

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**



**PROYECTO DE PERFORACIÓN HORIZONTAL
DE POZOS EN EL LOTE 8**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETRÓLEO**

PRESENTADO POR:

NGUYEN ROLANDO MARCELO POMA

PROMOCIÓN 94-0

LIMA - PERÚ - 2004

INDICE

	INDICE.....	2
1.	OBJETIVO	3
2.	ANTECEDENTES	3
3.	GENERALIDADES	5
	3.1. Limitaciones de un pozo horizontal.....	6
	3.2. Aplicaciones de pozo horizontal.....	9
	3.3. Diferencias entre la perforación horizontal y la convencional.....	10
	3.4. Tipos de perfiles de pozos horizontales.....	20
	3.5. Criterio de selección de pozos horizontales.....	22
	3.6. Metodología para seleccionar pozos horizontales.....	24
4.	ELEMENTOS DE DISEÑO PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL	27
	4.1. Objetivos.....	27
	4.2. Perfil de la trayectoria.....	27
	4.3. Análisis de torque y arrastre.....	41
	4.4. Diseño de la columna de perforación.....	56
	4.5. Diseño del conjunto de fondo.....	72
	4.6. Diseño de Forros.....	81
	4.7. Hidráulica y Fluidos de Perforación.....	88
	4.8. Selección de brocas.....	95
	4.9. Monitoreo y control de la perforación horizontal.....	101
5.	ELEMENTOS DE ESTABILIDAD DE POZO	110
	5.1. Estabilidad mecánica.....	110
	5.2. Estabilidad química.....	116
	5.3. Prevenciones para evitar la inestabilidad.....	117
6.	PERFORACION HORIZONTAL EN SELVA LOTE 8	128
	6.1. Objetivos.....	128
	6.2. Programa de lodo.....	129
	6.3. Equipamiento especial del equipo y consideraciones ambientales.....	131
	6.4. Programa direccional.....	133
	6.5. Programa de torque y arrastre.....	138
	6.6. Programa de forro.....	143
	6.7. Programa de brocas y conjuntos de fondo.....	144
	6.8. Estimado de tiempos.....	145
	6.9. Costos.....	147
	APENDICE – METODO VECTORIAL PARA EL DISEÑO DE LA GEOMETRIA DE UN HUECO. – APLICACION A UN POZO HORIZONTAL	150
	BIBLIOGRAFIA	154

PROYECTO DE PERFORACION HORIZONTAL DE POZOS EN EL LOTE 8

1. OBJETIVO

El presente trabajo tiene el propósito de mostrar la teoría, aspectos técnicos y los avances tecnológicos referentes a la operación de excavación o perforación de un pozo horizontal a través de la corteza terrestre.

2. ANTECEDENTES

La extracción de petróleo históricamente se ha llevado a cabo inicialmente por excavaciones superficiales según como aflorara el petróleo. La extracción de petróleo perforando se hizo después conforme se iba requiriendo más en el mundo. En lugares donde el petróleo se extrae por excavación (a manera de mina) tales como en Pechelbronn (Francia), Wietze (Alemania, 1932), Yarega (Rusia, 1937) dentro de estos túneles se han hecho huecos de drenaje laterales para tener una mayor producción los que se asemejan a pozos horizontales. Podríamos entonces considerar estos huecos horizontales como los predecesores de los modernos pozos horizontales.

Los primeros pozos horizontales fueron perforados por Leo Ranney (Ranney, 1939) en el condado de Morgan, Ohio. En 1941 Ranney perforó huecos desde el fondo de una excavación (mina) dentro de un reservorio de arenisca depletado cerca a McConnelsville, Ohio. En total él perforó 6 pozos horizontales con una longitud total de 2.4 Km. En 1942, Ranney desarrolló un proyecto similar en el condado de Venango, Pensilvania. Inicialmente perforó 2 pozos uno de 687 m (2254 ft) y otro de 711 m (2333 ft).

Posteriormente perforó otros 4 pozos de 305 m (1000 ft) y 4 pozos de 183 m (600 ft) todos estos horizontales. Estos pozos producían más que los pozos verticales aun cuando el reservorio era pobre pues se extraía 3 m³/día (19 bopd). Luego se hizo una mejora al crear vacío en los pozos.

Otras perforaciones de pozos horizontales fueron hechas por:

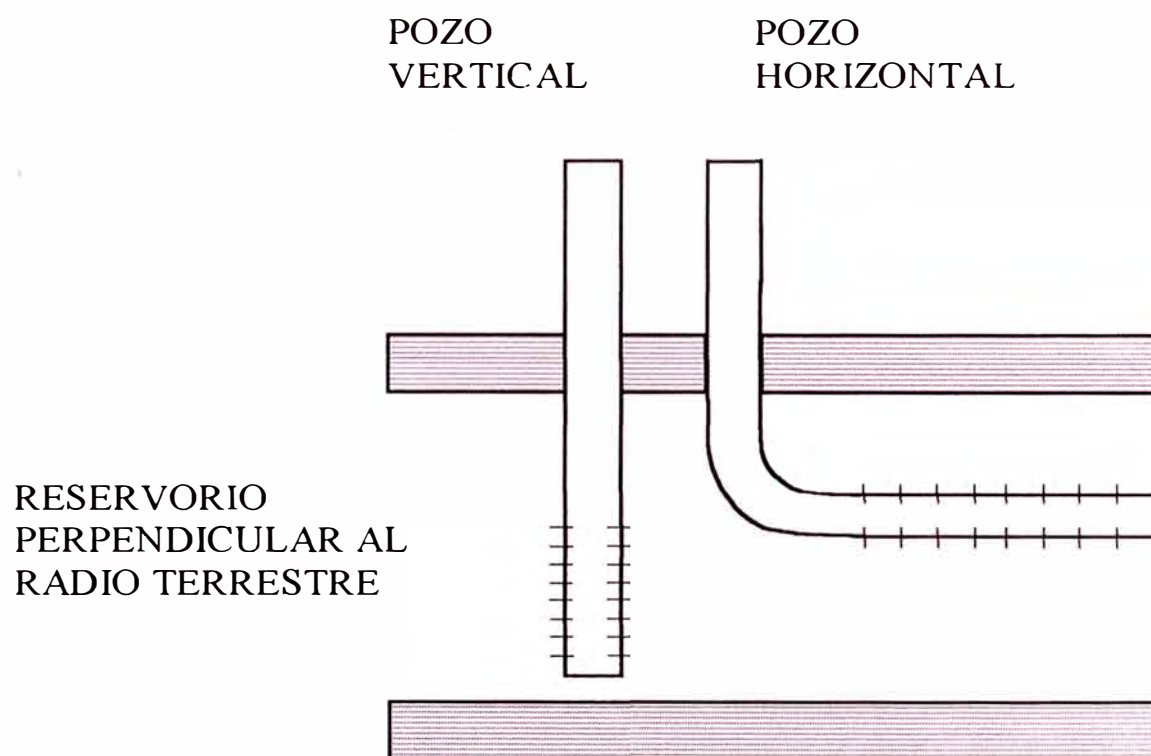
- New Tech Oil Company en 1946 en Ohio y en 1952 en el valle de San Joaquín, California 117 pozos perforados.
- Venezuelan Oil Concessions, Ltd en 1952 en el campo La Paz al oeste de Venezuela.
- Long Beach Oil Development Co. en 1952 en la cuenca de los Angeles (campo Wilmington), 8 pozos perforados.
 - En Rusia en 1957, 1 pozo perforado.
 - En China en 1967, 1 pozo perforado.
 - Esso, Canadá en 1978 en el lago Cold, Alberta, 1 pozo perforado.
 - Conoco Company en 1979 en Tisdale, Wyoming, 6 pozos perforados.
 - Texaco en 1979, Fort McMurry, Alberta, Canadá, 3 pozos perforados.

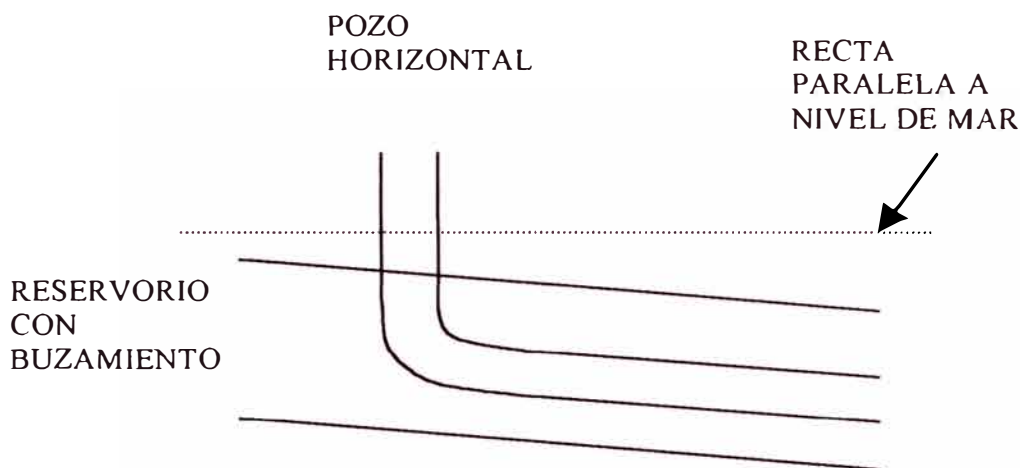
En la década de los 80's se siguieron perforando pozos horizontales en diferentes lugares del mundo y su uso fue tanto para extracción de petróleo como para proyectos de recuperación secundaria.

El desarrollo de la perforación horizontal en los 90 y hasta el año 2003 se ha visto influenciada por la tecnología usada para los pozos de alta desviación y que ahora se han derivado a los pozos horizontales como son el uso de motores de fondo al que se le añadía una reducción con ángulo (bent sub) y posteriormente los motores de fondo con dobladura incorporada; otra tecnología es la herramienta que sirve para medir la dirección del pozo mientras se perfora (MWD); también se ha cambiado el momento torsor de la columna de perforación normalmente dada por la mesa rotaria hacia el tope de la cabeza de inyección (Top drive) y los impide reventones rotativos, especial cuando se perfora pozos horizontales con fluidos de perforación con densidades iguales o menores a la presión poral (perforación bajobalanceada) que tienen la propiedad de desviar los fluidos de perforación y las intrusiones de gas los cuales son comunes en este forma de perforar, que han contribuido a perforar en forma más segura y eficiente un pozo horizontal.

3. GENERALIDADES

Un pozo horizontal se puede conceptualizar como aquel pozo que es perpendicular a un pozo vertical. En general un pozo horizontal es perforado paralelo a la capa del reservorio. Estrictamente hablando un pozo vertical es un pozo el cual intersecta al plano del reservorio perpendicularmente. Pero si el plano del reservorio fuera vertical teóricamente diríamos que un pozo vertical convencional sería un pozo horizontal. Por esto la idea de pozo horizontal esta referida a la perpendicularidad de la superficie (horizontal) respecto a la línea que pasa por el radio terrestre. Aún así un pozo horizontal no necesariamente sería de 90° pues el plano del reservorio podría ser como a continuación se muestra en las siguientes figuras.





Un proyecto típico de pozo horizontal es diferente de un proyecto de pozo vertical pues la productividad de un pozo depende de la longitud de la sección de hueco por el cual fluirá el hidrocarburo. Por otra parte la longitud del hueco en su totalidad dependerá de la técnica de perforar que se use (hueco de radio largo, medio, corto o ultracorto). Por lo tanto es esencial que los ingenieros de reservorios y perforación trabajen juntos para elegir la apropiada técnica de perforación el cual dará la longitud del pozo horizontal. Un proyecto de pozo horizontal requiere un plantel profesional multidisciplinario para un éxito económico.

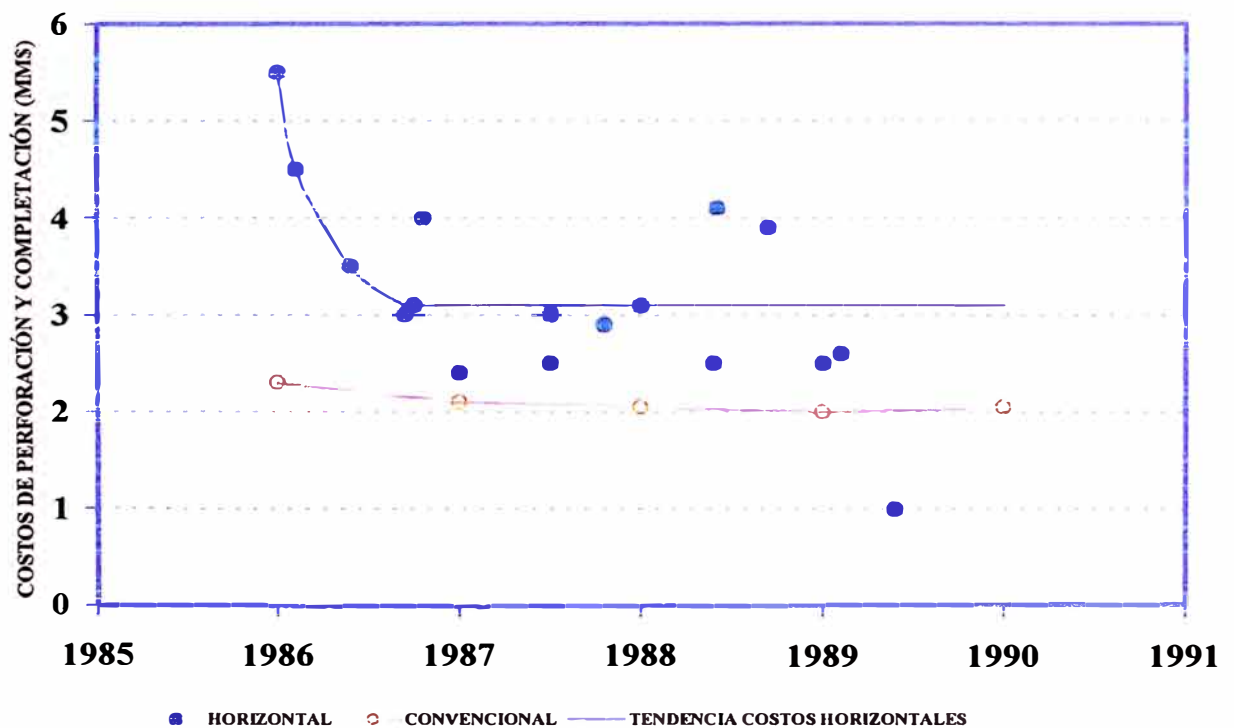
3.1. Limitaciones de un pozo horizontal.

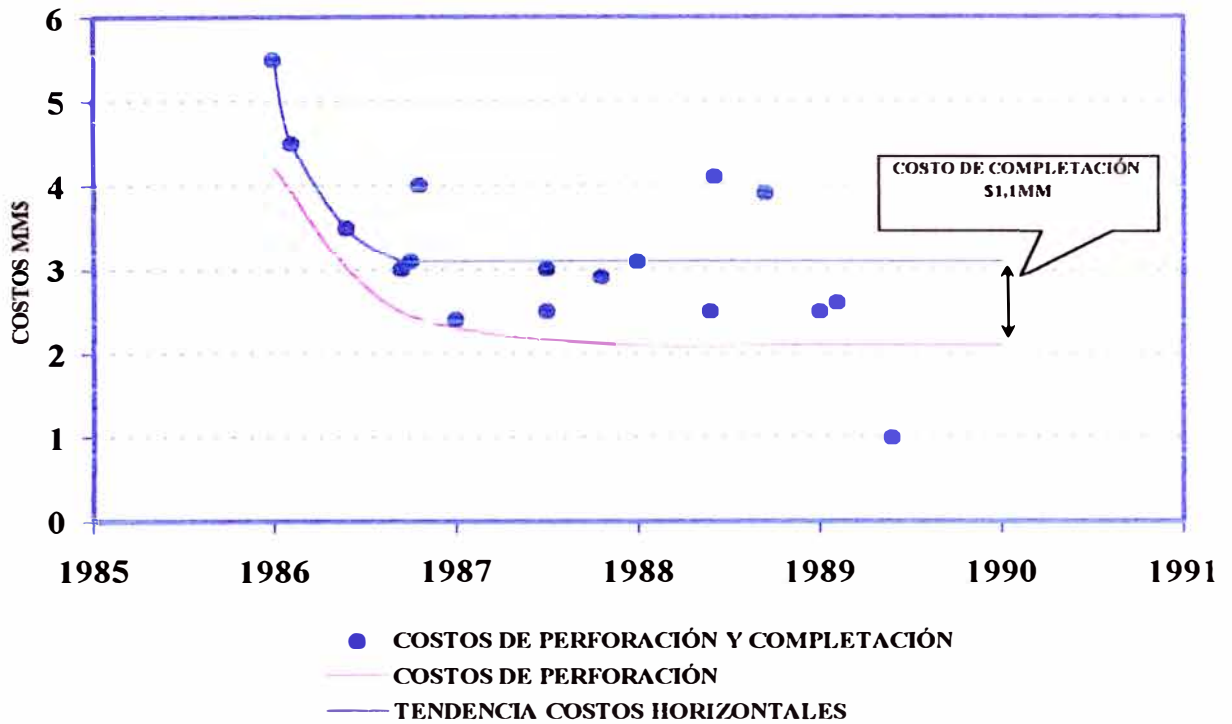
Como se dijo anteriormente la mayor ventaja de un pozo horizontal es obtener un gran área de contacto con el reservorio. La principal desventaja es que sólo una arena se puede drenar por pozo horizontal. Sin embargo últimamente se ha utilizado los pozos horizontales para drenar múltiples capas. Esto se puede hacer ya sea perforando varias secciones horizontales para cada capa o cementar el pozo horizontal y luego estimularlo por medio de fracturas las que serían perpendiculares a las capas permitiendo así comunicación entre las diferentes capas.

El costo es otra desventaja puesto que es 1.5 a 3 veces el costo de un pozo convencional vertical dependiendo del método de perforar y la técnica de completación empleada.

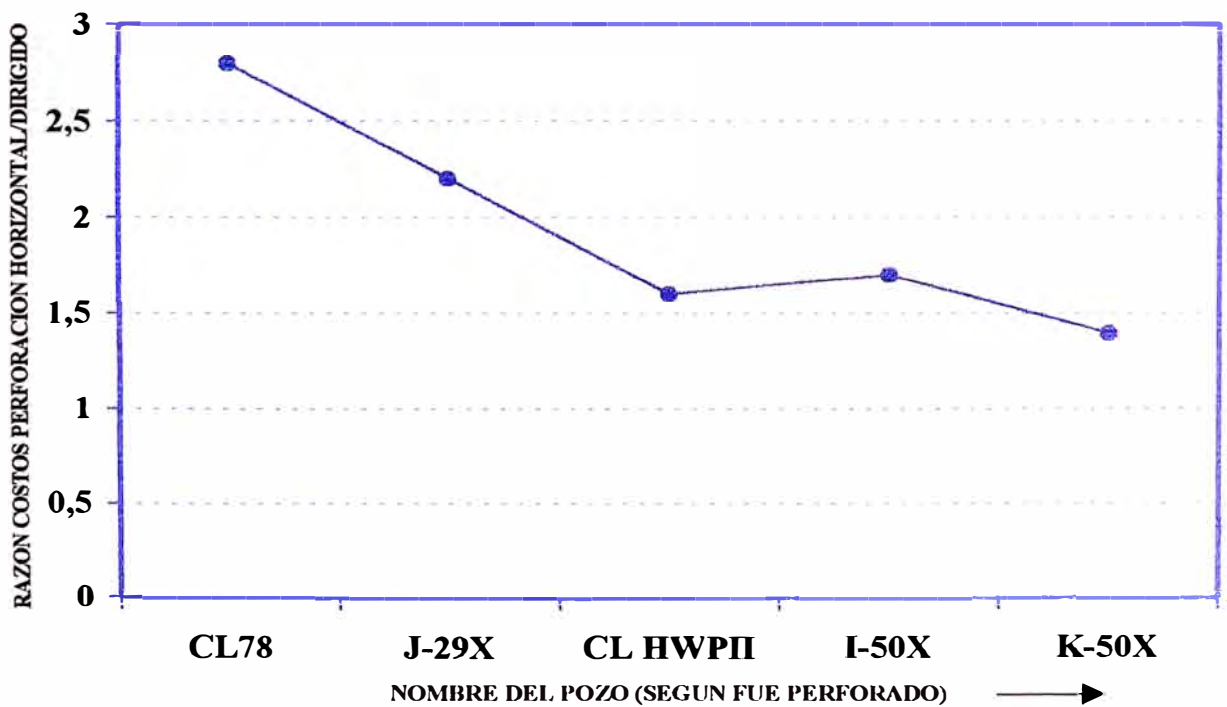
Un factor adicional en la determinación del costo es la experiencia de perforación en el área. Generalmente el primer pozo horizontal cuesta mucho mas que el segundo pozo y conformen se perforen mas pozos horizontales el costo se irá reduciendo. Esto nos lleva a pensar para que un proyecto sea exitoso es preferible programar varios pozos horizontales que un solo pozo.

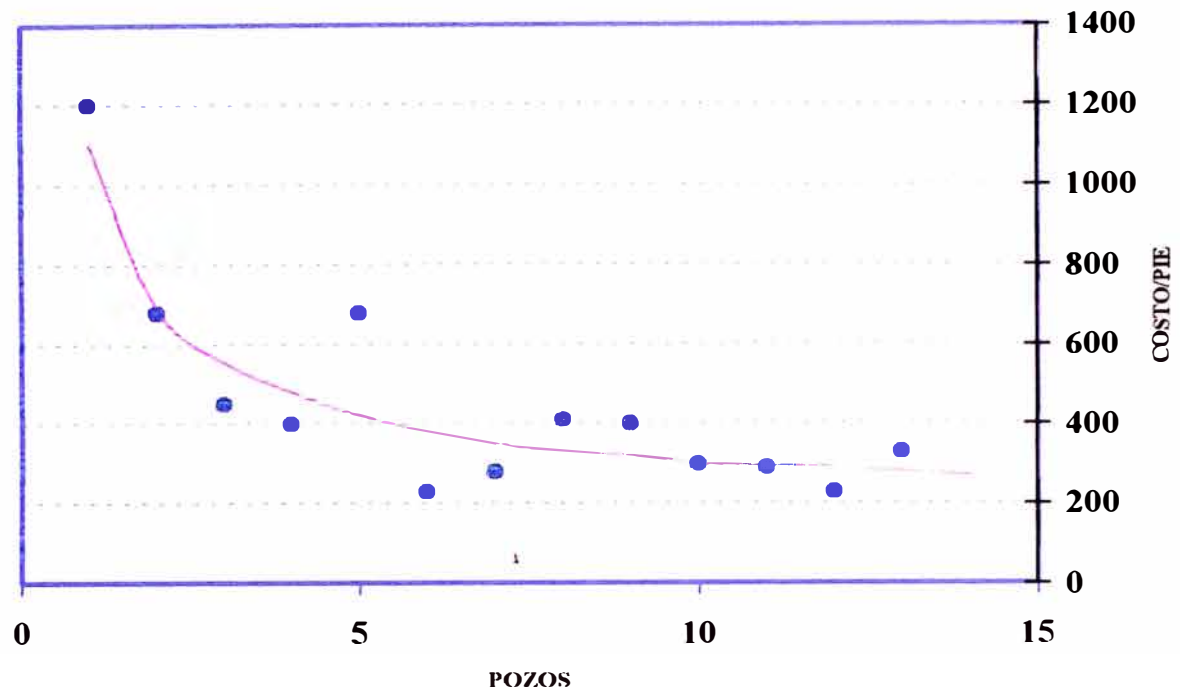
Un ejemplo práctico es la experiencia de los costos de perforación y completación en la bahía de Prudhoe, Alaska.





Las siguientes figuras muestran como los costos de perforación han decrecido inicialmente a través del tiempo y han permanecido constantes en los últimos dos años. Sin embargo los costos de completación han permanecido constantes sobre un periodo de cuatro años.





3.2. Aplicaciones de pozo horizontal.

Son usados efectivamente:

En reservorios naturalmente fracturados (con fracturas verticales). Estos intersectan las fracturas drenando de esa manera el reservorio.

En reservorios con problemas de canalización de agua y gas (conificación). Los pozos horizontales han sido usados para minimizar dichos problemas y mejorar la producción de petróleo.

En producción de gas, los pozos horizontales pueden ser usados tanto en reservorios con alta o baja permeabilidad. En reservorios con baja permeabilidad los pozos horizontales pueden mejorar el área de drenaje por pozo y reducir el número de pozos que se requieren para drenar el reservorio.

En reservorios con alta permeabilidad donde las velocidades de gas en pozos verticales cerca al pozo son altas. De esta manera los pozos horizontales pueden ser usados para reducir la turbulencia cerca al pozo y mejorar la productividad del pozo en reservorios de alta permeabilidad.

En aplicaciones de Recuperación Secundaria, especialmente en recuperación termal. Un pozo horizontal extenso provee un gran área de contacto y así mejora la inyectividad de un pozo de inyección. Esto es especialmente benéfico

en operaciones donde la inyectividad es un problema serio. Los pozos horizontales también han sido usados como productores.

En reservorios naturalmente fracturados (fracturas verticales) se puede mejorar la eficiencia de barrido en aplicaciones de recuperación secundaria. Recientemente los pozos horizontales han sido usados en inyección de agua; inyección de polímeros para mejorar la eficiencia de barrido y también para inyección de fluidos miscible.

Otras aplicaciones de pozos horizontales se refieren principalmente a la perforación y los problemas de costo. Los pozos horizontales son perfectos en pozos en mar, en locaciones remotas y en áreas sensibles ambientalmente donde el costo del proyecto puede ser reducido solamente minimizando el número de pozos que se requieren para drenar el volumen del reservorio dado.

3.3. Diferencias entre la perforación horizontal y la convencional.

Pegamiento de la tubería y trabajos de pesca.

Aun cuando se sabe que conforme aumenta la inclinación del hueco el tiempo de perforación y los trabajos de pesca se incrementan esto no es cierto en ni en la sección curva ni en la sección horizontal del pozo debido a varios factores como:

Fatiga de la columna de perforación.

La tubería de perforación está menos sujeto a la fatiga y es función inversa de la inclinación del hueco o sea a mayor inclinación menor tendencia a la deformación o torcedura de la tubería de perforación.

Las curvas generadas en la trayectoria del pozo se encuentran en el fondo del hueco donde la tubería de perforación tiene poca tensión o poca compresión.

Las vibraciones son amortiguadas aun cuando de todas maneras no existen a altas inclinaciones en la sección horizontal.

Problemas de formación.

Usualmente los reservorios son suaves a medio duros.

La formación es por lo general homogéneo a través del reservorio.

Por lo general el forro se sienta cerca al inicio de la sección horizontal reduciendo de esta manera la exposición del hueco.

“Ojo de llave”.

Los ojos de llave se producen en los “patas de perro” severas estando la tubería en tensión. En la sección horizontal no existe altas tensiones aun cuando se produzcan fuertes patas de perro. Además en un pozo horizontal la columna está en compresión en la parte baja del pozo y en el área de drenaje quedando la parte estrecha en la parte superior. Por lo que los ojos de llave no representan un problema por lo general.

Planeamiento.

Se debe tener cuidado en el planeamiento, la perforación y sobre el equipo en la perforación horizontal puesto que es de especial ingeniería.

Fricción

Para quien no esta familiarizado con la perforación horizontal le parecerá extraño la alta fricción que se produce. Y este factor es de hecho el factor que limita la longitud de la sección horizontal. Esta fricción se manifestará como torque o como arrastre y la consecuente dificultad para desviar.

Fricción hacia abajo.

La fricción avanzando dentro del pozo es el mayor problema cuando se esta deslizando con motor de fondo. En modo rotario casi todo el peso se trasmite a la broca tan pronto como la columna de perforación se rota. La fricción puede ser tan alta que todo el peso de la columna se aplica para iniciar el deslizamiento. Dependiendo de varias condiciones como por ejemplo el buen perfil del pozo, el lodo, profundidad de sentado del ultimo forro; hay una longitud horizontal máxima capaz de ser perforada mientras aun se tenga la habilidad de deslizar o desviar. El otro problema cuando se desliza es la fricción mientras se orienta la columna. Igual aquí depende de varias condiciones para tener una longitud máxima donde se pueda orientar eficientemente.

Fricción hacia arriba.

La fricción subiendo se genera principalmente al restregar la tubería de perforación contra las paredes del hueco.

La curva se debe iniciar tan profundo como sea posible a un nivel donde la columna tenga una tensión baja. Otra precaución es planear una gradiente progresivo para la curva. De esta manera los más altos variaciones de ángulo se ubicarán en un nivel donde la tensión es la más baja.

Conjunto de fondo y diseño de la columna de perforación.

Columna de perforar.

En los comienzos de la perforación horizontal un típico conjunto de fondo fue:

- BROCA, MOTOR, ESTABILIZADOR, HERRAMIENTA DE MEDICION (MWD), MONEL, TUBERÍA PESADA, LASTRABARRENAS, TUBERIA.

NOTAS:

Notar que no hay golpeador aquí. Estos se añadieron posteriormente.

El MWD es una herramienta de medición de inclinación y azimut que toma registros conforme se va perforando.

En esos tiempos usar la tubería de perforar en compresión estaba fuera de toda discusión. Se pensaba que en este tipo de pozos la tubería de perforar se torcería llevándonos luego a una operación de pesca. De esta manera se diseñó la columna para que solo los lastrabarrenas y la tubería pesada de perforación estuvieran en compresión y la tubería de perforación estuviera siempre en tensión en la parte alta del hueco. De esta manera este tipo de conjunto de fondo genera alto torque necesitándose un equipo de gran capacidad.

Posteriormente se aligeró la columna reemplazando la tubería pesada en la sección horizontal con tubería de perforar y en algunos casos se usó solamente tubería pesada en ves de cuellos lastrabarrena. Ejemplos de estos conjuntos de fondo pueden ser:

- BROCA, MOTOR, ESTABILIZADOR, HERRAMIENTA DE MEDICION (MWD), MONEL, TUBERIA, TUBERÍA PESADA, LASTRABARRENA, TUBERIA
- BROCA, MOTOR, ESTABILIZADOR, HERRAMIENTA DE MEDICION (MWD), MONEL, TUBERIA, TUBERÍA PESADA, TUBERIA.

En la actualidad mas y mas operadores corren solamente tubería de perforar en todo el hueco desde el fondo hasta superficie sin problemas ubicando sólo

tubería pesada en el tope del golpeador con el fin de incrementar su fuerza de impacto efectiva.

Un conjunto de fondo estándar sería así:

- BROCA, PDM (MOTOR), ESTABILIZADOR, HERRAMIENTA DE MEDICION (MWD), MONEL, TUBERÍA PESADA, GOLPEADOR, TUBERIA.

Como se ve este conjunto de fondo es ligero y tiene poca superficie de contacto lo cual minimiza el torque y arrastre. Se debería supervisar cuidadosamente la resistencia a la torcedura de la tubería de perforar pero los cálculos y la experiencia demuestran que se pueden exceder los límites solamente cuando se esta deslizando con motor de fondo. Cuando se trabaja con mesa rotaria se debe hacer antes un análisis de torcedura de la tubería. Si aquí se exceden los límites la tubería resultará dañada.

Cuando se perfora la sección horizontal no se debe correr lastrabarrenas pues a parte de no contribuir al peso sobre la broca incrementarán el torque y el arrastre.

Conjunto de fondo.

La primera regla es tener un conjunto de fondo lo más simple posible. Minimizar el número de componentes ya sea en modo rotario o en modo deslizamiento (con motor de fondo). Es suficiente con tener un estabilizador encima del motor a menos que haya la posibilidad de pegamiento diferencial. Un buen conjunto de desviación para perforar una sección horizontal de 8 ½” sería:

- BROCA, MOTOR con ESTABILIZADOR 8 ¼” a 8 1/8”, MONEL CORTO, ESTABILIZADOR NO MAGNETICO (7 ¾” a 8 3/8”), HERRAMIENTA DE MEDICION (MWD), 1 ó 2 MONELES, TUBERÍA PESADA, GOLPEADOR, TUBERÍA PESADA, TUBERIA DE PERFORAR

Ubicación del golpeador.

Se pueden usar uno o dos golpeadores según se considere oportuno. El sistema de dos golpeadores es como sigue:

El golpeador inferior debe golpear hacia arriba con el fin de evitar alguna percusión hacia abajo mientras se perfora evitando así cualquier daño a la broca o al motor.

El golpeador superior puede golpear hacia arriba y hacia abajo. (Figura 3.3.1)

El primero se localizará en el fondo en el tope del conjunto de fondo y el segundo permanecerá en los forros.

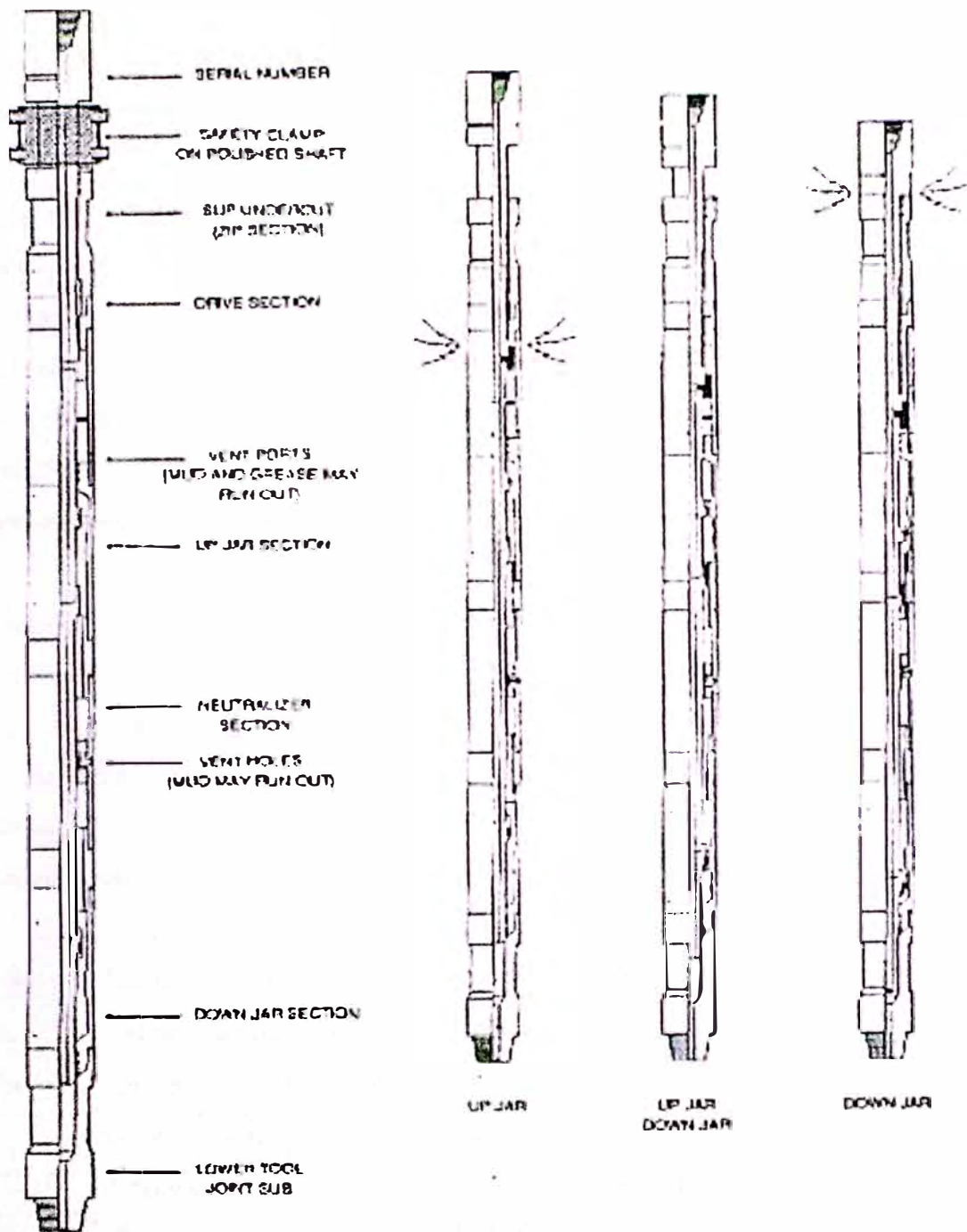


FIGURA 3.3.1

Si el pegamiento ocurre bajo el golpeador inferior entra en acción éste golpeador. Si el pegamiento ocurre encima de éste el golpeador superior será el que actúe y como éste se encuentra protegido por el forro estará libre y listo para funcionar aunque alejada del fondo lo que reduce la eficiencia de la sacudida cuando la tubería pegada esta cercana al fondo.

Algunos operadores usan solamente un golpeador. Aun hay otros que no usan golpeadores y esto es por que el área es bien conocida.

En operaciones de perforación direccional normal (donde el azimut es idóneo) todos los cálculos y proyecciones se hacen en base a la inclinación buscando que ángulo se necesita para levantar la curva y que ángulo luego para caer sobre el objetivo. La profundidad vertical verdadera es el objetivo mas importante y la inclinación es el factor mas importante para encontrar ese objetivo.

En la perforación horizontal todos los cálculos se hacen en base a la profundidad vertical verdadera y los incremento de ángulo para construir la curva.

La perforación horizontal se puede dividir en tres secciones.

- La primera es la perforación vertical hasta el inicio de levantamiento del ángulo que viene a ser una perforación convencional.
- La segunda es la construcción de la curva y el fin de la curva a los 90° o cerca a los 90° (la cual es la parte mas delicada de la perforación horizontal) a una profundidad verdadera final dada y un desplazamiento horizontal dado. El control de la inclinación es la parte más difícil de todo el pozo horizontal.
- La tercera es desviar en la sección horizontal de tal manera que se pueda mantener perforando dentro de los límites de la profundidad verdadera y no salirse por encima o por debajo de la arena objetivo. Al contrario de la sección curva la sección horizontal es más fácil de perforar.

Control de la trayectoria

Si la sección vertical y curva, especialmente esta última no han sido perforadas siguiendo una buena práctica de perforación la perforación del área de drenaje puede resultar muy difícil o casi difícil. Los valores de torque en la broca se verán incrementados si existen variaciones de ángulo severas así como originarán problemas de falla por fatiga de la columna de perforar. De la misma manera la sección horizontal será muy difícil de desviar con estas variaciones de ángulo severas aún cuando el torque sea bajo.

Por esto es muy importante evitar variaciones de ángulo severas ya sea en la sección vertical o la sección curva más aun en pozos de gran alcance donde se trabaja en los límites de torque y carga en el gancho y cualquier problema que aleje de lo proyectado conducirá probablemente a realizar una salida lateral o en el peor de los casos un abandono del pozo.

Fluidos de perforación

El principal reto en los fluidos de perforación de pozos horizontales es que puede proporcionar una buena estabilidad del hueco y pueda también ser efectivo para la remoción de cortes.

La estabilidad del hueco depende de tener un balance químico-físico entre la formación y el lodo. La estabilidad química en un pozo horizontal es similar a la de un pozo convencional más no así la estabilidad física que viene a ser mas precaria conforme se aumenta la inclinación y es casi crítica cuando se llega a los 90°. Los esfuerzos axiales verticales de la formación se incrementan al aumentar la inclinación del pozo y como estos son mayores que los esfuerzos horizontales es conveniente tener un lodo pesado para prevenir el colapso del hueco pero en tal forma que no se tenga pérdida de circulación o se llegue a fracturar la formación. Por esto el peso del lodo debe estar entre estos dos límites. Así mismo se debe asegurar que la densidad de circulación equivalente (ECD) se encuentre dentro de estos límites. La densidad de lodo equivalente es ligeramente superior a la densidad de lodo estática a causa de la pérdida de presión por fricción en el anular. La densidad de circulación equivalente depende del caudal de la bomba y de la viscosidad del fluido y como el caudal de bombeo es generalmente alto en pozos horizontales (con el fin de limpiar el hueco) el mantener la densidad de circulación equivalente dentro de estos límites quiere decir conservar suficientemente baja la viscosidad. Por otra parte la causa de una alta viscosidad en un lodo son los sólidos de baja gravedad por

lo que se debe controlar encarecidamente al equipo de control de sólidos para tener el porcentaje de sólidos a un mínimo.

Se han identificado cuatro diferentes rangos de limpieza del hueco de acuerdo a la inclinación.

Estos son:

- Cercano a la vertical: 0-10°
- Bajo: 10°-30°
- Intermedio: 30°-60°
- Alto: 60°-90°

La tendencia de los cortes para segregarse y acumularse en la parte baja del hueco se incrementa con la inclinación para ángulos que exceden los 10°.

El rango que va de los 30° a 60° es el más problemático de los cuatro rangos. El comportamiento de los cortes después de la deposición es crítica para los requerimientos de limpieza del hueco. Las capas de recortes tienden a deslizarse bruscamente en dirección opuesta al flujo, vale decir hacia abajo, especialmente en el intervalo desde 35° a 55°. Cuando se para la bomba los cortes tienden a deslizarse hacia abajo y se empaquetan en las uniones de la tubería de perforación o en cualquier otra restricción.

El rango intermedio es la porción de la curva más problemática en pozos horizontales de alcance extendido complicándose aun más la limpieza del hueco pues a esto se suman otros factores más.

Los límites superior e inferior de cada rango de limpieza de hueco son afectados por factores los cuales influyen en la estabilidad de la capa de recortes, los fluidos de perforación y la dureza de la formación. Estos límites realmente no están claramente definidos y se deben tomar como aproximaciones.

En fluidos tales como el agua o petróleo no hay mucha cohesión y los cortes se mueven como partículas individuales. Pero en fluidos viscosos los cortes se unen formándose una capa la que se desliza como una unidad.

A esto se une un fenómeno llamado el efecto “Boycott”, fenómeno descubierto por A.E. Boycott quién observó en 1920 que los corpúsculos de la sangre se

asientan más rápidamente en tubos inclinados. Este comportamiento también ocurre en los fluidos de perforación. De esta manera el asentamiento “Boycott” acelera la formación de capa de recortes particularmente en intervalos entre 40° a 50° rango donde también ocurre el deslizamiento de la capa de recortes.

En algunos fluidos bajo condiciones estáticas una capa delgada de fluido liviano aparece en la parte superior del hueco mientras ocurre el asentamiento vertical y se forma la capa de recortes en la parte inferior del hueco. Junto con el deslizamiento hacia abajo de la capa de recortes se origina un gradiente de densidad de sección transversal la cual genera un desbalance de presión creando una corriente de convección la cual lleva los fluidos más ligeros hacia arriba y la capa de recortes hacia abajo acelerando de esta forma el asentamiento.

En muchos casos la circulación del lodo agudiza el efecto “Boycott” puesto que la parte superior obtiene más velocidad por ser más ligera acelerando aún más el asentamiento y aun cuando se incrementa la velocidad, viscosidad y esfuerzo de gel solo reducirán el efecto de “Boycott” pero no lo eliminarán.

Arriba de los 65° los cortes se acumulan en la parte baja del hueco pero no deslizan. Los cortes más grandes se sientan primero y son más difíciles de remover. El método más efectivo para remover y limpiar esta capa de recortes aquí es tener flujo turbulento junto con rotación de la tubería. Una vez que una capa de recortes se ha formado es más probable que los cortes sean molidos y formen consecuentemente partículas finas. Estas partículas finas incrementan el porcentaje de sólidos y por lo tanto la viscosidad. Para combatir esto se debe diluir el lodo e incrementar el nivel de control de sólidos (aun cuando la remoción de finos puede también remover materiales del lodo). Es recomendable actuar rápidamente y efectivamente aun cuando esto resultara costoso en términos de tiempo y dinero. Pero es preferible salvar esta situación.

Tendencias del conjunto de fondo.

Contrario a lo que se cree no ocurre nada extraordinario en el comportamiento (tendencia de giro) del conjunto de fondo a los 90°. Las leyes de la física se aplican de igual manera en las altas inclinaciones.

Perforación estratigráfica.

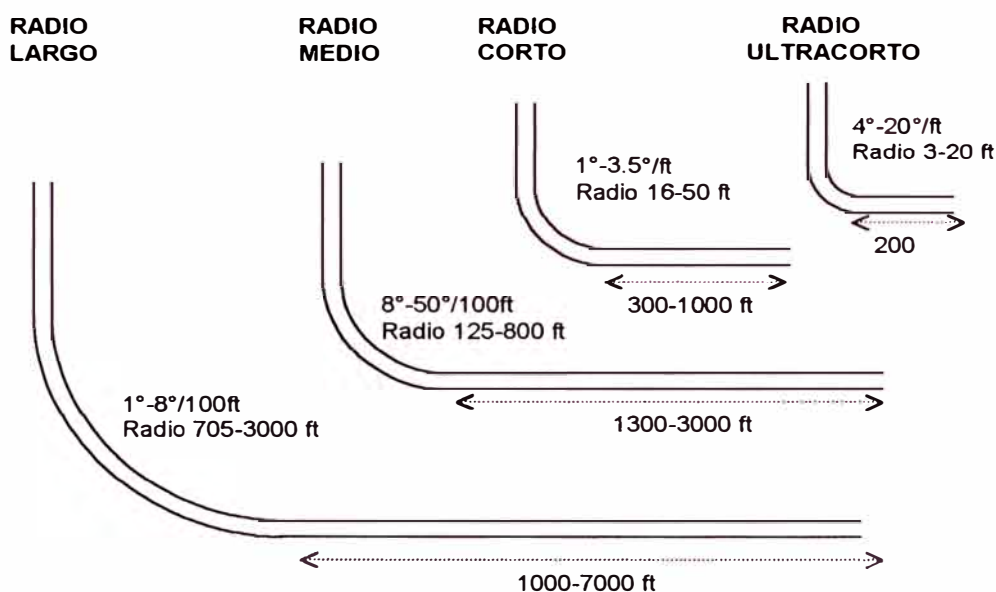
La perforación estratigráfica es un nuevo tipo de perforación direccional. Consiste en guiar el hueco de horizontal a través de una zona productiva

basada en datos geométricos y geológicos. El objetivo aquí no es estático si no que se mueve constantemente pues se va actualizando por la última medición y dato de la formación el cual es provisto por un sistema avanzado de medición direccional (MWD) y perfilaje (LWD). Este procedimiento es la mejor forma para maximizar la penetración de la zona productora pues permite perforar haciendo las correcciones pertinentes.

3.4. Tipos de perfiles de pozos horizontales.

Los pozos horizontales se les puede clasificar de acuerdo a la longitud del radio de curvatura en:

- Pozos de radio largo.
- Pozos de radio medio.
- Pozos de radio corto.
- Pozos de radio ultracorto.



Pozos de radio largo

Se les designa a aquellos pozos con radios entre 705 y 3000 ft. y cuyo incremento de ángulo en la curva varia entre $1^{\circ}/100$ ft. a $8^{\circ}/100$ ft.

Esta técnica perfora combinando mesa rotaria con motor de fondo. De igual manera que para pozos dirigidos aquí también se usa el bent sub para iniciar la curvatura. Este punto donde el pozo cambia de camino vertical a curva es

llamado el “punto de desviación”. La parte horizontal se perfora usando motores de fondo. Los pozos muy largos se pueden perforar usando esta técnica. Es posible corear. También se puede completar de distintas maneras.

Pozos de radio medio

Se designan aquellos pozos con radios que van de 125 a 800 ft. aproximadamente y cuyo incremento de ángulo al construir la curva va desde 8° a 50°/100 ft. Este tipo de pozo es el diseñado más comúnmente en la industria petrolera. Tiene la ventaja que se pueden usar la mayoría de las herramientas de campo que se usan en la perforación convencional. Se usan motores de fondo especialmente diseñados. Un tipo se usa para perforar la curva y otro tipo es utilizado para perforar la sección horizontal. Además es posible completarlos a hueco abierto o con forros y con liners y empaquetadores de liner así como es posible cementar y balear.

Pozos de radio corto

Son designados como radio corto aquellos con radios que van de 16 a 50 ft. y con incrementos de ángulo en la curva que van de 1° a 3.5°/ft. Esta técnica se usa para perforar pozos multilaterales a través de huecos verticales forrados previamente o huecos sin forros. En huecos forrados se abre una ventana de 20 ft de longitud aproximadamente en los forros para iniciar la curva en ese punto. Se usan para este propósito cuellos lastrabarrenas flexibles con el fin de facilitar la perforación. Se usa normalmente un conjunto de levantamiento de ángulo hasta los 85°. Un segundo conjunto de fondo estabilizado perfora el resto del hueco. Es posible perforar huecos de 4 ¾” ó 6” con longitudes de 250 a 450 ft. Lo máximo perforado usando esta técnica es de 1000 ft. Una de las limitaciones de este sistema ha sido el control direccional. Pero se han obtenido buenos resultados con sistemas desarrollados recientemente que han usado motores de fondo. Para perforar la sección curva se usa motor de levantamiento de ángulo y para perforar la sección horizontal se usa un motor de mantenimiento de ángulo. Con este nuevo sistema es posible perforar un hueco horizontal de 4 ¾” a través de un hueco vertical con un diámetro mínimo de 6 1/8”. Así mismo se puede perforar una sección horizontal a través de un hueco vertical con un diámetro mínimo de 4 7/8”. Estos pozos pueden ser completados a hueco abierto o con liner.

Pozos de radio ultra corto

Se designan estos pozos a aquellos con radios de 3 a 20 ft. y con incremento de ángulo que van de 4° a 20°/ft. Estos son los mas recientes métodos de perforación horizontal. Este método usa fluido a alta presión en un hueco semi horizontal. Este sistema es apropiado para formaciones suaves y fáciles de penetrar. La desventaja de este sistema es que usa equipo especializado y requiere ensanchamiento en la vecindad del objetivo lateral. Los diámetros de hueco van desde 2 a 6" y dependen de la formación.

LONGITUDES DE POZOS HORIZONTALES

TIPO	DIAMETRO DE HUECO(pulg.)	RADIO (pies)	REGISTRADO (pies)	ESPERADO (pies)
Ultracorto		1-2		100-200
Corto (rotario)	4 ¾	30	425	250-350
	6	35	889	350-450
Corto (motor)	4 ¾	40	-	-
	3 ¾	40	-	-
Medio	4 ½	300	1300	500-1000
	6	300	2200	1000-2000
	8 ½	400-800	3350	1000-3000
	9 7/8	300	-	-
Largo	8 ½	1000	4000	1000-3000
	12 ¼	1000-2500	1000	-

3.5. Criterio de selección de pozos horizontales.

La intensidad de la fractura y dirección es importante en reservorios naturalmente fracturados. Los Pozos horizontales perforados perpendicularmente a fracturas naturales pueden mostrar mejoras significativas en reservas. Pozos horizontales perforados paralelos a las fracturas naturales pueden no mostrar mejoras significativas en reservas respecto a los pozos verticales.

Un cuestionario inicial para el espaciamiento de pozos sería:

¿Hay espacio para perforar un pozo horizontal?

¿Hay mayor espaciamiento de pozo que un pozo vertical?

Si no, solamente se tendrá aceleración de producción. ¿Se puede justificar los incrementos de costos del pozo horizontal sólo sobre bases de aceleración de producción?

¿Se desea comunicación vertical? ¿Cual es el espesor de la zona de interés ?

Los pozos horizontales serán efectivos si

$$L_D = \left(\frac{L}{2 * h} \right) \sqrt{\frac{k_v}{k_h}} > 3, \text{preferiblemente} > 5$$

L longitud de la sección horizontal.

h espesor de la zona de interés.

Kv Permeabilidad vertical.

Kh Permeabilidad horizontal.

Se puede perforar pozos horizontales efectivos si el espesor de la formación es 10 a 12 ft. (3 a 4 m.) si no hay tope de gas o agua de fondo.

Basado sobre la actual tecnología de perforación, si hay ya sea tope de gas o agua de fondo, se necesita a lo menos 15 ft (5 a 6 m.) de distancia vertical entre pozo horizontal y contacto petróleo agua o contacto gas petróleo.

¿Se puede localizar la formación en el plano lateral? ¿Hay algunas fallas o canales?

¿Se puede perforar económicamente?

En reservorios donde los pozos verticales están fracturados, los costos de perforación, completación y fractura de un pozo vertical sería aproximadamente $\frac{1}{3}$ de los costos de un pozo horizontal para tener un buen prospecto.

En casos donde los pozos verticales fracturados muestran factores de daño de -2 a -4, se puede tener un posible prospecto de pozo horizontal.

En situaciones de canalización de gas, ¿se puede operar económicamente a/o cerca al caudal crítico? o ¿Se tiene un reservorio de alta permeabilidad donde las presiones drawdown son comparables a drawdowns gravitacionales (8 a 16 psi)?

¿Se tiene un prospecto multipozo?

3.6. Metodología para seleccionar pozos horizontales

1. Definir objetivos

La primera y más importante tarea de cualquier programa de selección es para definir claramente los objetivos del programa de pozo horizontal. Los objetivos pueden incluir:

- Incremento de caudales de petróleo / aceleración de reservas
- Incremento de la recuperación/ mejora del pozo por área de drenaje
- reducción de la canalización de agua o gas.
- Reducción del número de pozos de producción o inyección.
- Reducción de los costos operativos por barril.
- Reparar problemas de pozos con desviación.
- Mejorar la economía (tasa de retorno)

2. Selección inicial - Razón de productividad (estado estable, estado pseudo estable)

Después de definir los objetivos del pozo, se desarrolla el criterio inicial de selección. El propósito del criterio de selección inicial es para encontrar todos los reservorios que pueden tomarse en consideración. Los reservorios que no pasan el criterio inicial de selección son dejados de lado.

El criterio de selección inicial variará de acuerdo a los objetivos de programa de pozo, pero el criterio puede incluir algunos de los siguientes factores. Para cada uno de los criterios se definen valores límite. Por ejemplo si el calculo de la productividad indica que los reservorios con más de 100 ft de espesor dan pequeños mejoras comparadas a pozos verticales, reservorios de espesores más grandes que 100 ft de espesor podrían ser dejados de lado. La selección para un gran número de reservorios pueden fácilmente ser hechos utilizando una base de datos computarizada.

Propiedades de reservorio y fluido

- espesor
- permeabilidad

- estratificación
- falla
- heterogeneidades
- Propiedades de fluido - viscosidad, GOR, etc.
- Mecanismo de empuje.
- Capa de gas, agua de fondo

Caudales / Reservas : petróleo, agua, gas.

- GOR, WOR
- Reservas remanentes
- Potencial de reservas no drenadas
- Pronóstico de producción.

Desarrollo

- Espaciamiento de pozo
- Número de pozos productores
- Número de pozos cerrados
- Capacidad de manejo del fluido
- Pozos en tierra / pozos en mar
- Requerimiento para perforación de largo alcance.
- Potencial para desviación de pozos.

Características de pozos

- Problemas de perforación y completación
- Control de arena (reservorios de petróleo pesados)
- Problemas de producción: herrumbre, corrosión, etc.
- Requerimientos de levantamiento artificial.
- Costo de pozo.
- Pozo no usado (malo) debido a problemas mecánicos.

Contratos

- Expiración de la licencia de participación de producción o similares.
- Bolsa para incrementar la producción de fluido.

Disponibilidad de Tecnología de perforación

- Radio medio
- radio largo

- radio corto
- radio ultra corto.

3. Elección por costos.

Los reservorios que pasen la selección inicial son seleccionados por costo, caudal, reservas y otros criterios. El criterio para la elección puede incluir:

- Reservas recuperables
- Cálculo de la razón de la productividad analítica (pozo horizontal comparado a un pozo vertical)
- Costo de pozo / bbl
- Costo operativo / bbl
- Potencial de desviación de pozo para hacer uso de pozos existentes.
- Áreas tales como espesores de arena petrolífera delgado donde las reservas pueden ser irrecuperables por un pozo vertical.
- Expiración del contrato que requiere la aceleración de la reserva.

4. Estudio detallado

Los reservorios que pasen la selección anterior podrían ser candidatos para estudios de reservorios mas detallados así como aptos para el diseño de perforación y así hacer cálculos de costos detalladas.

5. Economía

Costos de perforación

- Profundización o nuevos pozos
- Las profundizaciones son más baratas pero tienen limitaciones para forrarlos.
- Factores de riesgo.

Reservorios múltiples

- Elija reservorios con el más grande número de candidatos.
- Reducción de los costos de perforación
- Si fuera posible elija reservorios o áreas dentro de un reservorio con la más alta permeabilidad y luego seleccione reservorios o áreas de permeabilidad baja.

4. ELEMENTOS DE DISEÑO PARA PERFORAR UN POZO HORIZONTAL.

4.1. Objetivos

El principal objetivo de un pozo horizontal es mejorar el contacto con el reservorio y así mejorar la productividad del pozo.

Desde el punto de vista económico el principal objetivo es mejorar la rentabilidad a corto y largo plazo del proyecto.

4.2. Perfil de la trayectoria

Las dos características que diferencian a una perforación horizontal de la perforación convencional son el uso de los motores y diseños especiales para la construcción de la curva.

La longitud óptima de un hueco horizontal se alcanza cuando el costo de una longitud adicional es mayor que el valor de la producción de la longitud adicional. Puesto que el comportamiento productivo se incrementa con el incremento de longitud lo óptimo es probablemente cercano a la máxima longitud que se puede perforar exitosamente (puesto que existe un límite en el cual mayor longitud horizontal no incrementa considerablemente la producción). Los límites mecánicos para pozos horizontales se refieren en primer lugar a los límites de torque y arrastre para el equipo y la columna de perforación. Para alcanzar la máxima longitud posible uno necesita minimizar las fuerzas de torque y arrastre. Puesto que las fuerzas de torcedura de la tubería y la fuerza de gravedad dominan los efectos del torque y arrastre en el hueco horizontal, el diseño óptimo requiere la selección de la columna de perforación más ligera posible pero en tal forma que no haya torcedura en la columna durante las operaciones de perforación.

Diseño de la curva.

El diseño más simple posible de la curva es una curva simple que empieza en el punto de desviación y alcanza los 90 grados al final de la curva lo que vendría a ser un arco de curva simple.

Hay básicamente dos tipos de objetivos horizontales:

- La profundidad vertical definida del objetivo.
- La posición estructural definida en el reservorio.

Para pozos horizontales con canalización de agua o gas (conificación) puede ser más efectivo perforar un verdadero pozo horizontal a una profundidad vertical verdadera del objetivo que se localice a una distancia fija de los contactos gas / petróleo o agua / petróleo. Para este tipo de pozo horizontal el ángulo objetivo será 90°.

El tipo de objetivo horizontal más común no es necesariamente horizontal sino es un camino lateral que sigue una posición estructural específica en el reservorio. También puede ser una posición específica que ha sido seleccionada para asegurar una comunicación total con el reservorio de las fracturas hidráulicas (caso de haberlas) a esa profundidad. Los objetivos horizontales en estos casos no serán horizontales sino intentarán seguir la posición estructural seleccionada.

El propósito del diseño de la curva es proveer durante la operación un eficiente método de llegar al objetivo dentro de la tolerancia preestablecida sin hacer muchos cambios de conjuntos de fondo.

El diseño de la curva debe proveer un balance entre las siguientes consideraciones.

- Evitar problemas de formación.
- Minimizar el desplazamiento del final de la curva.
- Minimizar la longitud perforada de la curva.
- Proveer un intervalo ajustado para manejar otro incremento de ángulo diferente al ideal (en caso de haber problemas de levantamiento de ángulo).
- Permitir la utilización de marcas estructurales (esto se hace en muchas partes actualmente con pozos pilotos) encontradas en el intervalo de construcción de curva para ajustar la profundidad del objetivo final.
- Encontrar los límites de tolerancia del objetivo.
- Proveer una curva que permitirá una longitud total horizontal de hueco a ser perforado (no ocasione problemas debido a torque y arrastre).

- Proveer un hueco “completable” que permita el uso de todas las herramientas y todos los equipos necesarios de producción.

La razón de construcción de la curva o levantamiento de ángulo óptima para un hueco horizontal específico debe proveer el control direccional necesario para llegar al objetivo y proveer de igual manera la altura de la curva que evite problemas de formación en el intervalo de construcción de la curva. Si por ejemplo se presenta una formación especialmente problemática a ‘A’ ft encima del objetivo horizontal, uno probablemente podría seleccionar un punto de desviación bajo esa formación y usar la altura restante para calcular el incremento de ángulo de construcción.

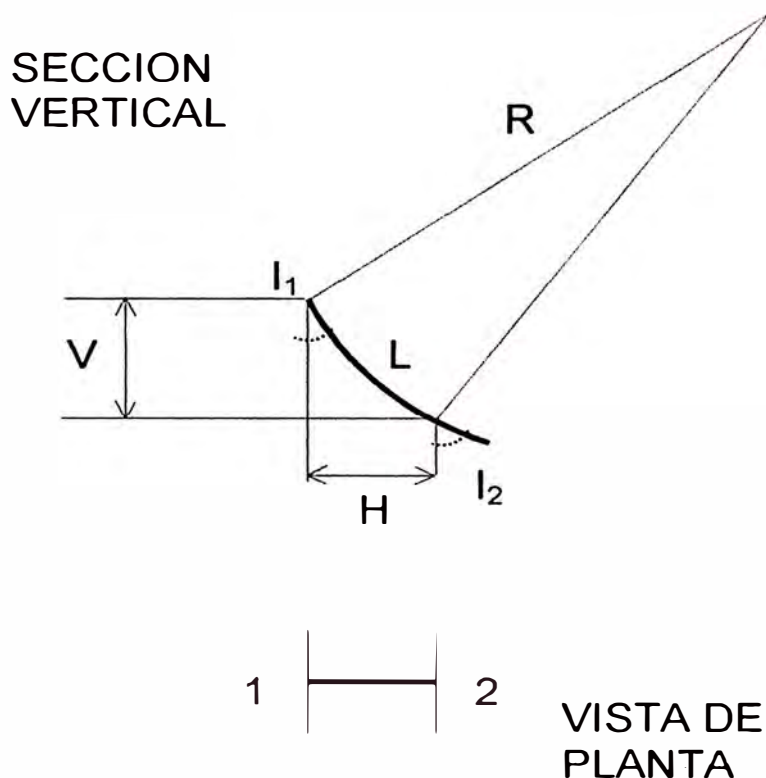
Si solamente se considera los requerimientos de perforación de la curva, el mejor diseño usará la razón de construcción de la curva más alto que se pueda obtener. Puesto que la construcción de la curva también afecta todas las subsecuentes operaciones, se necesita balancear la altura de la curva con el impacto de esa curva en operaciones futuras.

Si se planea desviar en toda la sección horizontal y no se considera poner equipos de producción o herramientas a través de la curva, la óptima construcción de la curva usará la razón de construcción máximo disponible. Si la sección horizontal va a ser perforada con rotación desde superficie, se debe limitar la curvatura del hueco al límite de la curvatura de los componentes de la columna de perforación (el esfuerzo de pandeamiento máximo que puedan soportar estos a través del tiempo). Otra consideración importante es proveer una curvatura que no restrinja el uso de herramientas de producción convencionales ordinarias durante la completación y las operaciones futuras de producción en lo posible.

A continuación se tratará sobre los tres tipos de curvas:

- La curva simple con una sección tangente.
- La curva compleja con una sección tangente.
- La curva ideal.

Las dimensiones de estas curvas se pueden calcular de las relaciones geométricas entre líneas y arcos de circunferencia. Para la curva simple con sección tangente donde se intenta mantener la herramienta (dirección relativa a la columna de perforar) del motor apuntando arriba y maximizar la razón de levantamiento del ángulo de la herramienta el camino se puede describir como un arco circular en un plano vertical como se muestra en la figura siguiente.



- R Radio de curvatura.
- L Longitud del arco circular
- V Altura vertical entre los puntos I₁, I₂
- H Separación horizontal entre los puntos I₁, I₂
- I₁, I₂ Ángulos de inclinación de los puntos '1' y '2', extremos de la curva.

Las ecuaciones claves para calcular la altura, desplazamiento y longitud de la curva son:

$$R = \frac{5730}{BUR}$$

$$V = R \cdot (\text{sen} I_2 - \text{sen} I_1)$$

$$H = R \cdot (\cos I_1 - \cos I_2)$$

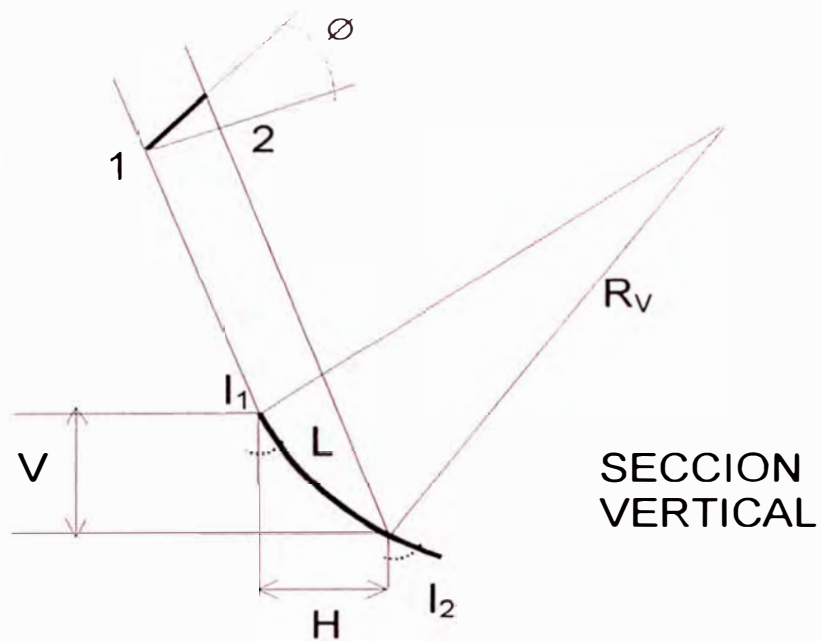
$$L = \frac{100 \cdot (I_2 - I_1)}{BUR}$$

Donde para los puntos de la curva '1' y '2' tenemos:

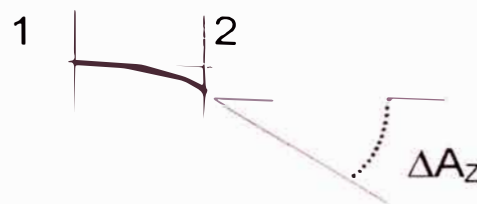
R	:	Radio de curvatura (ft)
BUR	:	Incremento de ángulo en la sección curva (°/100ft)
V	:	Altura vertical (ft)
H	:	Desplazamiento horizontal (ft)
L	:	Longitud de la curva(ft)
I ₂	:	Ángulo de inclinación final (grados).
I ₁	:	Ángulo de inclinación Inicial (grados).
5730	:	Factor de relación entre el radio de curvatura y la razón de construcción de la curva cuando el radio se expresa en pies y el BUR se expresa en °/100 ft.
100	:	Factor de longitud cuando los ángulos se encuentran en grados sexagesimales y el BUR se expresa en °/100 ft.

Para las curvas complejas e ideal que utilizan segmentos de construcción con giros en el espacio, el camino puede aproximarse por la geometría de arcos circulares en el plano vertical, como se muestra en la figura.

VISTA
AUXILIAR



VISTA DE
PLANTA



Las ecuaciones para la geometría de los segmentos con giro son:

$$R_v = \frac{5730}{B_v}$$

$$V = R_v \cdot (\text{sen} I_2 - \text{sen} I_1)$$

$$H = R_v \cdot (\text{cos} I_1 - \text{cos} I_2)$$

$$L = \frac{100 \cdot (I_2 - I_1)}{B_v}$$

$$DL = (I_2 - I_1) \cdot \frac{B_T}{B_V}$$

$$\cos \Delta A_z = \frac{\cos DL - \cos I_1 \cdot \cos I_2}{\text{sen} I_1 \cdot \text{sen} I_2}$$

Donde:

- R_v : Radio de la curva en vista vertical (ft).
 B_v : Razón de construcción de la curva para girar en vista vertical, ($^{\circ}/100$ ft).
 DL : Variación de ángulo en el giro (grados).
 B_T : Razón de curvatura total en el giro, ($^{\circ}/100$ ft).
 ΔA_z : Cambio de Azimut, (grados).

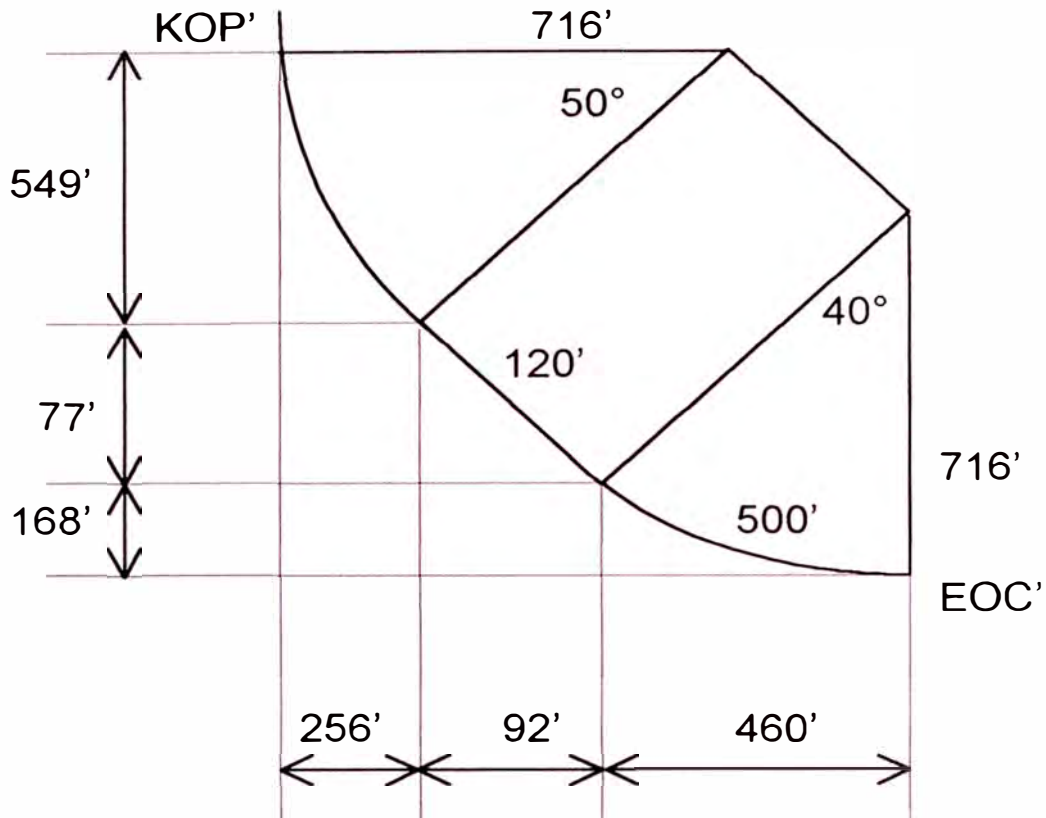
Finalmente las ecuaciones apropiadas para los intervalos rectos son:

$$V = L \cdot \cos I$$

$$H = L \cdot \text{sen} I$$

La curva simple con una sección tangente.

Este es el diseño de curva más antigua y más usada. La siguiente figura nos muestra un ejemplo típico de éste tipo de curva.



Donde:

KOP' Punto de inicio de la desviación.

EOC' Fin de la curva.

La curva con sección tangente simple divide el arco de construcción que son separados por una tangente recta. Notar que los ángulos correspondientes a las secciones curvas suman 90° .

Se asume generalmente ambos segmentos de curva serán perforados con el mismo motor de construcción de curva y que la razón de levantamiento en la segunda curva será el mismo usado en la primera curva.

El concepto para la curva con tangente simple viene de las observaciones que un motor de construcción de curva dará un comportamiento de curvatura altamente consistente en un pozo dado en un área específica, igual aunque su rendimiento pueda variar significativamente entre pozos con diferentes formaciones objetivos o en otras áreas. Con éste diseño, el operador utiliza la

curva de construcción observada en la primera curva para calcular la más probable altura de la segunda y de esa la requerida longitud de la tangente y la profundidad del segundo punto de desviación. Esto reduce el error entre la altura predicha y la real de la segunda curva al término de la curva. Para tener éxito con ésta técnica, es esencial que el punto de desviación y la curva planeada sea diseñada usando las más bajas razones de construcción de la curva para el motor de fondo seleccionado

Aquí se muestra un ejemplo práctico de diseño. Los datos requeridos principales son los incremento de ángulo el ángulo de la tangente y la longitud de la tangente. La razón de construcción no debe ser más grande que la mínima razón esperada para el motor seleccionado.

Si la razón de construcción real en el campo excede a la razón planeada (mínimo), la longitud de la tangente se ajustará para que la segunda curva alcance el objetivo si la razón es la misma que la primera curva. Esto limita el error en pegar al objetivo entre lo real y lo planeado de la segunda curva.

Seleccionando la longitud de tangente apropiada es muy importante por que pocos conjuntos de perforación de tangente actualmente perforan a ángulos constantes. Afortunadamente, no es necesario perforar un intervalo de tangente a un ángulo constante con tal que uno tenga un buen criterio del ángulo final en la broca.

La mínima longitud recomendada de la tangente es 120 ft. Esto está basado en el espaciamiento típico de la herramienta de medición (MWD) y el deseo de minimizar la longitud de la tangente. Con una típica herramienta de medición (MWD) de desviación usado para perforar la tangente, el sensor de la inclinación será ubicado ± 60 ft arriba de la broca. Asumiendo que uno toma registros cada 30 ft, el registro de los 30 primeros pies de la tangente no será disponible hasta que los 90 ft de la sección tangente haya sido perforado. En este punto solamente una tercera parte de la tangente ha sido registrado y esa porción también incluirá cualquier efecto de transición causado al poner el conjunto de desviación de mantenimiento de ángulo en el fondo de la porción de construcción de ángulo de curvatura más alta del hueco. Después de perforar 120 ft de sección, el registro de profundidad más profundo de la herramienta de medición (MWD) dará información de la primera mitad de los 120 ft. Puesto que nosotros debemos predecir el ángulo en la broca para juzgar

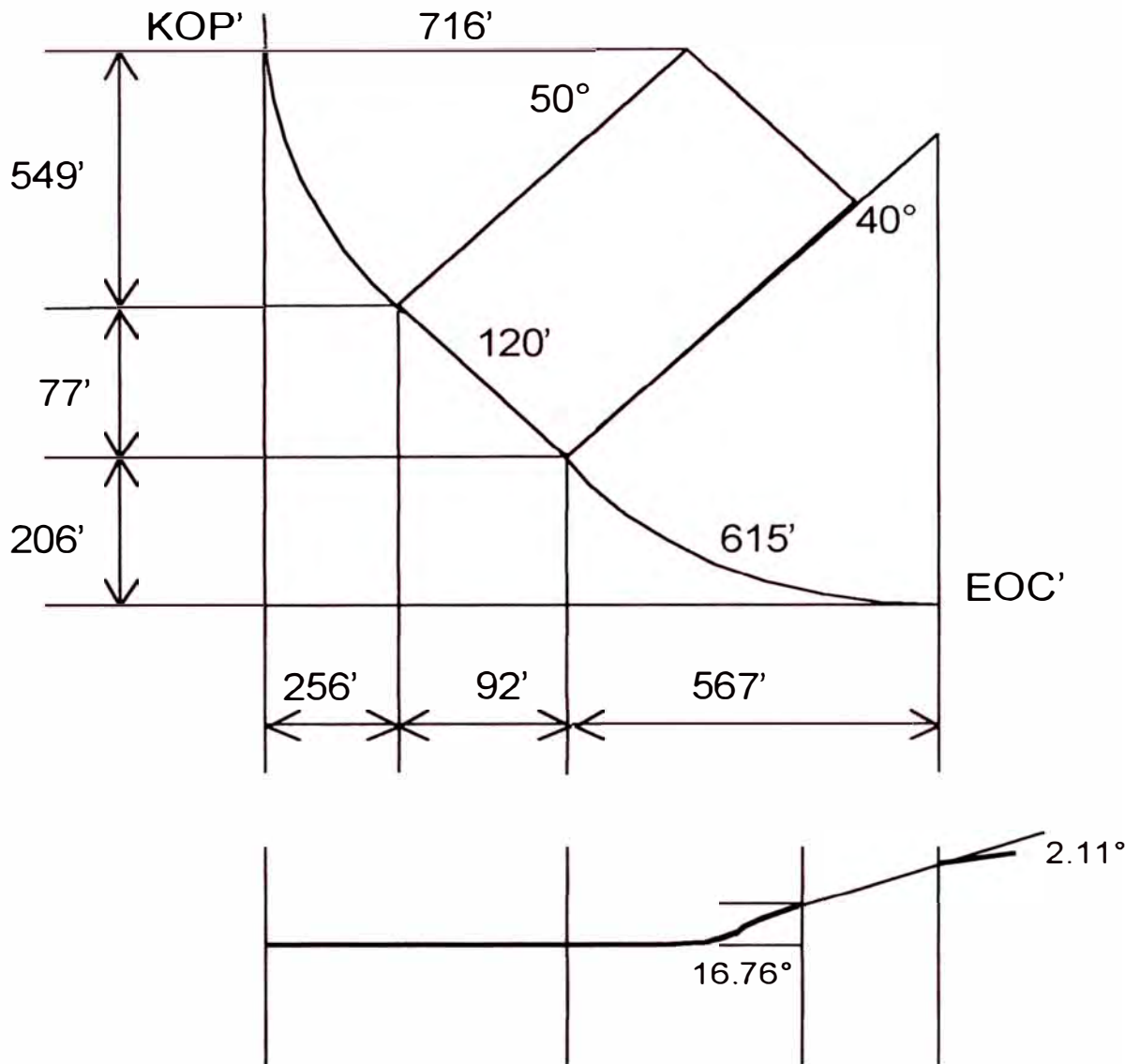
correctamente la profundidad a la cual comenzar el segundo intervalo de curva, debemos extrapolar la medida del comportamiento arriba del sensor de la herramienta de medición (MWD) a la broca.

La selección final en un diseño de curva con tangente simple es el ángulo para la tangente. Una de las más comunes elecciones es 45° . Con 45° el final de la curva cae en la misma posición independiente de la curvatura de la porción de construcción de ángulo del hueco.

Incrementando el ángulo de la tangente disminuye la magnitud y el error potencial de la segunda curva. El error de la segunda curva decrece tan rápidamente como se incrementa el ángulo encima de 45° . Por ejemplo, la altura de una segunda curva a $8^\circ/100$ ft. decrece desde 209 ft para una tangente de 45° a 96 ft con una tangente de 60° . Poniendo las tangentes a ángulos mayores que 45° se incrementa la longitud del hueco y el desplazamiento del final de la curva. También hace la longitud y el desplazamiento sensitivo a la curva real en la primera y la segunda curva. Estas consideraciones hacen inaceptables a los ángulos de la tangente arriba de 60° . Otra consideración en elegir la posición de la tangente es proveer la habilidad para intersectar cualesquier marcas estructurales críticas en la tangente de tal forma que uno pueda ajustar un segundo punto de desviación de la segunda curva basada en la posición real observada en la columna estratigráfica.

La curva compleja con una sección tangente

La curva compleja provee el próximo paso lógico en controlar la exactitud para llegar a la profundidad vertical objetivo. La siguiente figura ilustra esta clase de curva.



INCREMENTO DE ANGULO DEL MOTOR	8°/100 FT
RATE DE LA SEGUNDA CURVA	6.5°/100 FT
ANGULO DE TANGENTE	50°
LONGITUD TANGENTE	120 FT

Aquí se presenta un ejemplo.

Para el diseño se utiliza la primera curva para establecer los niveles de comportamiento del motor de construcción de ángulo seleccionado igual a como se hizo con el método de la curva simple.

Sin embargo en ves de usar esta misma curva para el punto de desviación de la segunda curva el concepto es usar una razón de diseño más bajo real experimentado en la sección superior del hueco.

En el ejemplo se ha diseñado la primera curva a la razón mínima esperada de $8^\circ/100$ ft y se ha diseñado la segunda curva con un razón que es $1.5^\circ/100$ ft menos que la primera razón o sea $6 \frac{1}{2}^\circ/100$ ft. Uno de los conceptos claves de ésta técnica es que el incremento de ángulo más bajo para la segunda curva puede obtenerse usando el mismo motor de la primera curva orientando el la herramienta a la derecha o a la izquierda de la vertical. El incremento de ángulo vertical de $6 \frac{1}{2}^\circ/100$ ft se puede obtener de la herramienta de levantamiento de ángulo de $8^\circ/100$ ft usada en la primera curva girando la herramienta del motor a 35° a la izquierda o derecha de la vertical.

El pozo podría haber sido diseñado para ubicar todo el giro en una dirección si se deseara.

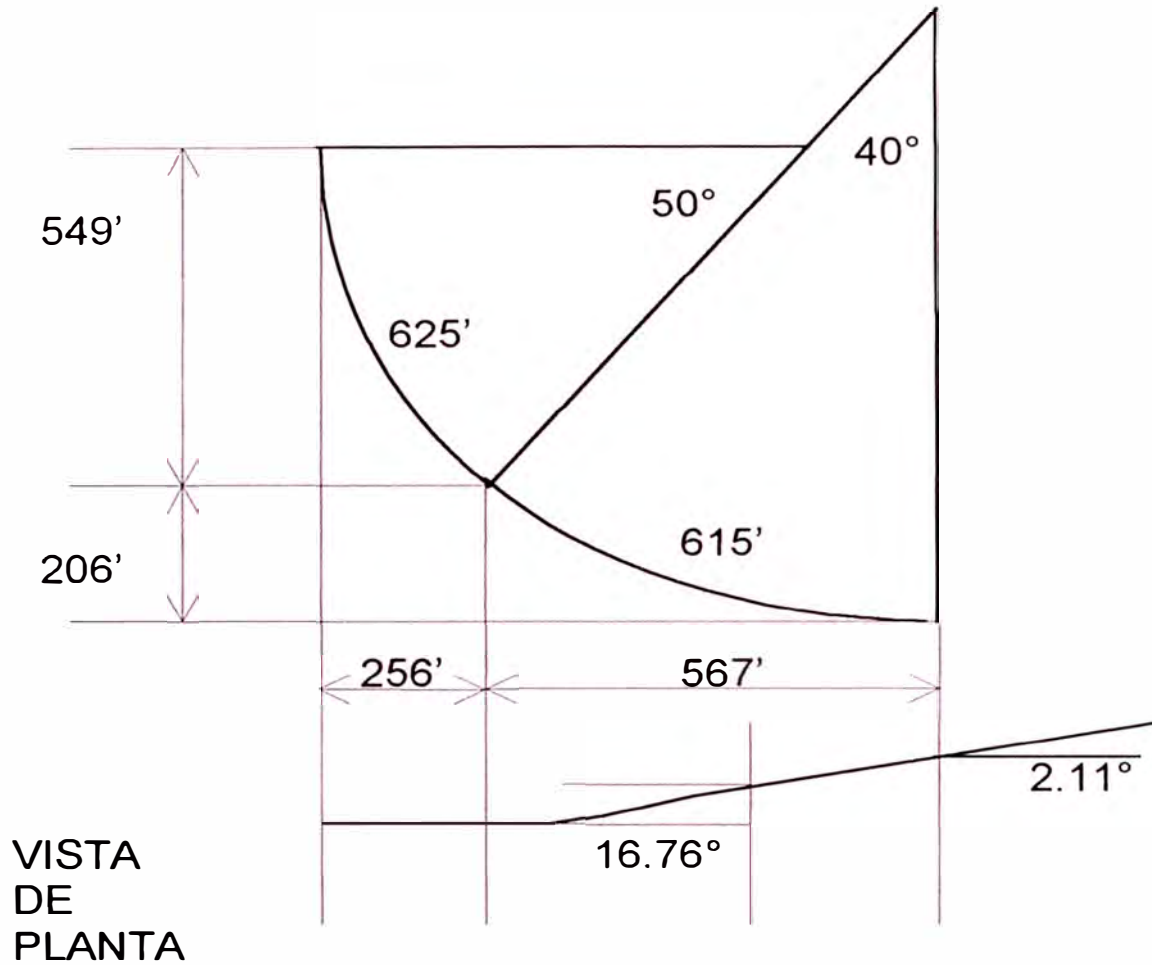
Sin embargo en muchas situaciones es mejor girar el pozo ya sea a la izquierda o a la derecha para la mitad de la segunda curva y luego en la dirección opuesta en la mitad restante. En el ejemplo se ha elegido girar el hueco a la izquierda en la primera mitad y luego a la derecha en la segunda mitad. Esta estrategia produce un cambio en el azimut de 16.8° a la izquierda seguida por un cambio a la derecha de 14.7° . Se pueden calcular la sección vertical aproximada y otros parámetros de la segunda curva usando las ecuaciones anteriores.

El diseño de la curva compleja no es para producir un camino recto del hueco si no para proporcionar al perforador la habilidad para acomodar el incremento de ángulo mientras se perfora la segunda curva. Este diseño respecto al diseño para la curva simple ofrece algunas ventajas y desventajas. La gran desventaja de éste diseño es el incremento de la longitud, altura y desplazamiento de la segunda curva. La longitud de la segunda curva se incrementa desde 500 a 615 ft. La altura se incrementa desde 168 a 206 ft, y la longitud de desplazamiento se incrementa desde 460 ft a 567 ft. La mayor ventaja de este diseño es que la altura real de la segunda curva se puede ajustar tanto para arriba como para abajo. El máximo ajuste vertical es tanto como 38 ft hacia arriba si el cambio es conocido al comienzo de la segunda curva. Esto proveería un ajuste de altura máxima de 18% de la altura restante. El intervalo de giro también tiene una mayor curvatura total que la curva del diseño para una curva simple, sin embargo, el incremento no es grande. En el ejemplo, la variación de ángulo en la curva es solamente 10% más grande que para un diseño de curva simple.

Este diseño tiene su mayor aplicación para pozos horizontales que están perforando a un objetivo estructural. Es completamente útil cuando la posición del objetivo final es definido por los topes de formación que son localizados dentro de la segunda curva. Aunque uno puede ciertamente no hacer grandes correcciones, el tamaño del ajuste puede ser significativo. Por ejemplo en el diseño de la curva del ejemplo a $6 \frac{1}{2}^{\circ}/100$ ft se alcanzará 70° al ubicarse 53 ft encima del objetivo horizontal. En ese punto es posible alcanzar el objetivo horizontal con el incremento de ángulo máximo de $8^{\circ}/100$ ft una altura vertical de solamente 43 ft girando la herramienta derecho hacia arriba. Esto permitiría un ajuste vertical hacia arriba de 10 ft desde solamente 53 ft arriba del objetivo. La curva compleja provee un intercambio entre la exactitud de la profundidad vertical verdadera y la posición y dirección. La tabla resume el efecto de los intercambios. Para usar este diseño más efectivamente el diseñador del pozo necesita establecer una latitud más grande en el desplazamiento final de la curva y dirección para maximizar el control del objetivo vertical..

La curva ideal.

La curva ideal se muestra en la figura.



RATE TOTAL	8°/100 FT
PRIMER RATE	8°/100 FT
SEGUNDO RATE	6.5°/100 FT

Es simplemente una curva compleja sin un intervalo tangente. Podría por lo tanto ser perforado con un solo motor a menos que se vea limitado por la vida de la broca o del motor. Obviamente esto sería el método de costo más bajo para perforar la curva. Aunque no se predice suficientemente el comportamiento del incremento de ángulo del motor a usar en el primer pozo en el área, se debería considerar en el segundo o tercer pozo en el área.

4.3. Análisis de torque y arrastre.

Una vez que se ha planeado el perfil del pozo (tipo de radio) y la trayectoria (Inicio de desviación, ángulo de levantamiento, ángulo y longitud de la tangente) el próximo paso es hacer un análisis de torque y arrastre. Hay muchos factores que originan el torque y arrastre como pegamiento diferencial, “ojo de llave”, inestabilidad del hueco, limpieza del hueco e interacción asociada con fuerzas laterales cuando se va perforando. Las fuerzas laterales están determinadas por la geometría del hueco, tal que podemos separar en dos grandes bandos los problemas de arrastre unos causados por una condición de hueco pobre e inapropiado peso de lodo y otros asociados con el camino del pozo. El análisis de torque y arrastre trata sólo aquella porción que tiene que ver con los problemas causados por la geometría del hueco.

El propósito principal del análisis de torque y arrastre es predecir la pérdida de torque total (el torque suministrado en modo rotario por la mesa rotaria se “pierde” debido a las fuerzas de fricción por rotación de la tubería a lo largo del hueco) mientras se perfora el hueco y predecir la carga en el gancho requerida para viajar entrando o saliendo del hueco. Esto se hace para comparar los valores con el equipo de levantamiento y comparar las capacidades. Si la comparación es desfavorable, hay solamente pocas soluciones como:

- Cambiar la trayectoria del pozo (inicio de desviación, incremento de ángulo, longitud de la sección horizontal)
- Variar el conjunto de fondo.
- Hacer cambios más drásticos en el equipo.

Las “pérdidas” de torque y arrastre son los factores más importantes que pueden entorpecer la perforación de un pozo horizontal. Ellos reducen la velocidad de penetración evitando la transferencia de peso apropiado a la broca. Ellos limitan la longitud de la sección de interés (arena productiva) alcanzando las capacidades máximas del equipo. Ellos inducirán la torcedura y el sobre torque en el equipo de perforación, pudiendo hacer imposible la corrida de los forros o liner de la sección curva.

La mayor parte de las compañías de servicio ahora tienen programas de torque y arrastre. Ellos son simples de operar, rápidos y están basados en las mismas ecuaciones con pocas variaciones.

Principios básicos

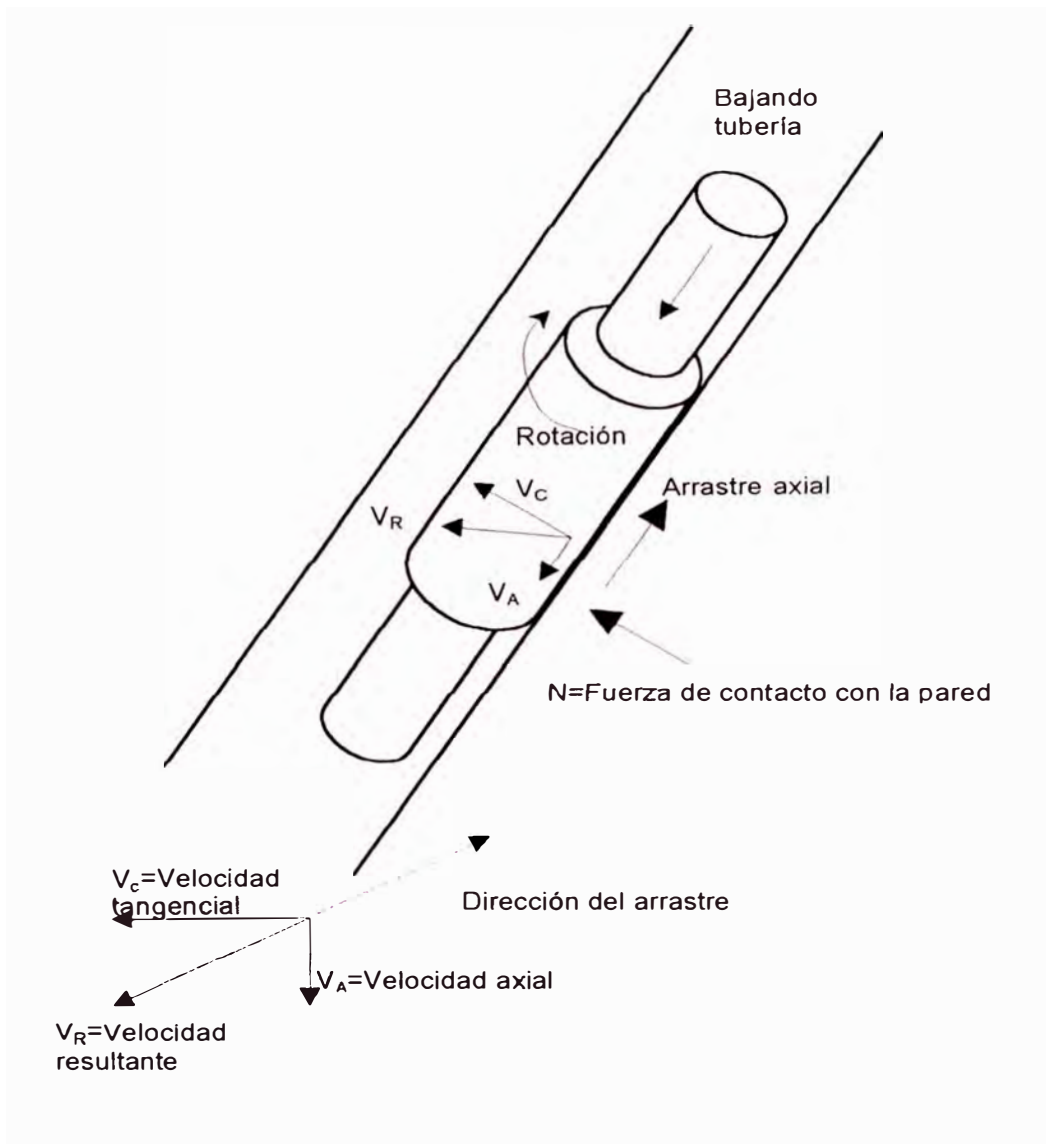
La reducción y control del torque y arrastre es un objetivo muy importante en el diseño y perforación de un pozo horizontal. La presencia de torque y arrastre no puede ser eliminada, pero si llevada a un mínimo. Por esto la eficiencia será reducida y los objetivos finales del pozo no serán tan económicos como se quieren. La importancia de monitorear el torque y arrastre no puede ser sobreforzado. El monitoreo puede ser usado para predecir cuando se inician problemas de limpieza de hueco y pegamiento diferencial.

El arrastre es el resultado del contacto entre la columna de perforar y las paredes del pozo o forros. En su forma más simple, la fuerza de deslizamiento (F) es el producto del factor de fricción (ff) y la fuerza actuando normalmente a la superficie de contacto (N).

$$F = ff \cdot N$$

En un hueco vertical recto con mínima desviación, el arrastre de fricción de deslizamiento es despreciable debido a que no hay fuerzas actuando normalmente. En un hueco inclinado o huecos con repentinas variaciones de ángulos, las fuerzas actúan normalmente a la pared de la tubería dan un arrastre entre el hueco y la columna de perforación.

La fuerza de fricción de deslizamiento se observará como torque, arrastre o una combinación de ambos. Si la columna de perforación es jalada sin rotación, la fuerza de fricción se mostrará como arrastre. Si la columna es solo rotada la fuerza de fricción se mostrará como torque. Las fuerzas de fricción de deslizamiento son opuestas al movimiento y por lo tanto la fuerza de fricción actúa en una dirección opuesta al vector velocidad.



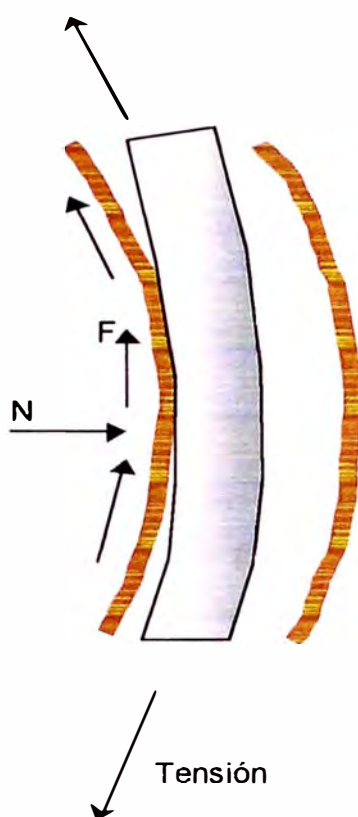
(V_C) y el movimiento hacia abajo (V_A). El vector velocidad total (V_R) se calcula fácilmente. El arrastre friccional ocurre a lo largo del vector (V_R) pero en la dirección opuesta. Los componentes de arrastre friccional axial y torsional son directamente proporcionales a sus respectivas velocidades.

Cuando la columna de perforación es rotada y reciprocada el torque y arrastre variarán dependiendo de la velocidad axial y rotacional de la tubería. El beneficio de la tubería de rotación es fácilmente visto en la sección del hueco lateral donde la velocidad de penetración puede duplicarse cuando la tubería es rotada después de perforar sin rotar la tubería. El arrastre que reduce el peso sobre la broca efectivo es superada usando incremento de torque a través de la rotación de la tubería. La fuerza de fricción de deslizamiento es observada como torque o arrastre dependiendo del modo del movimiento de la tubería,

aunque el origen de la fuerza de fricción es la misma para ambos, ya sea torque o arrastre.

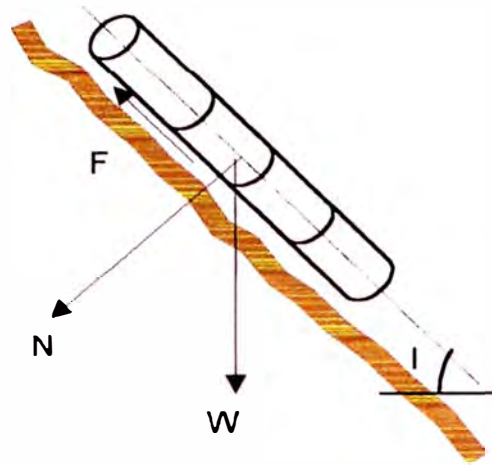
Una columna en tensión, actuando en una “pata de perro”, crea fuerzas laterales en el contacto tubería pared del hueco.

Como se muestra en la figura



Si la tubería es jalada fuera del hueco la fuerza de fricción sería paralela al eje de la tubería y se observa como arrastre o también como un incremento en la carga en el gancho. Si la tubería se rota, la fuerza de fricción sería observada como torque. La fuerza de fricción se refiere a la tensión de la tubería de perforar y la severidad de la variación del ángulo.

El arrastre cuando se está en un hueco inclinado depende del peso (W) de la tubería y de la inclinación del hueco (I).



Solamente la componente del peso actuando normal a la pared del pozo contribuye a la fuerza de fricción. El componente del peso actuando a lo largo del eje de la columna de perforación contribuye a la tensión en la columna.

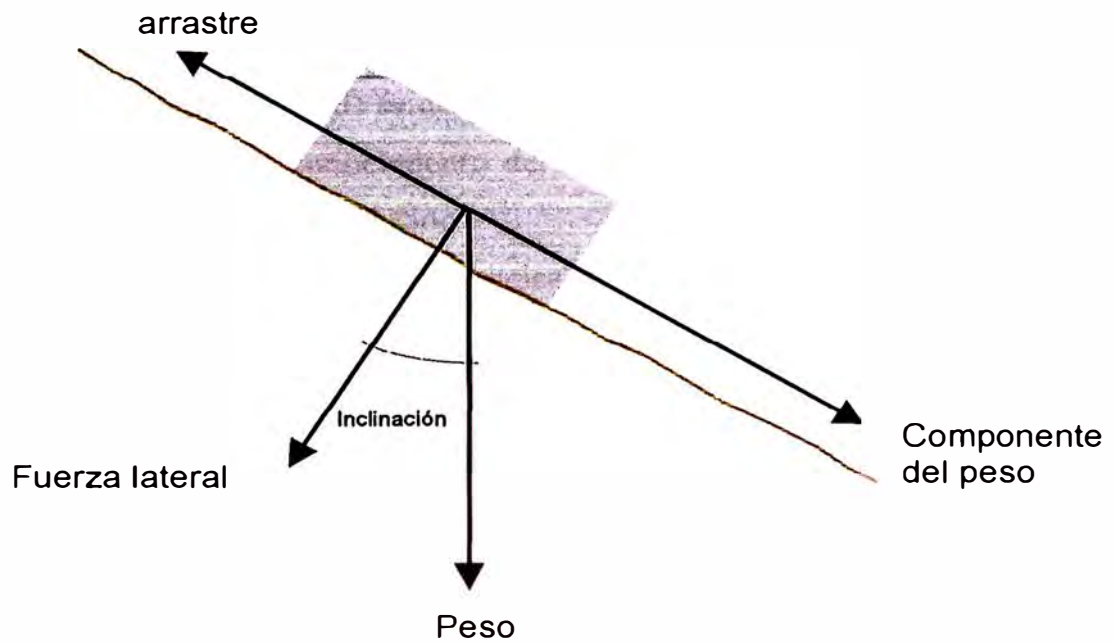
La combinación de estas dos fuerzas de fricción de deslizamiento originan el torque y arrastre que suceden en los pozos, siendo en los pozos horizontales mas críticos.

El torque y arrastre del conjunto de fondo por lo general no es significativo debido a su corta longitud comparada con la tubería de perforar.

Fricción

La fricción es la resistencia al movimiento que existe cuando una masa es movida por una fuerza o un intento es hecho para moverlo a lo largo de una superficie. Un objeto sobre un piso o plano horizontal con respecto a la gravedad tiene una fuerza presionando sobre el plano que es el peso del objeto. Una fuerza puede ser aplicada para mover el objeto. Una fuerza de fricción actuando en la dirección opuesta de la fuerza aplicada reducirá o prevendrá el movimiento del objeto. Esta fuerza de fricción es directamente proporcional a la fuerza de gravedad o que es llamada ella fuerza lateral. La constante de proporcionalidad es llamada el factor de fricción.

Si un objeto yace sobre una superficie inclinada (como muestra la figura)



$$\begin{aligned} \text{Fuerza lateral} &= \text{peso} * \cos(\text{Inclinación}) \\ \text{Arrastre} &= \text{fuerza lateral} * \text{factor de fricción} \end{aligned}$$

el objeto puede moverse o permanecer allí. La fuerza principal que actúa sobre el objeto es la gravedad, jalándola en la dirección del centro de la Tierra. Esta fuerza es representada por W . Hay dos componentes de W , una fuerza que es perpendicular al plano y otra paralela a dicho plano en dirección al movimiento. Como resultado de la fricción de las superficies aparece una fuerza opuesta al movimiento en la misma dirección llamada Fuerza de Fricción o Arrastre.

El objeto permanecerá en equilibrio si la componente del peso en dirección del movimiento no alcanza la fuerza de fricción estática máxima. Si por el contrario dicha fuerza es mayor que la de fricción estática máxima el objeto se deslizará hacia abajo a lo largo del plano inclinado.

Estos resultados están en función de la inclinación y de la rugosidad del material.

Coefficientes de fricción

El coeficiente de fricción (μ) se define como la razón entre la fuerza de fricción y la fuerza normal. El conocimiento del factor de fricción es muy importante para el cálculo del torque y fricción.

El coeficiente de fricción es característica de las superficies en contacto por lo que en perforación:

- Las propiedades de lodo
- La condición de los forros.
- El tipo de formación.
- La condición de la pared del pozo.

harán variar el coeficiente de fricción entre la columna de perforar y el hueco.

Muchas compañías han trabajado mucho para calcular los coeficientes de fricción para diferentes campos y diferentes condiciones de perforación de pozos vecinos.

Se debe tener cuidado al usar los factores de fricción. A veces algunos problemas son expresados como factores de fricción. Esto puede suceder con la severidad en la variación de ángulo. El factor de fricción para acero contra acero es 0.3 sin lubricante entre las superficies.

Fricción en la perforación

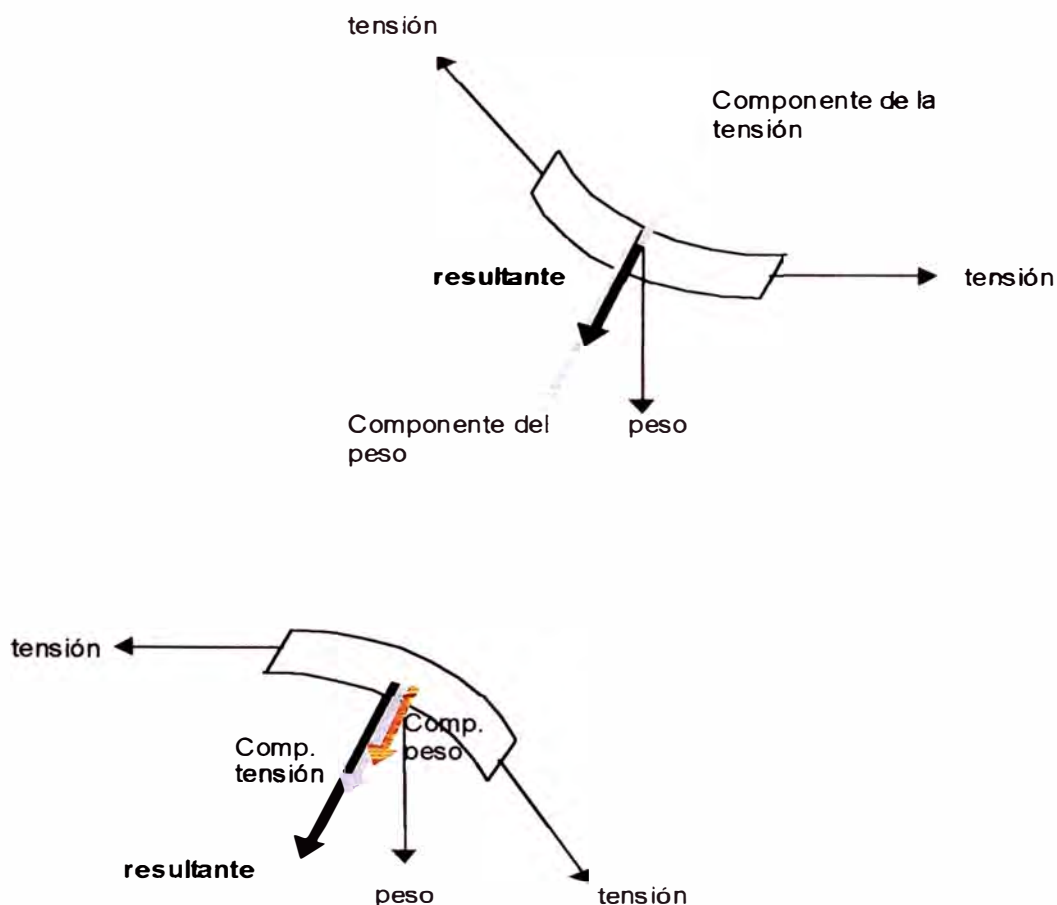
Son importantes dos tipos de pérdida por fricción, la pérdida de torque mientras se rota y el arrastre o pérdida de tensión mientras se perfora. La primera se refiere a la fricción por rotación y la segunda a fricción por deslizamiento (arrastre). En teoría se supone que los factores de fricción son iguales en la práctica sin embargo las incertidumbres del torque en superficie y medidas de la carga en el gancho no permiten obtener una definitiva conclusión.

La experiencia ha mostrado que el factor de fricción apropiado para describir una columna en el hueco es aquél que considera que el deslizamiento ocurre sin deformación plástica o permanente del material. Hay dos razones fuertes

que indican que ésta fricción es el modelo a usar. Primero, cuando se rota en el fondo no se nota un aumento de fricción al duplicar la velocidad de rotación. Segundo el factor de fricción viscoso es usualmente muy bajo debido al esfuerzo de corte del fluido atrapado, mientras se miden los valores de fricción al rotar la columna en el rango de 25% a 40%.

Fuerzas laterales y fuerzas de tensión-compresión

Para calcular la pérdida de torque total teórico o la pérdida por fricción se necesita definir las fuerzas laterales (fuerza normal). Pero hay otro mecanismo en adición a la gravedad que contribuye a la fuerza lateral de un elemento. Esta es una tensión o compresión que actúa a través de la curva del hueco sobre la columna de perforar. La componente de la tensión puede actuar contra la gravedad al crear una fuerza lateral total como se muestra en la figura.



La tensión sobre un elemento de tubería actúa contra la gravedad cuando ésta se curva hacia arriba, mientras la tensión se suma a la gravedad cuando la tubería se curva hacia a bajo.

Pérdida friccional

Torque y arrastre

Luego que se ha diseñado la curva de construcción óptima para el pozo la siguiente pregunta es cuan lejos se puede perforar horizontalmente. El problema ahora cambia del control direccional al problema de torque y arrastre. En un hueco dado, la máxima longitud horizontal se alcanza (o quizás se excede) cuando no se puede rotar la tubería o dar el peso suficiente a la broca.

El diseñador del hueco debe saber el efecto de su diseño en el torque y arrastre. Una solución adoptada por muchos operadores en un primer intento es planear una longitud horizontal pequeña dentro del tipo de geometría del hueco. Ese concepto probablemente generará una longitud horizontal de 500 ft como súper segura, 1,000 ft como razonable, 2,000 ft como agresivo y 4,000 ft seria el limite. Si uno permanece bajo la marca de 2,000 ft es improbable que los limites de torque y arrastre verdaderos sean alcanzados. Los problemas operacionales en esta longitud indicarian algunos problemas más tales como acumulación de cortes o pegamiento. Sin embargo para optimizar el costo de los huecos horizontales uno debe tratar de trabajar con los limites verdaderos.

Los factores mas importantes que afectan los limites de corte y arrastre son:

- Longitud del pozo horizontal
- Diseño de la columna de perforación (tubería pesada, tubería de perforar en el hueco horizontal, cargas requeridas en la broca)
- Coeficiente de fricción(tipo de lodo)
- Capacidad del equipo(torque, axial, herramienta top drive)
- Técnica de perforación horizontal.

Al planear un pozo de 2,000 ft de longitud horizontal es probablemente necesario considerar el torque y arrastre. El análisis de torque y arrastre debe incluir predicciones de torque y arrastre mientras se rota en el fondo, perforando con rotación en superficie, perforando mientras se navega con motor de fondo y las fuerzas de arrastre mientras se hace viajes. También es necesario conocer los esfuerzos sobre los componentes de la columna debido a la curvatura del hueco y las cargas.

Hay un número de modelos comerciales de software sobre torque y arrastre que se pueden usar para preparar los posibles estimados de torque y arrastre para un pozo horizontal. Si el curso del hueco es completamente complejo o si el hueco es una combinación de un hueco direccional con un punto de desviación superficial y una sección tangente larga, estos programas ofrecen un único método razonable para analizar el problema. Sin embargo para un típico pozo horizontal que usa un punto de desviación profundo y una curva relativamente compacta es posible estimar el torque y arrastre usando algunas simples aproximaciones. Si uno asume que.

- La construcción de la curva se puede representar por un arco simple de 90°
- El mismo tamaño y peso de la tubería se usan a través de toda la curva.
- El hueco es aproximadamente horizontal.
- No hay torcedura en el hueco horizontal.
- El coeficiente de fricción es igual a 0.33

El torque puede aproximarse razonablemente por la siguiente formula:

Torque de la tubería en el hueco horizontal es:

$$T_h = \frac{OD \times W_m \times L}{72}$$

El torque de la tubería rotando al construir los 90° depende de la magnitud de la fuerza axial aplicada al final de la curva. Mientras se perfora un hueco horizontal con rotación en superficie, la fuerza axial al final de la curva es igual al peso sobre la broca.

Para $WOB < 0.33 \cdot W_m \cdot R$

$$T_b = \frac{OD \cdot W_m \cdot R}{72}$$

Para $WOB > 0.33 \cdot W_m \cdot R$

$$T_b = \frac{OD \cdot W_m \cdot R}{144} + \frac{OD \cdot WOB}{46}$$

Por ejemplo consideremos un hueco horizontal con un radio de curvatura de 286.5 m (940 ft) y una longitud horizontal de 440 m (1444 ft). Calculemos el torque mientras se esta rotando en el fondo con 30,000 lbs sobre la broca, peso de lodo 11.5 ppg.

Donde:

T_h	:	Torque de la tubería en la sección horizontal (pies-libra fuerza).
WOB	:	Peso sobre la broca (libras fuerza).
T_b	:	Torque en la curva rotando al final de la curva (pies-libra fuerza)
OD	:	Diámetro de la unión de la tubería ubicada en la sección horizontal (pulgadas)
W_m	:	Peso de la tubería afectado por flotabilidad (libras entre pie)
L	:	Longitud del tramo horizontal (pies)
R	:	radio de la sección curva (pies)
BF	:	Factor de flotabilidad

Con los datos presentes tenemos los siguientes resultados:

DATOS		
OD	6,625	OD del tool joint (inch)
ppg	11,5	ppf ft lbs ft
ppf	19,5	
BF	0,82	
Wm	16,07	
Radio build	940	
WOB	30000	
Longitud seccion horizontal	1444	
Longitud seccion curva	0	

RESULTADOS		
0.33*Wm*R	4985	lbf
Torque seccion Horizontal	2135,3	ft-lbf
Torque en Curva rotando en el fondo (WOB=0)	695,0	ft-lbf
Torque en Curva con WOB	5015,7	ft-lbf
TORQUE TOTAL ROTANDO EN EL FONDO	2.830	ft-lbf
TORQUE TOTAL CON WOB	7.151	ft-lbf

Se debe notar que el torque rotando libre en el fondo es menor (2830 ft-lb) que el torque cuando se aplica peso en la broca (7151 ft-lb).

El arrastre de la tubería al bajar en un viaje o mientras se navega con motor se puede calcular por las siguientes relaciones.

Para la sección horizontal el arrastre es:

$$D_h = \frac{W_m \cdot L}{3}$$

El arrastre de la tubería en la sección curva es una función de la fuerza axial al extremo final donde se inicia la sección horizontal. Esta fuerza es igual al peso sobre la broca mas el arrastre de la tubería en la sección horizontal. Si se espera un considerable arrastre del conjunto de fondo también debería sumarse esta fuerza a la anterior. Entonces la fuerza al final de la curva es:

$$F_o = D_h + WOB + BHA$$

Donde:

- Fo : fuerza al extremo final de la curva. (libras fuerza)
 Dh: : Arrastre en la sección horizontal. (libras fuerza)
 WOB : peso sobre la broca. (libras fuerza)
 BHA : arrastre del conjunto de fondo (estimado). (libras fuerza)

El arrastre de la tubería en la sección curva depende de esta fuerza por lo que para hallar el arrastre en la sección curva tendremos:

Si $F_o < 0.25 \cdot W_m \cdot R$ entonces

$$D_b = 0.4 \cdot W_m \cdot R$$

Si $F_o > 0.25 \cdot W_m \cdot R$ entonces

$$D_b = 0.25 \cdot W_m \cdot R + 0.69 \cdot F_o$$

Donde

- D_b : Arrastre en la sección curva. (libras fuerza)

Por otro lado los cálculos para el arrastre al sacar tubería son casi similares.

El arrastre en la sección horizontal del hueco es:

$$D_h = \frac{W_m \cdot L}{3}$$

El arrastre en la curva es función de la tensión en la tubería al final de la curva. Esta fuerza es la suma del arrastre de la tubería en la sección horizontal mas algunas cargas friccionales no gravitacionales como por ejemplo atraque de los estabilizadores con el hueco. El arrastre en la sección curva es:

$$F_{ot} = D_h + BHA$$

Si $F_{ot} < 0.85 \cdot W_m \cdot R$ entonces

$$D_{bt} = \frac{W_m \cdot R}{3}$$

Si $F_{ot} > 0.85 \cdot W_m \cdot R$ entonces



$$D_{bt} = 0.69 \cdot F_{ot} - 0.25 \cdot W_m \cdot R$$

Donde

F_{ot} : fuerza al extremo final de la curva durante sacada de la columna.
(libras fuerza).

D_{bt} : Arrastre en la sección curva durante sacada de la columna.
(libras fuerza).

El cálculo del arrastre con los datos anteriores proveerá los siguientes resultados:

ARRASTRE SIN ROTACION de tuberia perforando con motor de navegacion o bajando tuber. 	ARRASTRE SIN ROTACION sacando tuberia 
--	---

DATOS			DATOS		
ppg	11,5		ppg	11,5	
ppf	20		ppf	20	
BF	0,82		BF	0,82	
Wm	16	ppf	Wm	16	ppf
WOB	30.000	lb	NO HAY WOB		
R	940	ft	R	940	ft
DRAG EFEC BHA	-	lb		-	lb
Longitud seccion horizontal	1.444	ft	Longitud seccion horizontal	1.444	ft

RESULTADOS			RESULTADOS		
Dh			Dh		
Drag en horiz	7.736	lb	Drag en horiz	7.736	
Fo fuerza axial sobre tuberia al EOC(end of curve)	37.736	lb	Fo fuerza axial sobre tuberia al EOC(end of curve)	7.736	
Db			Dbt		
Drag en curva	29.814	lb	Drag en curva	5.035,61	
DRAG TOTAL	37.550	lb	DRAG TOTAL	12.771	

Estas ecuaciones se pueden usar para estimar la magnitud del torque y arrastre para la mayoría de los diseños de huecos horizontales. Cuando estas evaluaciones se unen al análisis de torcedura (análisis de deformación debido a fuerzas de compresión) es posible evaluar el efecto del torque y arrastre cambiando los componentes en la columna. Se puede entonces reducir el peso con el fin de bajar el torque y el arrastre hasta el limite donde sea seguro que la tubería no se tuerza helicoidalmente o sinusoidalmente.

4.4. Diseño de la columna de perforación.

Se ha puesto esmerada atención al diseño de la columna de perforación en huecos horizontales. El diseño de la columna de perforación usado hoy varía considerablemente de aquellos usados en los primeros pozos horizontales. Ha habido una tendencia a simplificar y a aligerar la columna de perforar para así hacer más eficiente las operaciones de perforación. De modo diferente que la perforación convencional, la tubería de perforación es corrido en compresión para una buena porción del hueco horizontal. Para esto se ha llevado a cabo un estudio de la fuerza de torcedura.

En un pozo convencional el conjunto de fondo da el control direccional y el necesario peso sobre la broca para perforar. También hace que la tubería de perforar trabaje en tensión puesto que cuelga con gran peso. En perforación horizontal sin embargo el conjunto de fondo no puede proporcionar peso sobre la broca en la sección horizontal puesto que el peso actúa como peso muerto.

El peso sobre la broca se define como:

$$W = W_v \cdot BF \cdot \cos I$$

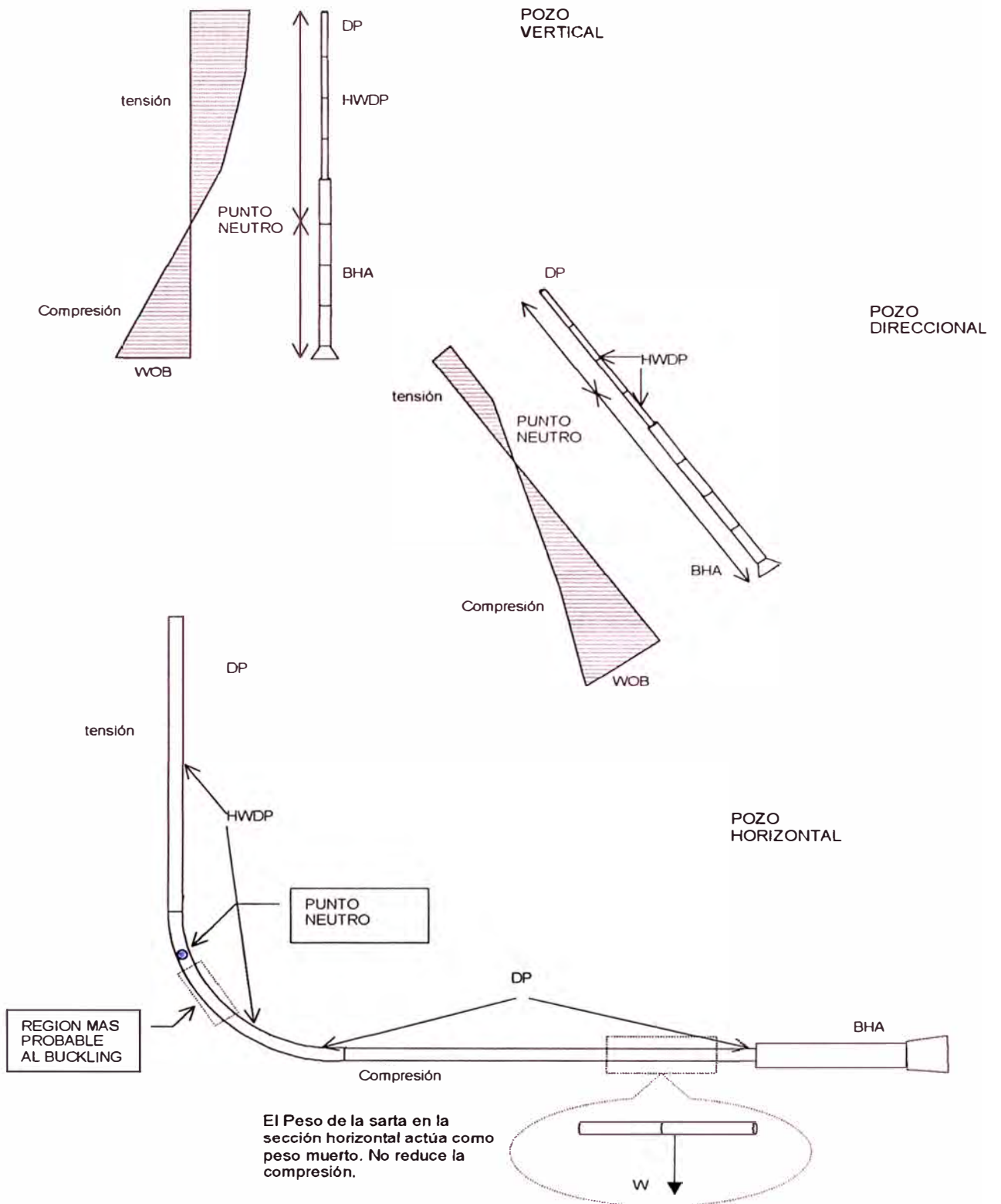
donde

W	:	peso disponible sobre la broca.
W_v	:	peso de la columna en el aire.
BF	:	factor de flotabilidad
I	:	Ángulo de inclinación de la columna.

Entonces se puede observar que a 90° el coseno es 0 por lo que el peso sobre la broca de esta sección también es 0.

Sin embargo la fuerza que proporciona peso es suministrada por la tubería que se encuentra en la sección vertical y curva. Por lo que el punto neutro se encontrará en la tubería de perforar lo que significará que una porción de la tubería será propensa a torcerse.

La siguiente figura nos muestra los perfiles de tensión y compresión para pozos horizontales.



Por este motivo se pensó en los comienzos de la perforación horizontal en poner lastrabarrenas en la sección de levantamiento de ángulo y tubería pesada de perforación en la sección horizontal. Los resultados no fueron satisfactorios

puesto que este arreglo trajo excesivo torque y arrastre debido a las excesivas fuerzas friccionales tanto en la sección curva como en la horizontal.

Actualmente la experiencia muestra que la tubería de perforar puede ser corrida en compresión mientras no se excedan los límites de la tubería.

Típicos Límites de compresión.

El análisis de torcedura de una tubería se hace principalmente en la tubería de perforación. El límite de la torcedura crítico depende del material, densidad, rigidez y el ángulo. Los valores que se presentan a continuación fueron calculados para tubería de 5", 19.5 lb/ft, grado 'G' para un hueco de 8 1/2"

Inclinación del hueco	Límite de Torcedura Crítico
15°	18,000 lbs
30°	26,000 lbs
45°	31,000 lbs
60°	34,000 lbs
75°	36,000 lbs
90°	37,000 lbs

Si una columna está aun en compresión a inclinaciones menores que 15° (por lo general en pozos de radio medio) el límite de torcedura tiene que ser más bajo por lo que se usará tubería pesada de perforación debido a su mayor rigidez y su mayor peso. La tubería pesada de perforación también se usará para proveer masa inercial al golpeador y así incrementar su efectividad.

Recomendaciones

- Una vez que se ha realizado el perfil del pozo se debe hacer un análisis de torcedura para establecer la fuerza compresiva máxima permitida sobre la columna.
- Evitar usar lastrabarrenas para dar peso a la broca.

- Hasta donde sea posible minimizar o eliminar la tubería pesada, usar mejor tubería de perforación. Si es necesario usar tubería pesada tratar que sea la menor cantidad posible y suficiente para dar peso a la broca en modo rotario. La columna será diseñada en tal forma que la tubería pesada no irá a profundidades mayores de 70° - 75° , pasada esta inclinación la columna solo es peso muerto y cualquier columna de mayor peso incrementará la fricción.
- Si se van a usar tuberías de varios grados, la tubería más débil debe estar en la parte más baja, la más fuerte en la curva y la vertical del hueco donde la tensión y el torque son los más altos.
- Se debe evitar el uso de hombros cuadrados en la columna. Estos tienden a atracarse mientras se navega.
- Si se utilizan lastrabarrenas como masa inercial para regular las vueltas por minuto. Entonces ellos deben ser puestos en la vertical o cerca a la parte vertical del hueco. Localizado en la sección de levantamiento o la sección tangente los lastrabarrenas solamente incrementarán la fricción.

Análisis comparativo entre las columnas de perforación usadas desde los inicios de la perforación horizontal hasta los recientes.

Aquí se describen tres arreglos para la sección de levantamiento de ángulo para un hueco horizontal con doble incremento de ángulo de $3^{\circ}/100\text{ft}$ (radio largo) hasta cerca de 60° una sección tangente cerca de 7000 ft ; el segundo incremento de ángulo es de $5^{\circ}/100\text{ft}$ y una longitud horizontal de 2000 ft.

En los inicios de la perforación horizontal se usaban lastrabarrenas y tubería pesada en la sección de levantamiento de ángulo con el fin de proporcionar peso a la broca y tubería pesada en la sección horizontal de esta manera la tubería de perforación se encontraba en tensión. Los resultados fueron alto toque y arrastre debido a la mayor rigidez de los lastrabarrenas y su mayor diámetro. Un ejemplo de este tipo de columna es:

- ➔ Broca
- ➔ 80 tubería pesada
- ➔ 16 cuellos lastrabarrenas de 6 1/2"
- ➔ 30 tubería pesada de 5"

Tubería de perforar de 5", 19.5 lb/ft grado G hasta superficie.

En un segundo periodo de la perforación horizontal se descartaron las lastrabarrenas como ente para proporcionar peso a la broca y se usaron en reemplazo tubería pesada y para la sección horizontal tubería de perforación, por lo que la tubería pesada trabaja en compresión así como la tubería de perforación lo hace en la sección horizontal.

Ejemplo:

- Broca
- 80 DP de 5", 19.5 lb/ft grado G. (tubería de perforar)
- 70 tubería pesada de 5"
- DP de 5", 19.5 lb/ft a superficie. (tubería de perforar)

Finalmente hoy se usa un arreglo muy ligero el cual consta de tubería de perforación para la sección de levantamiento de ángulo así como para la sección horizontal. Aquí la tubería de perforación trabajará obviamente en compresión. Si se trabaja bajo los límites mínimos de torcedura la tubería de perforación no sufrirá tal problema. Una ventaja de este arreglo consiste en la generación de bajo torque y menor tensión al viajar tanto sacando como metiendo la columna.

Ejemplo:

- Broca
- DP de 5", 19.5 lb/ft grado G hasta superficie. (tubería de perforar)

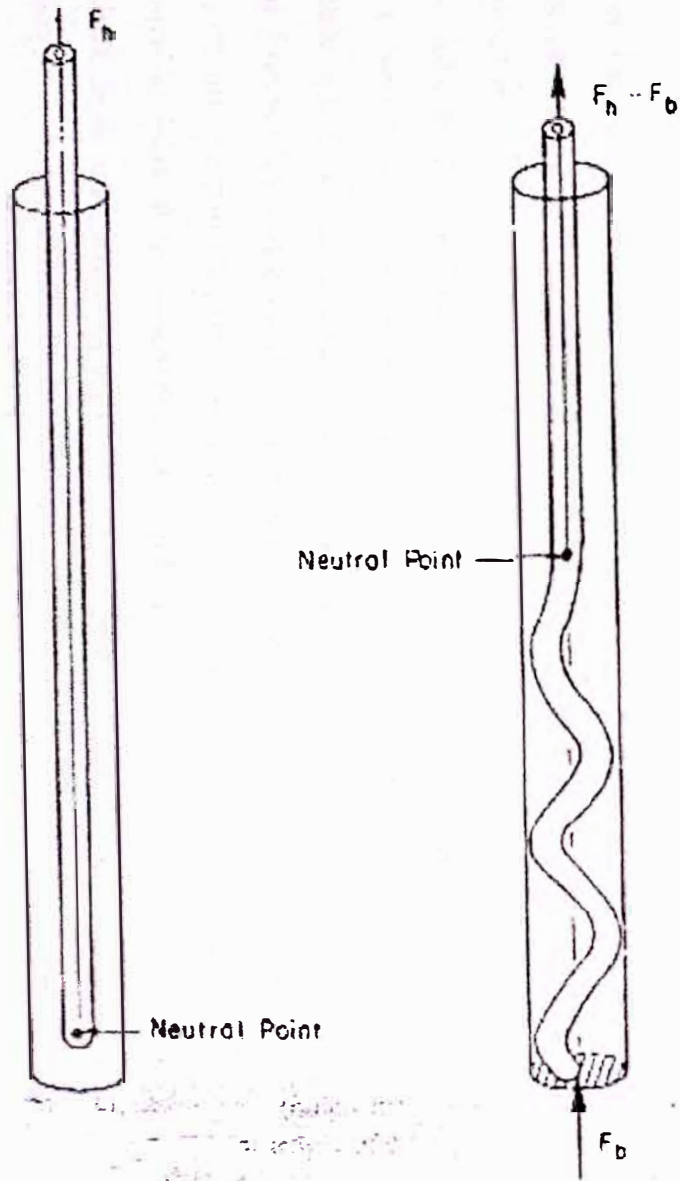
En base a la geometría del hueco presentada inicialmente las siguientes gráficas comparan la pérdida de torque y la tensión durante los viajes de entrada y salida de la tubería del hueco.

En ellas podemos apreciar que la columna mas ligera (la que usa solo tubería de perforación) tiene menor torque y tensión que las columnas de lastrabarrenas y tubería pesada.

(*) En todos las columnas presentadas se han ignorado los conjunto de fondo puesto que no representan influencia notable para el tópico tratado aquí.

***TORCEDURA DE TUBERIA DE PERFORAR EN HUECOS
INCLINADOS.***

En pozos verticales es una práctica común en la industria evitar cargas la tubería de perforación puesto que estas podrían doblarse sinusoidal o helicoidalmente (Figura 4.4.1). Debemos recordar que la tubería de perforar tiene una baja

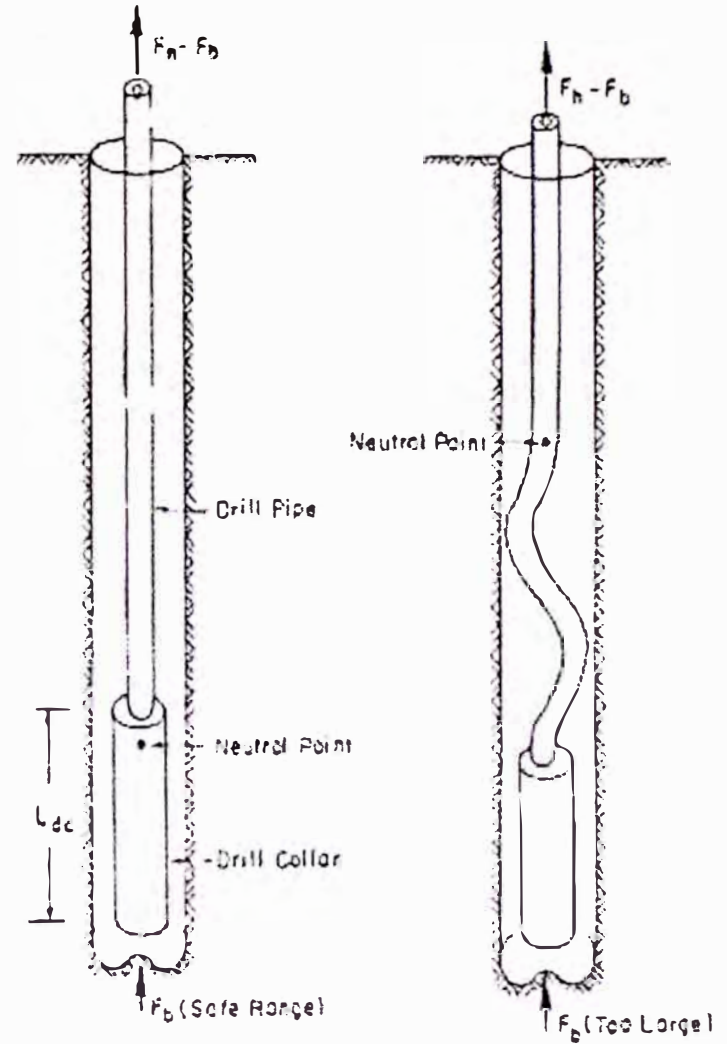


(a)

(b)

FIGURA 4.4.1

Helical buckling of slender pipe in well: (a) slender pipe suspended and (b) partially buckled slender pipe.



(c)

(d)

Helical buckling of drillpipe above drill collars: (a) desired condition and (b) undesired buckled condition.

resistencia a cualquier momento de pandeamiento que se le aplique cuando hay una carga compresiva sobre el. El momento de inercia de la tubería se opone a las fuerzas de torcedura.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (OD^4 - ID^4)$$

I	momento de inercia (pulgadas ⁴).
OD	Diámetro exterior de la tubería (pulgadas).
ID	Diámetro interior de la tubería (pulgadas).

Sin embargo el momento de inercia de la tubería es muy pequeño y casi despreciable. Por esto si la carga en el fondo (peso sobre la broca) se sitúa en la tubería por encima de los lastrabarrenas la tubería de perforar tiende a torcerse fácilmente.

Pero en pozos direccionales y sobre todo en pozos de altos ángulos la fuerza de gravedad jala la columna de perforación a la parte baja del hueco. Esto estabiliza la columna y permite llevar cargas axiales compresivas sobre la tubería de perforar sin torcerse. Por esta razón es práctico usar tubería de perforación en compresión en altos ángulos donde los pesos de los lastrabarrenas los cuales son necesarios para evitar la compresión podrían causar excesivo torque y arrastre.

La tubería de perforación se conserva estable asegurando que el peso en flotación de los lastrabarrenas y tubería pesada de perforación) exceden el peso sobre la broca. Esto fue recomendado por Lubinski en 1950.

En pozos direccionales es una práctica común usar el mismo peso sobre la broca que se usa en pozos verticales. La mayor parte de operadores no añade lastrabarrenas al incrementarse el ángulo aun cuando la tubería de perforación puede estar en compresión por miles de pies. Al parecer esta práctica trabaja bien puesto que la falla de la columna que se espera no ocurre. Aquí se trata de sustentar esta práctica mostrando como la tubería de perforación puede tolerar niveles significativos de compresión en huecos de diámetro pequeño de alto ángulo debido al soporte o apoyo en la parte baja de la curva del hueco.

El beneficio de usar tubería de perforación en compresión es que ayuda a reducir el torque y arrastre los cuales son operaciones comunes en perforaciones con alto ángulo.

El hecho que un hueco de alto ángulo pueda estabilizar la tubería de perforar contra la torcedura parece haber sido visto por primera vez por Lubinski y Woods en 1953. Lubinski y Woods hicieron algunos experimentos para cuantificar este fenómeno.

Ellos comentaban ya en ese entonces lo siguiente:

“hay un valor de ϕr bajo el cual la torcedura puede ocurrir y un valor por encima del cual no puede ocurrir”

Desafortunadamente estos breves comentarios no fueron propalados ni tomados en cuenta en la industria del petróleo.

Después del trabajo de Lubinski y Woods la contribución del ángulo del hueco a la estabilidad de la tubería de perforar fue ignorada en la literatura de la perforación por 30 años. En 1983 Delinger publicó un gráfico y extrapolación de Lubinski y Woods

Pero ni Delinger ni Lubinski ni Woods publicaron un análisis teórico de la estabilidad del tubería de perforación en huecos inclinados.

Análisis de Estabilidad

El propósito del análisis de estabilidad es encontrar los límites entre las regiones del comportamiento estable e inestable de la tubería de perforar. Para la tubería de perforación en compresión el análisis de estabilidad puede dar la máxima carga compresiva que puede ser llevada sin torcimiento sobre la tubería.

Paslay y Bogy han analizado la estabilidad de un varilla circular que yace sobre la parte baja de un hueco circular. El resultado se reduce a la siguiente expresión para la carga compresiva crítica:

$$F_{crit} = 2 \cdot \left(\frac{E \cdot I \cdot \rho \cdot A \cdot g \cdot \text{sen} \theta}{r} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Que en unidades de campo es:

$$F_{crit} = \left(\frac{E \cdot I \cdot \rho \cdot \text{ppf} \cdot \text{sen} \theta}{3 \cdot r} \right)^{\frac{1}{2}}$$

Donde

A	:	área de la sección transversal de la tubería de perforación (pulg ²)
E	:	modulo de Young, (psi)
ρ	:	peso por pulgada cúbica (lbm)
I	:	momento de inercia (pulg ⁴)
g	:	fuerza gravitacional (lbf)
r	:	espacio entre tubo de perforar y hueco (pulg)
θ	:	ángulo del hueco medida de la vertical.
ppf	:	peso de la tubería en libras por pie. (lb/ft).

Esta ecuación debería ser usada para predecir el inicio de una torcedura en un hueco inclinado.

Esta ecuación da valores altos de carga compresiva crítica para la torcedura de una tubería y esto es por que el hueco soporta a la tubería a través de su longitud. La parte baja del hueco forma a manera de canal el cual resiste a desplazamientos de la tubería de su configuración lineal.

Se debe notar como esta ecuación no depende de la longitud de la tubería, vale decir que una tubería de corta longitud tendrá una gran resistencia a la torcedura al igual que una de gran longitud, para los mismas características.

Esta ecuación no hace referencia a la flotabilidad sin embargo será exacta si al peso lineal de la tubería se le aplica el factor de flotabilidad.

La carga de torcedura crítica se puede usar para el diseño del conjunto de fondo también.

El diseño para la estabilidad de la tubería de perforación es:

$$F_{crit} = W_b - W_{BHA} \cdot \cos \theta$$

Esta ecuación quiere decir que o bien W_b (peso sobre la broca) debe ser tan bajo y el W_{BHA} (peso del conjunto de fondo) debe ser tan alto de tal manera que su diferencia sea menor que F_{crit} (carga de torcedura crítica).

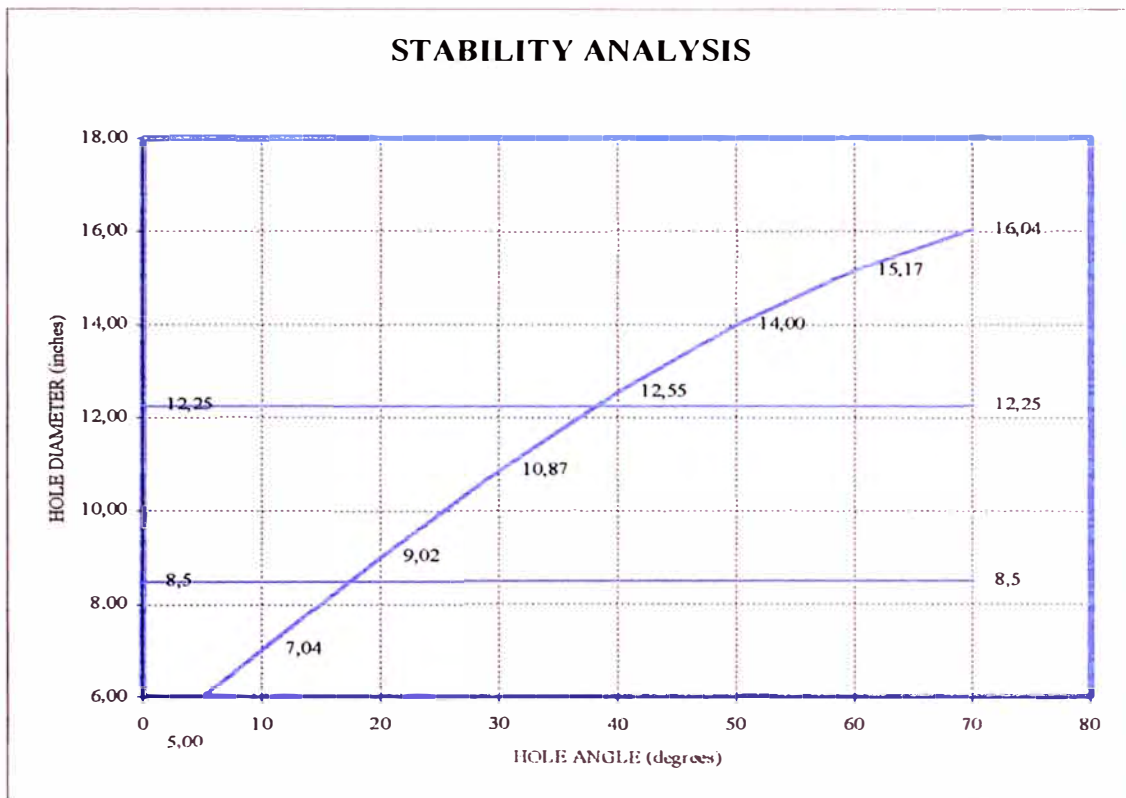
La ecuación de Paslay y Bogy puede representarse gráficamente para diferentes tamaños de tubería.

Si se tiene tubería de 5" de 19.5 lb/ft grado S-135 conexión NC50(XH) en lodo de 10.2 ppg con 20,000 lbs (broca tricónica) de peso sobre la broca en una sección curva de 40° podemos tener a "r" como función del ángulo del hueco.

El análisis de estabilidad muestra:

ANGULO DEL HUECO (grados)	r (luz o espacio entre hueco y tubería) (pulgadas)
0	5.00
10	7.04
20	9.02
30	10.87
40	12.55
50	14.00
60	15.17
70	16.04

Que al graficar se obtiene



Podemos observar que para un hueco de 12 1/4" estamos por debajo de la curva lo que significa que estamos en zona segura sin torcimiento en la tubería. Se han presentado trabajos posteriores que calculan la carga de torcedura crítica. La siguiente ecuación fue desarrollada por Dellinger.

$$F_{crit} = 2,93(E \cdot I)^{0,479} \cdot (\rho \cdot A \cdot g)^{0,522} \cdot \left(\frac{\text{sen } \theta}{r}\right)^{0,436}$$

Esta ecuación proporciona resultados cercanos a la ecuación anterior en el rango de alta estabilidad o sea en altos ángulos y/o en huecos de baja claridad radial. Pero en rangos de baja estabilidad los valores son 50% más altos que la ecuación primera. Esto tal vez es debido a que los datos experimentales obtenida por Woods y Lubinski no fue la mejor, datos que uso Dellinger para derivar su ecuación

ANALISIS DE ESTABILIDAD DRILL PIPE

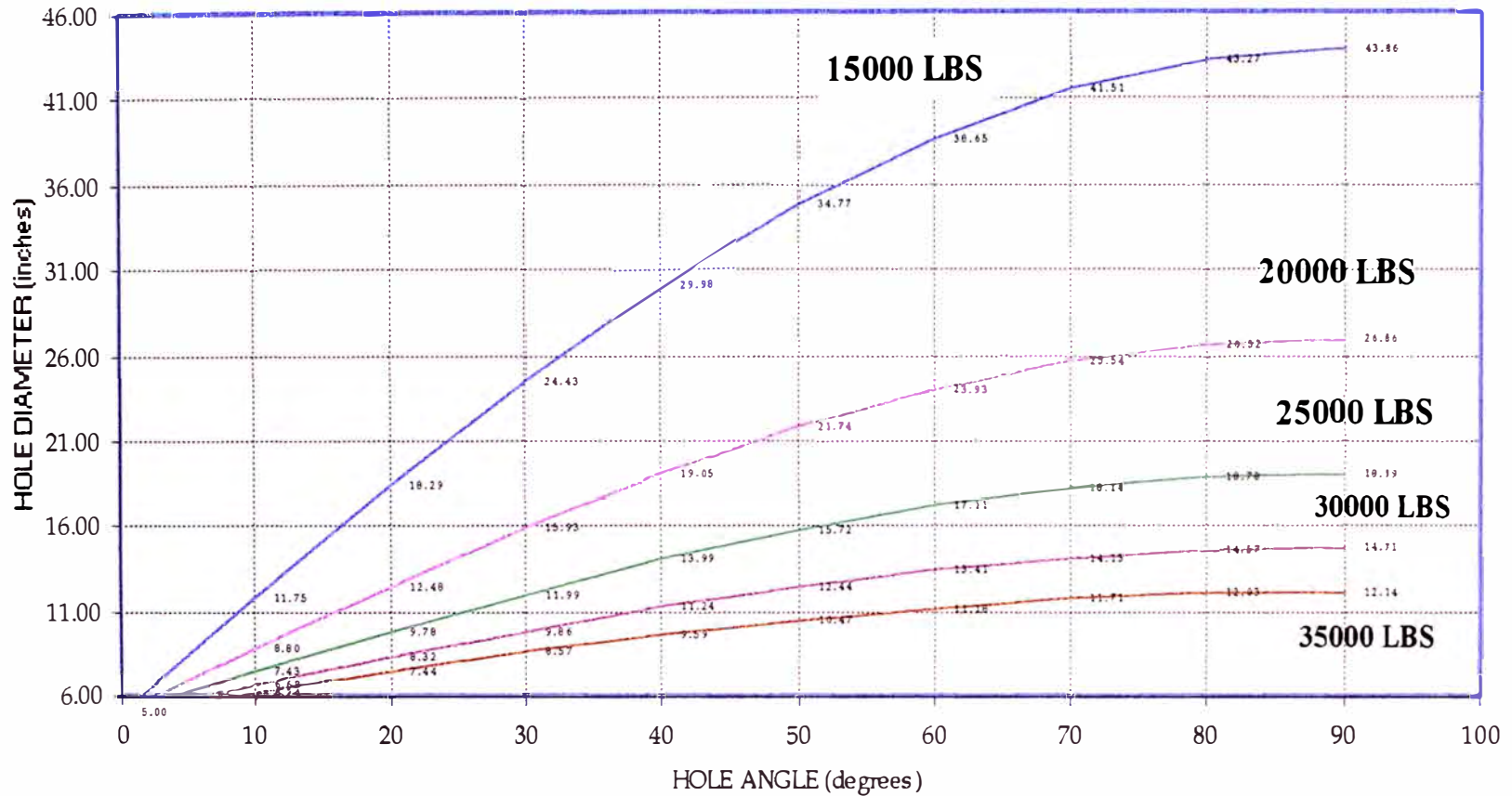
A DIFERENTES WOB

fcritico(WOB)	20000 lbs
peso lodo	10.5 ppg
E	30000000 psi
D	5 pulg
d	3 pulg
I	26.70496 pulg ⁴
peso tuberia	19.5 lb/ft
buoyancy factor	0.83944954
E*I	801148800 psi/pulg ⁴
peso afectado flotabilidad	16.3692661 lb

STABILITY ANALYSIS

HOLE ANGLE (degrees)	r	DIAM. HUECO (inches)				
		WOB (PESO SOBRE LA BROCA)				
		15000	20000	25000	30000	35000
0	0.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
10	1.90	11.75	8.80	7.43	6.69	6.24
20	3.74	18.29	12.48	9.78	8.32	7.44
30	5.46	24.43	15.93	11.99	9.86	8.57
40	7.02	29.98	19.05	13.99	11.24	9.59
50	8.37	34.77	21.74	15.72	12.44	10.47
60	9.46	38.65	23.93	17.11	13.41	11.18
70	10.27	41.51	25.54	18.14	14.13	11.71
80	10.76	43.27	26.52	18.78	14.57	12.03
90	10.93	43.86	26.86	18.99	14.71	12.14

ANALISIS DE ESTABILIDAD EN DRILL PIPE

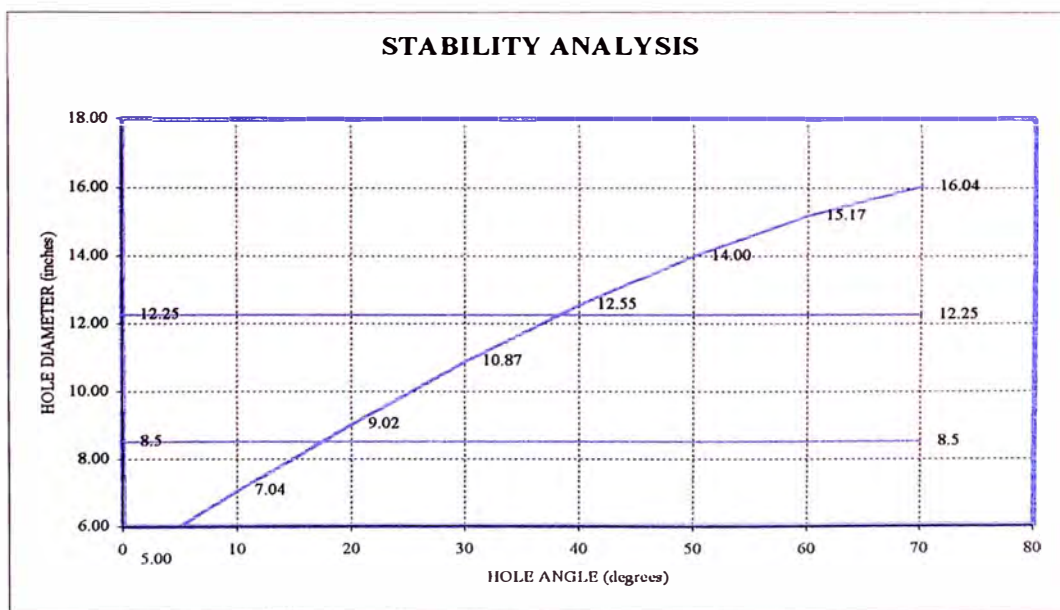


ANALISIS DE ESTABILIDAD "DRILL PIPE"

fcritico(WOB)	20000 lbs
peso lodo	10.2 ppg
E	30000000 psi
D	5 pulg
d	4.276 pulg
I	14.2699185 pulg ⁴
peso tuberia	19.5 lb/ft
buoyancy factor	0.8440367
E*I	428097555
peso afectado flotabilidad	16.4587156
	2348645301

STABILITY ANALYSIS

HOLE ANGLE (degrees)	r	DIAM. HUECO (inches)
0	0.00	5.00
10	1.02	7.04
20	2.01	9.02
30	2.94	10.87
40	3.77	12.55
50	4.50	14.00
60	5.08	15.17
70	5.52	16.04



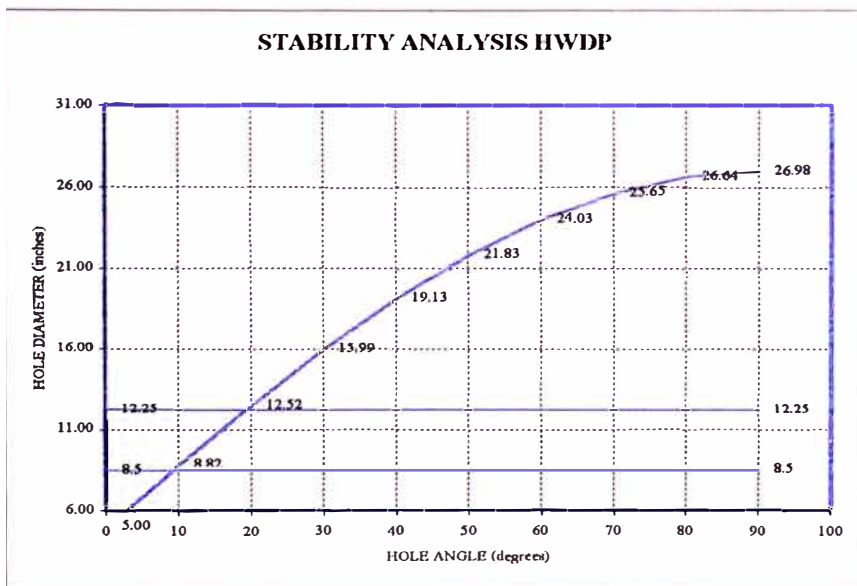
ANALISIS DE ESTABILIDAD "HEAVY WEIGHT DRILL PIPE"

fcritico(WOB)	20000 lbs
peso lodo	10.2 ppg
E	30000000 psi
D	5 pulg
d	3 pulg
I	26.70496 pulg ⁴
peso tuberia	19.5 lb/ft
buoyancy factor	0.8440367
E*I	801148800
peso afectado flotabilidad	16.4587156

MEJORA DEL MOMENTO DE INERCIA RESPECTO A DP	
I DP	14.26992
I HWDP	26.70496
PORCENTAJE	87%

STABILITY ANALYSIS

HOLE ANGLE (degrees)	r	DIAM. HUECO (inches)
0	0.00	5.00
10	1.91	8.82
20	3.76	12.52
30	5.49	15.99
40	7.06	19.13
50	8.42	21.83
60	9.52	24.03
70	10.33	25.65
80	10.82	26.04
90	10.99	26.98



4.5. Diseño del conjunto de fondo.

El diseño del conjunto de fondo que se utilizará en la sección de la curva, la sección tangente y la sección horizontal dependerá de los incrementos de ángulo y las condiciones propias del hueco. Algunos equipos serán estándares como los conjuntos de fondo lisos o bent subs con motores rectos o motores de desviación. Otros equipos son usados específicamente para la sección horizontal tales como los motores con doble dobladura.

Minimizar la cantidad de componentes en cualquier caso ya sea en un conjunto de fondo rotario o con motor. Un estabilizador es suficiente encima de un motor de desviación a menos que haya la posibilidad de un pegamiento diferencial. Tres o cuatro estabilizadores, incluyendo el estabilizador de broca son suficientes para diseñar un conjunto de fondo empaquetado rotario en la sección horizontal.

Motores de desviación

Conjuntos de fondo en la sección de levantamiento de ángulo.

Sección de construcción de la curva – incremento de ángulo bajo los 6° ó 8° cada 100 ft.

Los motores de desviación (Figura 4.5.1) proporcionarán cualquier variación de ángulo dentro de este rango. La severidad de la variación del ángulo no variará con la inclinación. No aparecerá el efecto péndulo con la alta inclinación. El conjunto de fondo puede ser rotado según se requiera. El resto del conjunto de fondo podría ser (la cantidad de los lastrabarrenas, tubería pesada de perforación y ubicación del golpeador se determinarán de acuerdo a las condiciones de la zona) un conjunto de fondo empaquetado normal como se muestra a continuación en el ejemplo para un hueco de 6”:

- ➔ Broca de 6”
- ➔ motor de desviación
- ➔ Monel corto 5 a 15 pies.
- ➔ Estabilizador no magnético de bajo calibre 5” a 5 3/8”.
- ➔ Herramienta de medición (MWD)
- ➔ 1 o 2 moneles (lastrabarrenas no magnéticos)
- ➔ 1 tubería pesada de perforación 3 1/2”

BAKER HUGHES INTEQ LONG RADIUS STEERABLE DTU MUD MOTOR

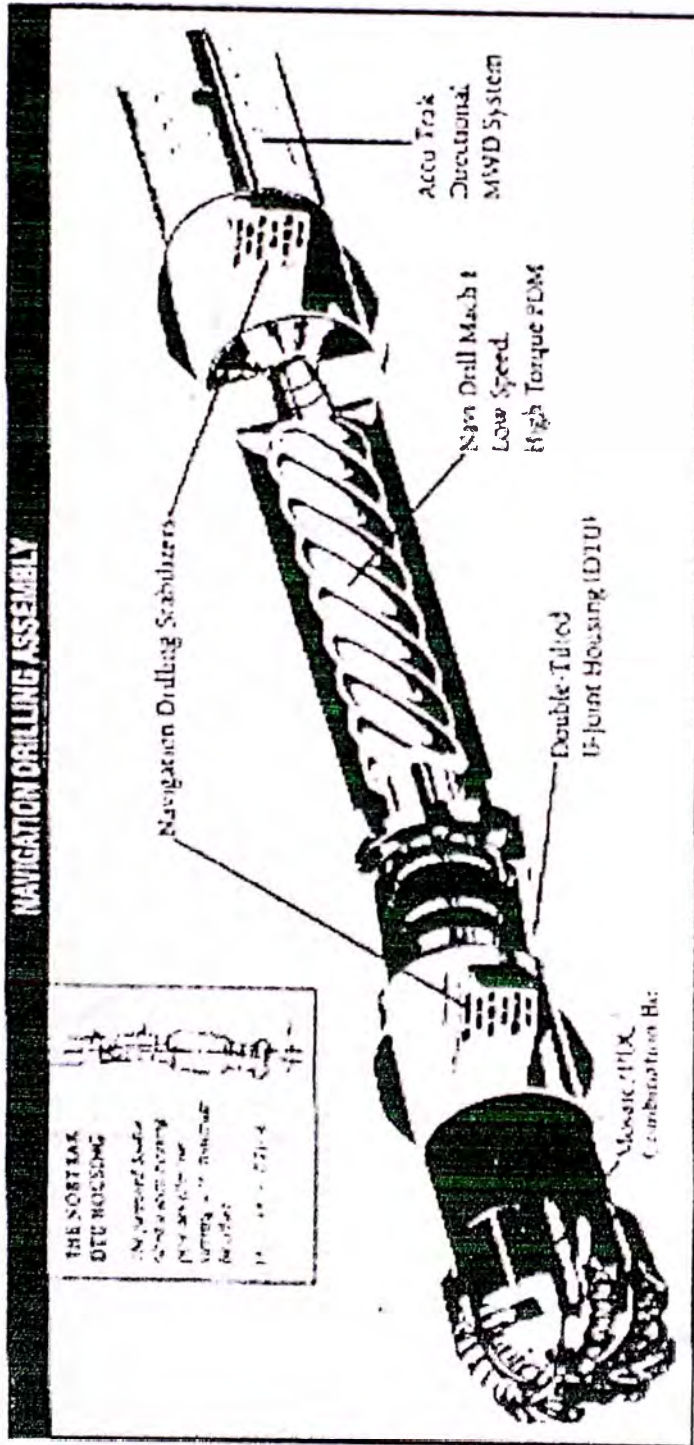


FIGURA 4.5.1

sperry drill™ 4 3/4" O.D., 7/8 LOBE 2.2 STAGE

Tool Data

	FIXED		ADJUSTABLE	
NOMINAL LENGTH	19.51 ft	5.82 ft	21.35 ft	6.52 ft
WEIGHT (NO. 1) (LBS)	700 lb	226 kg	825 lb	371 kg
ADJ BENT HOUSING RANGE	0 - 3.0 Deg			
BENT HOUSING RANGE	0 - 3.0 Deg			
BIT SIZE RANGE	5 1/2 in - 2 3/4 in		142 - in - 200 mm	
BIT CONNECTION TYPE	3 1/2 REG BOX			
TOP CONNECTION TYPE	3 1/2 REG OR NC38 (3 1/2 R) BOX			

Performance Data

STD FLOW RANGE	100 - 250 GPM	375 - 916 LPM
BIT SPEED RANGE (FREE RUNNING)	85 rpm - 140 rpm	
REVAL OR REVOLUTE	0.55	0.15
MAXIMUM TORQUE	1,445 ft-lb	1,950 N-m
MAXIMUM HP	98.5 HP	70.7 KW
MAX. WEIGHT ON BIT	19,000 lb	8618 Kg
MAX MOTOR OP PRESSURE	360 psi	24.8 Bar
BIT PRESSURE RANGE (NO. 1) (PRESSURE RESTRICTOR)	0-400 psi	0-27.6 Bar
BIT PRESSURE RANGE (NO. 2) (PRESSURE RESTRICTOR)	200-1200 psi	13.8-82.8 Bar

NOTE: EXTENDED FLOW RATES AVAILABLE WITH BIT REELED MOTOR

For Continued Operation

HOIST BEARING PLAY	0.100 in	2.54 mm
BODY MAX. OVERPULL (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	40,000 lb	21,772 Kg
BIT MAX. OVERPULL (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	28,000 lb	13,154 Kg
MAXIMUM WOB (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	40,000 lb	18,142 Kg

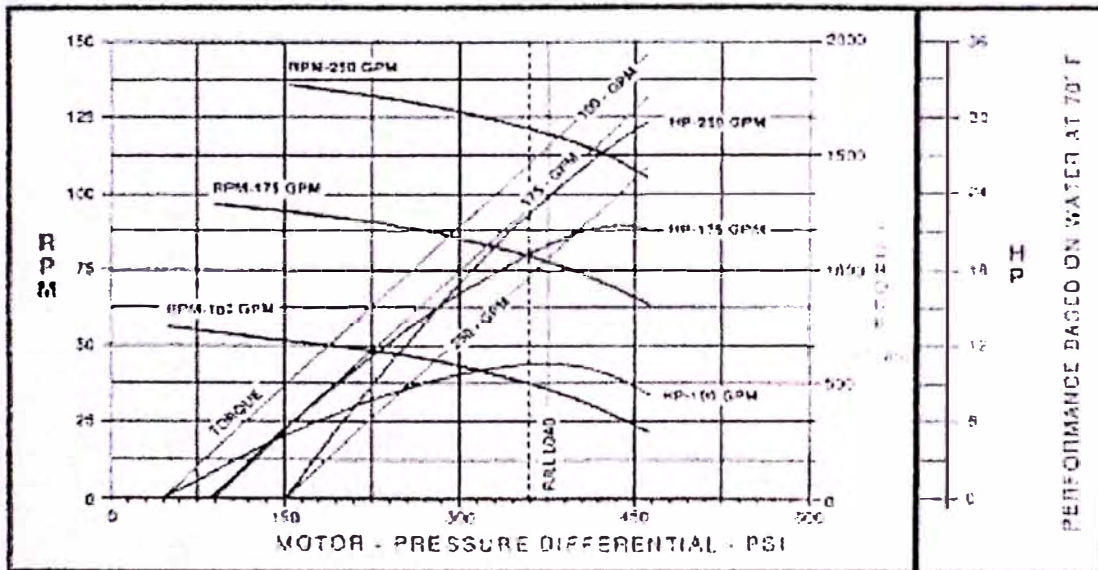
Ultimate Loading

BODY MAX. OVERPULL (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	100,000 lb	45,362 Kg
BIT MAX. OVERPULL (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	67,000 lb	30,450 Kg
MAXIMUM WOB (WHILE MOTOR NOT OPERATING)	60,000 lb	27,216 Kg

Approximate Dimensions

	Fixed	Adj	Fixed	Adj
A	25.68 ft	25.60 in	650 mm	632 mm
B	40.24 ft	35.45 in	1119 mm	1432 mm
C	141.0 ft	151.9 in	3851 mm	3850 mm
D	22.76 ft	22.58 in	579 mm	571 mm

Performance Specifications



- 1 golpeador
- 30 tubería pesada

Para hueco de 8 ½”

- Broca
- Motor de desviación con estabilizador de 8 ¼” a 8 1/8”
- Monel corto 5 a 15 pies
- Estabilizador no magnético de bajo calibre 7 ¾” a 8 3/8”
- Herramienta de medición (MWD)
- 1 o 2 moneles
- 1 tubería pesada de perforación
- 1 golpeador
- 30 tubería pesada de perforación

Para hueco de 12 ¼

- Broca
- Motor de desviación con estabilizador de 12” 1/8
- Monel corto 5 a 15 pies.
- Estabilizador no magnético de bajo calibre 11 ½” a 12 1/8”
- Herramienta de medición (MWD)
- 1 o 2 moneles
- 3 Lastrabarrenas
- golpeador
- 30 tubería pesada

Sección de Construcción de la curva arriba de los 6 ó 8° cada 100 ft

Estos incrementos de ángulo no son apropiados para los motores de desviación convencionales y menos aún para la combinación de motor con bent sub. Arriba de esos incrementos de ángulo se usan motores de construcción de ángulo. Por lo general no deben de rotarse.

Conjuntos de fondo en la sección horizontal.

Los motores con bent sub liso son buenos para perforar la sección horizontal.

Reglas de desviación.

- Se recomiendan bent sub que dan 5 a 7°/100 ft en huecos de 8 ½". Las variaciones de ángulo en la sección horizontal no incrementará el torque. El deslizamiento será más difícil debido al incremento de la fricción pero solamente después de una sección horizontal larga (3000 ft a 4000 ft)
- En formaciones duras puede no ser posible correr un bent sub agresivo sin el riesgo de destruir el calibre de la broca.
- El diseño de completación y el equipo determinarán la máxima severidad de la variación de ángulo aceptable en la sección de levantamiento y en la horizontal.
- La forma y la cantidad de estabilizadores afectarán el deslizamiento. El perfil del estabilizador es importante para el deslizamiento efectivo, se deben evitar los estabilizadores que tienen esquinas más bien se debe usar una doble cámara redondeada.

Típico conjunto de fondo en la sección horizontal

Un conjunto de desviación de fondo para perforar una sección horizontal de 6" podría ser:

- ➔ Broca de 6"
- ➔ Motor de desviación de 4 ¾" con bent sub 1 a 1 ½°
- ➔ Reducción
- ➔ Reducción con válvula flotadora
- ➔ 1 Tubería flexible corta
- ➔ 1 reducción orientadora (UBHO)
- ➔ 2 Moneles de 4 ¾"
- ➔ 129 tubos grado "S" de 3 ½"
- ➔ 50 tubería pesada de 3 ½"

El motor en este caso es un motor con bent sub ajustable liso. Notar que no hay golpeadores debido a que el diámetro interior de éste evita la recuperación de la herramienta de medición (MWD) al pasar a través de él.

Sin embargo habría que discutir cual es más importante si recuperar la herramienta de medición o tener que recuperar toda la columna en caso de problemas.

Un conjunto de desviación de fondo común para perforar una sección horizontal de 8 ½” puede ser:

- Broca 8 ½”
- Motor de desviación con estabilizador de 8 ¼” a 8 1/8”
- Monel corto 5 a 15 pies de 6”
- Estabilizador no magnético de bajo calibre 7 ¾” a 8 3/8”
- Herramienta de medición (MWD) de 6”
- 1 ó 2 Moneles de 6”
- 1 tubería pesada
- 1 golpeador
- 3 tubería pesada

Los tamaños de los componentes del conjunto de fondo (Diámetros) pueden variarse de acuerdo a la elección del operador.

Conjunto rotario

Al principio de los años ochenta, se perforó en modo rotario los pozos horizontales . Después de iniciar el punto de desviación con un motor y bent sub el pozo se perforó principalmente en modo rotario. Los motores se usaron solo para hacer correcciones. Inclusive la sección horizontal fue perforada en modo rotario. Los conjuntos de fondo con o sin motor perforan hasta alcanzar los 90°. Naturalmente los pozos fueron de radio largo. Un pozo entero podría ser perforado en modo rotario. El punto de desviación se iniciaba perforando con caudal, el hueco entero hasta 90° se construirá solamente con conjunto de fondo en modo rotario y se continuaba igualmente con otro conjunto de fondo en modo rotario en la sección horizontal. Este forma de perforar es muy diferente de la actual practica de sistemas de desviación.

Conjuntos de fondo en la sección de levantamiento de ángulo.

Incremento de ángulo menor a 5°/100 ft.

Normalmente el punto de desviación se iniciará con una combinación motor y bent sub o por acción de chorro de la broca. Una vez que se hace el punto de

desviación se levanta ángulo hasta aproximadamente 10° a 20° para luego utilizar un conjunto de fondo en modo rotario.

Un tipo de conjunto de fondo para hueco de 8 ½” es:

- Broca 8 ½”
- Estabilizador de broca de 8 ½”
- Monel de 6 ½”
- Herramienta de medición (MWD) de 7”
- Monel de 6 ½”
- Lastrabarrena

Los tamaños de los componentes del conjunto de fondo (Diámetros) queda a elección del operador.

Sin embargo el conjunto final dependerá de las condiciones de la zona.

Incremento de ángulo mayor a 5°/100 ft.

Se usarán conjuntos de fondo livianos. En huecos de 8 ½” se puede construir de 4 a 7°/100 ft. Se requiere una inclinación mínima de 20 a 30° para que el conjunto de fondo flexione en la correcta dirección.

Un ejemplo de conjunto liviano para hueco de 8 ½” es:

- Broca de 8 ½”
- Estabilizador de broca de 8 ½”
- 01 tubería pesada
- Herramienta de medición (MWD)
- Monel

Para alcanzar un incremento de ángulo más alto la tubería pesada puede reemplazarse por una tubería de perforación de alto grado. Esto se hace en momentos de apuro.

Un ejemplo de esto es:

- Broca de 8 ½”
- Estabilizador de broca de 8 ½”

- 01 DP
- Herramienta de medición (MWD)
- Monel

Este otro conjunto produce incrementos de ángulo más altos usualmente desde 6° a 11°/100 ft. Un peso sobre la broca aceptable es entre 10 a 15 toneladas métricas.

- Broca 6 ½"
- Estabilizador de broca de 8 ½"
- Reducción
- 01 lastrabarrena 4 ¾"
- Reducción
- Herramienta de medición (MWD)
- Monel

Conjunto de fondo en la sección horizontal.

Los motores de desviación pueden ser reemplazados por conjuntos de fondo convencionales (sin motor) o por conjuntos con motores rectos estabilizados (motor de fondo sin dobladura con estabilizadores) cuando se perforan reservorios homogéneos y de gran espesor – sin deslizar por supuesto –, aunque en algunos casos será imposible deslizar debido a la alta fricción como consecuencia de pegamiento de la formación, camino tortuoso del hueco, baja lubricidad del lodo, pérdida de lodo.

Dependiendo de la longitud y de la rigidez se requerirán uno o dos estabilizadores sobre el motor. Si se añade un estabilizador en el tope del motor se obtendrá un conjunto de fondo empaquetado. Para ayudar a estabilizar la reacción direccional y transmitir el peso sobre la broca se coloca un estabilizador entre la broca y el motor.

Conjunto de fondo rígido rotario.

Los estabilizadores con total calibre inducirán la tendencia requerida. Por ejemplo este conjunto de fondo fue usado para perforar una sección horizontal completa.

Según como fue requerido se cambiaron los estabilizadores.

- Broca de 8 ½”
- Estabilizador de broca de 8 ½”
- Reducción con válvula flotadora
- Monel corto de 6 ½”
- Estabilizador de 8 3/8”
- Monel de 6”
- Estabilizador de 8 ½”
- Monel de 6”
- 30 tubos grado de 4 ½” “G”
- 01 tubería pesada de 4 ½”
- golpeador
- 20 tubería pesada de 4 ½”

Se pueden seleccionar otros diámetros de los componentes del conjunto de fondo.

Si se desea obtener una leve caída el estabilizador de broca se puede cambiar a un menor diámetro (de bajo calibre 8 3/8”) mientras el segundo estabilizador se puede cambiar a total calibre o sea 8 ½”.

En formaciones abrasivas el mayor problema será la pérdida de tiempo en rimar. Es casi seguro que rimados de larga longitud dañarán la broca y los estabilizadores. Para eliminar el problema se puede usar un estabilizador con aletas a rodillos. Es importante comprender que un estabilizador con aletas a rodillos de 3 puntos tiene menos superficie de contacto que un Estabilizador de broca convencional y se requerirá un conjunto de fondo flexible para mantener el ángulo.

Un ejemplo de conjunto de fondo usado satisfactoriamente es el siguiente:

- Broca de 7 7/8”
- Reducción con válvula flotadora
- Estabilizador con aletas a rodillos de 3 puntos
- Monel de 6 ¼”

4.6. Diseño de Forros.

Consideraciones de diseño de Forros en un pozo horizontal.

Después de perforar un pozo la próxima operación más costosa es forrar el pozo. El forro debe diseñarse para resistir cargas de tensión, cargas de colapso y cargas de tensión interna los cuales son definidos considerando las condiciones a las que el pozo estará expuesto durante su vida.

Para pozos verticales, el diseño de forros está ampliamente definida en los boletines del API y en la literatura petrolera. La porción vertical de una columna de tubería de revestimiento está diseñada usando estos lineamientos. El punto donde la carga de tensión máxima ocurre puede no ser cuando el último tubo es corrido por lo que se debe tener cuidado para definir correctamente la carga de corrida máxima. (ver fig 4.6.1)

Las consideraciones para forrar luego de la curva debería incluir cargas inducidas por pandeamiento. Si se asume que el forro no toca las paredes del pozo ya sea en el tope o en el fondo y que el espacio anular en las conexiones es mucho menor, entonces el esfuerzo de pandeamiento máximo en el forro está definido por el diámetro del mismo y el incremento de ángulo. Si el espacio anular en las conexiones del forro es significativo, el esfuerzo de pandeamiento máximo (S) en el forro se calcula fácilmente usando las ecuaciones

$$\frac{1}{R} = \frac{M}{E \cdot I}$$

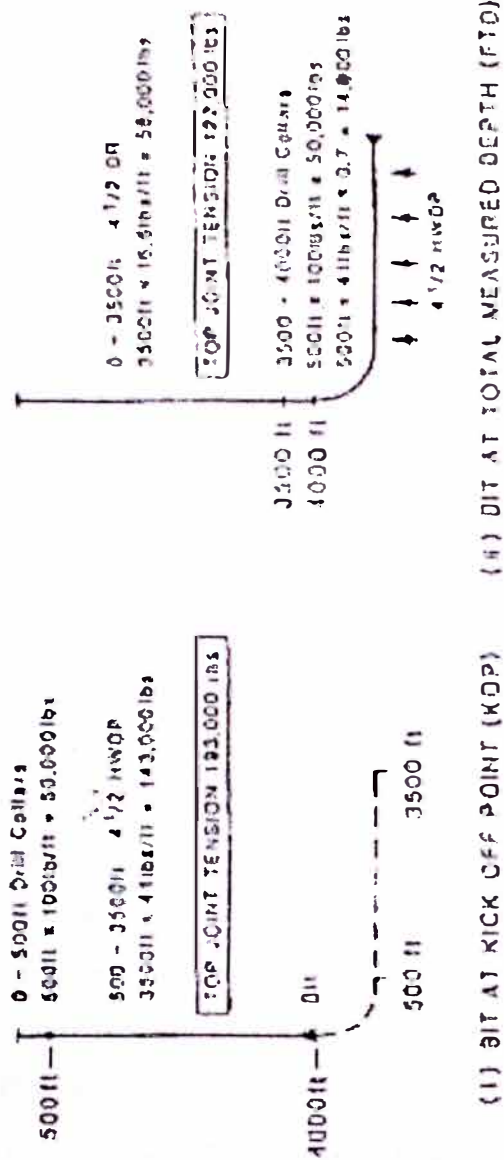
$$S = \frac{M \cdot y}{I}$$

que al combinarlas resulta:

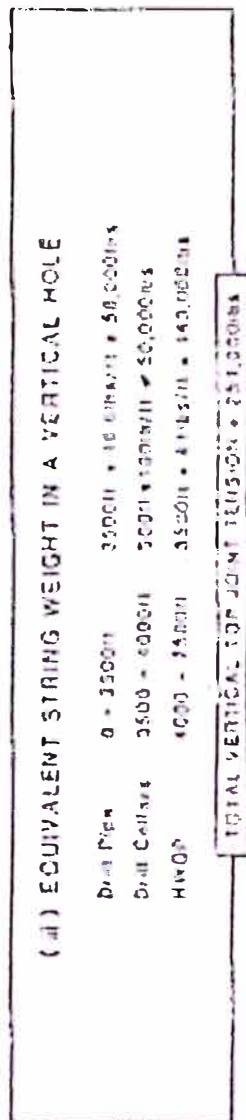
$$S = \frac{E \cdot y}{R}$$

Donde

- S esfuerzo de pandeamiento (psi)
- R radio de pandeamiento (pulgadas)
- M momento de pandeamiento.



(i) BIT AT KICK OFF POINT (KOP) (ii) BIT AT TOTAL MEASURED DEPTH (TMD)



The effect of hole support on string tension.

FIGURE 4.6.1

- E módulo de elasticidad (30×10^6 psi para el acero).
 y distancia desde el eje natural o radio del forro (pulgadas)

Para ésta fórmula simple se puede estimar el esfuerzo de pandeamiento máximo en corridas de tubulares a través de “patas de perro”. El esfuerzo de pandeamiento en tubulares de perforación y forros debe considerarse al aumentar el incremento de ángulo de construcción de la curva o el diámetro del tubular. Por ejemplo si un pozo fue perforado con tubería de perforación a través de una “pata de perro” de $12^\circ/100$ ft y en otro pozo se diseña a $20^\circ/100$ ft se debe considerar un tubería de perforación de $3 \frac{1}{2}$ ”. El esfuerzo compresivo de un tubo de $4 \frac{1}{2}$ ” que corre en $12^\circ/100$ ft es 11,775 psi; en $20^\circ/100$ ft el esfuerzo compresivo se incrementará a 19,626 psi. El tubo de $3 \frac{1}{2}$ ” podría tener un máximo esfuerzo compresivo de 15,246 psi en $20^\circ/100$ ft.

De acuerdo a la teoría de energía distorsional, la cedencia ocurre cuando una combinación de esfuerzos axial, tangencial y radial alcanzan el esfuerzo de cedencia.

Algunas reglas se pueden usar para diseñar los forros a través de la curva:

El esfuerzo de pandeamiento impuesta sobre el forro en una curva suave no depende del hueco para un incremento de ángulo dado ($^\circ/100$ ft); antes, el esfuerzo de pandeamiento es dependiente del tamaño del forro.

Así como se va incrementando el tamaño de la tubería a través de la sección de levantamiento de ángulo de igual manera se incrementa el esfuerzo de pandeamiento. Tamaños de tubería más largos requieren forros con esfuerzo de cedencia más alto.

El uso de los coples de hilos cuadrados (buttress) y sellos metal-metal (tal como los hydrill) deberían considerarse en tamaños de forro más grandes debido a la reducción en resistencia a la fuga con tensión en conexiones de hilos redondos.

Se debe notar que aunque el esfuerzo de tensión teórico en la tabla 4.6.1 excede el límite de dureza de estos tubulares en algunos casos, esto es tolerable pues no es común que los forros roten por mucho tiempo. Este mismo método puede ser usado para comparar diferentes tamaños de la tubería de perforación. Se prefiere diámetros de tubo más pequeño en “patas de perro” muy severas.

Selección del perfil de pozo / programa de forros.

Perforar lateralmente a través de una formación productiva debe considerarse una operación de completación así como una operación de perforación. Para maximizar el caudal de producción de hidrocarburos y recuperación se deben considerar la interacción de los fluidos de perforar, diversos mecanismos de daño y variaciones en las características del reservorio. Las variaciones del reservorio ocurrirán verticalmente y lateralmente hasta 3,000 ft de hueco lateral perforado.

Tres tipos básicos de pozos se muestran en la figura 4.6.2. Las circunstancias específicas del lugar determinarán que perfil se usará. La economía del proyecto total determinará que método de completación es óptimo para el pozo. Un programa de forro seleccionado para minimizar el costo de perforación sin considerar el costo de la completación horizontal puede reducir la economía por incremento total del costo del pozo. Frecuentemente un reservorio será dañado por perforación de un pozo con fluido de circulación que es incompatible con el reservorio o fluido de reservorio. Ejemplos incluyen:

- Formaciones sensibles al agua.
- Formaciones sensibles a los cambios de permeabilidad relativa y carga de fluido.
- Formaciones que requieren estimulación con fluidos incompatibles con fluidos de perforación.
- Fluidos que contienen productos insolubles en fluidos de reservorio y fluidos de estimulación.

En un pozo vertical, el daño es removido por estimulación del pozo horizontal. No siempre es económicamente posible estimular un pozo horizontal usando las mismas técnicas usadas en un pozo vertical. Los trabajos sobre una zona vertical de 10 ft puede no alcanzar los mismos resultados cuando 2000 ft de la misma zona es expuesta lateralmente. En pozos horizontales, el control del daño de formación y estimulación reducida son preferibles que perforar un pozo a más bajo costo. Trabajos de estimulación posteriores frecuentemente

Bending Stress in Casing at Various Buildup Rates (BUR) (psi)

BUR (%/100 ft)	Casing Diameter (inches)			
	4.5	5.5	7	7 7/8
4	3,925	4,797	6,100	6,651
6	5,868	7,195	9,159	9,976
8	7,850	9,595	12,212	13,302
10	9,813	11,994	15,265	16,625
12	11,775	14,392	18,318	19,953
14	13,738	16,791	21,371	23,279
16	15,701	19,190	24,421	26,605
18	17,663	21,589	27,477	29,930
20	19,626	23,988	30,530	33,256

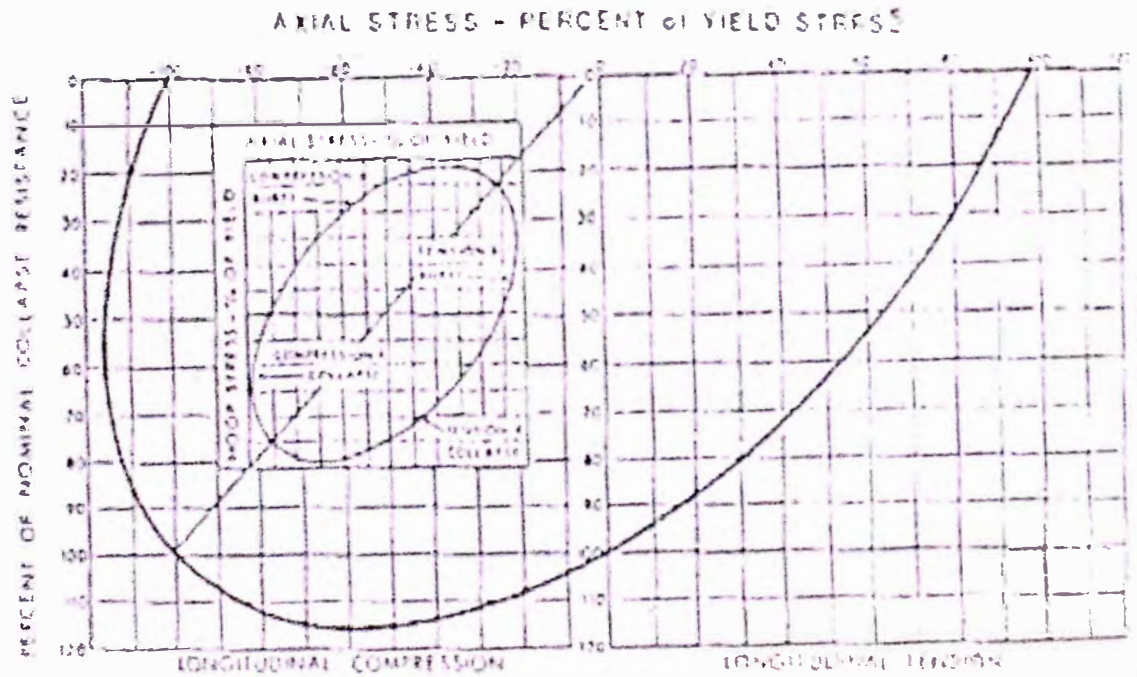
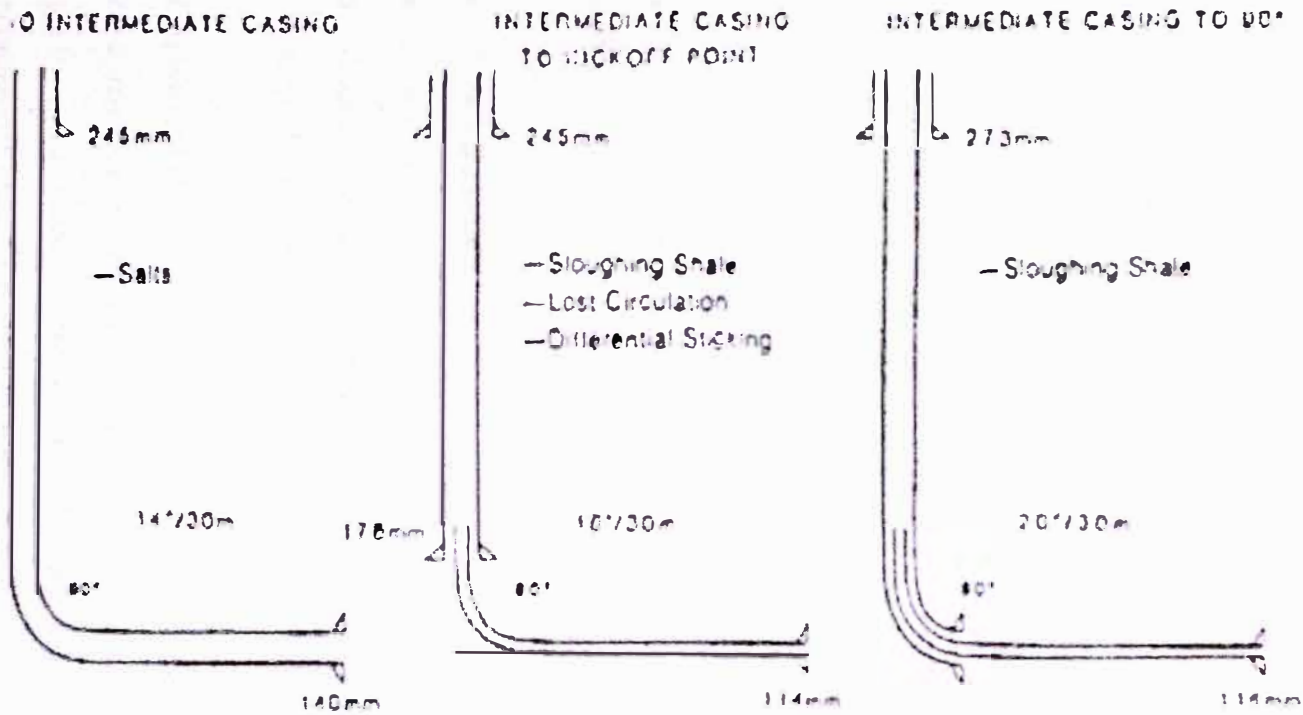


TABLA 4.6.1



Bakken—N. Dakota
 —TVD 3250m
 —Lateral 762m

Swan Hills—Alberta
 —TVD 2275m
 —Lateral 400m
 Edson—Alberta
 —TVD 2300m
 —Lateral 540m
 Jean Marie—N.E. B.C
 —TVD 1250m
 —Lateral 600m

Alberta—Deep Basin
 —TVD 2780m
 —Lateral 275m

FIGURA 4.6.2

Basic horizontal well casing programs.

dan origen a más grandes costos que el costo de controlar el mecanismo de daño mientras se perfora.

El programa de completación puede requerir un diámetro mínimo o una presión de trabajo máxima para el forro de producción. Tratamientos de fractura de volumen alto pueden requerir altas presiones de estallido y diámetros de forro más grandes para reducir la presión de circulación; pozos con problemas de control de arena pueden requerir forros de producción muy grande para permitir el paso de las herramientas de control de arena. Estas consideraciones influyen en el tamaño de hueco lateral y el tamaño del forro de producción.

Después de determinar el sistema de lodo preferido y el forro de producción para optimizar la completación del pozo horizontal, se pueden considerar condiciones pozo arriba. Factores que influyen en el diseño de forro pueden ocurrir arriba y abajo del punto de desviación planeado. Los ejemplos incluyen:

- Zonas de pérdida de circulación.
- Condiciones de derrumbe de hueco.
- Zonas de sal plástica.
- Zonas de producción secundaria.
- Zonas de sobrepresión y baja presión.
- Huecos lavados e intervalos que evitan el paso de las herramientas con dobladura (como motores con dobladura incorporada o los bent sub).

Cualquiera de éstas condiciones pueden decidir el sentado del forro intermedio. El forro puede ser sentado arriba o bajo el punto de desviación. Es frecuente perforar el hueco entero con un tipo de fluido, aunque el fluido no sea compatible con la formación productiva. Si el forro intermedio es sentado, el fluido puede frecuentemente ser cambiado por otro fluido no dañino para perforar la sección horizontal del hueco. El forro intermedio puede ser justificado si el costo del proyecto se considera:

- La pérdida de fluido de completación costosa se minimiza.

- La claridad anular es reducida, lo que optimiza la limpieza del hueco a reología de lodo más baja.
- El control de sólidos es optimizada, además reduce el daño.

4.7. Hidráulica y Fluidos de Perforación.

Fluidos de Perforación

Para elegir un fluido de perforación horizontal se debe considerar:

La densidad del fluido.

Debe ser la suficiente para proveer la presión requerida en el fondo del pozo. En pozos convencionales la densidad del fluido de perforación es tal que la presión de la columna es mayor a la presión del reservorio (presión de los fluidos de reservorio). En este tipo de sistema se produce la llamada filtración del fluido de perforar. Inclusive las partículas finísimas se introducen al reservorio. Estos dos efectos producen el daño a la formación. En un pozo horizontal el daño es mayor puesto que es mayor la sección de reservorio expuesta así como es mayor el tiempo de exposición de la sección curva del pozo horizontal así como de la misma sección horizontal. Es por esto que se debe encontrar el mínimo peso de lodo adecuado para perforar.

Pero también se puede perforar con un sistema bajobalanceado. O sea la densidad del fluido es tal que la presión de la columna es menor que la presión del reservorio. En este caso los fluidos de formación fluyen hacia el pozo. Actualmente en muchas partes del mundo se está usando impide reventones rotativos los cuales capturan en superficie fluidos tales como el petróleo y gas siendo por esto de gran versatilidad. Debemos tener en cuenta que al perforar en modo con un fluido bajobalance la roca reservorio debe ser resistente a las fuerzas compresivas ejercidas por ella misma pues de lo contrario el pozo se derrumbaría.

Hinchamiento de lutitas.

Las capas de lutitas frecuentemente se hinchan al contacto con agua provocando diversos problemas en un pozo. Esto se puede evitar usando lodos de emulsión inversa. Otra forma es usando lodos base agua inhibidos pero estos no son tan efectivos como los lodos de emulsión inversa (lodos base aceite) aunque si son más baratos y dañan menos el medio ambiente.

Transporte de los cortes.

En un pozo horizontal el transporte de los cortes es mucho más difícil pues estos se asientan en la pared inferior de la sección horizontal (Figura 4.7.1) produciendo altos valores de torque y arrastre una solución sería generar flujo turbulento en el anular (por lo que se necesita lodos de baja densidad) pero al hacer esto se lavarían la pared del pozo además de requerir de bombas de lodo de alta capacidad. Pero con este lodo de baja densidad no se puede mantener los cortes en suspensión cuando se paraliza la perforación, lo que causa una disyuntiva. Este conflicto se resuelve parcialmente haciendo al lodo un fluido plástico No-Newtoniano con una alta razón de punto de cedencia / viscosidad plástica. Para esto se usa comúnmente los lodos polímeros. También se puede utilizar carbonato de calcio en vez de baritina el cual tiene la ventaja de poder ser disuelta por una solución ácida hidrociorídrica inhibida.

El mayor interés debería ser minimizar el daño de formación al momento de seleccionar el sistema de lodo especialmente los aditivos que se usarán.

Un factor importante en la limpieza del pozo es la agitación mecánica creada por la rotación de la columna de perforar la cual levanta los cortes de la parte inferior de la sección horizontal.

Reducción del torque y arrastre.

Los lodos base aceite mejoran la lubricación de la columna de perforar y reducen la fricción dando menos torque y arrastre. Sin embargo hay formulaciones base agua que son tan buenas como los lodos base aceite.

En la práctica una gran variedad de composiciones de lodos de perforación han sido usados en perforación de pozos horizontales, dependiendo de la situación. El primer pozo horizontal perforado en el Cold Lake y el primer pozo horizontal perforado en Norman Wells perforado por Esso Resources Canadá usaron lodos base aceite. La principal razón para elegir estos es reducir la fricción en el fondo del pozo. La necesidad de reducir el arrastre es menor de lo

ASENTAMIENTO DE LOS CORTES EN LA SECCIÓN CURVA Y LA SECCIÓN HORIZONTAL

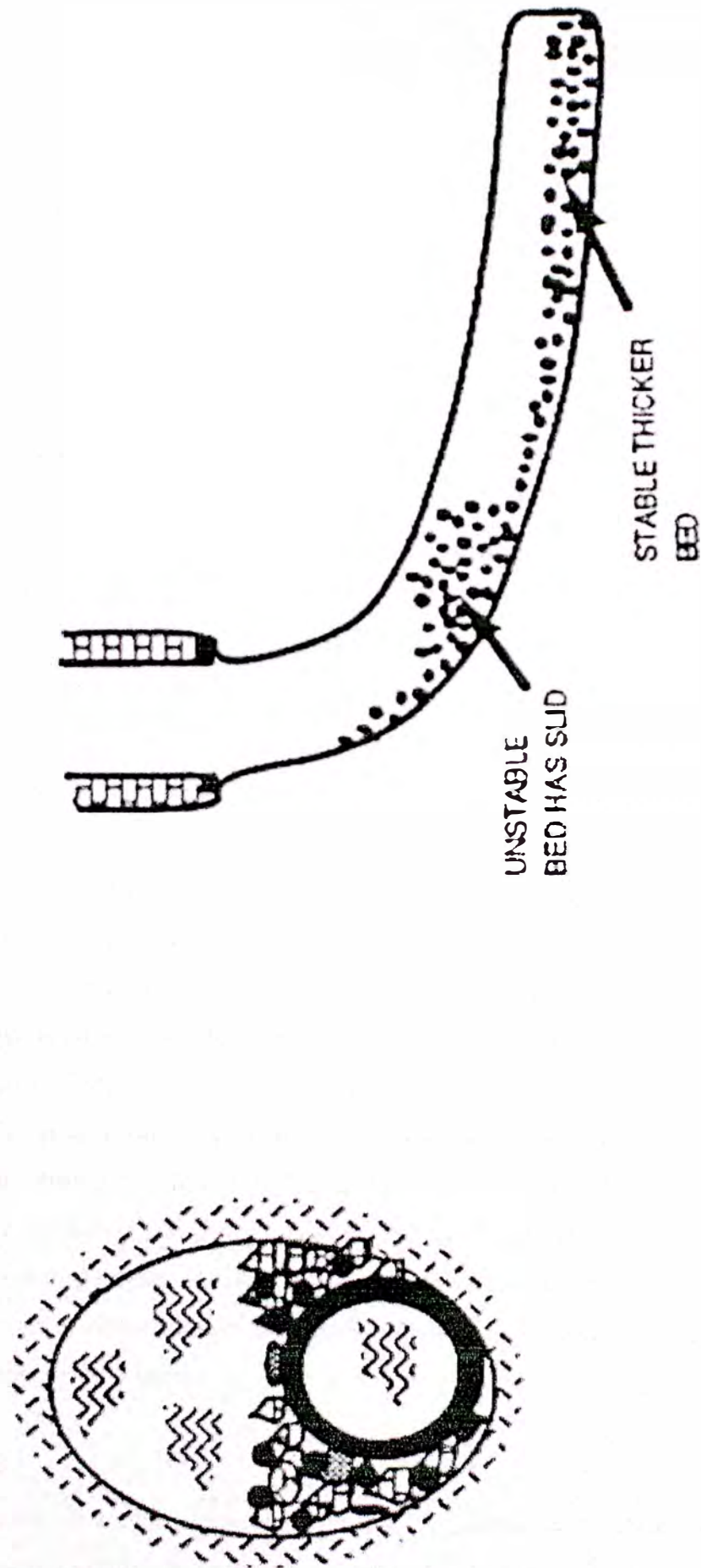


FIGURA 4.7.1

que se piensa puesto que las fuerzas dentro de la columna de perforar son mejor comprendidas.

Allí puede estar una buena razón para usar lodos base aceite para controlar el barrido de lutitas. Ellos rinden mejor que los lodos base agua inhibidos en este aspecto. Sin embargo los lodos base aceite son difíciles de mantener en ambientes adecuados y son más caros que los lodos base agua. Como un compromiso los fluidos de perforación base agua o agua salada conteniendo polímeros solubles en agua son frecuentemente elegidos para perforar pozos horizontales. Ellos pueden tener buenas cualidades de inhibición y lubricación a bajos costos y sin los problemas de disposición de lodos que tienen los lodos base aceite. Los lodos polímeros también dan mejores caudales de perforación si se conserva bajo el contenido de sólidos suspendidos.

Mezclas simples de bentonita arcilla/agua se usan exitosamente en perforación de pozos horizontales para locaciones apropiadas. Ellos han sido usados exitosamente en Saskatchewan e Indonesia, Son baratos, simples y su uso está libre de problemas ambientales. La desventaja es que estos fluidos simples no proveen protección a la formación o lubricidad (Harvey 1990).

En algunos casos, particularmente donde hay pérdida de circulación por ejemplo en el proyecto de Rospo Mare, agua de mar o en otros casos, agua fresca puede ser usado sin ningún aditivo. Cuando el agua limpia se usa para perforación, el barrido con lodos poliméricos se hacen para remover los cortes antes del viaje. El uso de agua limpia como fluido de perforar es limitada a causa de su peso para formaciones de baja presión o donde se desee perforar en modo bajobalanceado. Estas limitaciones pueden salvarse usando salmuera saturada conteniendo granos de sal y polímeros suspendidos (Wilkinson 1988). Este sistema tiene la ventaja que los cristales de sal permanecen en la costra del filtrado pueden ser removidos por circulación de salmuera no saturada una vez que el hueco a sido completada. Es importante elegir el fluido de perforación adecuado para la sección horizontal y las condiciones bajo las cuales se usará para minimizar el daño de formación.

Hidráulica

Remoción de cortes.

Un problema particular que ocurre en perforación de pozos horizontales es la dificultad de remover los cortes de la sección horizontal del pozo. El origen del

problema es que los cortes tienden a sentarse en la parte baja del hueco de tal manera que el lodo pasa arriba sin transportarlos. El asentamiento de los cortes incrementa la fricción en el hueco además produce una pobre adherencia del cemento si es que se va a cementar esta sección. De otro lado la acumulación de cortes actúa como un filtro incrementando la pérdida de fluido o la pérdida total del lodo dentro del reservorio la cual daña la formación y reduce el potencial de producción.

Se ha logrado una mejora en la prevención a un decantamiento repentino de los recortes de perforación con las unidades rotarias colocadas en la cabeza de inyección (Top drives). En estos equipos, la columna de perforar se rota por un gran motor hidráulico o motor eléctrico (generalmente de 400 a 1000 hp). Con éste arreglo es posible al momento de sacar la columna del hueco rotar y circular el lodo. Esto tiende a conservar los cortes de perforar en suspensión y así dar una mejor limpieza al hueco. La remoción de los cortes reduce la fricción entre la tubería de perforación y el hueco y reduce la tendencia al pegamiento. Estas unidades fueron usadas ampliamente en operaciones en mar tanto para pozos profundos convencionales como para pozos horizontales y actualmente es muy común su uso en cualquier tipo de pozo y en cualquier equipo de perforación.

En el pasado estas unidades fueron diseñados para solucionar el problema del decantamiento de recortes en el espacio anular y se las instaló en equipos convencionales. Típicamente estas unidades tienen motores eléctricos de cerca de 1000 hp.

Posteriormente en los años 90 se introdujeron las unidades portátiles “top drive” que puede ser usado en lugar de la mesa rotaria de un equipo convencional. Actualmente es una herramienta de gran utilidad a lo largo del mundo incluida Sudamérica.

El sistema portátil se transporta sobre un patín y puede ser montado en un equipo en 12 horas o menos. Algunos operadores perforan la parte vertical de un pozo horizontal con la mesa rotaria y luego instalan el “Top drive” mientras fragua el cemento luego de bajar forros. La unidad cuenta con un dispositivo de alto torque que transmite el torque del motor a la base del equipo. La columna de perforación es rotada por motores hidráulicos a través de una caja de engranajes. La potencia hidráulica se transmite a través de una manguera

flexible desde las bombas hidráulicas a la base del castillo donde allí es manejada por un motor diesel.

Perforación con fluidos bajobalanceados

Desde el punto de vista del comportamiento del reservorio se desea perforar los pozos horizontales con presión hidrostática de lodo mayor a la presión del reservorio (presión de los fluidos dentro del reservorio). Sin embargo igual si el equipo de perforación es apropiado, frecuentemente condiciones dentro del reservorio no son tales que la perforación bajobalanceada puede resultar en el colapso del hueco. Esto ocurre cuando la roca reservorio no es lo suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos compresivos extras que resultan del lodo con baja densidad. Así por ejemplo es posible perforar en condiciones bajobalanceadas en los reservorios de Austin Chalk donde la roca reservorio es razonablemente fuerte pero no así en Lutitas Bakken, que es mucho más débil.

En la figura 4.7.2 la presión requerida para fracturar el reservorio y la presión requerida para prevenir el colapso del hueco, expresado en peso de lodo en ppg. se grafica contra la profundidad para un pozo que tiene como característica una formación dura. En este caso, la roca es suficientemente fuerte para resistir una considerable presión –sin que se logre fracturar la formación- y es capaz de resistir una presión más baja que la presión poral –sin que se desestabilice el pozo-. El resultado es que hay considerable flexibilidad en la sección de densidad de lodo y el hueco es estable sobre un ancho rango de presión. Fue posible remover un liner de este pozo para mejorar el rendimiento. No se predijo colapso y no ocurrió. Los datos en este diagrama vienen de un artículo de Fuh y Loose (1989) y está basado sobre cálculos geotécnicos usando las propiedades de la roca y los esfuerzos tectónicos estimados.

Los datos mostrados en la figura 4.7.3 provienen de yacimientos en el norte de Europa. Para perforar a través de esta se requirió de una densidad de lodo alta. En este caso el problema se resolvió por el hecho de que fue parcialmente depletado y tuvo una presión porosa baja. En este caso fue necesario perforar en una condición considerablemente sobrebalanceada para soportar las paredes del hueco. No obstante el pozo tuvo una índice productividad veintiún veces más grande que los pozos completados convencionalmente en el mismo campo y su caudal de producción fue cuatro veces que el mejor pozo convencional

**MUD WEIGHTS TO PREVENT HOLE COLLAPSE,
TO BALANCE PORE PRESSURE AND TO CAUSE
RESERVOIR FRACTURE -- STRONG RESERVOIR ROCK**

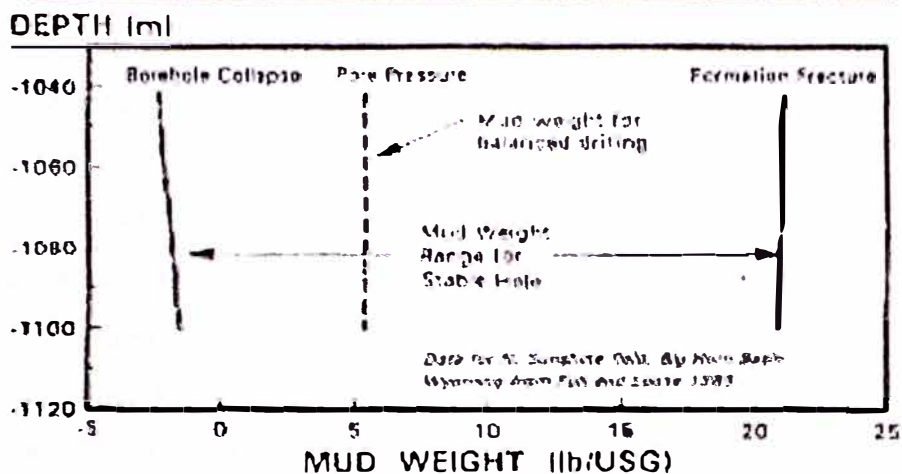


FIGURA 4.7.2

**MUD WEIGHTS TO PREVENT HOLE COLLAPSE,
TO BALANCE PORE PRESSURE AND TO CAUSE
RESERVOIR FRACTURE -- WEAK RESERVOIR ROCK**

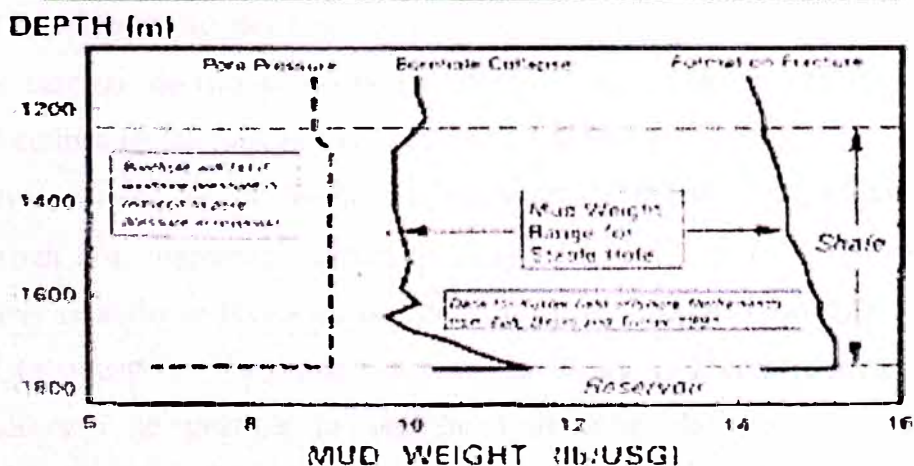


FIGURA 4.7.3

En situaciones como ésta, los forros se sientan frecuentemente en la base de la lutita. Esto permite que la densidad del lodo se reduzca durante la perforación de la sección horizontal.

Desde que comenzó la perforación en bajobalance en 1992 se ha hecho muy popular en proyectos de pozo horizontal en Canadá y se ha hecho común en los campos Europeos y Asiáticos. Se sabe que se ha perforado exitosamente sin problemas.

La Canadian Western Natural Gas (Frederick 1993) ha perforado un pozo horizontal en el reservorio de Gas Carbón, Alberta usando gas natural como fluido de perforación. Algo de agua fue añadido al gas de perforación tal que la comunicación eléctrica entre la herramienta de medición (MWD) y el hueco se mantenga a través de ondas electromagnéticas. El pozo fue perforado bajobalanceado durante el periodo en el cual la presión del reservorio se levantó con la inyección de gas a través de otros pozos. El gas de perforación del pozo, incluyendo gas del reservorio fue quemado durante la perforación.

4.8. Selección de brocas.

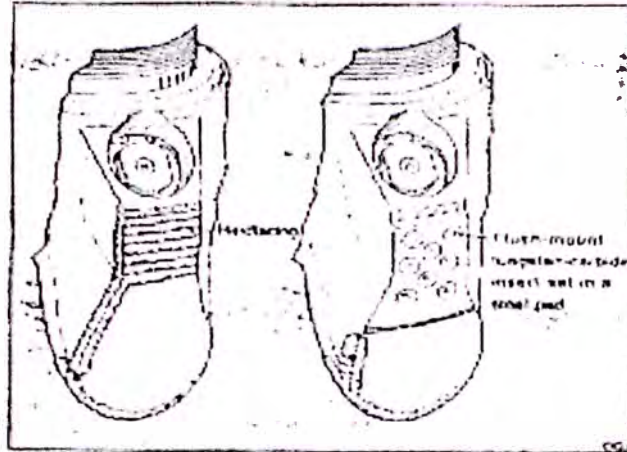
Las brocas para perforación horizontal se han mejorado notablemente recientemente sobre todo en la protección de los lados o pierna de la broca. La tendencia del desgaste en esta parte es mayor en pozos desviados que en la perforación convencional debido a las fuerzas laterales sobre la broca durante el levantamiento del ángulo, por esto se añade una protección extra e insertos de carburo de tungsteno en las piernas de la broca. De igual manera se protege el calibre en las brocas PDC. (Figura 4.8.1 (a))

Otro cambio en el diseño de las brocas PDC es la protección del bisel de la broca con diamantes naturales (Figura 4.8.1 (b)). El propósito es proteger el bisel cuando la broca es retirada del pozo usando la herramienta “Top drive”. Esta operación de rimado al levantar es muy efectiva para remover los cortes mientras se perfora la sección horizontal del pozo. Esta es una de las principales ventajas de los “Top drives” en perforación horizontal.

Otros cambios en el diseño para brocas de perforación horizontal (tricónica y PDC) se orientan a la mejora del control de la desviación. Esto se logra haciendo más cortas las piernas de la broca y mas ancho el calibre de la misma

PROTECTION OF LEGS ON ROLLING CONE BIT FOR HORIZONTAL DRILLING

(a)



NATURAL DIAMONDS ON TOP OF BEVEL FOR PROTECTION DURING BACKREAMING

(b)

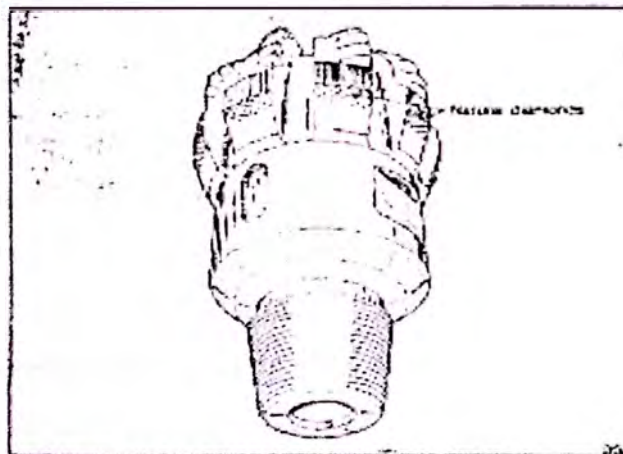
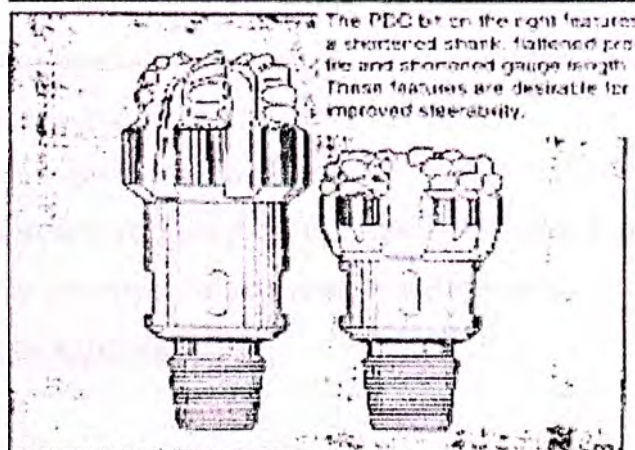


FIGURA 4.8.1

SHORTER FLATTER PDC BITS FOR IMPROVED STEERABILITY IN HORIZONTAL HOLES

(c)



(Figura 4.8.1 (c)). Estas mejoras permiten a la broca perforar una curva de radio más corto para un ángulo de inclinación dada debido a la distancia más corta entre la broca y el estabilizador del fondo.

Consideraciones en la selección de brocas.

Se deben considerar los siguientes aspectos:

- Velocidad de la broca
- Peso sobre la broca
- Tendencias a desviar
- Cargas de impacto
- Facilidad para desviar

Velocidad de la broca.

Generalmente se utiliza motor de fondo en los pozos horizontales. Por lo que la velocidad rotacional de la broca va a ser diferente de las velocidades de rotación típica. La velocidad de la broca dependerá del tipo de motor que se va a usar y caerá en el rango de 100 a 500 rpm, dependiendo del tamaño del hueco y la configuración del motor.

Las brocas PDC son idealmente apropiadas para perforar grandes secciones a altas velocidades. La estructura de los cortadores el perfil y la protección del calibre debería ser diseñada para una larga duración del motor de perforación. Estos tipos de brocas tienen la ventaja de no tener partes móviles que contribuyen a su confiabilidad y reducen grandemente el riesgo de una falla de la broca en el fondo que podría conducir a un trabajo de pesca.

Peso sobre la broca.

Es muy limitado el peso sobre la broca en un pozo horizontal siendo más notorio en aquellos con mayor desplazamiento horizontal. Por esto se deben elegir brocas que perforen con peso limitado. Así mismo uno de los conceptos para elegir estructuras de cortadores es la ligera densidad con alta exposición de elementos cortantes para maximizar la unidad de carga por cortador para así causar una penetración más grande del cortador.

Tendencias a desviar.

Cuando una broca está sujeta a una carga lateral, tendrá una tendencia a pivotar cerca al punto de contacto con la pared del pozo. Este fenómeno hace que la broca se desvíe según la magnitud y dirección de la fuerza lateral así también como la dirección de la rotación de la broca.

Una broca rotando en el sentido de las manecillas del reloj con sus elementos cortantes forzados contra la parte baja del pozo tendrá una tendencia a perforar abajo y a la derecha. De igual manera una broca rotando en el sentido de las manecillas del reloj y empujada contra la parte lateral del hueco tiene una tendencia a levantar ángulo y a la izquierda.

La característica lateral de las brocas varía grandemente. Las brocas tricónicas que tienen capacidad de cortadores de calibre en la cara de la broca tienden a ser mas predecibles. Las brocas de arrastre tienden a ser menos predecibles puesto que hay una gran variedad de arreglos y perfiles de cortadores.

Carga de impacto.

Se ha tomado en cuenta los efectos de la carga de impacto en la cara de la broca. Es difícil conservar un peso sobre la broca debido a los efectos de fricción del hueco. Esto combinado con las fracturas que existen en formaciones fracturadas verticalmente pueden llevar a una severa carga de impacto en la broca.

Desviación de la broca.

- La desviación de la broca es la facilidad para desviar y depende de la construcción de la broca.
- La facilidad de controlar la orientación. Cuánto torque reactivo generará la broca. (Cuanto menos agresiva sea la broca, se tendrá un mejor control del direccionamiento de la broca).

Consideraciones en la sección de levantamiento de ángulo.

- En esta sección las brocas deberían tener un calibre de corta longitud para optimizar la capacidad de corte lateral de la broca.
- La vida de la broca en la sección de levantamiento es corta debido a las altas cargas laterales que se aplican a la broca. Sin embargo la vida no es usualmente un factor limitante puesto que las corridas de los conjuntos de fondo son de poca duración.

- La vida de la broca se puede mejorar seleccionando una broca el cual tiene alta densidad de cortadores en el calibre.
- Si se usa una broca tricónica entonces se debe usar cojinetes de alta calidad como los cojinetes con sellos metal-metal o sellos de caucho mejorados.
- La broca debe tener piernas cortas si fuera posible.
- La acción de corte lateral agresiva mejorará la desviación de la broca.
- Evitar usar brocas PDC con cortadores grandes puesto que se requerirá mayor torque.
- Evitar usar brocas PDC con perfil tipo cónico y usar en su lugar un perfil plano.
- En caso de duda acerca del control de la desviación o dificultad en la formación usar una broca tricónica.

Consideraciones en la sección horizontal.

- Generalmente el factor más importante es seleccionar una broca que tendrá una alta penetración.
- Además se requiere habilidad para desviar eficientemente.
- En caso de duda acerca del control de la desviación o dificultad en la formación usar una broca tricónica.
- Evitar usar brocas tricónicas en arenas abrasivas. O usarlas pero con protección extra en el calibre.

Brocas PDC

Las brocas PDC tienden a ser más difícil de controlar que las brocas tricónicas. La naturaleza de las PDC es que tienen cortadores más agresivos y son normalmente capaces de perforar a altas velocidades de perforación.

Sólo se debe correr una broca que justifique su acción en formaciones conocidas. Si se corre una broca que no ha sido probada en tal formación (particularmente en la sección de levantamiento de ángulo) se debería solamente tratar cuando hay suficiente espacio para hacer correcciones.

Cuando seleccionamos brocas PDC, se deben considerar las características de diseño:

Tamaño del cortador.

Cuanto más grande el cortador más agresiva será la broca.

Densidad de los cortadores en la cara de la broca.

Cuanto haya más cantidad de cortadores en la cara de la broca más agresiva será la broca. A mayor densidad de cortadores se espera mayor vida de la broca.

Densidad de los cortadores en el calibre de la broca.

A mayor número de cortadores en los hombros el incremento de ángulo usando dicha broca será más agresivo. La demanda de torque de la broca también será más alta.

Longitud del calibre de protección.

A mayor calibre se necesitará mayor torque y menor capacidad direccional.

Chorros y diseño de cono.

Para propósitos de desviación se prefiere un perfil redondeado a un perfil afilado.

Angulo de los flancos.

Para propósitos de desviación evitar usar un perfil tipo cónico flanco recomendado 45° o menos respecto a la cara de la broca.

Exposición de los cortadores.

Cuanto más grande sea la exposición del cortador menor será el control que se tendrá para desviar.

4.9. Monitoreo y control de la perforación horizontal.

Actualmente mientras se perfora se puede monitorear, controlar y comparar el avance del pozo real con lo proyectado. De esta manera se pueden realizar las modificaciones pertinentes o llevar a cabo los planes de contingencias programados (por ejemplo encontrar fallas o disconformidades que no se registran en los mapas). Las herramientas usadas son:

- Herramienta de medición MWD.
- Herramienta de perfilaje LWD.

Ser capaz de perforar huecos curvos y alcanzar el horizontal es solamente parte del requerimiento. Es también necesario gobernar la perforación para alcanzar el objetivo deseado exactamente y mantener el pozo en una dirección horizontal o cerca al horizontal que es lo deseado.

Frecuentemente se requiere que la sección productiva sea paralela a uno de los límites del reservorio, más que exactamente horizontal. Por ejemplo puede ser necesario localizar un pozo horizontal justo bajo la superficie superior de un reservorio para minimizar la producción de agua de un acuífero bajo. A veces los pozos horizontales salen fuera de los límites verticales del reservorio. Esto ocurre frecuentemente no porque la elevación del pozo es incorrecta, sino porque hay irregularidades desconocidas en la posición vertical del límite del reservorio.

El clásico medio para localizar la posición del hueco es sacar la columna la perforación y correr un medidor de ángulo (“single shot”), el cual proporciona el azimut y la inclinación vertical). La posición del extremo final del hueco se encuentra usando un programa computarizado para sumar estas medidas individuales a lo largo de la longitud del hueco. Pero el tiempo requerido para hacer las mediciones con esta técnica es una parte importante en los costos del trabajo.

Las primeras mejoras sobre esta aproximación usaron herramientas conectadas a la superficie por cables eléctricos. Esto permite obtener información sin hacer viajes de la columna de perforar. El primero de estos sistemas corrían el cable a través de una cabeza de circulación en el tope de la tubería de perforación y

permitía al lodo acarrearlo al fondo del hueco. Cada vez que una nueva conexión se hacía la herramienta de gobierno se removía y bombeada abajo nuevamente. Posteriormente se hizo cada dos tubos para minimizar el retraso. (Gust 1989).

La situación se mejoró por la introducción de un sustituto colocado en el tope de la tubería de perforar que permitía que las conexiones fueran hechas sin remover la herramienta de gobierno. Sin embargo hay dificultades creadas por daño mecánico en el cable al sacar la columna de perforar. Aunque una versión modificada de este sistema está aun en uso para huecos horizontales de diámetro pequeño la introducción de la herramienta de medición (MWD) de diámetro pequeño actualmente es la usada comúnmente.

La herramienta de medición MWD que son las iniciales en inglés de “medición mientras se perfora”, es un sistema nuevo que envía la información a superficie desde la herramienta localizada cerca a la broca de perforar.

El sistema transmite los datos de los instrumentos de medida a la superficie como pulsos de presión que codifican la información. La introducción de la herramienta de medición (MWD) ha sido un tremendo efecto sobre la eficiencia de perforación desviada y horizontal. La técnica básica envuelve herramientas que usan un juego de tres inclinómetros en lugar de la plomada y tres magnetómetros en lugar del compás. El diagrama en la figura 4.9.1 muestra una herramienta típica.

Básicamente el MWD es puesta detrás de los motores de fondo y para evitar la interferencia con el detector magnético se usa lastrabarrenas no magnético llamados moneles. Para mejorar las mediciones a veces se usa motores de fondo y tubería de perforación no magnéticos. Mientras se hacen las mediciones la perforación se para, esto se hace durante unos cuantos minutos. Aunque la transmisión de los datos es lenta comparada con el equipo electrónico una medición entera se hace en 3 ó 4 minutos. Esta técnica de la transmisión de los datos no puede ser usada en aire o donde no hay flujo del fluido de perforación.

Menos interferencia magnética es causada por la columna de perforar cuando esta se encuentra en línea con el campo magnético permitiendo una determinación más exacta de la posición. Algunos operadores, cuando es

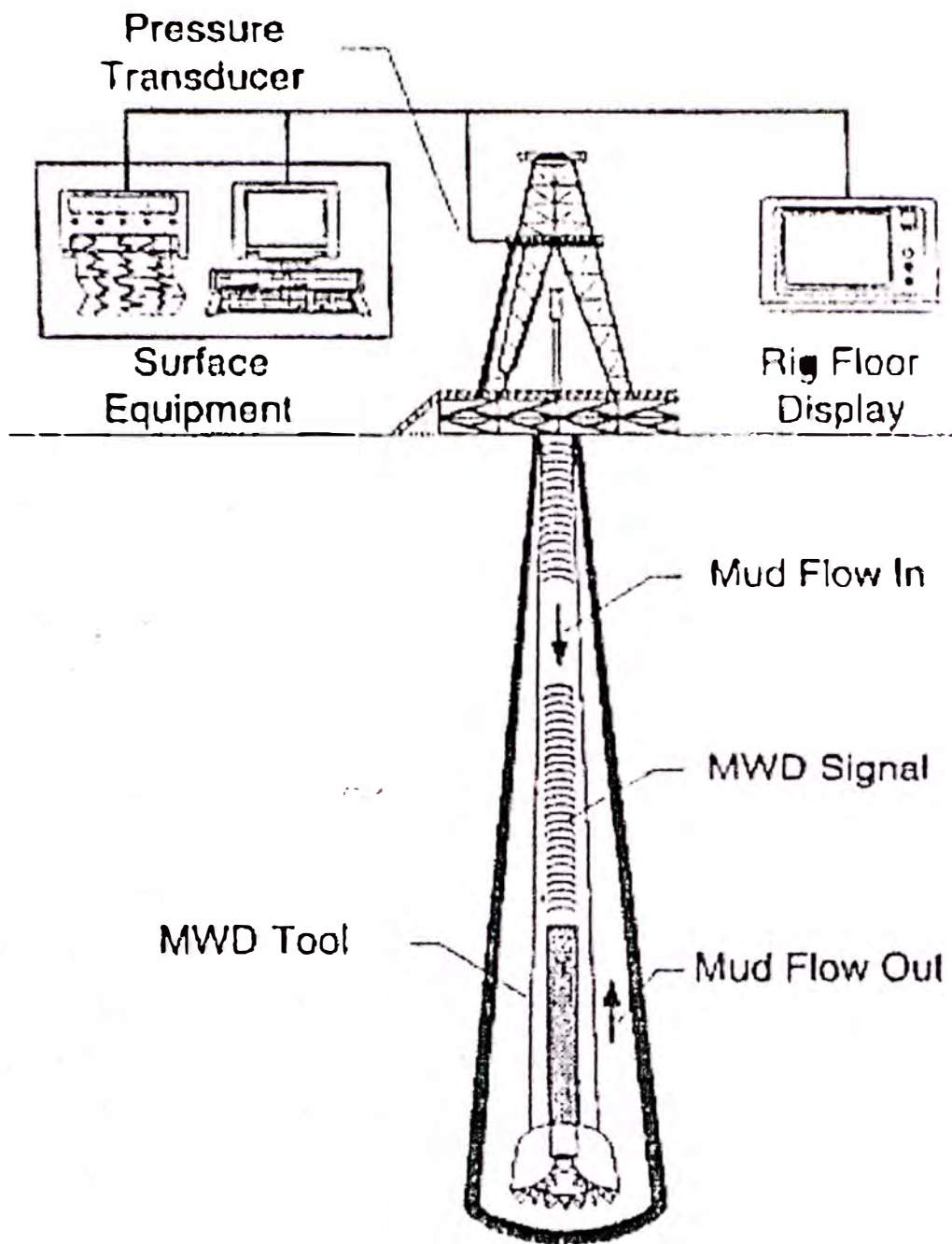


FIGURA 4.9.1

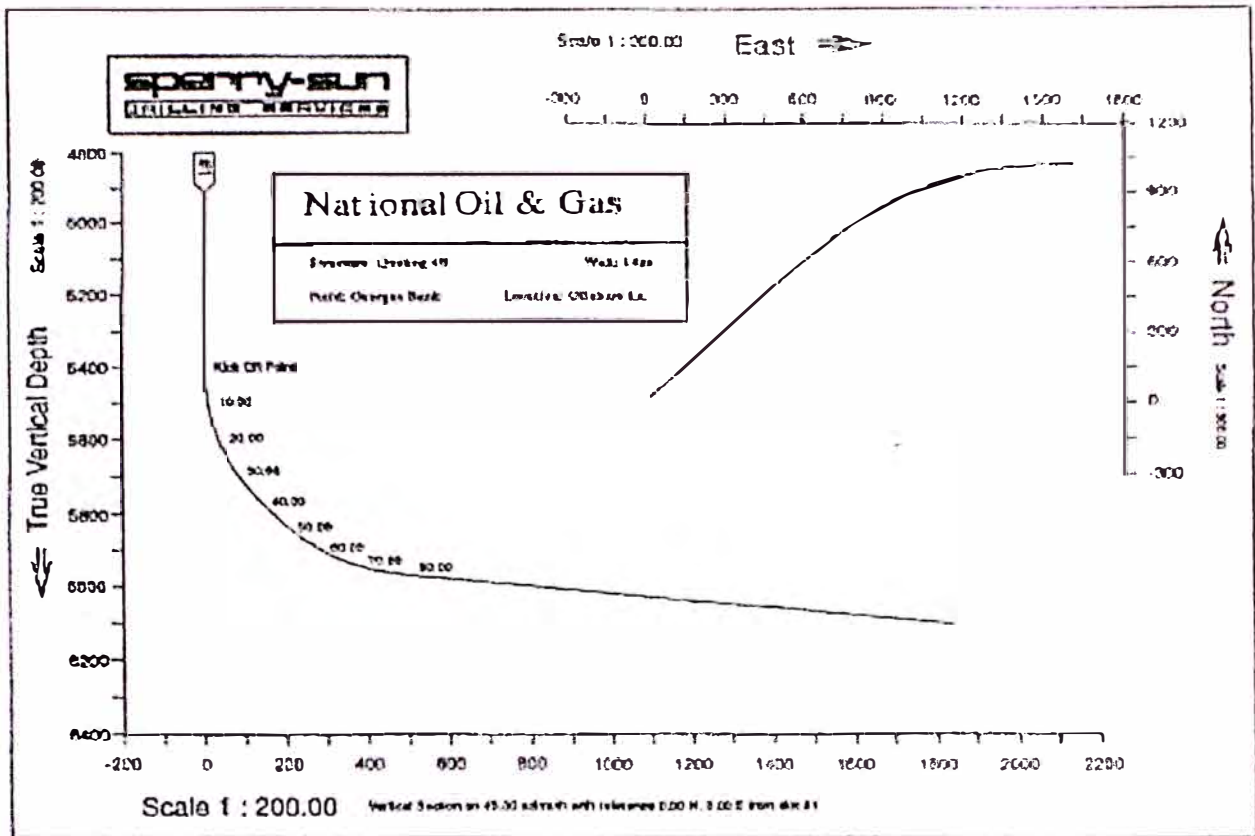
permitido por las condiciones del reservorio han alineado la posición del pozo con el campo magnético para aprovechar mejores mediciones.

El uso de la herramienta de medición (MWD) se ha extendido de la adquisición de información posicional a la evaluación de la formación con herramientas de registros. Los registros comúnmente corren usando MWD que incluye los registros de resistividad y el "Gamma Ray". Los sensores "Neutrón " y densidad se usan también con mayor incremento. En los inicios de los años noventa hay un rápido desarrollo del mercado de MWD que se eleva durante la década de los años noventa y actualmente desde el año 2002 hasta ahora se ha incrementado el mercado de MWD. El crecimiento se debe a un aumento de la perforación horizontal, incremento de sistemas de gobierno (sistemas de desviación) y MWD en perforación direccional y finalmente un aumento en el uso de herramientas de Evaluación de Formación mientras se Perfora (LWD).

Las figuras 4.9.2 y 4.9.3 muestran un pozo de 80° y las herramientas de perfilaje respectivamente (LWD).

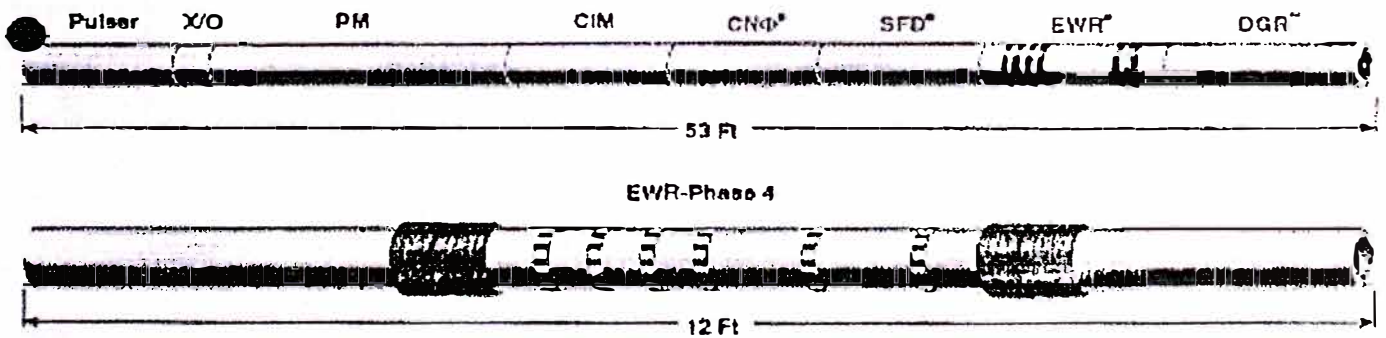
La figura 4.9.4 muestra un perfil de resistividad en la sección horizontal.

Las figuras 4.9.5 y 4.9.6 son ejemplos de registros (perfiles) de un pozo piloto y el pozo principal (horizontal). Los datos del hueco piloto son de gran utilidad pues estos nos permiten efectuar con mayor precisión la perforación del hueco principal (horizontal propiamente dicho) dirigiendo y logrando el fin de la curva dentro de la zona apropiada del reservorio.



Well Planning Proposal Plot

FIGURA 4.9.2



FBWD Tool Combinations

FIGURA 4.9.3

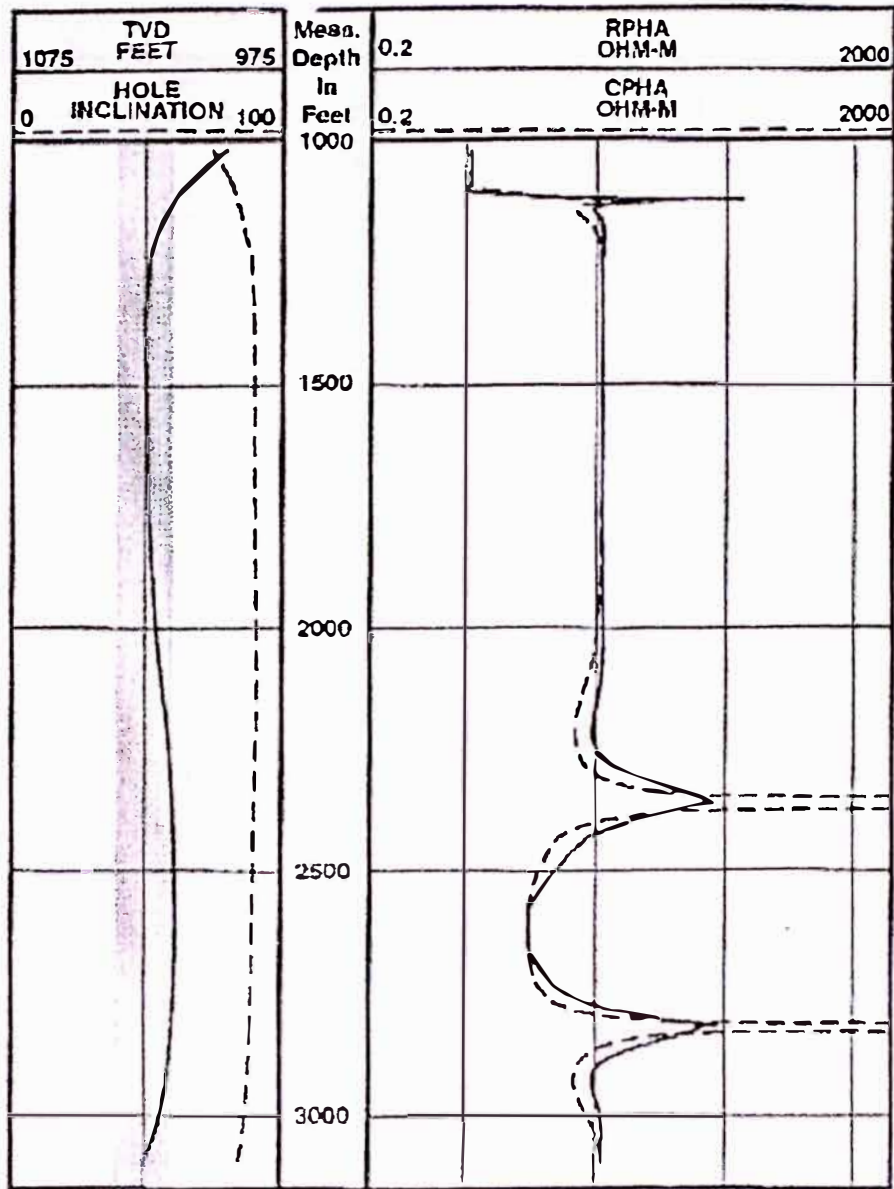


FIGURA 4.9.4

EWR Modelling Example. Horizontal Well

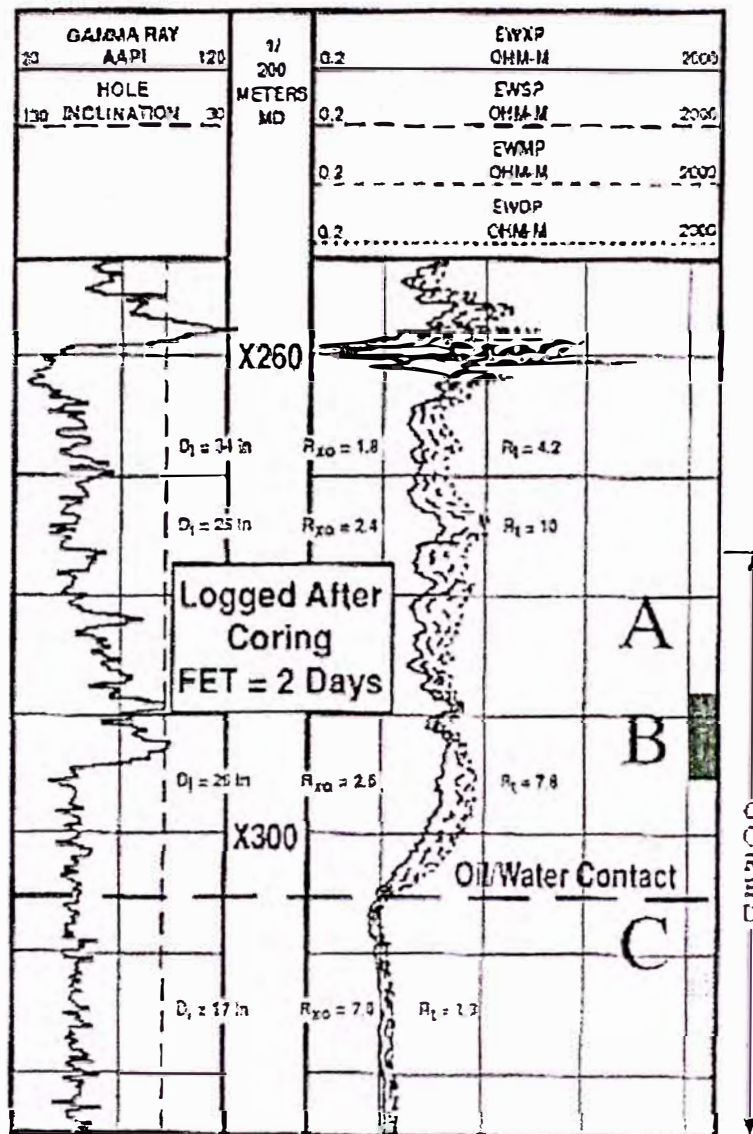


FIGURA 4.9.5

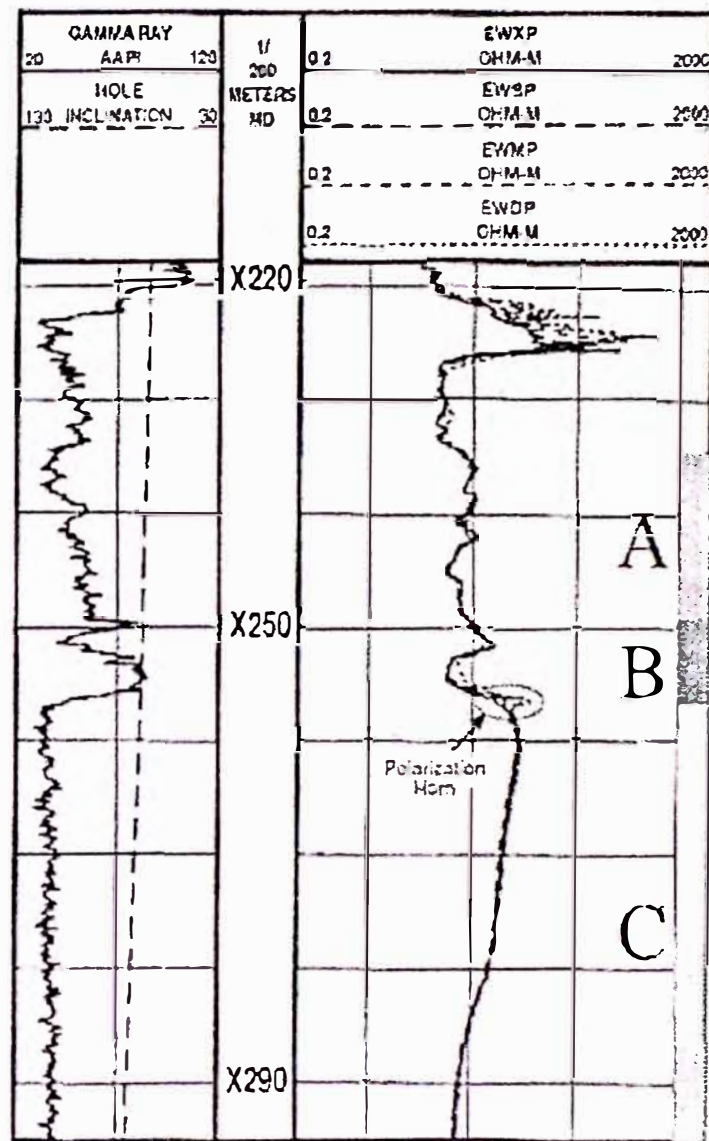
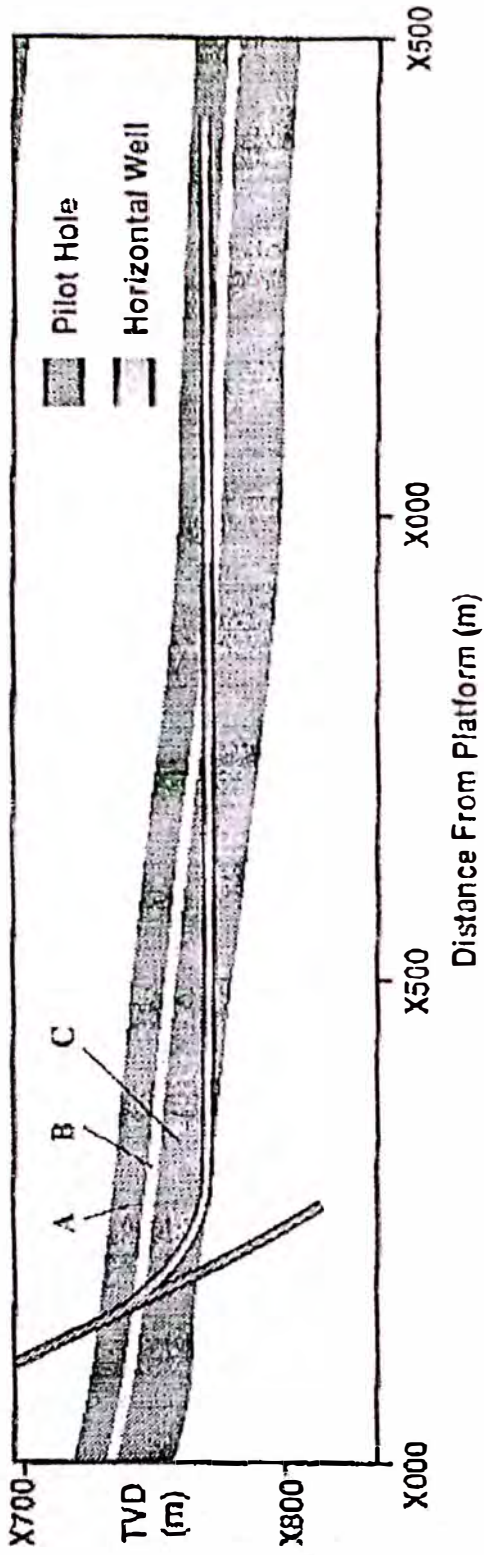


FIGURA 4.9.6

Esto es más relevante en caso que se disponga de arenas muy delgadas o se tenga una ventana corta o exista algún acuífero del cual tengamos que cuidar la distancia (pozo a nivel de acuífero). (Figura 4.9.7)

Se esperan nuevos avances que incluyen nuevas herramientas para ser usadas en huecos de diámetros reducidos y en huecos altamente desviados, los cuales utilizan diferentes medios para comunicarse con la superficie y herramientas de registros que cuenten con un ancho rango de sensores.

Ya casi se han desarrollado herramientas de resistividad que tienen uno de sus electrodos en la broca.



Accurate Placement of A Horizontal Well Using Pilot Hole Data

FIGURA 4.9.7

ELEMENTOS DE ESTABILIDAD DE POZO

5.1. Estabilidad mecánica

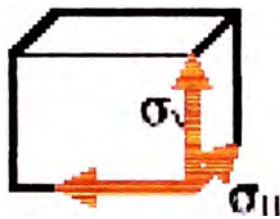
5.1.1. Tensiones de la tierra previo a la hechura de pozo.

Antes de construir un hueco, la roca en la corteza terrestre se encuentra en equilibrio.

La tensión en un punto de la roca se puede descomponer en 3 tensiones las cuales son perpendiculares entre si.

Estas tensiones son:

- La tensión principal en el eje vertical σ_v
- La tensión principal máxima en el eje horizontal σ_{II}
- La tensión principal mínima en el eje horizontal σ_h



Otra manera de describir las tensiones de roca es por su magnitud:

- La tensión máxima σ_1
- La tensión intermedia σ_2
- La tensión mínima σ_3

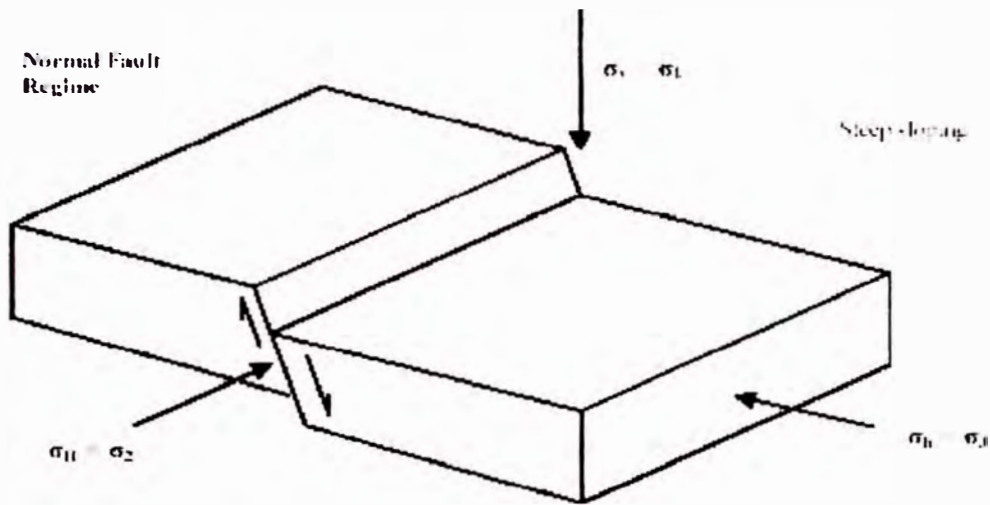
El orden es indistinto y se acomoda de acuerdo a la magnitud de las tensiones en la roca. Por ejemplo si la tensión vertical es el mayor entonces se le describe como σ_1 .

Las tensiones de la roca están relacionados a diferentes variables tales como, tectonismo, presión poral, profundidad, litología, temperatura y estructura.

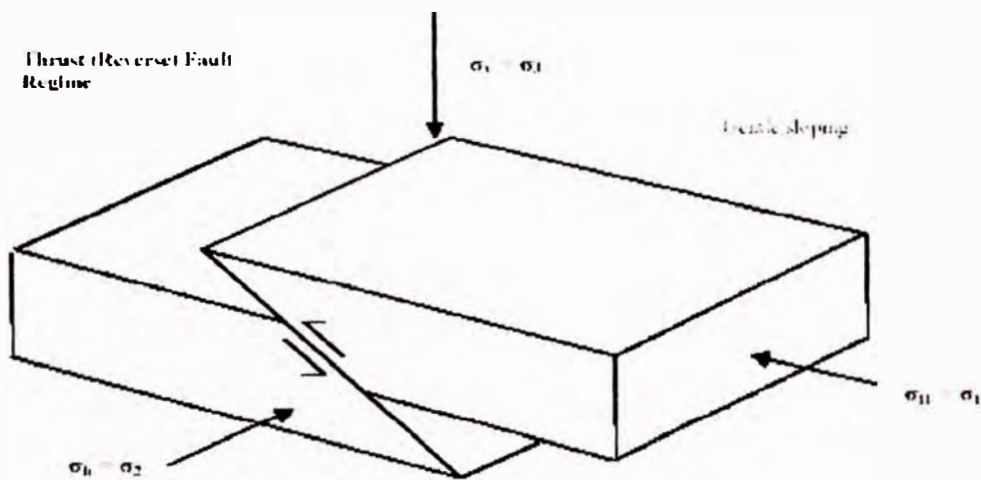
TECTONISMO

El tectonismo origina los siguientes casos de fallamiento de roca:

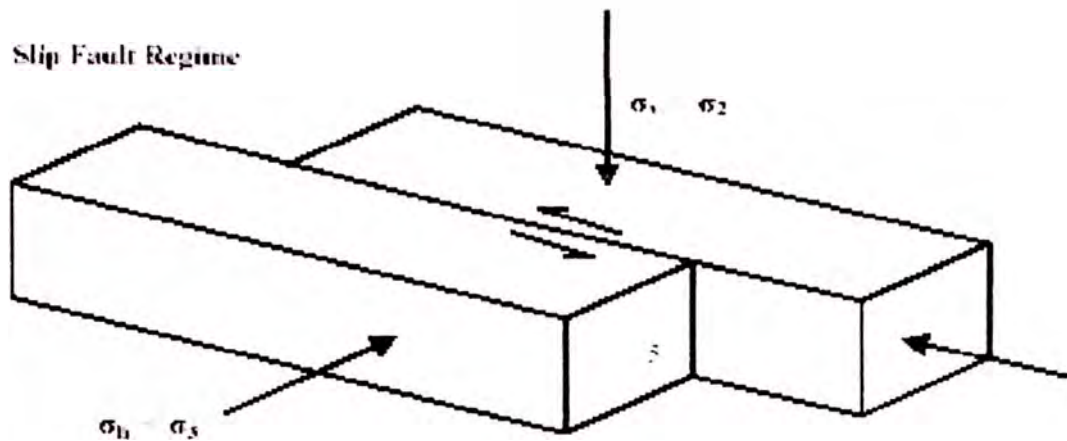
En una falla normal la tensión vertical (σ_v) es la tensión principal máxima (σ_1) y la relación de tensiones sería: $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$



En una falla inversa la tensión horizontal (σ_H) es la tensión principal máxima (σ_1) y la relación de tensiones sería: $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$



En una falla por deslizamiento de bloques la tensión horizontal (σ_H) es la tensión principal máxima (σ_1) y la relación de tensiones sería: $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$



PRESION PORAL

La presión poral contribuye a la tensión total aplicada a una roca. Esto puede ser representado por la siguiente relación:

$$ET = EEGR + PP$$

Donde:

Et Tensión total en una dirección dada

EEGR Tensión entre los granos de roca asumiendo cero liquido entre sus poros.

PP Presión poral.

La presión poral puede ser presión normal o presión “anormal” (sobrepresurizada). La presión normal resulta cuando durante la sedimentación y formación de la roca los fluidos se evacúan al tiempo que la porosidad decrece. Esto hace que la presión poral sea debido a la hidrostática y que las tensiones entre los granos de la roca aumente.

La presión “anormal” se produce por dos mecanismos:

Mecanismos de carga. Ocurre cuando durante la sedimentación los fluidos no pueden escapar con lo que la porosidad y las tensiones entre granos se mantienen constantes pero la presión poral se incrementa a la misma tasa que se incrementa la presión de “overburden”.

Mecanismos de descarga. Ocurre por levantamiento de un estrato lo que origina pérdida de tensión de los granos. Si la formación está sellada entonces tendrá la misma presión anterior pero respecto a las presiones de las formaciones adyacentes a la misma profundidad estará sobrepresurizada.

5.1.2. Tensiones de la tierra posterior a la hechura de pozo.

Antes de perforar un hueco la roca está en un estado de equilibrio. A este estado se le conoce como el “estado inicial”.

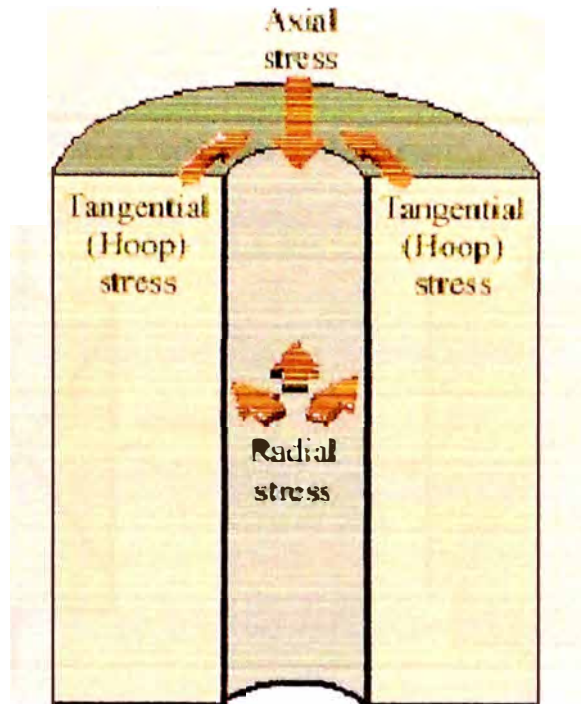
Las tensiones en la tierra bajo esta condición son las llamadas tensiones in-situ (σ_H , σ_V , σ_h).

Al perforar un pozo bajo tierra se produce una perturbación de estas tensiones in-situ. Dicha perturbación origina un nuevo estado de las tensiones conocidas como las “tensiones de pozo” que actúan en la pared del pozo.

Las tres principales nuevas tensiones son:

- Tensión radial
- Tensión tangencial
- Tensión axial

La siguiente figura muestra estas tensiones:



Las tensiones del pozo dependen de dos variables:

1. La densidad de lodo
2. La magnitud de las tensiones in-situ (σ_H , σ_V , σ_h).

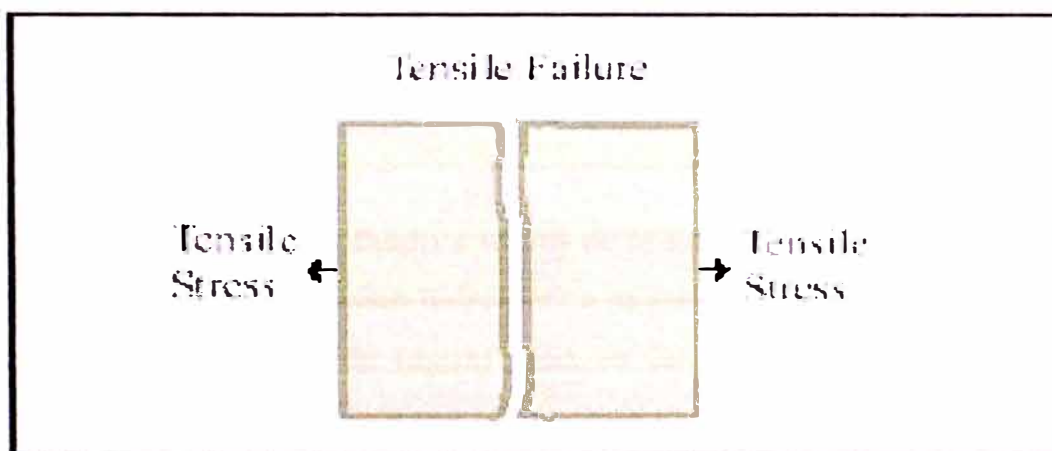
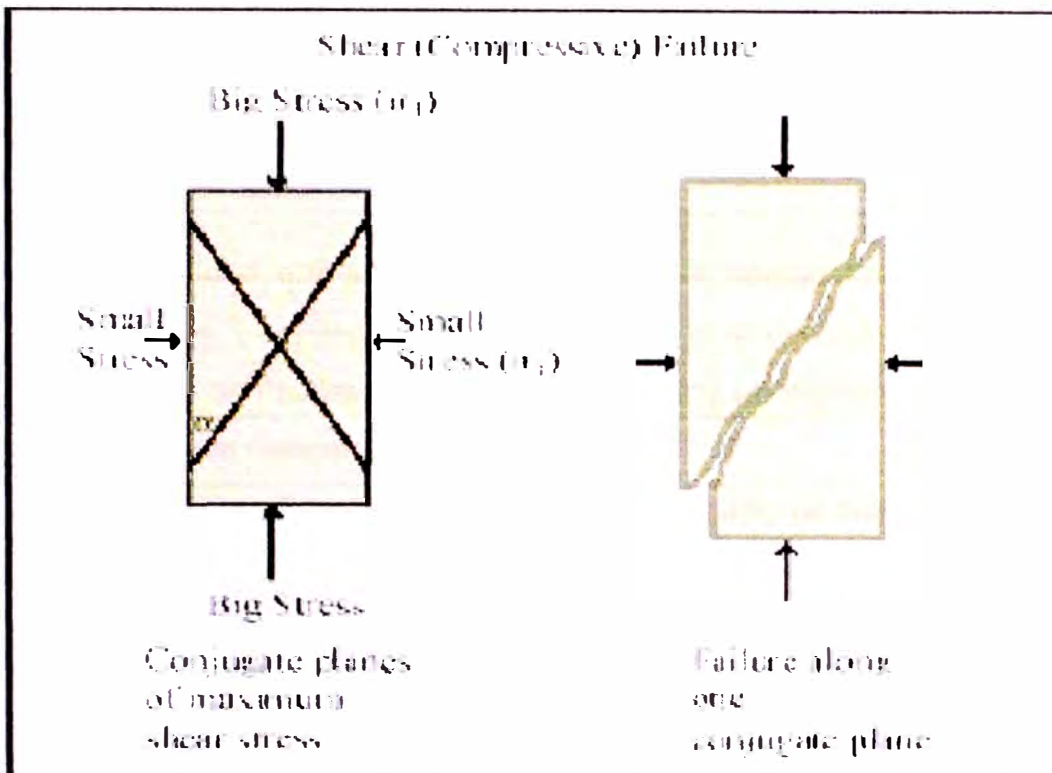
5.1.3. Fallamiento de rocas.

Generalmente una roca puede fallar de dos formas:

Falla de corte. Esta es causada por dos fuerzas perpendiculares que son diferentes en magnitud.

Falla por tensión. Esto sucede cuando una tensión excede al esfuerzo de tensión de la roca.

La siguiente figura muestra ambos tipos de falla.



Cualquiera de estas fallas puede causar inestabilidad de pozo.

Cuando una roca falla ya sea por “corte” o por “tensión” puede suceder dos fenómenos dependiendo del tipo de falla.

1. Pérdida de circulación (debido a la pérdida de lodo dentro de la fractura de la roca)
2. Pegada de columna (empaquetamiento debido al colapso del hueco)

Por lo tanto la falla de roca debe de prevenirse para minimizar el tiempo muerto de la operación o tiempo no productivo de la operación.

5.2. Estabilidad química

La estabilidad química es el control de la interacción entre roca y fluido de perforación. Usualmente esto ocurre cuando se perforan lutitas.

Las lutitas son rocas sedimentarias que tiene un periodo de compactación largo (hablando en tiempo geológico).

Un factor que distingue a las lutitas de otro tipo de roca es que son sensibles al agua. Con el tiempo la interacción disminuirá los esfuerzos de la lutita haciéndolo propenso a una falla por estabilidad mecánica.

Los parámetros que contribuyen a la estabilidad química de la lutita (advección, efecto capilar, osmosis, difusión de la presión, hidratación e hinchamiento) toman lugar en el momento que se perfora dicha roca produciendo la tensión, debilitamiento y una eventual falla en el pozo.

La advección.

Es el transporte del fluido a través de la lutita debido a la diferencia de presión. Normalmente la presión hidrostática es mayor a la presión de formación. En las lutitas la fase líquida (agua) pasa en forma muy lenta (debido a la bajísima permeabilidad de la lutita) a través de la garganta poral.

Efectos de presión capilar

El efecto de presión capilar de las lutitas dependerán mayormente de si las lutitas son mojables al agua. Por ejemplo en lutitas mojables al agua la tensión superficial entre el agua del lodo y el agua de los poros de la lutita es muy baja por lo que el agua del lodo puede entrar hacia la garganta poral de la lutita. Pero si se perfora con lodo base aceite la tensión interfacial entre agua y aceite es alta por lo que la presión capilar en la lutita es alta también impidiendo de esta manera la entrada de aceite a la garganta poral de la lutita.

El efecto de la ósmosis

Es debido la diferencia de salinidad entre el agua del lodo de perforación y el agua de la garganta poral de la lutita. El agua se mueve desde una baja salinidad a una alta salinidad hasta que se logre el equilibrio.

Si el lodo tiene una muy baja salinidad entonces dicha agua se moverá hacia la garganta poral de la lutita incrementando la presión poral. Cuando esto ocurre el efecto es adverso a la estabilidad de roca. Por el contrario si la salinidad del lodo es alta el agua fluye de la lutita hacia el lodo deshidratando la lutita. Si esto ocurre, la presión poral disminuye y la tensión tangencial se incrementa promoviendo una falla de la roca.

La difusión

La difusión de la presión ocurre cuando por efecto de la advección y la osmosis la presión se transmite más allá de la pared del pozo originando un debilitamiento en las cercanías del pozo. Conforme pasan los días la presión se difunde más allá de las paredes del pozo. Cuando esto ocurre la presión de la lutita se incrementa produciéndose falla por corte de la roca.

Hidratación e Hinchamiento.

El fenómeno de la hidratación e hinchamiento ocurre cuando por efecto de la advección y de la osmosis el agua entra a la lutita. Puesto que las lutitas están cargadas negativamente y las moléculas de agua son polares las moléculas de agua se adhieren a las plaquetas de la arcilla aumentando su volumen. Este hinchamiento produce tensiones que parten las plaquetas de arcilla.

A mayor electronegatividad de las arcillas mayor será el hinchamiento, por lo que dependerá del tipo de arcilla de la lutita. El hinchamiento disminuye el esfuerzo de la lutita (pues destruye la adherencia de las plaquetas de arcilla) haciéndolas débiles y quebradizas y finalmente es empujada por la tensión tangencial hacia el pozo y la presión de hinchamiento.

5.3. Prevenciones para evitar la inestabilidad

PREVENCIONES PARA EVITAR LA INESTABILIDAD QUIMICA

Los problemas con la estabilidad química se producen cuando las lutitas reactivas son perforados con un lodo no inhibido. La estabilidad química es dependiente del tiempo y difícil de cuantificar. La interacción del fluido de

perforar produce la hidratación de la lutita y el hinchamiento de la misma lo que conduce a la falla de la lutita y por lo tanto la caída de la roca hacia el pozo. El efecto final es el ensanchamiento de hueco y/o huecos estrechos.

Las señales de inestabilidad por problema químico son:

- Embolamiento del conjunto de fondo, taponamiento del tubo de salida en la boca de pozo, cortes suaves en la zaranda.
- Suave incremento del torque y arrastre
- Aumento de la presión y sobretensiones
- Incrementos de los parámetros de lodo (densidad, viscosidad, MBT, etc).

La acción correctiva para prevenir problemas de estabilidad química es elegir el correcto lodo para dicha formación (adecuada composición).

- Adicionar sales (K, Na, Ca) para balancear la actividad del agua.
- Adición de glicoles para reducir la atracción química del agua a la lutita.
- Adición de polímeros encapsuladores (PHPA, etc) para reducir el contacto lutita-agua.
- Uso de lodos base aceite o base aceite sintético para excluir la entrada del agua en la lutita.
- Minimizar el tiempo de exposición.
- Minimizar las presiones de pistoneo y surgencia.
- Planear frecuentes viajes de limpieza.
- Adecuada hidráulica para limpieza de broca y hueco.
- Mantenimiento de las propiedades de lodo.
- Usar mínimo peso de lodo si fuera posible.

PREVENCIONES PARA EVITAR LA INESTABILIDAD MECANICA

La falla de la roca origina muchos problemas tales como:

- Empaquetamientos
- Excesivo tiempo de rimado y viajes
- Pérdidas de lodo
- Pegamiento de la columna de perforar (pérdidas de herramientas, pescas, desviación de pozos)
- Impedimento para forrar el hueco, colapso.

- Malas condiciones para perfilar y cementar

Estos pueden ser causados por:

- Desmoronamiento parcial de pozo.
- derrumbes
- fracturas naturales, planos de debilidad
- fracturas inducidas durante la perforación
- huecos de bajo calibre
- intercalaciones de formaciones
- formaciones presurizadas
- formaciones no consolidadas
- formaciones permeables
- formaciones movibles (o deslizantes o plásticas)

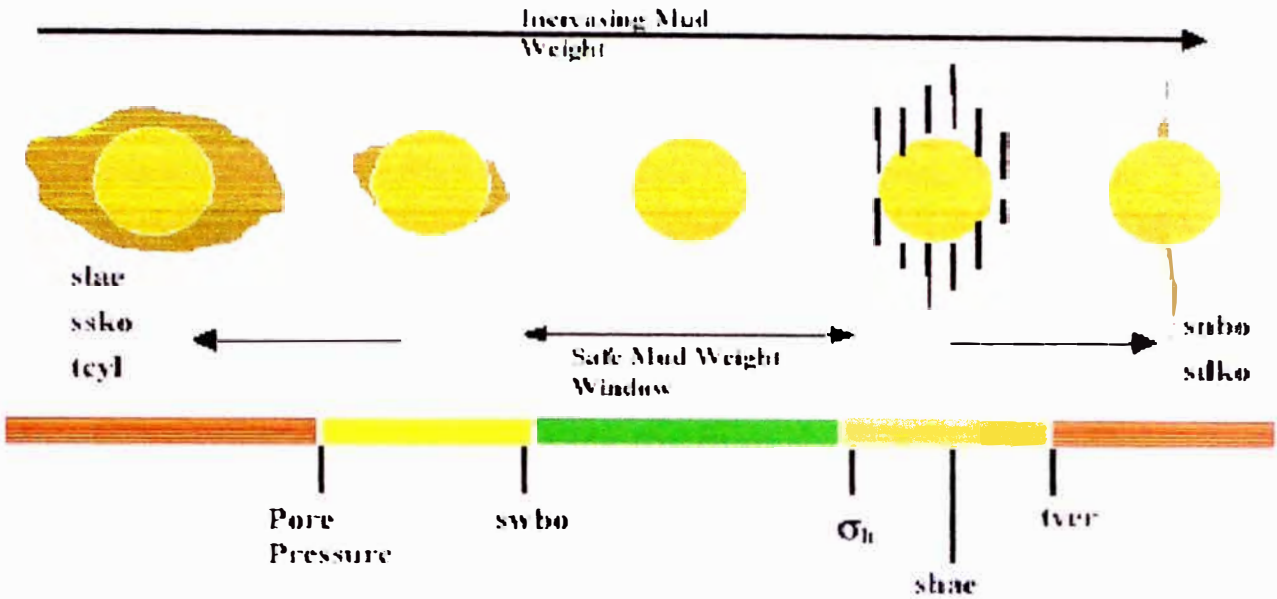
Los problemas de inestabilidad originan desde el punto de vista económico pérdidas de tiempo. La clave para reducir este tiempo no productivo es planear la estabilidad de pozo.

Un proceso usado para el planeamiento es el **MODELO MECANICO DE LA TIERRA**.

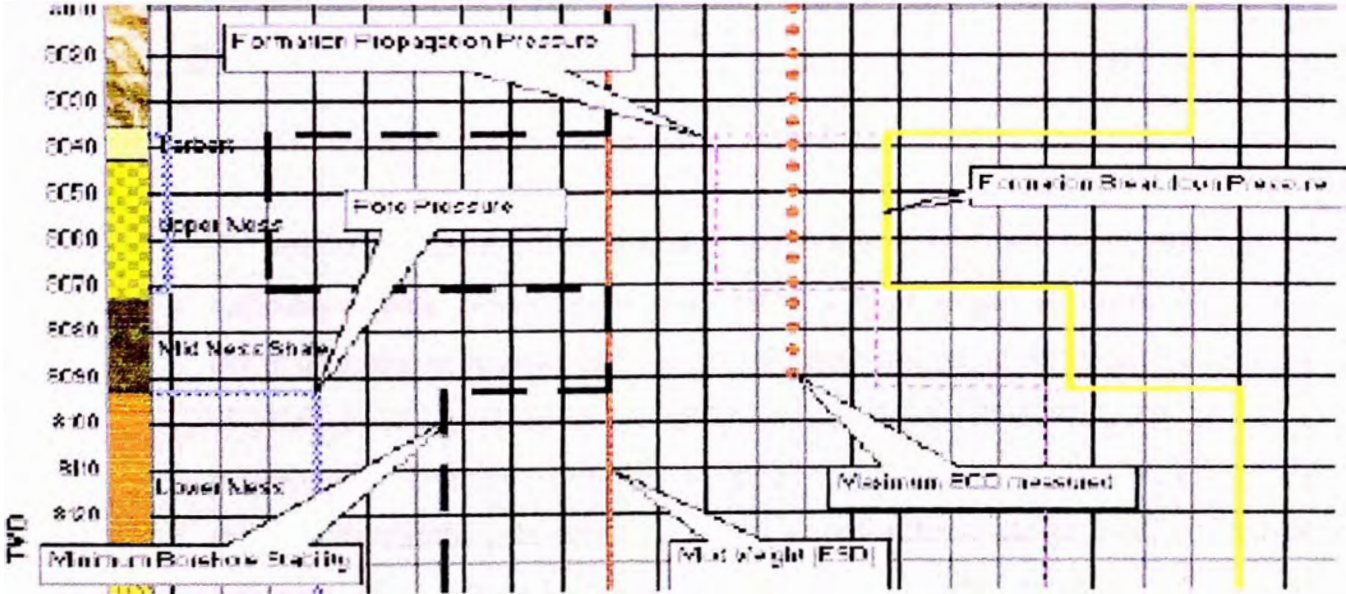
Este modelo integra todos los datos de geomecánica disponible de una cuenca o campo dentro de una base de datos el cual es usado para predecir los problemas de estabilidad más probables a ocurrir.

Dos de los más importantes resultados de un planeamiento de estabilidad de pozo son la determinación del rango de densidad de lodo para perforar en forma segura (ventana de densidad de lodo segura) y la mejor dirección para perforar los pozos altamente desviados.

La siguiente figura muestra que es deseable perforar con una densidad de lodo entre la falla de corte de la roca y el mínimo esfuerzo horizontal σ_h .

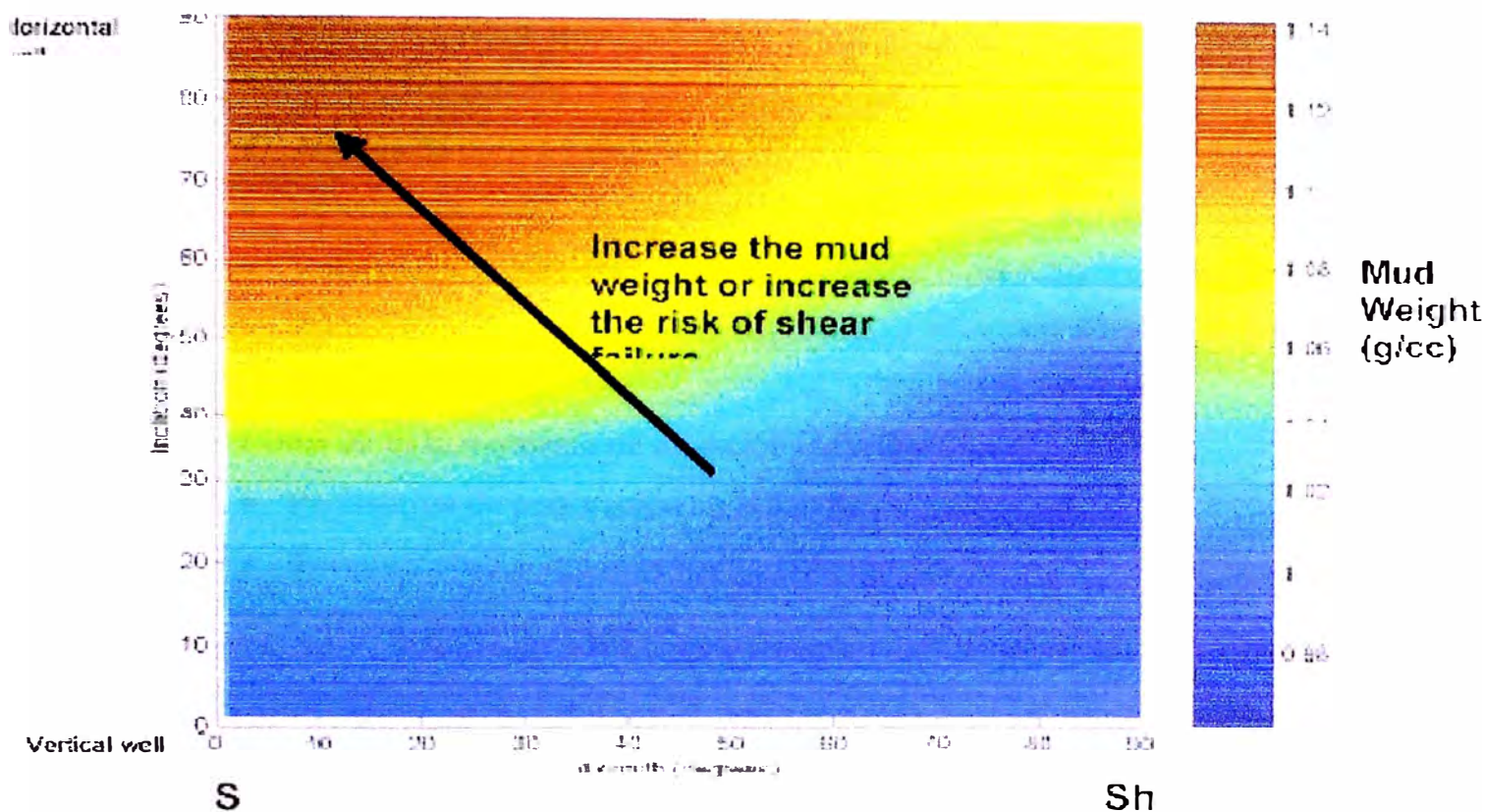


La siguiente figura es un ejemplo donde la ventana de densidad de lodo segura se encuentra entre la falla de corte (línea negra punteada) y la mínima tensión horizontal (línea punteada violeta)



En la siguiente figura se muestra que siempre es preferible perforar en la dirección de la mínima tensión horizontal σ_h . Se observa así mismo que conforme aumenta la desviación del hueco la ventana segura de densidad de

lodo se va reduciendo puesto que se debe perforar con mayor densidad para evitar la falla por “corte” pero nos vamos acercando a la falla por “tensión.”



El hueco en construcción debe mantenerse en una condición tal que sea suficientemente bueno para perforarlo y para luego forrarlo. Esto no quiere decir que sea necesario eliminar totalmente las fallas de roca. Es un hecho que el pozo puede permanecer estable incluso haya fallado la roca por un tiempo prolongado. Existen ejemplos de pozos que han permanecido estables puesto que los derrumbes de pozo han sido sacados fuera de él mediante circulación. En estos casos no se ha prevenido la inestabilidad si no que se le ha manejado (o contenido).

Para estos casos el prevenir la inestabilidad es muy difícil por lo que se opta por “manejarla”.

El MANEJO de la estabilidad de pozo (control) es un proceso que implica dos cosas:

1. Continuo seguimiento. Esto quiere decir un diagnóstico in-situ de las señales de superficie a fin de identificar el inicio de un problema.
2. Acciones correctivas. Esto es, manejar los parámetros de perforación para corregir una falla de pozo.

Continuo seguimiento.

Señales en superficie:

- Análisis de cortes y derrumbes (falla del pozo)
- Volumen de cortes (limpieza del hueco)
- Volúmenes de las piletas de lodo (ganancia o pérdida)
- Parámetros de perforación en superficie

Datos de la herramienta de medición (MWD):

- Parámetros de perforación en el fondo
- Torque y peso sobre la broca en el fondo
- Comportamiento del ECD

Datos del LWD:

- Gamma Ray, resistividad (identifica las zonas con potencial de inestabilidad)
- Sónico (predicción de presión poral mientras se perfora)
- Mediciones de caliper

Para tener un diagnóstico confiable del mecanismo de inestabilidad se requiere de todos los datos disponibles.

Si se observa derrumbes tipo tabulares entonces se deduce la existencia de fracturas. Esto debe de ser confirmado con el registro de resistividad a fin de ver invasiones de lodo a través de dichas fracturas. Del mismo modo el control geológico debería verificar alguna pérdida de lodo.

Si se observa derrumbes en forma de astillas, entonces se deduce que existen formaciones presurizadas. Esto quiere decir que los niveles de gas deberían ser altos y deberían observarse arremetidas o ganancia de lodos.

Análisis de derrumbes.

El análisis de derrumbe provee información acerca de si la roca está fallando y así mismo indica la naturaleza de la inestabilidad y las formaciones problemáticas.

Las dimensiones de los derrumbes varían desde unos pocos milímetros hasta 10 cm o más.

Existen cuatro principales tipos de derrumbes:

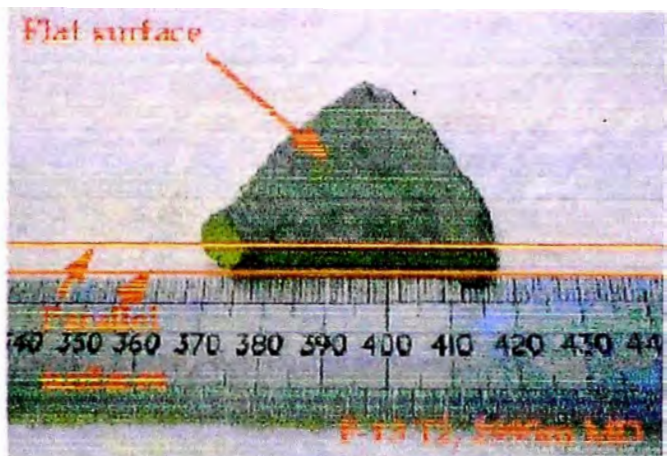
- TABULAR
- ANGULOSO
- ASTILLOSO
- OTROS QUE NO CAEN DENTRO DE LA CLASIFICACIÓN ANTERIOR.

Los derrumbes tipo tabular provienen de las fracturas naturales o de planos de debilidad. En el caso de las fracturas naturales la presión del lodo es mayor a la tensión mínima horizontal lo que produce una invasión de lodo a través de dicha fractura.

Esto da como resultado una grave inestabilidad en las regiones cercanas al pozo debido al movimiento de bloques de roca hacia el pozo produciendo altas tasas de derrumbes, pérdidas de lodo y por último pegamiento de columna.

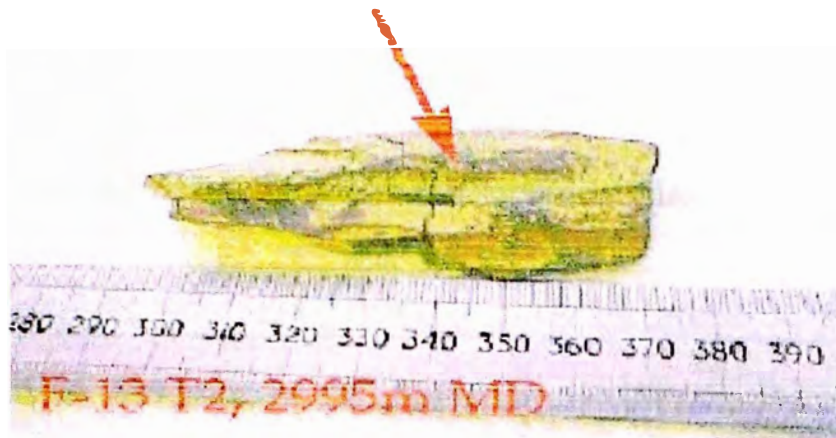
Los bloques de roca están adheridos a los planos de la fractura natural y por lo tanto tienen las superficies achatadas y paralelas. La siguiente figura muestra este tipo de derrumbes.

En el caso de los planos de debilidad la combinación de bajo peso de lodo y un ángulo de 15° aproximadamente entre el eje del pozo y el buzamiento de las capas de roca pueden inducir a una falla a lo largo de los planos de debilidad.

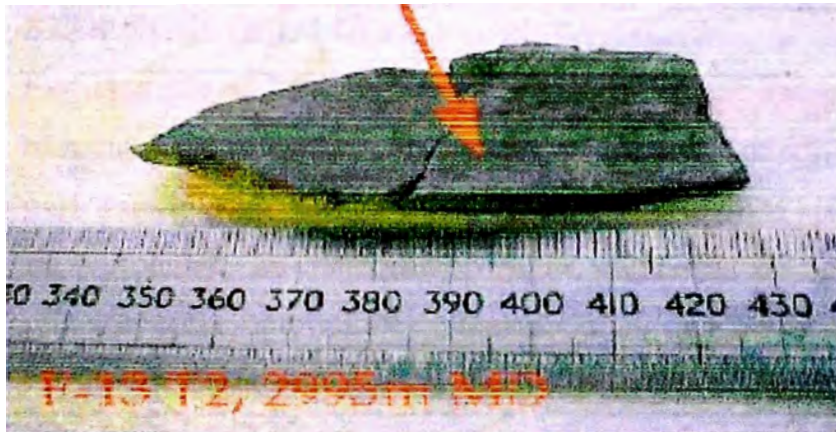


Los derrumbes tipo angulares son a consecuencia de derrumbes parciales debido a succión producida cuando se saca la columna de perforación. Estos derrumbes se caracterizan por tener superficies curvadas con una estructura superficial rugosa. Las superficies se intersectan en ángulos agudos (menores a 90 grados). La siguiente figura muestra este tipo de derrumbes.

Sheared face



Borehole wall



Los derrumbes astillosos tienen dos superficies paralelas con estructuras en forma de pluma. Este tipo de derrumbe ocurre siempre en zonas sobrepresurizadas y con pequeños desbalances entre la densidad de lodo y la presión de la formación. La siguiente figura muestra este tipo de derrumbe.



Cuanto mas alta sea la tasa de derrumbe mas grave será la falla de roca para una determinada eficiencia de limpieza.

La medición de la tasa de derrumbe se hace midiendo el tiempo requerido para llenar un cubo colocado debajo de la zaranda. Allí también se notará cual es el tipo de derrumbe dominante. Obviamente si la limpieza del hueco es pobre no saldrán los pedazos de roca a superficie y la medición no será la correcta.

Acciones correctivas

Una vez que se ha alcanzado la inestabilidad, las acciones correctivas generalmente son los parámetros de perforación en superficie como velocidad de perforación, revoluciones por minuto, CAUDAL, DENSIDAD DE LODO, REOLOGÍA DEL LODO.

Por ejemplo si hay pérdidas de lodo pero por razones particulares no pueda reducirse la densidad de lodo entonces se puede reducir el velocidad de perforación para reducir así la carga de cortes en el anular.

La velocidad de perforación y la eficiencia de limpieza son claves en la relación entre operaciones e inestabilidad. Los pedazos de roca en el anular son resultados de la perforación y de la falla de roca y estos se incrementarán si no existe una adecuada limpieza, elevando de esta manera el riesgo de empaquetamientos y pegadas de tubería.

En la tabla siguiente se bosquejan varias acciones que son recomendadas para varios mecanismos de inestabilidad de pozo. Se nota que minimizando las presiones de pistoneo y de surgencia anula casi la mayor cantidad de mecanismos de inestabilidad que cualquier otro práctica de perforación.

También se observa que prácticas de perforación tales como los viajes de limpieza que frecuentemente son considerados como una rutina es muchas veces perjudicial para la estabilidad de pozo. El minimizar los viajes de limpieza ayudan a evitar las acciones que son sensibles a la agitación mecánica tales como las formaciones movibles, lutitas sueltas y planos de debilidad.

El incrementar el peso de lodo no necesariamente es la respuesta a los problemas de inestabilidad. Al aumentar el peso o densidad de lodo puede causar fracturas inducidas o abrir las fracturas naturales. La práctica de

16. PERFORACION HORIZONTAL EN SELVA LOTE 8

6.1. Objetivos

Producir petróleo del reservorio Vívian y mejorar la recuperación final.

Evaluar y comparar el comportamiento productivo del pozo horizontal respecto a uno vertical.

TOPES DE FORMACIONES ESPERADOS

HUECO PRINCIPAL

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERTICAL	
	mbmr.	mbmr.	Msnm.
CORRIENTES	6	6	133.3
MARAÑÓN	521.2	521.2	-381.9
PEBAS	914.4	914.4	-775.1
CHAMBIRA	1185.7	1185.7	-1046.4
POZO	2331.7	2331.7	-2192.4
Mbro. Pozo Basal	<u>2408.3</u>	2408.2	-2268.9
YAHUARANGO	2444.9	2444.5	-2305.2
VÍVIAN	2803.8	2673.1	-2533.8
Prof. Final	3288.8	2675.5	-2536.2

mbmr : metros bajo la mesa rotaria.

msnm : metros sobre nivel del mar.

HUECO PILOTO

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD MEDIDA	PROFUNDIDAD VERTICAL	
	mbmr.	mbmr.	Msnm.
CORRIENTES	6	6	133.3
MARAÑON	521.2	521.2	-381.9
PEBAS	914.4	914.4	-775.1
CHAMBIRA	1185.7	1185.7	-1046.4
POZO	2331.7	2331.7	-2192.4
Mbro. Pozo Basal	2408.3	2408.2	-2268.9
YAHUARANGO	2444.9	2444.5	-2305.2
VÍVIAN	2719.6	2673.1	-2533.8
Prof. Final	2754.7	2700.0	-2560.7

6.2. Programa de lodo*INTERVALO DEL LODO BASE ACLITE**DISCUSIONES Y RECOMENDACIONES*

El programa de fluido de perforación es una guía para las operaciones y será válida en tanto las condiciones de perforación en tiempo real estén de acuerdo con las predicciones de ingeniería. Si las condiciones de perforación reales se desvían del plan se debe tomar acciones apropiadas para acomodarse a los cambios.

HUECO PILOTO							
PROFUNDIDAD	PESO LODO	PV	YP	RPM A 6 & 3	OIL/AGUA	HTHP	E.S.
(2,493 - 2,754 m. MD)	10.7	24 - 28	25 - 26	11 - 12 10 - 11	80/20	6 - 5	700-1000 mV
HUECO PRINCIPAL							
PROFUNDIDAD	PESO LODO	PV	YP	RPM A 6 & 3	OIL/AGUA	HTHP	E.S.
(2,493 - 2,847 m. MD)	11.5	24 - 28	25 - 27	11 - 12 10 - 11	80/20	5	900 -1000 mV
SECCIÓN HORIZONTAL							
PROFUNDIDAD	PESO LODO	PV	YP	RPM A 6 & 3	OIL/AGUA	HTHP	E.S.
(2,847 - 3,289 m. MD)	9.5 ó <	26- 28	22 - 24	11 - 12 9 - 10	80/20	5 ó <	600 -800 mV
PROFUNDIDAD FINAL							

TIPO DE FLUIDO: LODO BASE ACEITE (OBM).

Para la perforación de los intervalos de levantamiento angular y horizontal se empleará un sistema de emulsión inversa base aceite para reducir problemas de inestabilidad de las paredes del hueco.

Una emulsión inversa es una emulsión de agua en aceite en la cual la fase dispersa es el agua salada y la fase continua es aceite.

Una emulsión de agua en aceite se estabiliza por medio de emulsificantes. En una buena emulsión no debe haber tendencia de separación de las fases. El aceite continuará siendo la fase continua y las gotas de agua no serán capaces de abrirse paso en medio de esta fase continua o de entrar en contacto con las paredes del hueco o con la columna de perforación.

Las gotas pequeñas de agua actúan como viscosificantes y contribuyen substancialmente a la resistencia de gel, al control de filtrado y a la suspensión de la barita. Gotas emulsionadas más pequeñas dan como resultado una mayor viscosidad, mejor suspensión del densificante y menor pérdida de filtrado (Características de este sistema de emulsión).

La fase acuosa interna no entra nunca en contacto con las paredes del pozo o con la columna de perforación. El agua está efectivamente aislada al estar obligada a continuar en la fase interna. En consecuencia, el filtrado proviene usualmente de la fase continua, es decir del aceite.

Las tres principales razones de alcanzar un mayor valor de la relación aceite / agua son : Mejoramiento en la perforación, mejor estabilidad térmica y mejor resistencia a la contaminación.

Con el menor contenido en agua de estos sistemas de elevada relación aceite / agua, las funciones normalmente cumplidas por el agua deben ser reemplazadas por los aditivos suplementarios que son de aplicación para estos propósitos : entre ellos se incluye viscosificante, suspensores del densificante (arcillas organofilicas) y aditivos para control de filtrado tales como algunas resinas asfálticas.

6.3. Equipamiento especial del equipo y consideraciones ambientales.

No lavar con agua en áreas donde el agua pueda escurrirse hacia el sistema de lodo base aceite.

En caso se use el vástago de perforación, el uso de una válvula de vástago ayudará a reducir las pérdidas de aceite cuando el vástago se desenrosque al momento de realizar una conexión.

Se debería instalar un medidor de flujo para registrar las adiciones de diesel al sistema de lodos.

Instalar una caja salvadora de lodo con una manguera conectada a la línea de flujo para salvar el lodo perdido de las conexiones y viajes. Instalar bajo la mesa rotaria una campana sobre el tope de la línea de salida para recoger el fluido derramado mientras se hacen las conexiones.

Durante los viajes, los limpiadores de tubería ayudarán a limpiar la superficie exterior de la tubería de perforación.

Se debería usar un sistema de drenaje conectado a la campana para recoger el aceite cuando la tubería de perforación es colocado en la mesa rotaria.

Se recomiendan zarandas de altas velocidades de vibración y con las mallas más pequeñas posibles

Se recomienda tener en locación un tanque para almacenar lodo base aceite si hay posible pérdida de circulación.

Las pozas deberían ser cubiertas en áreas de lluvia para prevenir la contaminación.

Las mallas de las zarandas deberían limpiarse usando rociadores conectadas a una fuente de diesel usadas sobre bases limites cuando sea necesario. Se debería de disponer de un balde de diesel cerca a las zarandas para el fregado de las mallas usando brochas que no dañen las mallas. También es recomendado una pistola de aire.

Pueden ser necesarios para un limpiado general del equipo rociadores de vapor.

El aceite es el principal acondicionador de lodo de emulsión inversa, así como el agua lo es en los lodos base agua. Conserve una pequeña corriente de aceite mientras se circula.

Se debería construir una poza extra en locación para recolectar el aceite de los recortes. Esta poza tendrá un sifón para drenar la lluvia.

Se recolectarán los cortes de perforación obtenidos de la zaranda del lodo base aceite y bombearlos dentro de la poza de barro abierta donde puedan ser cubiertas con cemento y arcilla.

Después de cementar el liner de 7" la fase líquida del lodo base aceite será transportado para ser inyectado en algún pozo abandonado por alto corte de agua. El pozo de inyección debe permitir la admisión de fluidos sin limitaciones y debe estar mecánicamente aceptable.

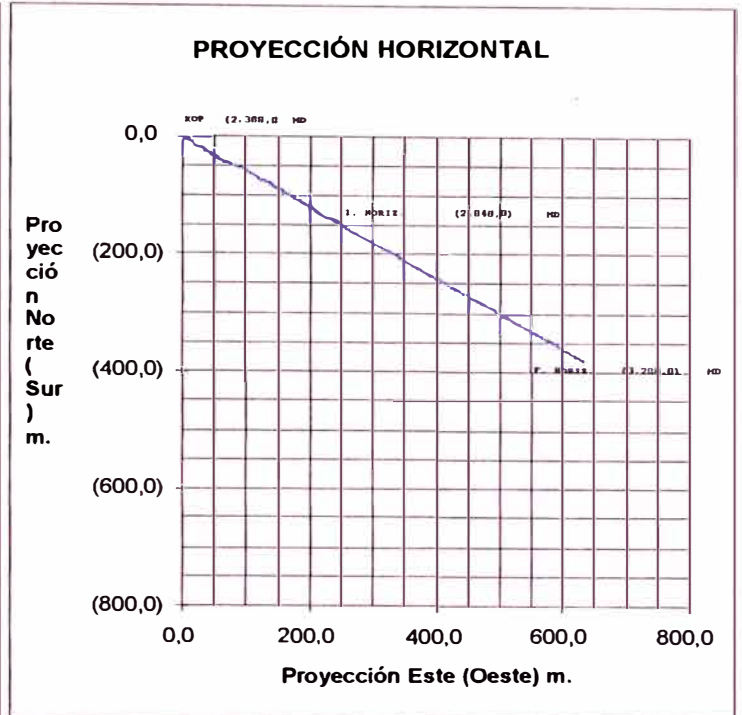
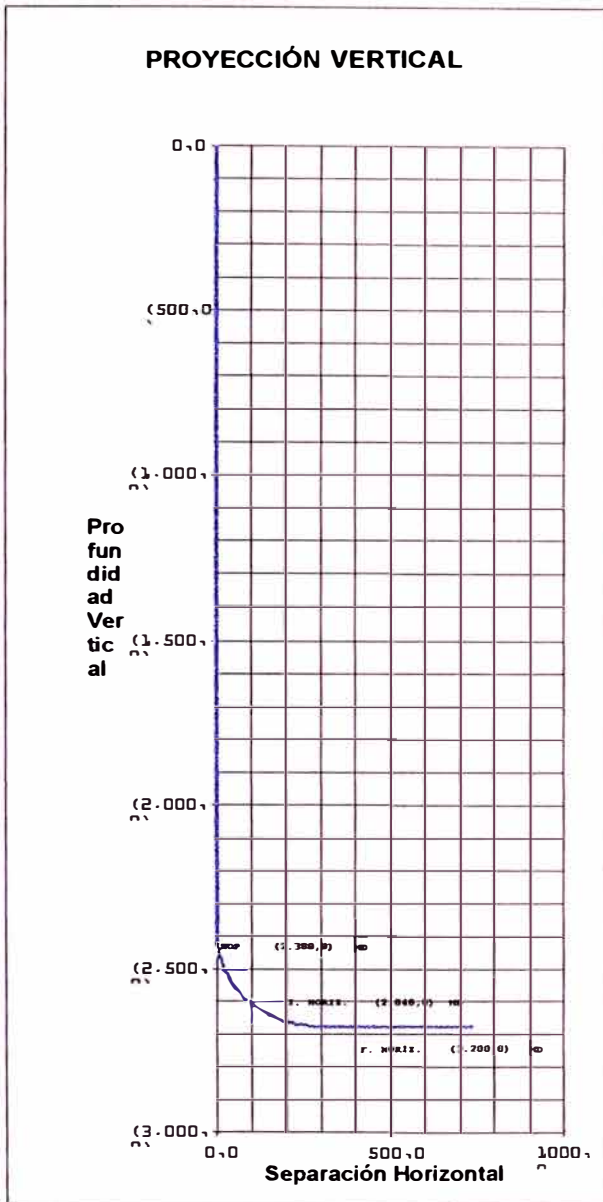
6.4. Programa direccional

Nivel Horizontal	2675.6 m.			
Azimut	121 ° (S 31° E)			
Separación Inicio Horizontal	296.6 m.			
Radio	24.7 m.			
KOP	2388.8 m.			
Sección Horizontal	440 m.			
Razon de cambio	30 m.	Radio Curvatura		
Build Up 1	6 °	286.6 m.		
Buld Up 2	3 °	673.0 m.		
Inclinación	88 °			
RESULTADOS				
	MEDIDA	INCLINACIÓN	VERTICAL	HORIZONTAL
Inicio levantamiento	2388.8	0.0	2388.8	0.0 m.
Inicio tangente	2828.8	88.0	2675.1	276.6 m.
Final tangente	2828.8	88.0	2675.1	276.6 m.
Inicio horizontal	2848.8	90.0	2675.6	296.6 m.
Final horizontal	3288.8	90.0	2675.6	736.6 m.
Csg. 13 3/8"	210.0	0.0	210.0	0.0 m.
Csg. 9 5/8"	2488.8	20.0	2486.8	17.3 m.
Csg. 7"	2846.8	89.8	2675.4	294.6 m.
Final	3288.8	90.0	2675.6	736.6 m.
HUECO PRINCIPAL				
FORMACIÓN	MEDIDA	INCLINACIÓN	VERTICAL	HORIZONTAL
Marañón	521.2	0.0	521.2	0.0 m.
Pebas	914.4	0.0	914.4	0.0 m.
Chambira	1185.7	0.0	1185.7	0.0 m.
Pozo	2331.7	0.0	2331.7	0.0 m.
Mb. Pozo Basal	2408.3	3.9	2408.2	0.7 m.
Yahuarango	2444.9	11.2	2444.5	5.6 m.
Vivian	2803.8	83.0	2673.1	251.6 m.
Inicio Horizontal	2848.8	90.0	2675.6	296.6 m.
Profundidad Final	3288.8	90.0	2675.6	736.6 m.
HUECO PILOTO				
FORMACIÓN	MEDIDA	INCLINACIÓN	VERTICAL	HORIZONTAL
Marañón	521.2	0.0	521.2	0.0 m.
Pebas	914.4	0.0	914.4	0.0 m.
Chambira	1185.7	0.0	1185.7	0.0 m.
Pozo	2331.7	0.0	2331.7	0.0 m.
Mb. Pozo Basal	2408.3	3.9	2408.2	0.7 m.
Yahuarango	2444.9	11.2	2444.5	5.6 m.
Vivian	2719.6	40.0	2673.1	151.1 m.
Inicio Tangente	2588.8	40.0	2672.9	67.0 m.
Nivel Horizontal	2722.7	40.0	2675.6	163.1 m.
Final piloto	2764.7	40.0	2700.0	173.7 m.

PROGRAMA DIRECCIONAL - HUECO PRINCIPAL

Profundidad Medida	Azimut	Inclinación	Profundidad Vertical	Separación Horizontal	Coordenadas			Trayectoria Horizontal
					Norte (+)	Sur (-)	Este (+) Oeste (-)	
0,0	121	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
(2.388,8)	121	0	(2.388,8)	0,0	0,0	0,0	0,0	
(2.398,8)	121	2	(2.398,8)	0,2	(0,1)	0,1	0,2	
(2.408,8)	121	4	(2.408,8)	0,7	(0,4)	0,6	0,7	
(2.418,8)	121	6	(2.418,7)	1,6	(0,8)	1,3	1,6	
(2.428,8)	121	8	(2.428,7)	2,8	(1,4)	2,4	2,8	
(2.438,8)	121	10	(2.438,5)	4,4	(2,2)	3,7	4,4	
(2.448,8)	121	12	(2.448,4)	6,3	(3,2)	5,4	6,3	
(2.458,8)	121	14	(2.458,1)	8,5	(4,4)	7,3	8,5	
(2.468,8)	121	16	(2.467,8)	11,1	(5,7)	9,5	11,1	
(2.478,8)	121	18	(2.477,3)	14,0	(7,2)	12,0	14,0	
(2.488,8)	121	20	(2.486,8)	17,3	(8,9)	14,8	17,3	
(2.498,8)	121	22	(2.496,1)	20,9	(10,7)	17,9	20,9	
(2.508,8)	121	24	(2.505,3)	24,8	(12,8)	21,2	24,8	
(2.518,8)	121	26	(2.514,4)	29,0	(14,9)	24,9	29,0	
(2.528,8)	121	28	(2.523,3)	33,5	(17,3)	28,7	33,5	
(2.538,8)	121	30	(2.532,0)	38,4	(19,8)	32,9	38,4	
(2.548,8)	121	32	(2.540,6)	43,5	(22,4)	37,3	43,5	
(2.558,8)	121	34	(2.549,0)	49,0	(25,2)	42,0	49,0	
(2.568,8)	121	36	(2.557,2)	54,7	(28,2)	46,9	54,7	
(2.578,8)	121	38	(2.565,2)	60,7	(31,3)	52,1	60,7	
(2.588,8)	121	40	(2.572,9)	67,0	(34,5)	57,5	67,0	
(2.598,8)	121	42	(2.580,5)	73,6	(37,9)	63,1	73,6	
(2.608,8)	121	44	(2.587,8)	80,4	(41,4)	68,9	80,4	
(2.618,8)	121	46	(2.594,9)	87,5	(45,1)	75,0	87,5	
(2.628,8)	121	48	(2.601,7)	94,8	(48,8)	81,2	94,8	
(2.638,8)	121	50	(2.608,3)	102,3	(52,7)	87,7	102,3	
(2.648,8)	121	52	(2.614,5)	110,1	(56,7)	94,4	110,1	
(2.658,8)	121	54	(2.620,6)	118,1	(60,8)	101,2	118,1	
(2.668,8)	121	56	(2.626,3)	126,3	(65,0)	108,2	126,3	
(2.678,8)	121	58	(2.631,7)	134,7	(69,4)	115,4	134,7	
(2.688,8)	121	60	(2.636,9)	143,2	(73,8)	122,8	143,2	
(2.698,8)	121	62	(2.641,7)	152,0	(78,3)	130,3	152,0	
(2.708,8)	121	64	(2.646,3)	160,9	(82,9)	137,9	160,9	
(2.718,8)	121	66	(2.650,5)	170,0	(87,5)	145,7	170,0	
(2.728,8)	121	68	(2.654,4)	179,2	(92,3)	153,6	179,2	
(2.738,8)	121	70	(2.658,0)	188,5	(97,1)	161,6	188,5	
(2.748,8)	121	72	(2.661,3)	198,0	(102,0)	169,7	198,0	
(2.758,8)	121	74	(2.664,2)	207,5	(106,9)	177,9	207,5	
(2.768,8)	121	76	(2.666,8)	217,2	(111,9)	186,2	217,2	
(2.778,8)	121	78	(2.669,0)	226,9	(116,9)	194,5	226,9	
(2.788,8)	121	80	(2.670,9)	236,7	(121,9)	202,9	236,7	
(2.798,8)	121	82	(2.672,5)	246,6	(127,0)	211,4	246,6	
(2.803,8)	121	83	(2.673,1)	251,6	(129,6)	215,6	251,6	
(2.818,8)	121	86	(2.674,6)	266,5	(137,3)	228,4	266,5	
(2.828,8)	121	88	(2.675,1)	276,5	(142,4)	237,0	276,5	
(2.830,8)	121	88,2	(2.675,2)	278,5	(143,4)	238,7	278,5	
(2.832,8)	121	88,4	(2.675,2)	280,5	(144,5)	240,4	280,5	
(2.834,8)	121	88,6	(2.675,3)	282,5	(145,5)	242,1	282,5	
(2.836,8)	121	88,8	(2.675,3)	284,5	(146,5)	243,8	284,5	
(2.838,8)	121	89	(2.675,4)	286,5	(147,5)	245,6	286,5	
(2.840,8)	121	89,2	(2.675,4)	288,5	(148,6)	247,3	288,5	
(2.842,8)	121	89,4	(2.675,4)	290,5	(149,6)	249,0	290,5	
(2.844,8)	121	89,6	(2.675,4)	292,5	(150,6)	250,7	292,5	
(2.846,8)	121	89,8	(2.675,4)	294,5	(151,7)	252,4	294,5	
(2.848,8)	121	90	(2.675,5)	296,5	(152,7)	254,1	296,5	
(3.288,8)	121	90	(2.675,5)	736,5	(379,3)	631,3	736,5	

POZO HORIZONTAL PROGRAMA DIRECCIONAL - HUECO PRINCIPAL



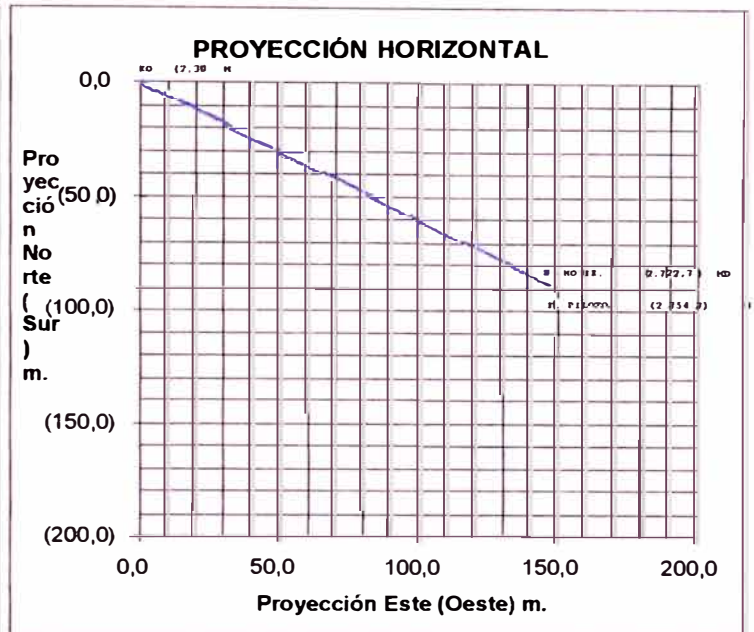
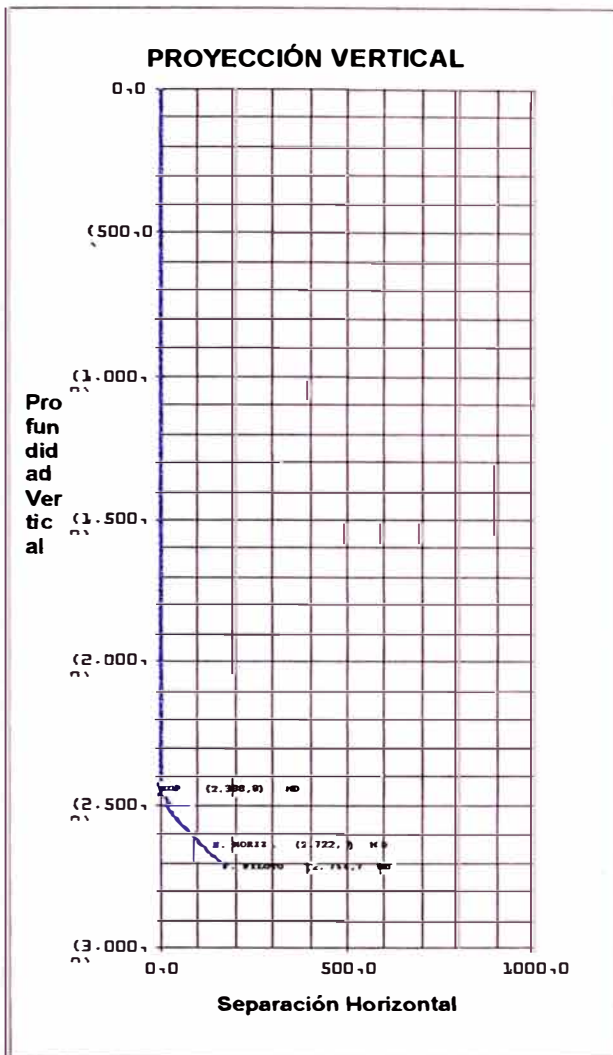
HUECO PRINCIPAL

PROGRAMA DIRECCIONAL - HUECO PILOTO

Profundidad Medida	Azimut	Inclinación	Profundidad Vertical	Separación Horizontal	Coordenadas		Trayectoria Horizontal
					Norte (+) Sur (-)	Este (+) Oeste (-)	
0,0	121	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
(2.388,8)	121	0	(2.388,8)	0,0	0,0	0,0	0,0
(2.398,8)	121	2	(2.398,8)	0,2	(0,1)	0,1	0,2
(2.408,8)	121	4	(2.408,8)	0,7	(0,4)	0,6	0,7
(2.418,8)	121	6	(2.418,7)	1,6	(0,8)	1,3	1,6
(2.428,8)	121	8	(2.428,7)	2,8	(1,4)	2,4	2,8
(2.438,8)	121	10	(2.438,5)	4,4	(2,2)	3,7	4,4
(2.448,8)	121	12	(2.448,4)	6,3	(3,2)	5,4	6,3
(2.458,8)	121	14	(2.458,1)	8,5	(4,4)	7,3	8,5
(2.468,8)	121	16	(2.467,8)	11,1	(5,7)	9,5	11,1
(2.478,8)	121	18	(2.477,3)	14,0	(7,2)	12,0	14,0
(2.488,8)	121	20	(2.486,8)	17,3	(8,9)	14,8	17,3
(2.498,8)	121	22	(2.496,1)	20,9	(10,7)	17,9	20,9
(2.508,8)	121	24	(2.505,3)	24,8	(12,8)	21,2	24,8
(2.518,8)	121	26	(2.514,4)	29,0	(14,9)	24,9	29,0
(2.528,8)	121	28	(2.523,3)	33,5	(17,3)	28,7	33,5
(2.538,8)	121	30	(2.532,0)	38,4	(19,8)	32,9	38,4
(2.548,8)	121	32	(2.540,6)	43,5	(22,4)	37,3	43,5
(2.558,8)	121	34	(2.549,0)	49,0	(25,2)	42,0	49,0
(2.568,8)	121	36	(2.557,2)	54,7	(28,2)	46,9	54,7
(2.578,8)	121	38	(2.565,2)	60,7	(31,3)	52,1	60,7
(2.588,8)	121	40	(2.572,9)	67,0	(34,5)	57,5	67,0
(2.719,7)	121	40	(2.673,2)	151,2	(77,9)	129,6	151,2
(2.722,7)	121	40	(2.675,5)	153,1	(78,8)	131,2	153,1
(2.754,7)	121	40	(2.700,0)	173,7	(89,4)	148,9	173,7

POZO HORIZONTAL

PROGRAMA DIRECCIONAL - HUECO PILOTO



HUECO PILOTO

6.5. Programa de torque y arrastre

GEOMETRIA DE LA TUBERIA

Sec. No.	Pipe OD (in)	Pipe ID (in)	Pipe Weight (lb/ft)	Pipe Density (lb/ft ³)	E (psi)	Tensile Limit (lbf)	Torsion Limit (ft-lb)	Tool Jt. OD (in)	Section Length (ft)	Section Description
1	4.750	2.000	50.000	490.0	30000000	1603685	9900.0	4.750	538.0	DC 50.000 3-1/2 API
IF										
2	3.500	2.764	14.380	490.0	30000000	297150	9900.0	5.000	5379.0	DP Premium 13.300 G-105 N.C. 38
3	3.500	2.062	25.300	490.0	30000000	345400	9900.0	4.750	4303.0	HWDP 25.300 N.C. 38
4	5.000	4.276	22.090	490.0	30000000	560760	28400	6.650	567.0	DP Premium 19.500 S-135 N.C. 50

Mud Weight (ppg): 9.50

Forro y Geometría de hueco (desde superficie)

Sec. No.	Description	ID (in)	Fric. F	From (ft)	To (ft)
1	9-5/8" cas	8.755	0.200	0.0	8003.2
2	7" liner	6.110	0.250	8003.2	9344.0
3	hueco de 6	6.000	0.300	9344.0	10788.0

LEVANTANDO SIN ROTACION (ARRASTRE)

Static Calculation

Bit measured depth = 10787.0(ft)

Bit Locate @10787 (ft)	Measured Depth (ft)	Inclin. Angle (Deg)	Dogleg Severity (D/100ft)	Normal Force (lb/ft)	Axial Drag (lbf)	Drag Limit (lbf)
1	0	0	0	0	165237	560760
2	100	0	0	0	163348	560760
3	200	0	0	0	161460	560760
4	300	0	0	0	159571	560760
5	400	0	0	0	157682	560760
6	500	0	0	0	155794	560760
7	567	0	0	0	154528	560760
8	600	0	0	0	153814	345400
9	700	0	0	0	151651	345400
10	800	0	0	0	149488	345400
11	900	0	0	0	147325	345400
12	1000	0	0	0	145162	345400
13	1100	0	0	0	142999	345400
14	1200	0	0	0	140836	345400
15	1300	0	0	0	138673	345400
16	1400	0	0	0	136510	345400
17	1500	0	0	0	134347	345400
18	1600	0	0	0	132184	345400
19	1700	0	0	0	130021	345400

20	1800	0	0	0	127858	345400
21	1900	0	0	0	125694	345400
22	2000	0	0	0	123531	345400
23	2100	0	0	0	121368	345400
24	2200	0	0	0	119205	345400
25	2300	0	0	0	117042	345400
26	2400	0	0	0	114879	345400
27	2500	0	0	0	112716	345400
28	2600	0	0	0	110553	345400
29	2700	0	0	0	108390	345400
30	2800	0	0	0	106227	345400
31	2900	0	0	0	104064	345400
32	3000	0	0	0	101901	345400
33	3100	0	0	0	99738	345400
34	3200	0	0	0	97575	345400
35	3300	0	0	0	95412	345400
36	3400	0	0	0	93248	345400
37	3500	0	0	0	91085	345400
38	3600	0	0	0	88922	345400
39	3700	0	0	0	86759	345400
40	3800	0	0	0	84596	345400
41	3900	0	0	0	82433	345400
42	4000	0	0	0	80270	345400
43	4100	0	0	0	78107	345400
44	4200	0	0	0	75944	345400
45	4300	0	0	0	73781	345400
46	4400	0	0	0	71618	345400
47	4500	0	0	0	69455	345400
48	4600	0	0	0	67292	345400
49	4700	0	0	0	65129	345400
50	4800	0	0	0	62965	345400
51	4870	0	0	0	61451	345400
52	4900	0	0	0	61082	297150
53	5000	0	0	0	59853	297150
54	5100	0	0	0	58624	297150
55	5200	0	0	0	57394	297150
56	5300	0	0	0	56165	297150
57	5400	0	0	0	54935	297150
58	5500	0	0	0	53706	297150
59	5600	0	0	0	52476	297150
60	5700	0	0	0	51247	297150
61	5800	0	0	0	50017	297150
62	5900	0	0	0	48788	297150
63	6000	0	0	0	47559	297150
64	6100	0	0	0	46329	297150
65	6200	0	0	0	45100	297150
66	6300	0	0	0	43870	297150
67	6400	0	0	0	42641	297150
68	6500	0	0	0	41411	297150
69	6600	0	0	0	40182	297150
70	6700	0	0	0	38952	297150
71	6800	0	0	0	37723	297150
72	6900	0	0	0	36494	297150
73	7000	0	0	0	35264	297150
74	7100	0	0	0	34035	297150
75	7200	0	0	0	32805	297150
76	7300	0	0	0	31576	297150
77	7400	0	0	0	30346	297150

78	7500	0	0	0	29117	297150
79	7600	0	0	0	27887	297150
80	7700	0	0	0	26658	297150
81	7800	0	0	0	25429	297150
82	7837.3	0	0	0	24970	297150
83	7870.1	2	6.1	37.484	24321	297150
84	7900	3.82	6.1	24.704	23806	297150
85	7902.9	4	6.1	24.437	23756	297150
86	7935.7	6	6.1	23.612	23200	297150
87	7968.5	8	6.1	22.601	22651	297150
88	8000	9.92	6.1	21.632	22132	297150
89	8001.3	10	6.1	21.398	22111	297150
90	8003.2	10.12	6.1	21.345	22080	297150
91	8034.1	12	6.1	20.568	21548	297150
92	8066.9	14	6.1	19.571	20994	297150
93	8099.7	16	6.1	18.579	20452	297150
94	8100	16.02	6.1	18.395	20448	297150
95	8132.5	18	6.1	17.63	19922	297150
96	8165.4	20	6.09	16.614	19404	297150
97	8198.2	22	6.1	15.701	18899	297150
98	8200	22.11	6.1	15.461	18871	297150
99	8231	24	6.1	14.769	18406	297150
100	8263.8	26	6.1	13.877	17927	297150
101	8296.6	28	6.1	12.996	17461	297150
102	8300	28.21	6.1	12.735	17413	297150
103	8329.4	30	6.1	12.116	17008	297150
104	8362.2	32	6.1	11.297	16569	297150
105	8395	34	6.1	10.482	16145	297150
106	8400	34.3	6.1	10.208	16082	297150
107	8427.8	36	6.1	9.663	15735	297150
108	8460.6	38	6.1	8.921	15340	297150
109	8493.4	40	6.1	8.178	14959	297150
110	8500	40.4	6.1	7.901	14884	297150
111	8526.2	42	6.1	7.428	14593	297150
112	8559.1	44	6.1	6.769	14242	297150
113	8591.9	46	6.1	6.103	13907	297150
114	8600	46.5	6.1	5.829	13826	297150
115	8624.7	48	6.1	5.428	13587	297150
116	8657.5	50	6.1	4.853	13282	297150
117	8690.3	52	6.1	4.27	12993	297150
118	8700	52.59	6.1	4.009	12911	297150
119	8723.1	54	6.1	3.677	12720	297150
120	8755.9	56	6.1	3.188	12462	297150
121	8788.7	58	6.1	2.691	12220	297150
122	8800	58.69	6.1	2.452	12141	297150
123	8821.5	60	6.1	2.185	11994	297150
124	8854.3	62	6.1	1.784	11784	297150
125	8887.1	64	6.1	1.376	11589	297150
126	8900	64.78	6.1	1.167	11517	297150
127	8919.9	66	6.1	0.962	11410	297150
128	8952.8	68	6.1	0.65	11247	297150
129	8985.6	70	6.1	0.332	11100	297150
130	9000	70.88	6.1	0.161	11040	297150
131	9018.4	72	6.1	0.015	10968	297150
132	9051.2	74	6.1	0.215	10849	297150
133	9084	76	6.1	0.448	10740	297150
134	9100	76.98	6.1	0.578	10692	297150
135	9116.8	78	6.1	0.677	10645	297150

136	9149.6	80	6.1	0.832	10561	297150
137	9182.4	82	6.1	0.983	10490	297150
138	9198.8	83	6.1	1.062	10459	297150
139	9200	83.07	6.1	1.078	10457	297150
140	9248	86	6.1	1.188	10386	297150
141	9280.8	88	6.1	1.261	10355	297150
142	9287.4	88.2	3.05	6.786	10341	297150
143	9294	88.4	3.03	6.826	10327	297150
144	9300	88.58	3.06	6.772	10315	297150
145	9300.5	88.6	3.06	6.772	10314	297150
146	9307.1	88.8	3.05	6.811	10301	297150
147	9313.6	89	3.05	6.819	10289	297150
148	9320.2	89.2	3.05	6.826	10276	297150
149	9326.8	89.4	3.05	6.833	10264	297150
150	9333.3	89.6	3.05	6.84	10252	297150
151	9339.9	89.6	0	12.294	10231	297150
152	9344	89.85	6.1	1.412	10230	297150
153	9346.5	90	6.1	1.413	10228	297150
154	9400	90	0	12.294	10031	297150
155	9500	90	0	12.294	9662	297150
156	9600	90	0	12.294	9293	297150
157	9700	90	0	12.294	8924	297150
158	9800	90	0	12.294	8556	297150
159	9900	90	0	12.294	8187	297150
160	10000	90	0	12.294	7818	297150
161	10100	90	0	12.294	7449	297150
162	10200	90	0	12.294	7080	297150
163	10249	90	0	12.294	6900	297150
164	10300	90	0	42.748	6246	1603685
165	10400	90	0	42.748	4963	1603685
166	10500	90	0	42.748	3681	1603685
167	10600	90	0	42.748	2398	1603685
168	10700	90	0	42.748	1116	1603685
169	10787	90	0	42.748	0	1603685

6.6. Programa de forro

Diámetro (Pulg.)	Tipo	Intervalo (mbmr.)	Longitud (m.)	Peso (lb/ft)	Grado	Rosca	Colapso (Psi)	Presión Interna (psi)	Tensión (Tn.)	Densidad Lodo (lbs./gl.)	Diámetro Interno (Pulg.)	Diámetro Cople (Pulg.)	Drift (Pulg.)	Factor de Seguridad	
														Colapso	Tensión
20	Conducto	0 - 20	20	94.0	H40	8RD	520	1,530	264.0	9.0	19.124	21.000	18.936	16.9	94.1
13 3/8	Superficie	0 - 210	210	48.0	H40	8RD	770	1,730	146.3	9.0	12.715	14.375	12.559	2.3	9.7
9 5/8	Intermedi o	0 - 1,800	1,800	43.5	C95	8RD	4,130	7,510	430.9	10.4	8.755	10.625	8.599	1.2	2.6
		1,800-2,489	689	43.5	P110	8RD	4,430	8,700	502.7	10.4	8.755	10.625	8.599	1.0	11.2
7	Liner	2,440 –	407	29.0	N80	Hydrill	7,020	8,160	285.9	11.5	6.109	7.376	6.059	1.3	16.2
6"	Hueco Abierto	2,847- 3.289	442							9.5					

NOTA : Los factores de seguridad fueron calculados

Tracción : Sin efecto de flotación

Colapso : Con la correspondiente densidad del lodo.

6.7. Programa de brocas y conjuntos de fondo

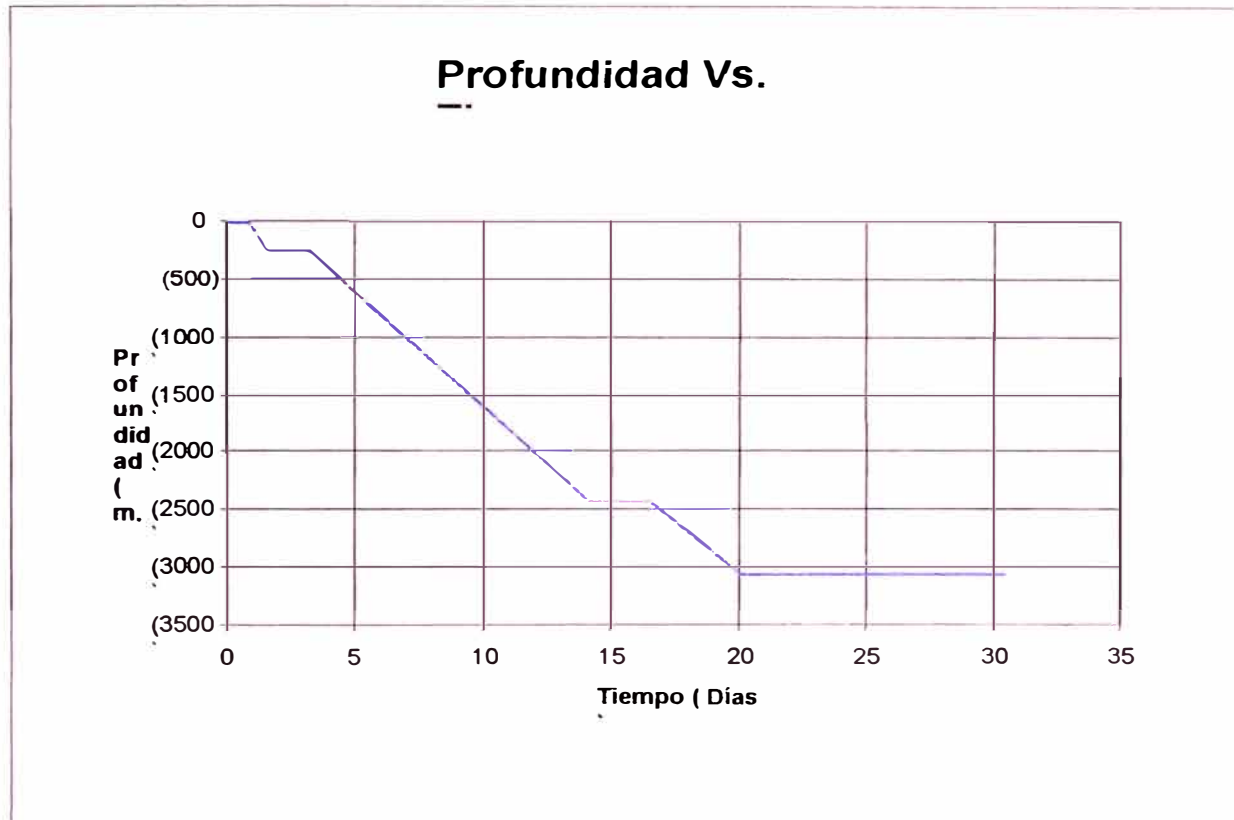
TRAMO DE 20" (Adaptada a 24")								
N°	IADC	Entrada	Salida	Intervalo	Horas	Penetración	RPM	WSB
1	111	0	22	22	0,5	44,0	60	5
Bit 24" - Bit Sub - 01 Drill Collar 8" - Cross Over								
TRAMO DE 17 1/2"								
2	111	22	214	192	7	27,4	80	5-25
Bit 17 1/2" (3x18) - Bit Sub - Float Sub - DC 8" - STB 17 1/2" - 3 DC 8" - XO - 8 DC 6 1/2" - XO - 11 HWDP 5"								
TRAMO DE 12 1/4"								
3	S121	214	2389	2175	145	15,0	140-160	8-20
4	437	2389	2493	104	15	6,9	80-90	20-35
Bit PDC 12 1/4" - Short DC 8" - STB 12 1/4" - Float Sub - DC 8" - STB 12 1/4" - 3DC 8" - XO - 6 DC 6 1/2" - XO - 01 HWDP 5" - JAR - Flex Joint - XO - 15 HWDP 5"								
Broca tricónica 12 1/4" - Motor 8", 1.83° Bend y Kick pad 12 1/8" - Float Sub - Portamecha monel corto 8" Flex monel 8" - Hang-Off Sub MWD 8" - Monel 8" - Crossover - 4 Portamechas 6 1/2" - XO - 01 HWDP 5" Jar 6 1/2" - 15 HWDP 5"								
TRAMO DE 8 1/2"								
5	447	2493	2589	96	20	4,8	160-180	20-30
6	M323	2589	2700	111	10	11,1	120-170	8-10
7	447	2589	2847	258	80	3,2	160-180	20-30
Broca tricónica 8 1/2" - Motor 6 3/4" con Bend 1.83° y Kick pad 8 3/8" - Float Sub - Portamecha monel corto de 6 1/2" - Flex monel 6 1/2" - MWD Hang-Off Sub 6 1/2" - Monel 6 1/2" - 10 HWDP 5" - Jar 6 1/2" - 8 HWDP 5".								
Broca PDC 8 1/2" - Motor 6 3/4" con Bend 1.83° - Float Sub - Portamecha monel corto de 6 1/2" - Flex monel 6 1/2" MWD Hang-Off Sub 6 1/2" - Monel 6 1/2" - 15 HWDP 5" - Jar 6 1/2" - 10 HWDP 5".								
Broca tricónica 8 1/2" - Motor 6 3/4" con Bend 1.83° y Kick pad 8 3/8" - Float Sub - Portamecha monel corto de 6 1/2" - Flex monel 6 1/2" - MWD Hang-Off Sub 6 1/2" - Monel 6 1/2" - 25 HWDP 5" - Jar 6 1/2" - 9 HWDP 5".								
TRAMO DE 6"								
8	M442	2847	3289	442	120	3,7	200-270	10-30
Broca PDC de 6" - Motor 4 3/4" con bend 1.5° y Kick Pad 5 7/8" - Float Sub - Portamecha monel corto de 4 3/4" - Flex monel 4 3/4" - MWD Hang-Off Sub 4 3/4" - Monel 4 3/4" - 50 DP de 3 1/2" - 1 HWDP de 3 1/2" Jar de 4 3/4" - 39 HWDP 3 1/2". Emplear MWD - GR								

6.8. Estimado de tiempos

	Diámetro Pulg.	hrs.	Acumulado Días
DRILLING	24	1	0,04
TRIPPING		1	0,08
CIRC/MUD		1	0,13
OTHER		1	0,17
RUN CSG		2	0,25
CIRC/CMT		2	0,33
WOC		4	0,50
NIPPLE UP/DOWN		4	0,67
OTHER		5	0,88
DRILLING	17 1/2	8	1,21
TRIPPING		2	1,29
SURVEY		0	1,29
SLIP/CUT		4	1,46
REAMING		1	1,50
CIRC/MUD		2	1,58
RUN CSG		6	1,83
CIRC/CMT		4	2,00
WOC		4	2,17
NIPPLE UP/DOWN		14	2,75
TEST BOP		4	2,92
OTHER		8	3,25

	Diámetro Pulg.	hrs.	Acumulado Días
DRILLING	12 1/4	90	7,00
TRIPPING		30	8,25
SURVEY		1	8,29
OTHER		9	8,67
SLIP/CUT		8	9,00
REAMING		6	9,25
CIRC/MUD		12	9,75
LOGGING		8	10,08
RUN CSG		20	10,92
CIRC/CMT		8	11,25
WOC		12	11,75
NIPPLE UP/DOWN		10	12,17
TEST BOP		4	12,33
OTHER		10	12,75
DRILLING	8 1/2	90	16,50
TRIPPING		40	18,17
SURVEY		1,5	18,23
SLIP/CUT		4	18,40
REAMING		4	18,56
CIRC/MUD		12	19,06
LOGGING		77	22,27
RUN CSG		18	23,02
CIRC/CMT		17	23,73
WOC		30	24,98
NIPPLE UP/DOWN		0	24,98
TEST BOP		0	24,98
CORING		0	24,98
OTHER		45	26,85
INSTALACIÓN PRD.		47	28,81
CONTINGENCIA		36	30,31

CURVA DE PERFORABILIDAD



6.9. Costos

COSTOS ESTIMADOS DE PERFORACION

POZO HORIZONTAL		SUBTOTAL
LOCACION		470,000
	PERMISO	
	TOPOGRAFIA	
	DERECHOS Y PERMISOS ESPECIALES	
	ESTUDIOS AMBIENTALES	
	CONSTRUCCION LOCACION/CAMINOS	470,000
	ACONDICIONAMIENTO Y LIMPIEZA	
EQ. DE PERFORAC. Y HERRAMIENTAS		1,044,665
	MOV. Y DESMOVILIZACION	110,000
	TARIFA METRICA	
	TARIFA DIARIA	637,000
	COMBUSTIBLES Y AGUA	100,665
	BROCAS	145,000
	MOV. EQUIPO DE TERMINACIÓN	
	EQUIPO DE TERMINACION	52,000
FLUIDOS DE PERFORACION		240,062
	FLUIDOS DE PERFORACION	191,512
	FLUIDOS DE PACKER	
	FLUIDOS DE TERMINACION	34,200
	SERVICIO TÉCNICO Y OTROS	14,350
ALQUILER DE EQUIPO		375,000
	EQUIPO DE CONTROL DE POZO	
	HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS	
	EQUIPOS RELATIVOS AL LODO	
	HERRAMIENTAS PARA FORROS	
	HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN	375,000
	VARIOS	
CEMENTACION		163,923
	CAÑERIA CONDUCTORA	6,322
	CAÑERIA DE SUPERFICIE	14,566
	CAÑERIA INTERMEDIA	53,143
	PRIMER LINER	
	SEGUNDO LINER	
	CAÑERIA DE PRODUCCION	26,392
	CEMENTACIONES A PRESION	
	TAPONES-ACCESORIOS	63,500
SERVICIOS AUXILIARES		372,900
	CUADRILLA DE ENTUBACION	

PERFILAJE		
PERFILAJE A POZO ABIERTO	125,000	
PERFILAJE A HUECO ENTUBADO		
PUNZONADO		
INSPECCION DE TUBULARES		
GASTOS DE CAMPAMENTO	75,900	
SERVICIO DIRECCIONAL		
ENSAYOS DE POZOS		
CONTROL GEOLOGICO	35,000	
ACIDIFICACION, FRACTURA Y ENGRAVAM.		
VARIOS	172,000	
TRANSPORTES		372,324
TERRESTRE	40,494	
AÉREO	251,830	
FLUVIAL		
SUPERVISION		96,526
SUPERVISION DE CAMPO	81,600	
SUPERVISION DE PRODUCCION	2,800	
SUPERVISION DE EXPLORACION	12,126	
SEGUROS		
COMUNICACIONES		
TOTAL INTANGIBLES		3,090,400

COSTOS ESTIMADOS DE PERFORACION

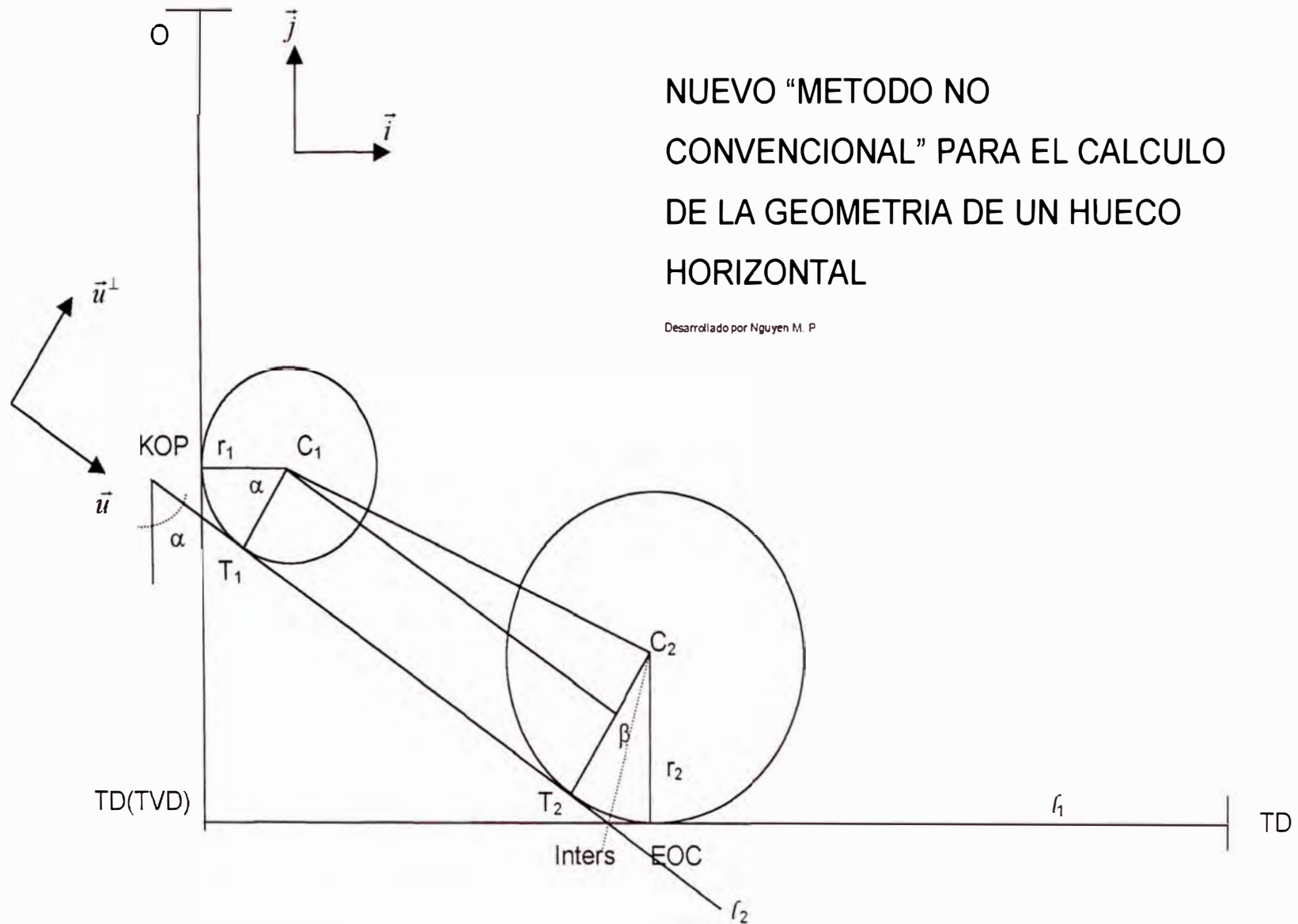
POZO HORIZONTAL		SUBTOTAL
EQUIPAMIENTO TUBULAR		316,755
CAÑERIA ESPECIAL		
CAÑERIA CONDUCTORA	4,234	
CAÑERIA DE SUPERFICIE	22,460	
CAÑERIA INTERMEDIA	218,531	
PRIMER LINER		
SEGUNDO LINER		
CAÑERIA DE PRODUCCION	24,030	
CAÑERIA DE PROLONGACION		
TUBING	47,500	
EQUIPAMIENTO DE CAÑERIA		
EQUIPAMIENTO DE CABEZA DE POZO		20,000
CABEZA DE CAÑERIA	10,000	
CARRETEL INTERMEDIO		
CARRETEL DE TUBING		
ARBOL Ó CABEZA DE PRODUCCIÓN	10,000	
VARIOS		
TOTAL TANGIBLES		336,755

GRAN TOTAL	
INTANGIBLES	3,055,400
TANGIBLES	336,755
TOTAL	3,392,155

APENDICE – METODO VECTORIAL PARA EL DISEÑO DE LA GEOMETRIA DE UN HUECO. – APLICACION A UN POZO HORIZONTAL.

NUEVO “METODO NO
CONVENCIONAL” PARA EL CALCULO
DE LA GEOMETRIA DE UN HUECO
HORIZONTAL

Desarrollado por Nguyen M. P



$$\text{Origen} = (0,0)$$

$$KOP = \text{Origen} - (\text{kick.off})\vec{j}$$

$$C_1 = KOP + r_1\vec{j}$$

$$\vec{u}^\perp = (\cos \alpha, \text{sen} \alpha)$$

$$\vec{u} = (\text{sen} \alpha, -\cos \alpha)$$

$$T_1 = C_1 - r_1\vec{u}^\perp$$

Calculo de Intersección Rectas

$$\ell_1 \cap \ell_2$$

\Rightarrow

$$\ell_1 = TD(TVD) + t\vec{i}$$

$$\ell_2 = T_1 + s\vec{u}$$

\Rightarrow

$$TD(\text{tvd}) + t\vec{i} = T_1 + s\vec{u}$$

Reemplazando y agrupando convenientemente

$$t(0,1) = (T_1 - TD(TVD)) + s(u_1, u_2)$$

Multiplicando por \vec{j} a toda la expresión:

$$(TD(TVD) - T_1) \cdot \vec{j} + t\vec{i} \cdot \vec{j} = s\vec{u} \cdot \vec{j}$$

$$s = \frac{(TD(TVD) - T_1) \cdot \vec{j}}{\vec{u} \cdot \vec{j}}$$

$$\therefore \text{Inters} = T_1 + s\vec{u}$$

Cálculo de \vec{V} Bisectriz

$$\vec{V}bi\ sectriz = -\vec{u} + \vec{i}$$

Cálculo de $|\overline{intersC_2}|$

$$|\overline{intersC_2}| = r_2 \sec\left(\frac{\beta}{2}\right)$$

donde :

$$r_2 = \frac{5730}{BUR_2}$$

 y

$$\beta = 90 - \alpha$$

Cálculo de C_2

$$C_2 = Inters + |\overline{intersC_2}| \cdot \vec{V}bi\ sectriz$$

Cálculo de T_2

$$T_2 = C_2 - r_2 \vec{u}^\perp$$

Cálculo de EOC

$$EOC = C_2 - r_2 \vec{j}$$

Cálculo de TD

$$TD = EOC + L_H \vec{i}$$

Donde:

O	:	origen. (coordenadas cartesianas)
KOP	:	Punto de inicio de desviación (coordenadas cartesianas)
T_1 y T_2	:	puntos de tangencia de la primera y segunda curva respectivamente. (coordenadas cartesianas)
r_1 y r_2	:	radios de curvatura de la primera y segunda curva respectivamente.(valores escalares)
C_1 y C_2	:	Centros de los radios de curvatura de la primera y segunda curva respectivamente. (coordenadas cartesianas)
EOC	:	Extremo de la curva a los 90° . (coordenadas cartesianas)
TD(TVD)	:	Profundidad final vertical. (coordenadas cartesianas)
TD	:	Profundidad al final de la sección horizontal. (coordenadas cartesianas)
l_1	:	recta tangente a la curva final, paralela al eje X.
l_2	:	recta tangente del pozo horizontal.
Inters	:	intersección de las rectas l_1 y l_2 .
α	:	ángulo de la tangente o ángulo de la primera curva.
β	:	ángulo complementario de α .
\vec{i} y \vec{j}	:	vectores unitarios de ejes cartesianos X e Y respectivamente.
\vec{u} y \vec{u}^\perp	:	vectores unitarios ortogonales en la dirección de la tangente.

BIBLIOGRAFIA

HORIZONTAL WELLS FOR THE RECOVERY OF OIL, GAS AND BITUMEN

Roger M. Butler

Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary
1994

HORIZONTAL DRILLING TRAINING MANUAL ANADRILL SCHLUMBERGER

Horizontal Integration Team Anadrill Schlumberger

1991

HORIZONTAL WELLS

R. Aguilera -J.S. Artindale-G.M. Cordell-M.C.Ng-G.W.Nicholl-G. A.Runions.

Gulf Publishing Company, Houston Texas.

1991

DRILLPIPE BUCKLING IN INCLINED HOLES

Rapier Dawson,Exxon Production Research Co.-P.R. Paslay, consultant

JPT (Oct 1984)

HORIZONTAL WELL PLANNING-BUILD CURVE DESIGN

Frank J. Schuh, Drilling Technology, Inc.

SELECTED STUDIES IN HIGH-ANGLE HOLE CLEANING

Mario Zamora y Paul Hanson, M-I Drilling Fluids Co., Houston, Texas

Indonesian Petroleum Association.

October, 1990.

DIRECTIONAL DRILLING

Sperry Sun - Drilling Services-Training Department

Houston, Texas

1993.

HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY

Sada D. Joshi, PennWell Publishing Company

Tulsa Oklahoma.

1991.

WELLBORE STABILITY

Drilling Handbook AMOCO

PETROLEUM RELATED ROCK MECHANICS

Erling Fjaer, Rune M. Holt, Per Horsrud, Arne M. Raaen, Rasmus Risnes

ELSEVIER SCIENCE, Amsterdam

1996.

ROCK MECHANICS – APPLICATIONS TO PETROLEUM ENGINEERING AND GEOLOGY

AAPG COURSE - Philips Petroleum Company

1994.

APPLIED DRILLING ENGINEERING

Adam T. Bourgoyne Jr.-Martin E. Chenevert-Keith K. Millheim-F.S. Young Jr.

Society of Petroleum Engineers

1991