$$Z_2 - Z_1 = (L_2 - L_1) \text{COS } \phi_2 \quad (6.12)$$

PERFORACION DIRECCIONAL

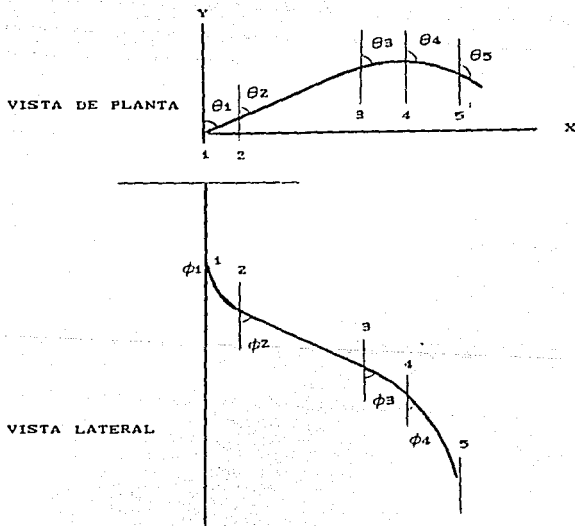


FIGURA 44

Si se considerara un simple cambio en el plano, tres trayectorias del radio de curvatura del punto A hasta otro B se pueden describir por las ecuaciones del radio de curvatura y relaciones geométricas simples. La trayectoria 1, tendría un segmento inclinado con radio de curvatura de cero y finalizaría con un radio de curvatura r_1 . La trayectoria 2, está compuesta por dos segmentos curvos, uno inicial y otro final, con un segmento recto entre los dos anteriores (curva con tangente). El tercero y más sencillo está constituido por una sección de curvatura mínima (curvatura uniforme). En la figura 45 se observan las 3 trayectorias anteriores.

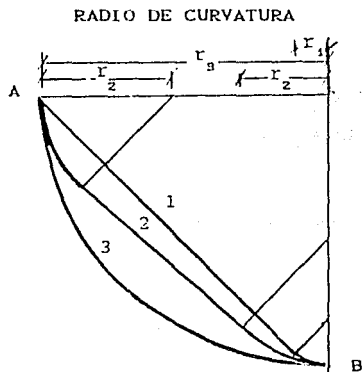


FIGURA 45

La trayectoria de radio de curvatura orientadas en un plano horizontal pueden expresarse como una relación trigonométrica simple. La dirección inicial es cero y la longitud de la trayectoria es la suma de los segmentos curvos S y la del segmento recto L_b . El cambio en la dirección de θ_1 a θ_2 puede expresarse como:

$$\theta_2 - \theta_1 = \Delta\theta = \pi - \tan^{-1}(L_b / r) - \tan^{-1}(L_b / L_c) \quad (6.13)$$

y como la longitud de S es el producto de $\Delta\theta * r$, la longitud de

la trayectoria total es:

$$L = L_0 + (r_1 * \Delta\theta) + (r_2 * \Delta\theta) \quad (6.14)$$

$$L = L_0 + (r_1(\pi - \tan^{-1}(L_0/r_1) - \tan^{-1}(L_0/L_c)))_1 + (r_2(\pi - \tan^{-1}(L_0/r_2) - \tan^{-1}(L_0/L_c))) \quad (6.15)$$

donde :

$$L_0 = (L_B^2 + L_C^2 - r^2)^{1/2} \quad y \quad L_c = |(X_2 - X_1)| - r \quad (6.16)$$

En el caso de una curvatura mínima, cuando $L_0 = 0$, el radio de curvatura puede expresarse con las ecuaciones anteriores como sigue:

$$0 = L_B^2 + L_C^2 - r_{min}^2 \quad y$$

$$0 = (Y_2 - Y_1)^2 + (X_2 - X_1)^2 - 2r_{min}(X_2 - X_1) + r_{min}^2 - r^2$$

lo que se reduce a:

$$r_{min} = \frac{(Y_2 - Y_1)^2 + (X_2 - X_1)^2}{2(X_2 - X_1)} \quad (6.17)$$

Este procedimiento puede aplicarse para cualquier cambio en diferentes planos (horizontal, vertical o inclinado). Lo que se recomienda es trasladar las coordenadas al origen para alinear la curva en el plano XY.

Con lo que respecta a la CURVATURA, en el proceso de perforación direccional, uno de los principales problemas es la "pata de perro" máxima o curvatura del pozo. Se han desarrollado expresiones para la curvatura en función del cambio de inclinación y dirección. La curvatura en términos de $\Delta\theta$ y $\Delta\phi$ con curvatura constante entre dos puntos es:

$$a = \left[\left[\frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L} \right]^2 \operatorname{sen}^2 \left[\frac{\phi_1 + \phi_2}{2} \right] + \left[\frac{\phi_1 - \phi_2}{\Delta L} \right]^2 \right]^{1/2} \quad (6.18)$$

si la curva está en el plano vertical, ($\Delta\theta = 0$) :

$$a = \frac{\phi_2 - \phi_1}{\Delta L} \quad (6.19)$$

si la curva esta en el plano horizontal, ($\phi_1 = \phi_2 = \frac{1}{2}\pi = 90^\circ$) :

$$a = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\Delta L} \quad (6.20)$$

Una diferencia positiva en el ángulo de inclinación implica un incremento, y una negativa, una disminución en el ángulo ϕ caída. Con lo que respecta al azimut, un incremento denota vuelta a la derecha, y una negativa, implica cambio a la izquierda ($\Delta\theta < \pi$).

La curvatura se relaciona con la severidad de pata de perro con la siguiente expresión :

$$a = \frac{\pi T}{18000} \quad (6.21)$$

Como la curvatura esta en un plano vertical ϕ inclinado, el radio se puede definir como:

$$r = \frac{1}{a} = \frac{18000}{\pi T} \quad (6.22)$$

Cuando se tiene un cambio en la dirección del azimut a inclinación constante implica una tendencia helicoidal no contenida en el plano. Esta curvatura puede obtenerse de la ecuación :

$$a = \left(\frac{\theta_2 - \theta_1}{L_2 - L_1} \right) \text{SEN } \phi \quad (6.23)$$

inversamente, teniendo el radio de curvatura, esta puede resolverse por :

$$\frac{\Delta\theta}{\Delta L} = \frac{a}{\text{SEN } \phi} = \frac{\pi T}{1800 \text{ SEN } \phi} \quad (6.24)$$

Esta ecuación se puede emplear con las ecuaciones 10, 11 y 12 para localizar cualquier punto de la hélice en función de la profundidad perforada ΔL . La proyección de la hélice en el plano XY es un segmento de círculo cuya longitud es:

$$\Delta S = \Delta L * \text{sen } \phi \quad (6.25)$$

y el radio de curvatura :

$$r_{XY} = \frac{18000 \text{ sen}^2 \phi}{\pi T} \quad (6.26)$$

Para cambios simultáneos de azimut e inclinación, la localización inicial y la del objetivo no están orientadas para dar una trayectoria simple como las anteriores. Sin embargo, puede emplearse una matriz de 3*3 para transformar de 3 a 2 dimensiones, como se explica a continuación :

Considerando que la trayectoria de un radio de curvatura inicia en X_1, Y_1, Z_1 con ángulos iniciales ϕ_1 y θ_1 , y localizándose el objetivo en X_2, Y_2, Z_2 . Los cálculos de la trayectoria del pozo se simplifican si el punto inicial se traslada al origen (0,0,0). En suma, una rotación puede ser hecha de tal forma que la trayectoria se encuentre en el plano horizontal ($Z=0$) y el azimut inicial este en el norte ($\theta_1=0$). Estas pueden realizarse empleando la siguiente matriz.

$$M = \begin{bmatrix} a_1 & a_2 & a_3 \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ c_1 & c_2 & c_3 \end{bmatrix} \quad (6.27)$$

donde: $b_1 = \text{sen } \theta_1 * \text{sen } \phi_1$

$$b_2 = \text{cos } \theta_1 * \text{sen } \phi_1$$

$$b_3 = \text{cos } \phi_1$$

$$c_1 = |b_2(Z_2 - Z_1) - b_3(Y_2 - Y_1)| / c_1$$

$$c_2 = |b_3(X_2 - X_1) - b_1(Z_2 - Z_1)| / c_1$$

$$c_3 = |b_1(Y_2 - Y_1) - b_2(X_2 - X_1)| / c_1$$

donde :

$$c = (|b_2(Z_2 - Z_1) - b_3(Y_2 - Y_1)|^2 + |b_3(X_2 - X_1) - b_1(Z_2 - Z_1)|^2 + |b_1(Y_2 - Y_1) - b_2(X_2 - X_1)|^2)^{\frac{1}{2}}$$

y :

$$a_1 = (b_2c_3 - b_3c_2) / a$$

$$a_2 = (c_1b_3 - c_3b_1) / a$$

$$a_3 = (b_1c_2 - b_2c_1) / a$$

donde :

$$a = \left((b_2c_3 - b_3c_2)^2 + (c_1b_3 - c_3b_1)^2 + (b_1c_2 - b_2c_1)^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

Transformado a coordenadas son $X_1' = Y_1' = Z_1' = 0$, con $\theta_1 = 0$ y

$$X_2' = (X_2 - X_1)a_1 + (Y_2 - Y_1)a_2 + (Z_2 - Z_1)a_3 \quad (6.28)$$

$$Y_2' = (X_2 - X_1)b_1 + (Y_2 - Y_1)b_2 + (Z_2 - Z_1)b_3 \quad (6.29)$$

$$Z_2' = 0 \quad (6.30)$$

Estas coordenadas definen una trayectoria en el plano horizontal. La solución es equivalente a las dadas por:

$$L = L_0 + r(\pi - \tan^{-1}(L_0/r) - \tan^{-1}(L_Y/L_X)) \quad (6.31)$$

donde $L_0 = (L_Y + L_X - r^2)^{\frac{1}{2}}$

$$L_Y = Y_2'$$

$$L_X = |X_2'| - r$$

La condición mínima de curvatura es :

$$r = \frac{(Y_2')^2 + (X_2')^2}{2X_2'} \quad (6.32)$$

Los puntos a lo largo de una trayectoria bidimensional pueden transformarse a un sistema tridimensional, obteniendo la inversa de la matriz anterior (M^{-1}).

Después de calculada la trayectoria, un proceso de ensaye y error puede emplearse para determinar la óptima compensación del ángulo hacia la izquierda para compensar el camino de mano derecha que normalmente ocurre en la perforación de un pozo direccional. Los parámetros claves para determinar la conducción están dados por los ritmos de desviación que pueden ocurrir en los segmentos de construcción y rectos de la trayectoria. Estas desviaciones dependen de factores tales como: tipo de formación, buzamiento de las capas, tipo de barrena, ritmos de perforación, ect. Los valores específicos de la desviación deben ser obtenidos de pozos perforados en el

área.

Para calcular la óptima conducción, la desviación se impone en base a la trayectoria y se calcula para varios ángulos, seleccionando la que se encuentre más aproximada a la localización del objetivo.

Para un ángulo guía en particular θ_L , el azimut inicial es:

$$\theta_1' = \theta_1 - \theta_L \quad (6.33)$$

para cualquier punto en la trayectoria base, el azimut se modifica para considerar la desviación como sigue:

$$\theta_1' = \theta_1 - \theta_L + \sum \frac{\Delta L}{1000} D \quad (6.34)$$

en donde el último término es la desviación acumulada. La desviación acumulada con la longitud perforada dependen de si se construye el ángulo, se perfora recto o se disminuye el ángulo. Los valores típicos de la desviación son :

$D_1 = 0.2^\circ/100$ pies ($0.656^\circ/100$ m) durante la construcción del ángulo

$D_2 = 0.05^\circ/100$ pies ($0.164^\circ/100$ m) durante la sección recta, y

$D_3 = 0.1^\circ/100$ pies ($0.328^\circ/100$ m) durante la disminución del ángulo.

Los verdaderos valores que se deben emplear en estos cálculos son los obtenidos de las experiencias de perforación en cada área. Una vez que se ha determinado el azimut a lo largo de la trayectoria base, la ecuaciones 4, 5, 6, 10, 11 y 12 se usan para calcular la trayectoria para cada valor de θ_L . El punto final calculado para la trayectoria se usa para calcular la separación de la localización del objetivo empleando la siguiente ecuación:

$$\Delta L = \left[(X_{\text{OBJ}} - X)^2 + (Y_{\text{OBJ}} - Y)^2 + (Z_{\text{OBJ}} - Z)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (6.35)$$

El valor óptimo es el que disminuye a ΔL , de la ecuación anterior.

COMPORTAMIENTO DE LA TRAYECTORIA. (9)

Para determinar el comportamiento del pozo con la variación de alguno de los parámetros durante la perforación se pueden llevar a cabo once diferentes posibilidades de cálculo de la trayectoria con los siguientes datos:

ϕ_1 = Inclinación inicial (grados).

ϕ_2 = Inclinación final (grados).

$\Delta\theta$ = Cambio de azimut (grados).

T = Severidad de la pata de perro (grados).

H = Orientación de la cara de la barrena (grados).

Los posibilidades de cálculo se muestran en la siguiente tabla.

VARIABLE	CASO										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ϕ_1	C	C	C	C	C	D	D	C	C	D	D
ϕ_2	D	C	C	D	D	C	C	C	D	D	C
$\Delta\theta$	D	C	D	C	D	C	D	D	C	C	C
T	C	D	C	C	C	C	C	D	D	C	D
H	D	D	D	D	C	D	C	C	C	C	C

donde: C = variable conocida

D = variable desconocida.

y a partir de cualquier caso que se presente, se pueden llevar a cabo los cálculos por medio de:

CASO 1.

Donde ϕ_1 y T son conocidas, entonces calculamos:

La orientación de la cara de la herramienta

$$H = \text{ARCCOS} \left(\frac{-\text{TAN } T}{\text{TAN } \phi_1} \right) \quad (6.36)$$

El cambio de azimut

$$\Delta\theta = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\text{SEN } \phi_1 + (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } T * \text{COS } H)} \right) \quad (6.37)$$

La inclinación final

$$\phi_2 = \text{ARCCOS} ((\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - (\text{SEN } \phi_1 * \text{SEN } T * \text{COS } H))$$

CASO 2

Si ϕ_1 , ϕ_2 y $\Delta\theta$ son conocidas,

La severidad de la pata de perro

$$T = \text{ARCCOS} ((\text{COS } \phi_1 * \text{COS } \phi_2) + (\text{SEN } \phi_1 * \text{SEN } \phi_2 * \text{COS } \Delta\theta))$$

La orientación de la cara de la herramienta

$$H = \text{ARCCOS} \left(\frac{(\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - \text{COS } \phi_2}{\text{SEN } B * \text{SEN } \phi_2} \right) \quad (6.40)$$

CASO 3

Si ϕ_1 , ϕ_2 y B son conocidas:

La orientación de la cara de la herramienta

$$H = \text{ARCCOS} \left(\frac{(\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - \text{COS } \phi_2}{\text{SEN } B * \text{SEN } \phi_2} \right) \quad (6.41)$$

El cambio de azimut

$$\Delta\theta = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\text{SEN } \phi_1 + (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } T * \text{COS } H)} \right) \quad (6.42)$$

CASO 4

SI ϕ_1 , $\Delta\theta$ y T son conocidos:

La inclinación final

$$\phi_2 = \frac{1}{2} \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{COS } T}{\text{COS } \phi_1^2 + (\text{COS } \Delta\theta^2 * \text{SEN } \phi_1^2)} \right) - \text{ARCTAN} \left(\frac{1}{\text{TAN } \phi_1 * \text{COS } \Delta\theta} \right) \quad (6.43)$$

La orientación de la cara de la herramienta

$$H = \text{ARCCOS} \left(\frac{(\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - \text{COS } \phi_2}{\text{SEN } B * \text{SEN } \phi_2} \right) \quad (6.44)$$

CASO 5

SI ϕ_1 , T y H son conocidos

La inclinación final

$$\phi_2 = \text{ARCCOS} ((\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - (\text{SEN } \phi_1 * \text{SEN } T * \text{COS } H))$$

El cambio de azimut

$$\Delta\theta = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\text{SEN } \phi_1 + (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } T * \text{COS } H)} \right) \quad (6.46)$$

Caso 6

SI ϕ_2 , $\Delta\theta$ Y T son conocidos:

La inclinación inicial

$$\phi_1 = \pm \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{COS } T}{\text{COS } \phi_2 \pm (\text{COS } \Delta\theta \pm \text{SEN } \phi_2 \pm \text{SEN } T)} \right) - \text{ARCTAN} \left(\frac{1}{\text{TAN } \phi_2 * \text{COS } \Delta\theta} \right) \quad (6.47)$$

La orientación de la cara de la herramienta

$$H = \text{ARCCOS} \left(\frac{(\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - \text{COS } \phi_2}{\text{SEN } T * \text{SEN } \phi_1} \right) \quad (6.48)$$

CASO 7

SI ϕ_2 , H y T son conocidos:

La inclinación inicial

$$\phi_1 = \pm \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{COS } \phi_2}{\text{COS } T \pm (\text{COS } H \pm \text{SEN } T \pm \text{SEN } H)} \right) + \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{COS } T}{\text{SEN } T * \text{COS } H} \right) \quad (6.49)$$

El cambio de azimut

$$\Delta\theta = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\text{SEN } \phi_1 + (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } T * \text{COS } H)} \right) \quad (6.50)$$

CASO 8

Si ϕ_1 , ϕ_2 y H son conocidas,

El cambio de azimut

$$\Delta\theta = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\text{SEN } \phi_1 + (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } T * \text{COS } H)} \right) \quad (6.51)$$

La severidad de la pata de perro

$$\phi_1 = \frac{1}{2} \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{COS } \phi_2}{\text{COS } \phi_1^2 + (\text{COS } H^2 * \text{SEN } \phi_1^2)^{0.5}} \right) + \text{ARCTAN} \left(\frac{1}{\text{TAN } \phi_1 * \text{COS } H} \right) \quad (6.52)$$

CASO 9

Si ϕ_1 , $\Delta\theta$ y H son conocidas,

La severidad de la pata de perro

$$B = \text{ARCTAN} \left(\frac{\text{TAN } \Delta\theta * \text{SEN } \phi_1}{\text{SENH} - (\text{COS } \phi_1 * \text{TAN } \Delta\theta * \text{COS } H)} \right) \quad (6.53)$$

La inclinación final

$$\phi_2 = \text{ARCCOS} ((\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - (\text{SEN } \phi_1 * \text{SEN } T * \text{COS } H))$$

CASO 10

Si T, $\Delta\theta$ y H son conocidas,

La inclinación inicial

$$\Delta\theta = \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\sqrt{(\text{TAN } \Delta\theta^2 * \text{TAN } T^2) + \text{TAN } \Delta\theta}} \right) - \text{ARCTAN}(\text{TAN } T * \text{COS } H) \quad (6.54)$$

La inclinación final

$$\phi_2 = \text{ARCCOS} ((\text{COS } \phi_1 * \text{COS } T) - (\text{SEN } \phi_1 * \text{SEN } T * \text{COS } H))$$

CASO 11

Si ϕ_2 , $\Delta\theta$ y H son conocidas,

La severidad de la pata de perro

$$T = \left(\frac{\text{SEN } \Delta\theta * \text{SEN } \theta_2}{\text{SEN } H} \right) \quad (6.55)$$

La inclinación inicial

$$\Delta\theta = \text{ARCSEN} \left(\frac{\text{TAN } T * \text{SEN } H}{\sqrt{(\text{TAN } \Delta\theta^2 * \text{TAN } T^2) + \text{TAN } \Delta\theta}} \right) - \text{ARCTAN}(\text{TAN } T * \text{COS } H) \quad (6.57)$$

Con estos cálculos se puede definir el comportamiento de la trayectoria, cuando se quiera realizar algunas variaciones.

REQUISITOS PARA EVALUAR UN PROSPECTO DE POZO HORIZONTAL
ANTES DE PERFORAR

Descripción del yacimiento

Continuidad vertical del yacimiento

Datos del comportamiento de la formación en pozos verticales

Características del yacimiento

Porosidad

Saturaciones

Temperatura

Presión

Densidad del gas y/o aceite

Relación gas-aceite

Dirección de la máxima y mínima permeabilidad

Permeabilidad vertical

Espesor del yacimiento

Area efectiva de drene para pozos horizontales en el yacimiento

Optima dirección de los pozos horizontales

Programa de desarrollo para obtener modelo de espaciamiento

Evaluación de las necesidades de estimulación

Diseño de terminación

Método de recuperación

Longitud, posición y dirección del pozo horizontal

Diseño de las curvas

Localización superficial

Profundidad y tolerancia de error en la trayectoria

Costo estimado

Estimación de la producción

REQUISITOS PARA LA PLANEACION Y DISEÑO
DE UN POZO HORIZONTAL

Profundidad del objetivo horizontal.	*
Tipo de objetivo horizontal	*
Dirección del objetivo horizontal	*
Longitud de la horizontal	*
Localización de la horizontal	*
Diseño del ritmo de producción	
Mecanismos de producción	
Equipo de terminación requerido	
Tamaño de la T.R. de terminación	
Definir el método de terminación	
Necesidades de estimulación	
Definir la tolerancia máxima de error en la trayectoria	
Tamaño del agujero horizontal	
Evaluación de la estabilidad de la formación en la sección de curvatura y horizontal	
Diseño de las curvas de construcción	
Programa de tuberías de revestimiento	
Selección de la localización superficial	*
Diseño de la sarta de perforación	
Métodos de correlación	
Selección de barrenas	
Selección de motores para la construcción del ángulo	
Motores y aparejos de fondo para la sección horizontal	
Pescantes especiales	
Programa de lodos	

Hidráulica

Predicción del torque y arrastre

Diseño de tuberías de revestimiento

Programa de centralizadores

Programa cementaciones

Programa terminación

*

Necesidades de evaluación y pruebas

Programa de estimulación

Equipo de terminación

Estimación de tiempo y costos de la perforación y terminación

Estudio de costos del primer pozo y sucesivos

Estudios de los ritmos de producción y recuperación

Costos de operación y producción

Requisitos de normatividad

Plan de contingencias

* Requerimientos mínimos para perforar un pozo horizontal.

APENDICE No. 2

CURVATURA POR TRES PUNTOS (fig.1)

$$BR = \frac{200 * \theta}{L_1 + L_2} \quad \dots (II.1)$$

BR = Índice de construcción (°/100')

θ = Angulo de curvatura (°)

L_1 = Distancia del 1^{er} punto al 2^o (pies)

L_2 = Distancia del 2^o punto al 3^{er}o (pies)

CONFIGURACION DE MOTOR CON CODOS Y ESTABILIZADORES FUERA DE CALIBRE

$$\theta = B' - B_1 + B_2 \quad \dots (II.2)$$

θ = Angulo efectivo del motor (°)

B' = Angulo equivalente para un codo (°)

$$B_1 = \frac{57.3 * S_1}{24} * \left(\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} \right) \quad \dots (II.3)$$

$$B_2 = \frac{57.3 * S_2}{24} * \left(\frac{1}{L_2} \right) \quad \dots (II.4)$$

B_1 = Angulo de ajuste del 1^{er} estabilizador fuera de calibre (°)

B_2 = Angulo de ajuste del 2^o estabilizador fuera de calibre (°)

S_1 = Luz del 1^{er} estabilizador (pg)

S_2 = Luz del 2^o estabilizador (pg)

CONFIGURACION DEL MOTOR No. 1 (fig.2)

$$B' = X \quad \dots (II.5)$$

B' = Angulo equivalente al 1^{er} estabilizador (°)

X = Angulo del bend housing (°)

A = Longitud de la barrena a la parte superior del bend housing

B = Longitud del 1^{er} estabilizador al 2^o estabilizador (pg)

CONFIGURACION DEL MOTOR No. 2 (fig.3)

$$B' = X \left(\frac{C}{B+C} \right) \quad \dots (II.6)$$

B' = Angulo equivalente al 1^{er} estabilizador (°)

X = Angulo del bend housing (°)

A = Longitud de la barrena al 1^{er} estabilizador (pies)

B = Longitud del 1^{er} estabilizador a la parte superior del bend housing (pies)

C = Longitud de la parte superior del bend housing al 2^o estabilizador (pies)

CONFIGURACION DEL MOTOR No. 3 (fig.4)

$$B' = \left(X + Y \left(\frac{D}{C+D} \right) \right) * \left(\frac{C+D}{B+C+D} \right) \quad \dots (II.7)$$

B' = Angulo equivalente al 1^{er} estabilizador (°)

X = Angulo del bend housing (°)

A = Longitud de la barrena al 1^{er} estabilizador (pies)

E = Longitud del 1^{er} estabilizador a la parte superior del bend housing (pies)

C = Longitud de la parte superior del bend housing a la parte superior del bend sub (pies)

D = Longitud de la parte superior del bend sub al 2^o estabilizador (pies)

El ángulo de ataque de la barrena para los motores anteriores (fig.5) se calcula con:

$$A_b = \frac{57.3 * S_1}{24 * A} - \frac{B_R * A}{200} \quad \dots (II.8)$$

A_b = Angulo de ataque de la barrena, positivo cuando va hacia arriba y negativo cuando se dirige hacia abajo.

La otra nomenclatura es igual que la anterior

El desplazamiento de la barrena puede calcularse por medio de la siguiente ecuación:

$$D_{off} = \frac{L_1 * B'}{6.3} - S_1 - \frac{S_2 * L_1}{L_2} \quad \dots (11.9)$$

L_1 = longitud de la barrena al 1^{er} estabilizador

L_1 = longitud entre estabilizadores

S_1 = Luz del estabilizador fuera de calibre

S_2 = Luz del 2^o estabilizador fuera de calibre

B' = Angulo efectivo del motor para los tipos 1 a 4
(°)

D_{off} = Máximo desplazamiento de la barrana

CURVATURA CON 3 PUNTOS

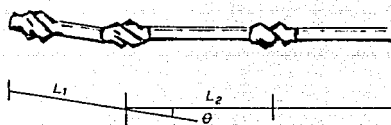


Fig. 1

GEOMETRIA DEL MOTOR 1

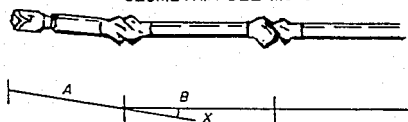


Fig. 2

GEOMETRIA DEL MOTOR 2

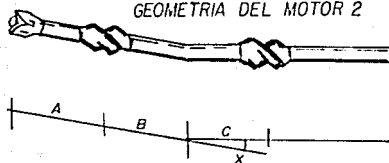


Fig. 3

GEOMETRIA DEL MOTOR 3

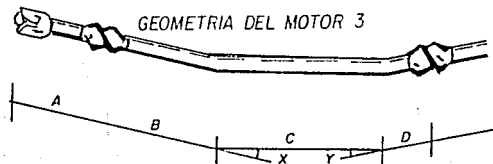


Fig. 4

ANGULO DE ATAQUE DE LA BARRENA

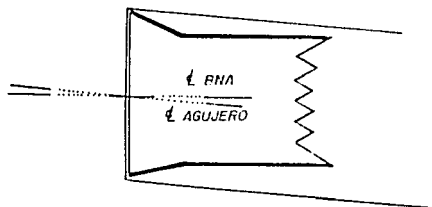


Fig. 5

Uno de los puntos importantes que se deben de determinar en la planeación de un pozo horizontal es el posible acumamiento de los estabilizadores, que es función de la longitud de la aleta y el cual se puede calcular por:

$$\theta = \frac{57.3 * C}{L} \quad .(III.1)$$

donde:

θ = Angulo de acumamiento de los estabilizadores ($^{\circ}$)

C = Claro radial entre el estabilizador y el agujero (pg)

L = Longitud de la aleta del estabilizador (pg)

El alineamiento de los estabilizadores tienen gran efecto en el control de la dirección e influyen en el acumamiento y este se puede calcular por:

PRIMER ESTABILIZADOR

PARA EL MOTOR 1, SI ES PARALELO A LA BARRENA

$$A_1 = \frac{B_R * A}{200} + \frac{2.39 * S_1}{A} \quad .(III.2)$$

PARA EL MOTOR 1, SI ES PARALELO AL MOTOR

$$A_1 = \frac{B_R * A}{200} + \frac{2.39 * S_1}{A} - X \quad .(III.3)$$

PARA EL MOTOR 2 Y 3.

$$A_1 = \frac{B_R * A}{200} + \frac{2.39 * S_1}{A} \quad .(III.4)$$

SEGUNDO ESTABILIZADOR

PARA EL MOTOR 1

$$A_2 = \frac{B_R * B}{200} + \frac{2.39 * (S_1 - S_2)}{B} \quad .(III.5)$$

PARA EL MOTOR 2

$$A_2 = \frac{B_R * L_2}{200} - X \left(\frac{B}{L_2} \right) + \frac{2.39 * (S_1 - S_2)}{L_2} \quad .(III.6)$$

PARA EL MOTOR 3

$$A_2 = \frac{B_R * L_2}{200} + B' - X - Y \frac{2.39 * (S_1 - S_2)}{L_2} \quad .(III.7)$$

Si el ángulo de acuffamiento es mayor que el alineamiento de los estabilizadores, no se tendrán problemas de acuffamiento en la perforación.

A_1 = Ángulo de alineamiento del primer estabilizador con el agujero, positivo cuando la desviación es hacia arriba y negativo hacia abajo ($^{\circ}$)

A_2 = Alineamiento del segundo estabilizador con el agujero, positivo cuando la desviación es hacia arriba y negativo hacia abajo ($^{\circ}$)

La nomenclatura restante es la misma empleada para la geometría de los motores.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Andersen,S.A., Hansen,S.A. Y Fjeldgaard,K.: "Horizontal Drilling and Completion: Denmark" SPE 18349 presentado en el Congreso de al SPE en Londres en Octubre de 1988.
- 2.- Arriola,T.A. y ArteagaC.M.: "Explotacion de Yacimientos a travez de la Perforación y Producción de Pozos Horizontales", Division de Estudios Especiales del I.M.P. (Jul. 1989).
- 3.- Brannin C.S., Velsler,L. y Williams,M.P.: "Drilling Record Horizontal Well: A Case History", SPE/IADC 19985, presentado en el Congreso de al SPE en Texas en Febrero de 1990.
- 4.- Bruce,H y burge,P.: "Type of Horizontal Well Critical to Success", The American Oil and Gas Reporter (Julio 1990).
- 5.- Bruce,H. y Cluchey,T.: "New MWD Aplicaciones Using a Slinline Fully Retrievable MWD Tool.", SPE/IADC 16058 presentado el Congreso de la SPE en 1987.
- 6.- Conti,P.F.: "Controlled Horizontal Drilling", SPE/IADC 18708, presentado en el Congreso de la SPE en New Orleans, Louisiana (Marso 1989).
- 7.- Craig,W.T.: "TVD Estimation", Horizontal Drilling Technology Oil and Gas J. (1989).
- 8.- Craig,W.T. y Randall,B.V.: "Direccional Survey Calculation",Petroleum Engineer (marzo 1976)
- 9.- Cranmer,J.L.: "Basic Drilling Engineering Manual", Pennwell, Tulsa Oklahoma (1983).

- 10.- Eaton,N.: "Newly Developed Systems Meet Demands of Coring"
World Oil, (Marzo 1990).
- 11.- Eastman,C. "Horizontal Drilling", Manual del Curso de
Perforación Horizontal de Eastman Christensen, (1990).
- 12.- Eastman,C.: "Lateral Drilling from Eastman Christensen Put
Greater Production Within Reach", Publicación de Eastman
Christensen Lateral Drilling Department.(1987).
- 13.- Eastman,C: "Perforación Horizontal", Publicación de
Productos de Diamante Christensen, (1990).
- 14.- Eastman,C: "Proven Drilling Performance", Eastman
Christensen catalogo general, (1988-1989).
- 15.- Fincher,R.W.: "The Options - The Methods - The future",
Eastman Christensen publicación presentada en la
Conferencia World Oil's Horizontal Drilling and Completion
Industry, (Noviembre 1989).
- 16.- Fincher,R.W.: "Short-Radius Lateral Drilling: A Completion
Alternative", Petroleum Engineer International, (Febrero
1987).
- 17.- Halliburton,Co.: "Halliburton Horizontal Completions
Seminar", Manual del Seminario de Terminación Horizontal
impartido por el Instituto de Energía de Halliburton.
(Julio 1990).
- 18.- Hardmasn,P.: "Beckingham 36 Horizontal Well", Society
Petroleum Engineers, (Marzo 1989).
- 19.- Harrell,J.W., Dickinson,R.T. y Wiley III,W.W.: "The
Aplication of a Modular Measurement While Drilling System
for Directional Control and Formation Evaluation in
Horizontal Well", SPE 17612 presentado en el Congreso de
la SPE en Tianjin, China, (Noviembre 1988).

- 20.- Hassen, B.R. y MacDonald, A.J.: "Field Comparison of Medium and Long-Radius Horizontal Well Drilled in the Same Reservoir", SPE/IADC 19986 presentado en el Congreso de la SPE en Texas, (Marzo de 1990).
- 21.- Joshi, S.D.: "Horizontal Well Technology", Joshi Technologies International, Tulsa Ok. (1990)
- 22.- Keller, S.R., Crook, R.J. y Haut, R.C.: "Problems Associated with Deviated-Wellbore Cementing", SPE 11979 presentado en Congreso de la SPE de 1983.
- 23.- Keller, S.R., Crook, R.J. y Wilson, R.A.: "Solutions a Problems Associated With Deviated-Wellbore Cementing", SPE 14198 presentado en el Congreso de la SPE de 1985.
- 24.- Kerr, D.: "How to Drill a Smooth Medium-Radius Well", World Oil, (Marzo 1990).
- 25.- Kerr, D. y Lesley, K.: "Mechanical Aspects of Medium Radius Well Design", SPE 17618 presentado en el Congreso de la SPE en noviembre de 1988.
- 26.- Legris, B. y Nazzal, G.: "Specifics of Horizontal Drilling in the Zuidwal Gas Field", SPE 19251 presentado en el Congreso del OTC en Septiembre 1989.
- 27.- Leon, L.J.G.: "Una Nueva Alternativa en la Explotación de Hidrocarburos", Seminario presentado en la UNAM en 1989.
- 28.- McMilliam, H.W.: "Planning the Directional Well - A Calculation Method", Journal of Petroleum Technology, (Junio 1981).
- 29.- "La Energía y el Desarrollo", Ministère de la Coopération et du Développement, Agence de Coopération Culturelle et Technique (1989).

- 30.- PEMEX: "Yacimientos Propuestyos para Perforación Horizontal de Pozos, D.F.N.E.", Depto. de Ingria. de Yacimientos, Pemex, (Junio de 1990).
- 31.- Reiss, L.H. y Jourdan, A.P.: "Offshore and Onshore Europea Horizontal Wells", OTC 4791, (Junio 1987).
- 32.- Schuh, F.J.: "Horizontal Drilling Technology", Manual del Curso de Perforación Horizontal, (1990).
- 33.- Schuh, F.J.: "Horizontal Well Planning-Build Curve Desing", Presentado en el Cenntennial Symposium, Nuevo México en octubre 1989.
- 34.- Seheult, M. y Grebe, L.: "Fluids Eliminate Horizontal Well Problems", Wordl Oil (Enero, 1990).
- 35.- SEMIP: "Balance Nacional de Energia", Secretaria de Energ#a, Minas e Industria Paraestatal, (Julio 1990).
- 36.- Smith, Co.: "Directional Control in the Horizontal Section", parte 1 de 5 de How to Plan a Horizontal Well, Smith International Houston Texas (1990).
- 37.- Smith, Co.: "Four Factors Affect Fatigue Damage", parte 1 de 5 de How to Plan a Horizontal Well, Smith International Houston Texas (1990).
- 38.- Smith, Co.: "Here's How to Plan a Horizontal Well", parte 1 de 5 de How to Plan a Horizontal Well, Smith International Houston Texas (1990).
- 39.- Smith, Co.: "Many factors Determine Optimum Well Profiles", parte 3 de 5 de How to Plan a Horizontal Well, Smith International Houston Texas (1990).
- 40.- Smith, Co.: "Proper Drillstem Desing Is a Key to Success", parte 2 de 5 de How to Plan a Horizontal Well, Smith International, Houston Texas (1990).

- 41.- Sperry,Co: "A Total Engineering Concept", Manual de la Compañia Sperry-Sun Horizontal Drilling Services, Houston Texas (1989).
- 42.- Stayton,R.J. y Peach,S.R.: "Horizontal Drilling Enhances Production of Austin Chalk Well", SPE/IADC 19984 presentado en el Congreso de la SPE en Texas en Febrero de 1990.
- 43.- Steven,W.R y Bizanti,M.S.: "PC Program Calculates Well Bore Trajectory", Horizontal Drilling Technology Oil and Gas J. (1989).
- 44.- Stewart,C.D. y Williamson,D.R.: "Horizontal Drilling Aspects of the Helder Redevelopment", OTC 5792, (Mayo 1988).
- 45.- Tomrem,P.H., Iyoho,A.W. y Azar,J.J.: "Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells", SPE (Feb. 1986) 43-56.
- 46.- William,R.C. y Henk,H.J. : "Horizontal Wells Pose Special Hydraulic Design Considerations", Petroleum Engineer International (Noviembre 1989).
- 47.- Zurdo,C. y Georges,C.: "Mud and Cement for Horizontal Well", SPE 15464 presentado en el Congreso de la SPE en Octubre de 1986.