



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO”

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA:

OCTAVIO RODRÍGUEZ JAIMES



DIRECTOR: Ing. Leonardo Cruz Espinoza

CIUDAD UNIVERSITARIA

2009

AGRADECIMIENTOS

A MI MADRE:

Por sus eternas bendiciones, preocupaciones y cariños que siempre ha tenido conmigo, sin ellos, mi vida no hubiera sido tan plena y feliz, le agradezco a dios por haberme concedido esta gran fortuna.

A MI PADRE:

Por sus incomparables e invaluable consejos que me ha dado toda la vida, gracias a él todas las decisiones importantes de mi vida han sido acertadas y hoy puedo asegurar que sin su apoyo y enseñanzas, habría tenido muchos tropiezos en el camino que he recorrido.

A MIS HERMANOS:

Por dejarme compartir con ellos los momentos más felices de mi vida, gracias.

A MIS PROFESORES:

Gracias por todos los conocimientos transmitidos y ayuda desinteresada que recibí de todos ellos, agradezco sinceramente al Ing. Leonardo Cruz Espinoza por apoyarme en esta etapa de mi vida académica y a mis sinodales por todas sus sugerencias y ayuda proporcionada en este trabajo.

A MIS AMIGOS:

Por toda su amistad, apoyo, alegrías y tristezas que vivimos juntos, gracias a ustedes he aprendido a valorar y respetar muchas cosas, mi vida no habría sido la misma sin su compañía.

A MI ALMA MATER

La Universidad Nacional Autónoma de México, por darme la oportunidad de formarme tanto profesional como éticamente, gracias.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-1-392

SR. OCTAVIO RODRÍGUEZ JAIMES

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Leonardo Cruz Espinoza y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

- I INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO
 - II TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO
 - III LIMPIEZA DEL AGUJERO EN POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO
 - IV TORQUE Y ARRASTRE EN UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO
 - V DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO
 - VI APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO EN EL MUNDO
 - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., 13 de Marzo de 2009
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA

JGGZ*RJPYS*srs

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Tema de tesis:

“PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO”

Presentada por:

RODRÍGUEZ JAIMES OCTAVIO

Dirigida por:

ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

Jurado:

Presidente: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

Vocal: ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA

Secretario: M.I. TOMÁS EDUARDO PÉREZ GARCÍA

1er. suplente: ING. AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

2do. suplente: ING. ALEJANDRO CORTÉS CORTÉS



Ciudad Universitaria, México, D.F. Mayo de 2009

ÍNDICE

Pág.

| | |
|---|-----------|
| Capítulo 1. INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO | 8 |
| 1.1. Introducción | 8 |
| 1.2. Historia | 8 |
| 1.3. Tipos de perforación direccional | 10 |
| 1.4. Nomenclatura más común en pozos direccionales | 12 |
| 1.5. Definición | 14 |
| 1.6. Clasificación | 15 |
| 1.7. Objetivos | 16 |
| 1.8. Aspectos importantes a considerar | 16 |
| 1.9. Ventajas | 20 |
| 1.10. Limitaciones | 21 |
| 1.11. Records actuales | 22 |
| | |
| Capítulo 2. TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO | 24 |
| 2.1. Introducción | 24 |
| 2.2. Sistema orientable rotatorio | 24 |
| 2.3. Barrenas de PDC | 28 |
| 2.4. Adquisición de datos durante la perforación (MWD/LWD) | 31 |
| 2.5. Flotación de tubería de revestimiento | 38 |
| 2.6. Herramientas reductoras de torque y arrastre | 40 |
| | |
| Capítulo 3. LIMPIEZA DEL AGUJERO EN POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO | 42 |
| 3.1. Introducción | 42 |
| 3.2. Factores que afectan la limpieza del agujero | 43 |
| 3.2.1. Ángulo de inclinación | 43 |
| 3.2.2. Acumulación de recortes | 44 |
| 3.2.3. Mecanismos de transporte de recortes | 46 |
| 3.2.4. Densidad y tamaño de los recortes | 49 |
| 3.2.5. Propiedades del lodo | 49 |
| 3.2.6. Selección del fluido de perforación | 50 |
| 3.2.7. Régimen de flujo | 51 |
| 3.2.8. Gasto | 55 |
| 3.2.9. Cálculo de la velocidad mínima de transporte | 58 |
| 3.2.10. Ritmo de penetración | 61 |
| 3.2.11. Rotación y excentricidad de la tubería | 62 |

| | |
|--|------------|
| Capítulo 4. TORQUE Y ARRASTRE EN UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO | 64 |
| 4.1. Introducción | 64 |
| 4.2. Factores que afectan el torque y arrastre | 66 |
| 4.3. Características de la tubería de perforación | 69 |
| 4.4. Métodos para reducir el efecto de torque y arrastre | 70 |
| 4.5. Criterios de selección | 74 |
| 4.6. Modelo simplificado de torque y arrastre | 75 |
| | |
| Capítulo 5. DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO | 80 |
| 5.1. Introducción | 80 |
| 5.2. Tipo de trayectorias en pozos de alcance extendido | 82 |
| 5.2.1. Ventajas y desventajas de los diferentes perfiles direccionales | 83 |
| 5.3. Cálculos para la determinación de la geometría del pozo | 85 |
| 5.3.1. Pozos tipo “J” | 85 |
| 5.3.2. Radio de curvatura largo | 88 |
| 5.3.3. Incremento continuo | 90 |
| 5.3.4. Doble construcción | 91 |
| 5.4. Métodos utilizados para el cálculo de la trayectoria | 93 |
| 5.4.1. Método tangencial | 94 |
| 5.4.2. Método de ángulo promedio | 96 |
| 5.4.3. Método de radio de curvatura | 98 |
| 5.4.4. Método de mínima curvatura | 101 |
| | |
| Capítulo 6. APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO EN EL MUNDO | 103 |
| 6.1. Campo Wytch Farm, Mar del Norte | 103 |
| 6.1.1. Descripción general | 103 |
| 6.1.2. Retos ambientales | 104 |
| 6.1.3. Propuesta de perforación | 104 |
| 6.1.4. Pozo M-16Z | 106 |
| 6.2. Bloque Sakhalin-1, Rusia | 109 |
| 6.2.1. Descripción general | 109 |
| 6.2.2. Campo Chayvo | 110 |
| 6.2.2.1. Equipo de perforación utilizado | 111 |
| 6.2.2.2. Pozos Z-4 y Z-6 | 112 |
| 6.3. El caso de un pozo de alcance extendido en México | 117 |
| 6.3.1. Descripción general | 117 |
| 6.3.2. Diseño de la trayectoria | 118 |
| 6.3.3. Hidráulica | 120 |

| | |
|---|-----|
| Capítulo 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 123 |
| 7.1. Conclusiones | 123 |
| 7.2. Recomendaciones | 124 |
| BIBLIOGRAFÍA | 126 |

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

1.1. INTRODUCCIÓN

La perforación direccional tiene una gran importancia dentro de la industria petrolera, con el paso del tiempo, muchos de los yacimientos “fáciles” que existen en todo el mundo, cada día aportan menos cantidad de hidrocarburos y son más difíciles de encontrar. Actualmente muchos de los nuevos yacimientos descubiertos se encuentran a profundidades, ambientes y lugares que hacen su explotación más complicada, por esto, se han desarrollado nuevos métodos de perforación direccional (como es el caso de la perforación de alcance extendido) que nos permiten explotarlos de la mejor manera tanto técnica como económicamente.

1.2. HISTORIA

Al inicio de la perforación, todos los pozos petroleros se encontraban directamente arriba del yacimiento, la industria petrolera no empezó a preocuparse por los problemas ocasionados por pozos desviados si no hasta el desarrollo del campo Seminole ubicado en el estado de Oklahoma. En donde los pozos se perforaron muy juntos y debido a tendencias de desviación en las formaciones, los pozos que estaban siendo perforados se encontraron con otros ya perforados y otros más que ya estaban produciendo. Cuando los pozos tocaban la formación productora, las profundidades verticales reales (PVR) eran muy similares pero las profundidades desarrolladas (PD) variaban significativamente.

A finales de 1920, se empezaron a desarrollar instrumentos para poder medir tanto la inclinación como el azimut una vez que el pozo había sido perforado, para este entonces en el campo Seminole se llegaron a medir desviaciones de hasta 46° a partir de la vertical. No fue sino hasta 1930 en el estado de California cuando se perforó el primer pozo direccional de manera controlada para alcanzar yacimientos costa afuera.

Desafortunadamente la perforación direccional de manera controlada fue inicialmente utilizada con fines poco éticos, por ejemplo, en el desarrollo del campo Playa Huntington en 1931, dos pozos fueron perforados, produciendo misteriosamente mucho más aceite que los demás pozos que para ese entonces ya contaban con un sistema artificial de producción. Esto se supo hasta finales de 1932 habiendo una disputa debido a que la reserva que la compañía estaba explotando no les pertenecía, lo que resultó en problemas legales.

Durante la década de los 30's, se perforaron varios pozos direccionales tratando de alcanzar yacimientos que de otra manera serian inaccesibles, desde la explotación de

yacimientos debajo de un cementerio hasta yacimientos submarinos colocando el equipo de perforación en la costa.

Pero no fue hasta el año de 1934 cuando se perforó un pozo de alivio en la localidad de Conroe, Texas, que la perforación direccional fue ampliamente aceptada y cobró una gran importancia en el ámbito petrolero.

La perforación direccional de manera controlada es definida por el American Petroleum Institute (API) como:

“El arte y ciencia implicada en la desviación intencional de un pozo en una dirección específica para alcanzar un objetivo predeterminado por debajo de la superficie terrestre”.

Los primeros pozos de alcance extendido fueron perforados en el campo Mackerel, Australia por la compañía Esso entre los años de 1978 y 1980. Estos pozos tenían una profundidad desarrollada de +/- 5500 m, tomó más de un año perforarlos y durante el proceso tuvieron numerosos atrapamientos de la tubería. La perforación de alcance extendido se empezó a desarrollar formalmente durante la década de los años 80's.

Una vista de como ha evolucionado este tipo de perforación durante sus primeros veinte años de aplicación con respecto a su alcance a nivel mundial se muestra en la figura 1.1., en ella se puede apreciar que entre la década de los 80's y la década de los 90's hubo una gran actividad en la perforación de alcance extendido.

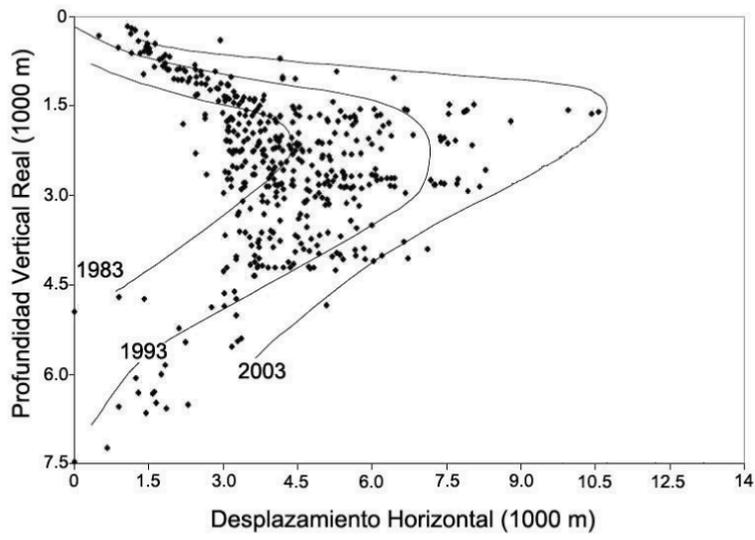


Fig. 1.1. Evolución del alcance de la perforación de alcance extendido a nivel mundial

1.3. TIPOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Hay cuatro tipos básicos de pozos direccionales, la mayoría de los pozos perforados en todo el mundo pueden ser ubicados dentro de una de las siguientes categorías:

Pozos tipo I. Son llamados frecuentemente pozos tipo “J”, este tipo de pozos son perforados verticalmente desde la superficie hasta el “Kick Off Point” (KOP), generalmente a una profundidad relativamente somera, a partir de este punto el pozo es desviado de forma suave y regular hasta alcanzar un ángulo máximo y la dirección deseada, una vez terminada la zona de construcción (EOB), el ángulo y la dirección son mantenidos mientras se perfora hacia el objetivo de forma tangente. Usualmente este método es empleado cuando se trata de perforación somera con una sola zona productora^[1].

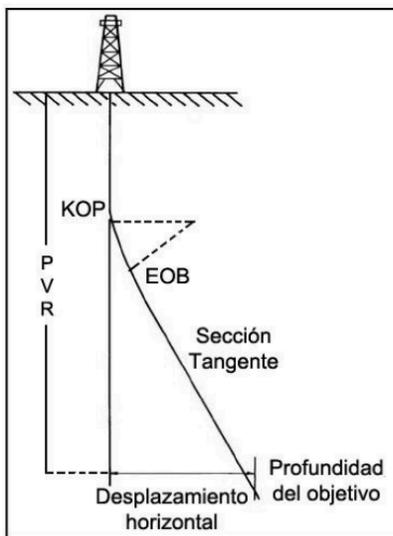


Fig. 1.2. Perfil básico de un pozo tipo I

Pozos tipo II. Son llamados frecuentemente tipo “S”. Es similar al pozo tipo I ya que también es desviado a una profundidad relativamente somera, y la tubería de revestimiento (TR) superficial es frecuentemente (pero no siempre) corrida a través de la primera curva construida, el ángulo y dirección son mantenidos hasta alcanzar el desplazamiento horizontal requerido, entonces, el ángulo es disminuido suave y constantemente hasta alcanzar la vertical, Este tipo de pozos son generalmente usados donde se encuentran varias zonas productoras^[1].

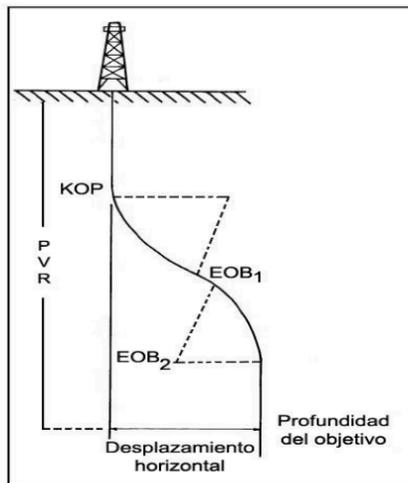


Fig. 1.3. Perfil básico de un pozo tipo II

Pozos Tipo III. A diferencia de los pozos tipo I y II el "Kick Off Point" está a una profundidad mayor y la TR superficial es asentada antes de la desviación. Las inclinaciones son usualmente altas y la desviación horizontal baja. Este tipo de pozos son generalmente usados cuando se presentan domos salinos, fallas geológicas y también en pruebas estratigráficas^[1].

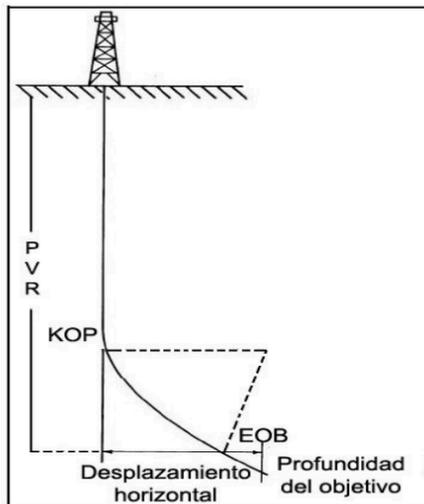


Fig. 1.4. Perfil básico de un pozo tipo III

Pozos tipos IV. Pueden ser catalogados como pozos horizontales o de alcance extendido. El diseño de estos pozos puede variar significativamente, pero siempre tendrán altas inclinaciones y desviaciones horizontales extensas. Los pozos horizontales tienen una inclinación de 80° o más grados^[1]. Estos pozos se usan para alcanzar objetivos a grandes distancias y para tener una mayor área de contacto con la zona productora, aumentando la producción.

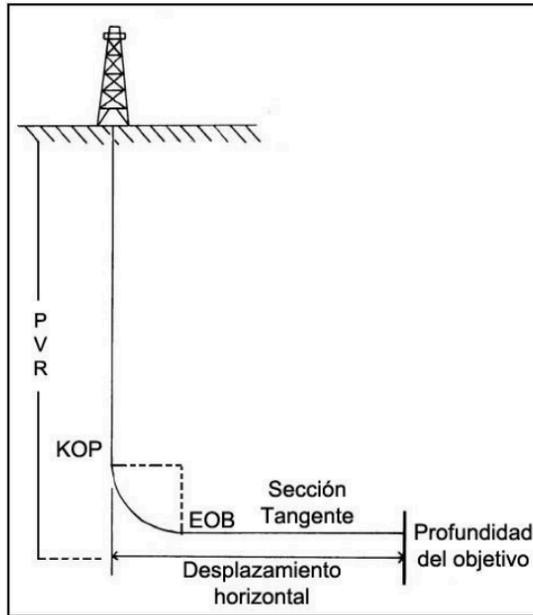


Fig. 1.5. Perfil básico de un pozo tipo IV

1.4. NOMENCLATURA MÁS COMÚN EN POZOS DIRECCIONALES

Las compañías operadoras tratan de utilizar una nomenclatura en común para describir las partes que conforman un pozo direccional, sin embargo, no todas utilizan exactamente los mismos términos. A continuación se describirán los más comunes:

Profundidad Vertical Real (PVR). Es la distancia vertical desde el nivel de referencia (Mesa rotaria, Kelly Bushing o piso de perforación) hasta un punto dado en la trayectoria del pozo.

Kick Off Point (KOP). Es el punto en el cual se inicia la desviación del pozo.

Profundidad Desarrollada (PD). Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta un punto dado.

Inclinación del pozo. Es el ángulo que se forma a partir de la vertical y la sección desviada del pozo.

Sección Construida (Build Section) o Curva construida (Build Curve). Es toda la trayectoria curva, es decir, desde el KOP hasta el EOB.

Fin de la Construcción (End Of Build-EOB). Es el punto en donde la inclinación del pozo ha terminado de incrementar. Esta sección también es conocida como Fin de la Curva (End of Curve-EOC).

Sección Tangente. En esta sección la inclinación del pozo se mantiene constante desde el EOB hasta el objetivo o hasta la segunda sección de la curva.

Sección de Caída. Es el punto en donde la inclinación del pozo es reducida, cabe resaltar que no todos los pozos tienen ésta última sección (Como es el caso de pozos horizontales y la mayoría de alcance extendido).

Desplazamiento Horizontal (DH). Es la distancia total y lineal, en el plano horizontal, desde la tubería conductora hasta el objetivo del mismo.

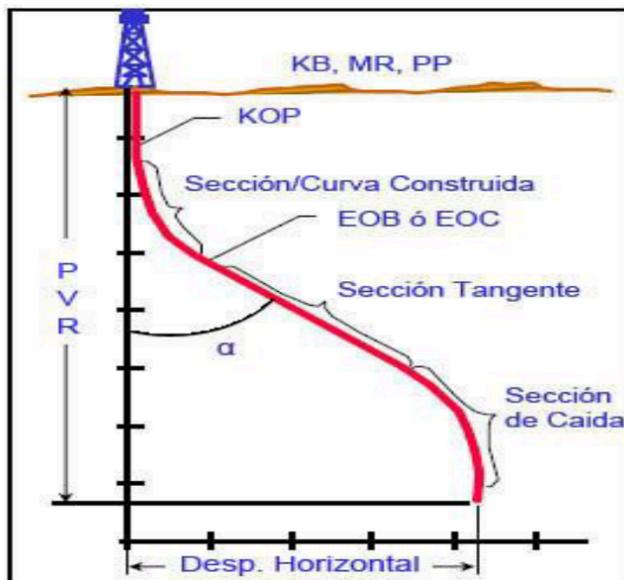


Fig.1.6. Nomenclatura usada en pozos direccionales

1.5. DEFINICIÓN

Los pozos de alcance extendido son aquellos que son desviados de su vertical y su sección de construcción e inclinación son construidas de tal manera que permiten un mayor desplazamiento horizontal para alcanzar un objetivo a una cierta distancia de la superficie. Para la construcción de estos pozos es común emplear radios de curvatura grandes, es decir la inclinación aumenta de 2° a 6° por cada 100 pies perforados, las ventajas y desventajas de este tipo de radio se discutirán un poco más adelante. La perforación de alcance extendido (ERD por sus siglas en inglés) emplea tanto técnicas de perforación direccional como horizontal^[1].

Se puede considerar un pozo de alcance extendido cuando su relación de desplazamiento horizontal (DH) comúnmente llamado “stepout” o desviación es igual o mayor a 2 con respecto a la profundidad vertical real (PVR)^[2], es decir:

$$\frac{DH}{PVR} \geq 2$$

Algunas empresas como K&M Technology Group creen que esta definición no es necesariamente aplicable para trayectorias “complejas”, en donde la relación PD/PVR sería más significativa.

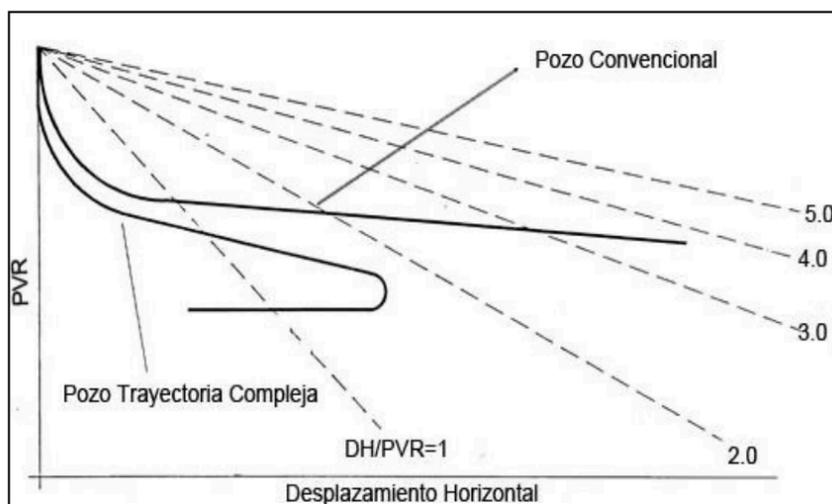


Fig. 1.7. Definición DH/PVR vs PD/PVR

1.6. CLASIFICACIÓN

La clasificación de estos pozos puede ser de acuerdo a:

1. Su relación DH/PVR
2. Profundidad vertical real

1. Relación DH/PVR

Cuando el valor de esta relación es igual o mayor a 2 y menor que 3 son denominados de alcance extendido, cuando ésta es mayor de 3 y menor que 5 son denominados de mega alcance extendido y de ultra alcance extendido cuando es mayor que 5, como es el caso del pozo M-16Z en el Mar del Norte que se tratará en el capítulo 6 en donde la relación DH/PVR es mayor a 6^[3].

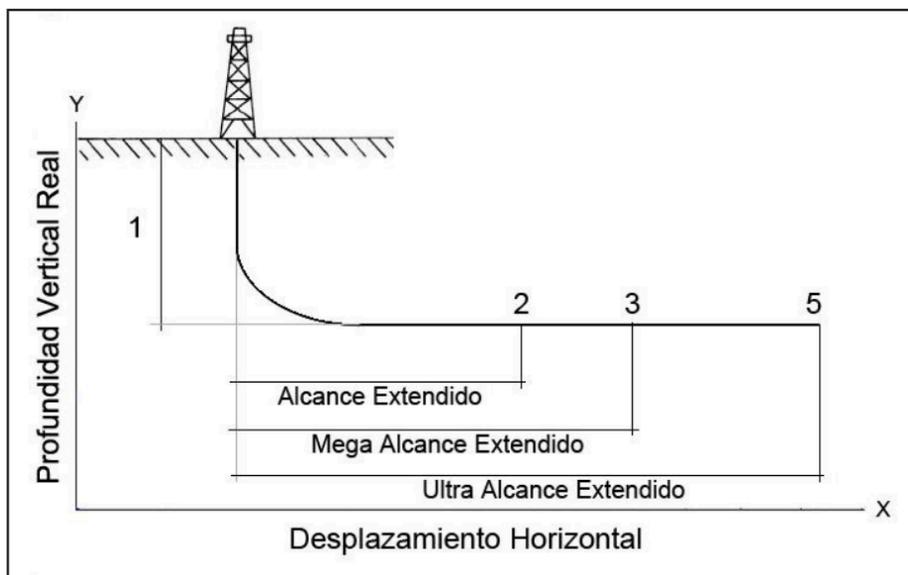


Fig. 1.8. Clasificación de acuerdo a su relación DH/PVR

2. Profundidad vertical real

Las compañías operadoras líderes en el ramo de la perforación de alcance extendido como BP, ExxonMobil, Total, también han clasificado a estos pozos de acuerdo a su PVR^[4].

| Nivel de profundidad | Profundidad vertical real [m] | Record actual desplazamiento horizontal [m] | Relación (DH/PVR) |
|----------------------|-------------------------------|---|-------------------|
| Somero | 1250 | 10900 | 8.72 |
| Intermedio | 3048 | 8000 | 2.62 |
| Profundo | 4573 | 7000 | 1.53* |

Tabla 1.1. Clasificación por PVR

* Aunque en este nivel de profundidad no se cumple la relación $DH/PVR \geq 2$, por la complejidad de estos pozos se les da la característica de alcance extendido.

1.7. OBJETIVOS

En muchos lugares del mundo, los yacimientos se encuentran en lugares de difícil acceso ya sea en tierra o costa afuera y por diversas razones económicas, técnicas o ambientales resulta atractivo realizar un pozo de alcance extendido.

La perforación de alcance extendido es usada para explotar yacimientos marinos con menos plataformas, o reservas pequeñas en donde una plataforma adicional no se justificaría económicamente, el uso de este tipo de perforación resulta en menos afectaciones ambientales debido a que se necesita un menor número de pozos. Este tipo de perforación empezará a tomar una mayor relevancia cuando los costos de las plataformas que se utilizan en aguas profundas y ambientes severos se vuelvan relativamente más altos y las leyes ambientales de cada país más estrictas.

1.8. ASPECTOS IMPORTANTES A CONSIDERAR

En la perforación de alcance extendido hay varios factores que suelen ser más importantes que en la perforación convencional y en los cuales se debe poner una mayor atención, como son:

- **Limpieza del agujero**

Un buen entendimiento de la limpieza del agujero es crítico para el éxito de pozos de alcance extendido. Para pozos con un alto grado de inclinación, los recortes caen en la parte baja del agujero alejándose del flujo primario que se encuentra en la parte superior. Esto hace que la remoción de recortes se dificulte requiriendo técnicas especiales que dependen de la inclinación del pozo.

Parámetros de perforación como el diseño adecuado del ensamble de fondo (BHA), reología del lodo y condiciones del agujero son de suma importancia para tener una limpieza efectiva. Para asegurar una buena limpieza, se deberán circular baches de alta

viscosidad aunado a la técnica de subir y bajar la tubería rotando, esto ayudará a remover los recortes con la misma barrena.

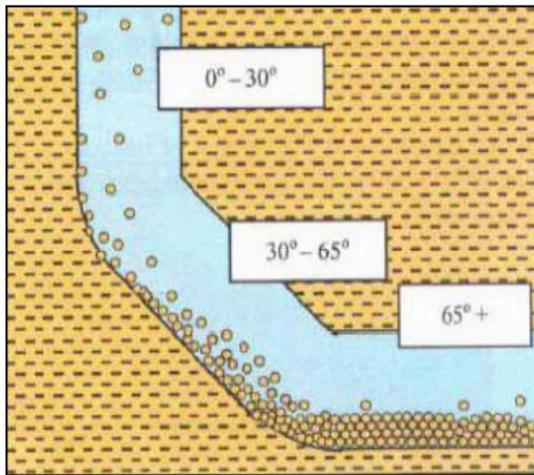


Fig. 1.9. Acumulación de recortes a diferentes ángulos

- **Capacidad de trabajo de las sartas**

Los pozos de alcance extendido desafían la capacidad del aparejo más fácilmente que un pozo direccional a la misma profundidad. La necesidad de utilizar gastos más altos a presiones más altas durante todo el proceso aunado a mayores fuerzas de torque y arrastre empezarán a poner a prueba el rendimiento del aparejo.

Es importante comprender que la realización de un programa de alcance extendido, el cual ponga altas cargas en el aparejo resultará en un aumento en el tiempo de inactividad de éste. Cambiar las estrategias del programa de mantenimiento preventivo para controlar este problema ha probado ser efectivo tanto técnica como económicamente para el operador.

Los pozos de alcance extendido se perforan con gran parte de la tubería de perforación en compresión en la sección horizontal debido al peso de la tubería, fuerza de gravedad, arrastre, fricción, etc., después de un cierto período de perforación, la tubería empezará a degradarse, aumentando la probabilidad de producirse alguna falla.

Las operaciones de pesca en pozos de alcance extendido también requieren de tecnologías únicas, las cuales deben enfocarse en el diseño de las etapas del pozo para asegurar que las herramientas adecuadas estarán disponibles cuando sean requeridas.

- **Estrategias de perforación**

Las estrategias de perforación direccional decididas durante el proceso de planeación tendrán un efecto directo sobre el tiempo de terminación del pozo y desde luego su costo de perforación. Por ejemplo el ángulo de ataque (Como luce el objetivo desde la barrena) juega un papel importante en la dificultad para dar con el objetivo, en la siguiente figura se puede observar la forma y tamaño del objetivo cuando la barrena trata de intersecarlo a diferentes ángulos.

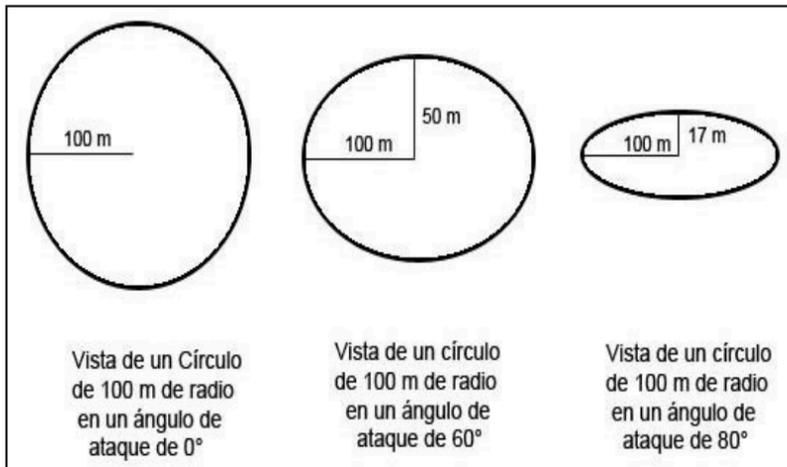


Fig. 1.10. Efecto del ángulo de ataque en forma y tamaño

- **Exactitud en la medición**

La exactitud en las mediciones es frecuentemente un aspecto crítico debido a que:

- A mayor profundidad medida se incrementa un error acumulativo en la medición.
- En caso de ser necesario, corregir la dirección del pozo puede costar más trabajo.

- **Inestabilidad del agujero - Atrapamiento de la sarta**

La inestabilidad del agujero es usualmente más crítica en pozos de alcance extendido debido al:

- Incremento en el ángulo del pozo
- Incremento en el tiempo de exposición de la formación atravesada
- Incremento en las fluctuaciones de la DEC

La pegadura diferencial de la sarta puede ocurrir con mayor frecuencia en estos pozos. Una mayor densidad del lodo y longitudes más grandes de intervalos expuestos por un mayor tiempo, son algunos de los factores contribuyen a incrementar el riesgo de pegadura diferencial de la sarta comparado con los pozos convencionales. La sarta de perforación y el BHA estarán en la parte baja del agujero y parcialmente enterrado en recortes.

Se debe tener cuidado en pozos donde se genere torque, arrastre y problemas de pandeo excesivos, ya que al disminuir los efectos de pegadura diferencial la fricción disminuirá considerablemente.

- **Brotos**

El riesgo de generar un brote puede deberse a la presencia de una cama de recortes estática en la parte horizontal del pozo que reduce el área de flujo, otro factor que aumenta la probabilidad de generar un brote es el número y distancia de los viajes de tubería los cuales pueden generar un efecto de succión si ésta es retirada del pozo con demasiada rapidez, debido a la gran profundidad desarrollada que alcanzan estos pozos, el riesgo tiende a aumentar durante la realización de esta operación.

- **Torque y arrastre**

Uno de los problemas más significativos asociados a la perforación horizontal y de alcance extendido es el torque y arrastre, el cual es causado por la fricción entre la sarta de perforación y la pared del agujero, cuando la sarta de perforación no está rotando, las fuerzas de arrastre son mucho mayores que cuando ésta se encuentra en rotación.

El torque está en función de las herramientas que conforman la sarta de perforación, Se han utilizado muchas técnicas para reducir el torque y arrastre como: herramientas mecánicas, lodos lubricantes, técnicas de flotación, etc., sin embargo algunas de estas técnicas tienen efectos secundarios.

Algunas publicaciones de diferentes compañías han presentado la idea de usar tubería que no sea de acero para reducir estas cargas, como tuberías de titanio y de aluminio, los estudios realizados han demostrado que estos materiales tienen sus fortalezas y debilidades para realizar este tipo de perforación, sin embargo otras técnicas han probado ser más exitosas, más económicas y más prácticas.

- **Logística**

Los problemas de logística son más complejos y más difíciles de manejar en estos pozos. Algunos de estos son:

- Manejo de grandes cantidades de lodo
- Grandes cantidades de barita

-
- Limitaciones de peso en la torre de perforación
 - Para pozos de ultra alcance extendido, no hay espacio suficiente para las tuberías y en algunos casos éstas tienen que ser alojadas en barcos.
 - Problemas para alojar a todo el personal involucrado, ya que para este tipo de pozos generalmente se requiere personal extra (Sistemas de lodo, equipo de control de sólidos, diferentes herramientas direccionales, etc.).

1.9. VENTAJAS

Como se mencionó en páginas anteriores, la perforación de alcance extendido utiliza técnicas y tecnología de perforación horizontal y direccional obteniendo varios beneficios.

Una de las ventajas más notables de este tipo de pozos es que al entrar a la formación productora de manera horizontal, el área de contacto aumenta significativamente con respecto a los pozos convencionales, los cuales atraviesan la formación de manera perpendicular. Con esto se logra aumentar el gasto en la producción debido a que se drena una mayor área del yacimiento, en algunos casos como en el Campo Gidding, Texas se ha llegado a producir hasta 7 veces el gasto de los pozos verticales^[7].

La producción en yacimientos de gas también puede ser beneficiada, por ejemplo en formaciones en donde la permeabilidad es baja ayudan a mejorar el área de drenado y reducir el número de pozos para explotar el yacimiento, mientras que en yacimientos con alta permeabilidad, los pozos horizontales proporcionan una ventaja sobre los pozos verticales disminuyendo las altas velocidades que se generan en la vecindad del pozo, reduciendo la turbulencia y por ende mejorando la producción.

En yacimientos naturalmente fracturados, los pozos horizontales se han utilizado para intersectar las fracturas verticales aprovechando que por estos canales, el aceite fluye de manera más fácil.

En yacimientos con problemas de conificación de agua o gas, este tipo de pozos puede reducirlos significativamente.

En la recuperación mejorada, especialmente en la térmica se han utilizado pozos horizontales ya que proveen una mayor área de contacto con el yacimiento y por lo tanto un pozo inyector desarrolla mejor su función.

En lugares remotos, campos satélites, costa afuera y áreas ambientalmente sensibles en donde el costo del proyecto solo puede ser disminuido reduciendo el número de pozos, este tipo de perforación proporciona una gran ventaja, por ejemplo, los costos de las plataformas son proporcionales al número de pozos que se pueden perforar desde ellas, la perforación de alcance extendido pueden ser de gran ayuda en estos casos, ya que con menos pozos se puede drenar un volumen igual o mayor del yacimiento. En

algunos casos no es necesaria la instalación de nueva infraestructura, ayudando también a disminuir los costos de producción.

Como se comento en la parte de definición, en estos pozos generalmente se utilizan radios de curvatura grandes, los cuales tienen las siguientes ventajas y desventajas^[1]:

- Los registros se toman con mayor facilidad.
- Hay más alternativas para la terminación del pozo
- Una severidad de pata de perro más baja permite una mejor rotación de la sarta de perforación y un esfuerzo de flexión menor tanto en la tubería de revestimiento como en la tubería de producción.
- Permiten perforar mayores longitudes horizontales
- Debido a que la curva a construir es más grande se utilizan herramientas direccionales por más tiempo, lo cual aumenta los costos, especialmente en formaciones duras donde el ritmo de penetración es bajo.
- Es ligeramente más difícil encontrar un objetivo pequeño debido a la incertidumbre de los estudios y mediciones.

1.10. LIMITACIONES

Las limitaciones dentro de la perforación de alcance extendido se encuentran en un cambio constante, conforme se cuenta con un mejor conocimiento, experiencia y tecnología, se obtendrán mejores resultados, las limitaciones que hace algunos años impedían el logro de los objetivos, en la actualidad representan problemas mínimos.

En general, las limitaciones en los pozos de alcance extendido están divididas en dos categorías principales^[2]:

1. Relacionados a la formación
2. Mecánicos

1. Relacionados a la formación

Los límites relacionados con la formación están en función de las características de las formaciones perforadas para llegar al objetivo, por ejemplo, la estabilidad del agujero, problemas con la ventana operativa (presión de poro y gradiente de fractura), densidad del fluido de perforación, pérdidas de circulación, etc.

2. Mecánicos

Los límites mecánicos son los que están relacionados con todas las operaciones de perforación que se llevarán a cabo, como problemas de fluctuación importante de la densidad equivalente de control, capacidad del aparejo, torque y arrastre excesivos, limpieza del agujero, gasto proporcionado por las bombas, etc.

1.11. RECORDS ACTUALES

A continuación se muestra una tabla con el top 20 de pozos de alcance extendido a nivel mundial en donde la empresa Maersk Oil ocupa el primer sitio seguido por ExxonMobil y British Petroleum.

| Lugar | DH [m] | PD [m] | PVR [m] | Operadora | Pozo | Campo | Área |
|-------|--------|--------|-------------|-----------------------|---------------|---------------|-----------|
| 1 | 10,900 | 12,300 | +/- 1250 | Maersk Oil Qatar | BD-04 | Al Shaheen | Qatar |
| 2 | - | 11,680 | 2600 | ExxonMobil | Z-12 | Chayvo | Sakhalin |
| 3 | - | 11,282 | 2600 | ExxonMobil | Z-11 | Chayvo | Sakhalin |
| 4 | 10,728 | 11,278 | 1,637 | BP | M-16Z | Wytch Farm | RU |
| 5 | 10,585 | 11,184 | 1,657 | Total | CN-1 | Ara | Argentina |
| 6 | 10,114 | 10,658 | 1,605 | BP | M-11Y | Wytch Farm | RU |
| 7 | 10,089 | 11,134 | 2,600 | ExxonMobil | Z2 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 8 | 10,082 | 10,917 | 2,600 | ExxonMobil | Z7 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 9 | 9,771 | 10,994 | 2,600 | ExxonMobil | Z1 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 10 | 9,736 | 10,675 | 2,600 | ExxonMobil | Z3 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 11 | 9,533 | 10,522 | 2,538 | ExxonMobil | ZG2 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 12 | 9,509 | 10,536 | 2,537 | ExxonMobil | ZG1 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 13 | 9,243 | 10,183 | 2,612 | ExxonMobil | Z4 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 14 | 8,938 | 9,557 | 1,795 | BP | M-14 | Wytch Farm | RU |
| 15 | 8,434 | 9,275 | 2,335 | RWE Dea | Dieksand 6 | Mittelplate | Alemania |
| 16 | 8,419 | 9,374 | 2,613 | ExxonMobil | Z6 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 17 | 8,307 | 9,278 | 2,898 | Woodside | GWA-18 | Goodwyn | Australia |
| 18 | 8,219 | 10,007 | 3,200 | Statoil | B-47 | Gullfaks | Norway |
| 19 | 8,219 | 9,167 | 2,600 | ExxonMobil | Z5 (EM) | Chayvo | Sakhalin |
| 20 | 8,219 | 10,007 | 2,807 | Hydro Oil & Energy | 30/9-B-47 | Oseberg | Norway |

Tabla 1.2. Records actuales de pozos de alcance extendido

En la figura 1.11. Se aprecia la actividad de perforación en este rubro por las principales operadoras petroleras hasta el año 2006^[6].

- BP → Verde
- Total → negro
- Chevron Texaco → Azul
- ExxonMobil → Rojo
- Otras → Violeta

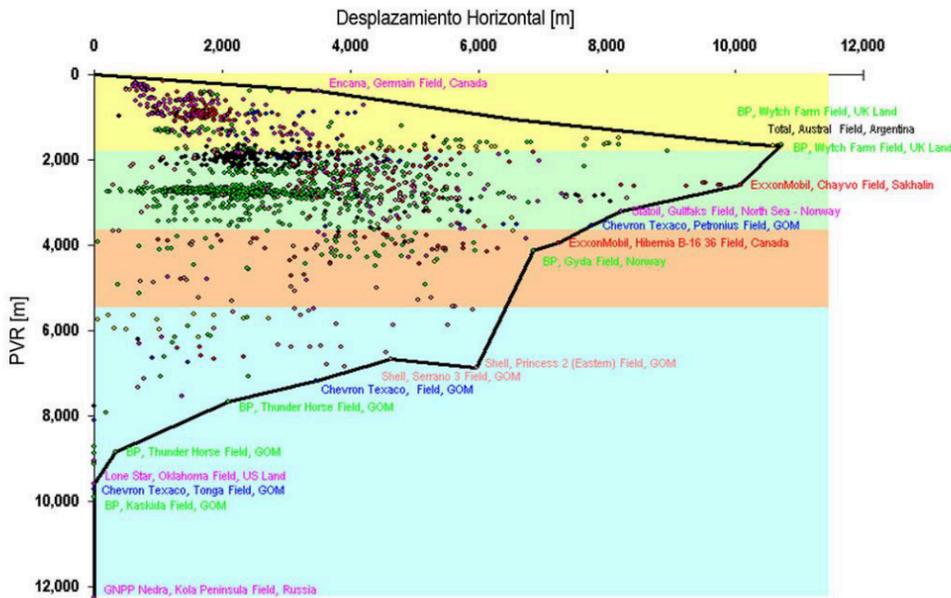


Fig. 1.11. Gráfica de pozos de alcance extendido desarrollados por diferentes operadoras

Por lo tanto, la perforación de alcance extendido se puede considerar actualmente como un método de perforación direccional maduro con un entendimiento sólido, tecnología y equipos adecuados y suficiente experiencia técnica para poder alcanzar desplazamientos cada vez mayores, ayudando a disminuir costos de producción y sobre todo generando un impacto ambiental mucho menor.

CAPÍTULO 2

TECNOLOGÍA DISPONIBLE PARA LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

2.1. INTRODUCCIÓN

Mientras se perfora en áreas más difíciles y profundas, el uso de una tecnología más eficiente y efectiva ha permitido lograr objetivos que hasta hace algún tiempo se creían técnicamente inalcanzables.

El uso de estas herramientas se ha vuelto una necesidad no solo debido al hecho de alcanzar el objetivo sin ningún tipo de problema, sino también para cumplir con las estrictas normas ambientales que existen en la mayoría de los países, en estos aspectos la perforación de alcance extendido ha demostrado tener un gran potencial obteniéndose excelentes resultados. Algunas de estas herramientas que han permitido el desarrollo de estos pozos son:

- Sistema orientable rotatorio
- Barrenas de PDC
- Adquisición de datos mientras se perfora
- Flotación de tubería de revestimiento
- Herramientas reductoras de torque y arrastre

2.2. SISTEMA ORIENTABLE ROTATORIO

El sistema orientable rotatorio (SOR) fue desarrollado a principios de los años 90's respondiendo a la necesidad de la perforación de alcance extendido, fue utilizado por primera vez en los pozos de alcance extendido del campo Wytch Farm y desde entonces ha estado presente en todos los pozos de este tipo convirtiéndose en una herramienta estándar y relativamente de bajo costo.

El SOR es programado por el perforador enviando comandos desde la superficie, los cuales son captados por la herramienta dirigiéndose a la dirección deseada, la principal característica de este sistema es la rotación continua de la sarta de perforación mientras se orienta la barrena.

El SOR remplazó al motor de orientación convencional y eliminó la técnica de deslizamiento, un proceso ineficiente que consumía mucho tiempo, en el cual la sarta de perforación era detenida en donde se quería iniciar la desviación y el motor se orientaba hacia la nueva dirección deseada, esta técnica creaba altas fuerzas de fricción en la sarta de perforación por lo cual no puede ser utilizada en pozos de alcance extendido.

- **Principio de Operación**

La capacidad para rotar la sarta mientras se perfora requiere de la instalación de una unidad de desviación - orientación, ésta se coloca arriba de la barrena y se encarga de dirigir y mantener la trayectoria independientemente de la rotación del ensamble de fondo y tubería de perforación. Actualmente el SOR puede ser clasificado en dos grupos de acuerdo al modo en que esta unidad cumple con su función.

1) “Empuje de barrena” (Push the bit)

Este sistema consiste en colocar a una distancia de aproximadamente 1 pie detrás de la barrena tres aletas alrededor de la unidad de desviación con el propósito de aplicar una fuerza lateral a la formación, se subdivide en dos grupos de acuerdo a su mecanismo de acción:

- a) **Dinámico.** Las aletas están montadas sobre una unidad de orientación giratoria, su golpe está limitado por frenos mecánicos controlando la desviación del ensamble de fondo, cuando se requiere desviar el pozo las aletas son activadas en secuencia, (una por cada revolución de la barrena) contra el lado opuesto al que se quiera desviar, por ejemplo, si el pozo debe ser desviado hacia arriba, las aletas deberán empujar la parte inferior del pozo y para desviar el pozo hacia abajo, las aletas deberán empujar la parte superior del pozo^[2].



Fig. 2.1. Sistema dinámico

- b) **Estático.** Las aletas están montadas sobre una unidad de orientación no giratoria y están siempre en contacto con la formación, cuando se requiere desviar el pozo, estas actúan de forma independiente aplicando una mayor fuerza contra el lado opuesto al que se quiera desviar, son ajustadas constantemente mediante computadoras para mantener la dirección deseada.

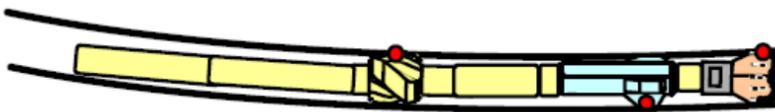


Fig. 2.2. Sistema estático

2) “Apunte de barrena” (Point the bit)

Estos sistemas operan colocando un estabilizador cerca de la barrena que actúa como punto de palanca, la orientación de la barrena puede hacerse de dos maneras distintas:

- a) Curvando un eje motorizado que se encuentra en la unidad de orientación no giratoria (la cual contiene sensores, componentes electrónicos e hidráulicos), el grado de su curvatura es controlada mediante un par de levas, pistones hidráulicos o empacadores inflables.

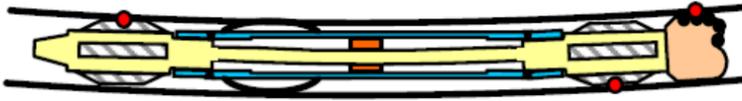


Fig. 2.3. Sistema con eje motorizado

- b) Mediante una palanca articulada controlada geoestacionariamente con respecto a la formación (campos magnéticos y/o gravimétricos) la cual se encuentra dentro de la unidad de orientación.

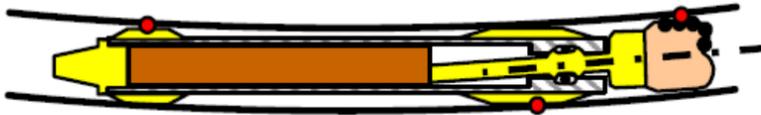


Fig. 2.4. Sistema con palanca articulada

En ambos sistemas, los parámetros pueden ser modificados desde la superficie mientras se está perforando enviando una secuencia de pulsos que viajan a través del lodo de perforación ayudando a corregir la trayectoria del pozo sin mucha pérdida de tiempo.

La decisión en el tipo de SOR a utilizarse depende de varios factores como el económico, programa de perforación, localización del objetivo, tipo de formación, etc., por ejemplo, el sistema “Point de bit” tiene un buen desempeño en formaciones suaves o propensas a derrumbes, ya que no depende del diámetro del agujero e integridad de la formación, mientras que el sistema “Push the bit” se usa generalmente en formaciones bien consolidadas.

- **Beneficios del SOR**

Los beneficios más notables de este sistema es un menor torque y arrastre, mejor ritmo de penetración, pozos con mayor calidad y mejor limpieza. Estudios recientes han mostrado que la rotación de la sarta ayuda a mantener los recortes suspendidos mejorando la limpieza del pozo^[1].

Otro de los grandes beneficios que trajo consigo los SOR's es la reducción de la tortuosidad en pozos de alcance extendido, ésta es definida como una desviación no planeada de la trayectoria del pozo, la tortuosidad es una fuente potencial de torque y arrastre y puede generar problemas en la cementación y terminación. En ciertas aplicaciones, la tortuosidad excesiva en pozos horizontales puede perjudicar la productividad^[3].

Una trayectoria menos tortuosa reduce el riesgo de pegadura de tubería, se ha demostrado que con la utilización de SOR's se presenta solo el 15 % de los casos de pegadura que se tenían utilizando sistemas convencionales.

Aunque actualmente no existe un sistema de medición estándar para la tortuosidad entre las industrias petroleras, ésta puede ser evaluada comparando la trayectoria planeada vs la trayectoria real del pozo.

La precisión que otorgan en la trayectoria planeada los SOR's ayudan a mejorar la productividad de los pozos perforados y son de gran ayuda en yacimientos pequeños o con poco espesor en donde la más mínima desviación podría ser la diferencia entre un pozo seco y uno productor.

Otros beneficios menos tangibles pero que han ganado una mayor aceptación:

Cuando se perfora con SOR se requieren menos viajes, estos sistemas utilizan comúnmente barrenas especiales, gracias a su vida más prolongada y a la versatilidad de esta herramienta se puede perforar en ocasiones, varias secciones del pozo con un solo ensamble de fondo, resultando en menos viajes, menor actividad en el piso de perforación y un menor manejo de tubería incrementando la seguridad del personal. La reducción de los viajes puede ser medida comparando la profundidad perforada vs la cantidad total de la tubería viajada, un estudio en Noruega demostró que hay casos en donde se presenta una reducción de aproximadamente 50% en los viajes con el uso de SOR.

Ambientalmente hablando, la perforación con SOR resulta en pozos "a la medida", con esto se logra reducir el volumen de recortes, por ejemplo, en una sección de 12 ¼ pg., usando sistemas convencionales se tiene un diámetro promedio de 14 pg., lo cual representa aproximadamente un 20 % en el aumento de los recortes y un 30 % en el decremento de la velocidad anular comparada con la sección "a la medida", aumentando los costos de operación.

En la actualidad se están desarrollando sistemas orientables rotatorios denominados híbridos, los cuales combinan las principales ventajas de los dos principios de operación y pueden ser configurados de diferente manera de acuerdo a las necesidades de perforación.

Los avances en la tecnología de perforación con sistemas orientables van de la mano con el uso de barrenas de compacto de diamante policristalino (PDC), el desarrollo de materiales con mayor resistencia y el avance en software de modelado han permitido que la barrenas de PDC puedan perforar más rápido, más lejos y con un mayor nivel de estabilidad, estos beneficios combinados con el SOR apropiado permiten un adecuado control direccional, un agujero de mayor calidad y una cementación más fácil de tuberías de revestimiento. A continuación se describirán las principales características de este tipo de barrenas.

2.3. BARRENAS DE PDC

Después de que se ha decidido el tipo de SOR que cumple mejor con las necesidades de perforación, se debe tener cuidado en la selección de la barrena, pues ésta debe ser específicamente diseñada para usarse con un sistema en particular, la barrena debe tener la habilidad para responder apropiada y rápidamente a una fuerza lateral aplicada por el sistema de orientación para iniciar una desviación, para poder hacer esto debe tener una orientabilidad compatible con el sistema direccional.

Hay tres características fundamentales en este tipo de barrenas en los que se debe poner especial atención para su utilización con los sistemas orientables rotatorios^[4]:

Orientación. La orientabilidad de una barrena corresponde a su habilidad para iniciar una desviación, ésta debe de ser capaz de reaccionar exacta e inmediatamente a los cambios que ordena la herramienta direccional durante el proceso de perforación, lo que resultará en una severidad permisible. Las barrenas con aletas más cortas tienden a ser más dirigibles que las barrenas con aletas largas, sin embargo, la calidad del pozo disminuye considerablemente.

Estabilidad. La estabilidad es extremadamente importante, una barrena estable tiene una mayor vida productiva, mejora el ritmo de penetración, calidad del pozo y reduce el daño al equipo, su diseño no debe provocar una vibración tal que pueda causar una falla prematura a la barrena o a alguna herramienta. En general, niveles altos de vibración lateral fatigarán la tubería de perforación provocando una falla en su parte más débil, por ejemplo, en el sistema "Push the bit" el daño puede ocurrir en las unidades mecánicas que son usadas para actuar las aletas, los componentes electrónicos en la unidad de control también son vulnerables a una vibración lateral severa.

Durabilidad. Avances en la tecnología de los materiales y cortadores han incrementado el desarrollo y desempeño de las barrenas de PDC. Estos cortadores han sido principalmente diseñados en términos de resistencia al impacto y abrasión ya que estos son los factores principales que provocan la falla de la barrena. El objetivo principal es alcanzar la profundidad deseada, para lograr esto, la barrena debe tener suficiente volumen de diamante para poder completar la sección y debe ser capaz de soportar la

perforación en formaciones suaves y duras, evitando el daño causado por el inicio de una desviación en rocas duras.

Para realizar un buen diseño de barrenas se deben considerar las tres partes que interactúan con la formación, las cuales son:

- La estructura de corte
- Los cortadores
- La longitud del calibre de las aletas

Estructura de corte. Para poder realizar un buen diseño de la estructura de corte se deben tomar en cuenta parámetros como el tamaño de los cortadores, ángulo de corte, desgaste producido por la fricción, así como características de la formación a perforar.

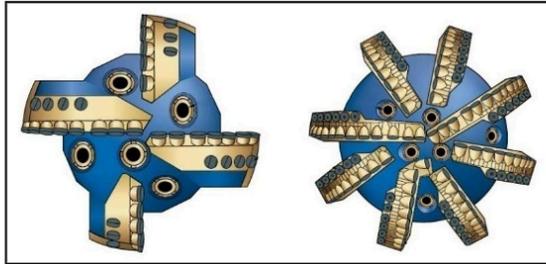


Fig. 2.5. Diferentes tipos de estructuras de corte

Cortadores. Los cortadores corresponden al compacto de diamante policristalino, sus principales características son su longitud, cantidad y forma, estos son montados en la estructura de corte y se encargan de darle el diámetro deseado al pozo, representan la zona de transición entre la estructura de corte y las aletas de calibración, los cortadores deben de soportar el desgaste y la fricción generada con la superficie de la roca.

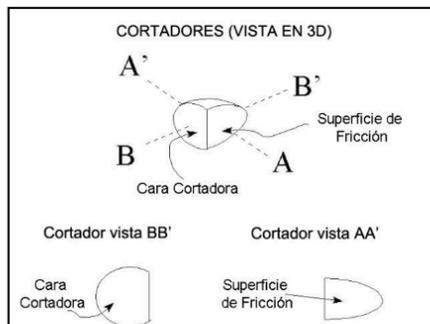


Fig. 2.6. Vista en diferentes planos de un cortador

Longitud del calibre de las aletas. La selección de la longitud de las aletas han sido un factor muy controversial, generalmente se piensa que una longitud mayor en las aletas no es favorable para desviar el pozo y que las aletas de poca longitud y más agresivas proveen una mejor habilidad de corte lateral, sin embargo pueden provocar un pozo espiraliforme, con irregularidades y poca calidad, por el contrario, las aletas largas aumentan significativamente la calidad del pozo previniendo las vibraciones laterales y espiralidad del pozo aunque se sacrifica la habilidad de corte lateral.

Estudios recientes han demostrado que se puede tener una buena orientabilidad aun con aletas largas colocando el estabilizador y motor en el lugar adecuado, su diseño varía de muchas maneras. Sus principales características son su longitud, cobertura circunferencial (Dependiendo del ángulo de sus aspas) y rugosidad de su superficie que depende del tipo de material usado (carburo o diamante).

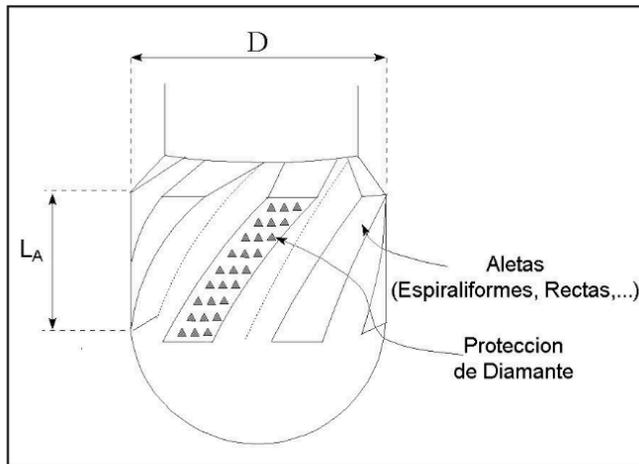


Fig. 2.7. Descripción de las aletas

En los sistemas empuje de barrena generalmente se requiere una barrena que sea lateralmente más agresiva, sin embargo esto puede generar una barrena menos estable y más susceptible a sufrir algún tipo de daño debido a la vibración, esta agresividad lateral variará dependiendo el grado de construcción que se quiera alcanzar, un diseño inadecuado en la capacidad de corte lateral de la barrena puede generar problemas vibración lateral y de tortuosidad en el pozo que podría resultar en una tendencia de caída natural mientras se trata de mantener una tangente.

A diferencia de los sistemas empuje de barrena, los sistemas apunte de barrena no dependen de la agresividad lateral de la barrena, generalmente en estos sistemas se incrementa la longitud de las aletas para una mayor estabilidad. Mientras que los objetivos de perforación son similares en los dos sistemas, los requerimientos de diseño pueden variar significativamente.

El diseño de las barrenas puede ser adaptada para las diferentes aplicaciones requeridas, por ejemplo;

- Una barrena con alta agresividad lateral y con aletas de calibre pequeño o sin ellas, es recomendable para secciones en donde se requiera una alta orientabilidad.
- Una barrena con menor agresividad lateral y con aletas de calibre más extensas es recomendable para secciones en donde la calidad del pozo sea de suma importancia.

2.4. ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACIÓN

Debido a que los pozos de alcance extendido generalmente se perforan mediante geonavegación es necesario la adquisición de datos que permitan de una manera precisa y óptima orientar la barrena hacia el objetivo, para lograr esto, se utiliza una tecnología llamada medición mientras se perfora (MWD por sus siglas en inglés).

La MWD es un término que fue utilizado inicialmente para describir la medición y adquisición de datos direccionales (Inclinación del pozo y Azimut) así como parámetros dinámicos de perforación como, presión y temperatura en el agujero y peso en la barrena. Con el paso del tiempo este término se ha empezado a utilizar también para describir las actividades de toma de registros mientras se perfora (LWD), los cuales miden propiedades de la formación y sus fluidos in-situ durante la perforación, tanto la MWD como el LWD se realizan mediante herramientas las cuales son conectadas en el ensamble de fondo, para fines de esta tesis y de acuerdo con varios autores^{[5][6]}, la tecnología LWD se considerará una rama de la MWD.

La teoría de la medición mientras se perfora ha estado presente desde la toma de datos con línea de acero, el estímulo más grande para el desarrollo de estas herramientas fue la proliferación de pozos con alto ángulo en donde la realización de mediciones con línea de acero eran casi imposibles, sin embargo fue hasta el año de 1978 que la tecnología alcanzó a la teoría y las compañías empezaron a comercializar su servicio^[5].

- **Componentes principales de MWD/LWD**

Este tipo de tecnología cuenta con tres componentes básicos para su funcionamiento:

- 1) Fuente de alimentación
- 2) Sistema de transmisión de datos
- 3) Sistema de telemetría

1) Fuente de alimentación

Tanto la tecnología MWD como la LWD puede funcionar mediante un alternador o baterías de litio (Actualmente la mayoría de las herramientas contienen ambos). Las herramientas operadas a batería pueden funcionar con la bomba apagada, sin embargo la herramienta operará solo por un período finito de tiempo antes de que las baterías se agoten, esta duración dependerá de la temperatura y de la herramienta utilizada (En promedio 300 horas de funcionamiento), el límite de temperatura para que las baterías trabajen correctamente es aproximadamente de 150 a 175 °C.

2) Sistema de transmisión de datos

Los sistemas de transmisión de datos pueden dividirse en dos grupos^[7]; transmisión de datos almacenados dentro de la herramienta y transmisión de datos a la superficie en tiempo real, en el primer grupo los datos son tomados por los sensores electrónicos que se encuentran en la herramienta y son guardados en su memoria interna, cuando la herramienta es retirada del ensamble de fondo y se encuentra en la superficie estos datos son descargados, procesados y analizados posteriormente.

El sistema de transmisión de datos más utilizado en la perforación de alcance extendido es la transmisión de datos en tiempo real en donde sensores electrónicos en la herramienta registran los datos “crudos” que posteriormente son convertidos por un microprocesador a código binario, esta señal es enviada a un emisor que dependiendo de su posición mandará un cero o un uno en forma de pulsos de presión, los cuales utilizan el lodo de perforación como vehículo viajando a través de toda la sarta de perforación hasta llegar a la superficie en donde son captados por un transductor ubicado en el maifoul del stanpipe, éste convertirá los pulsos de presión en una señal electrónica que será decodificada por una computadora ubicada en la superficie y mostrará los datos medidos en un principio.

En algunas ocasiones se emplea una combinación de estos dos métodos de transmisión, en el cual, algunos datos son guardados en la memoria interna de la herramienta mientras que otros son enviados en tiempo real a la superficie, esta combinación generalmente se utiliza cuando la recolección de datos supera la capacidad de transmisión en donde la información clave es transmitida en tiempo real mientras que los datos “secundarios” son guardados en la memoria interna.

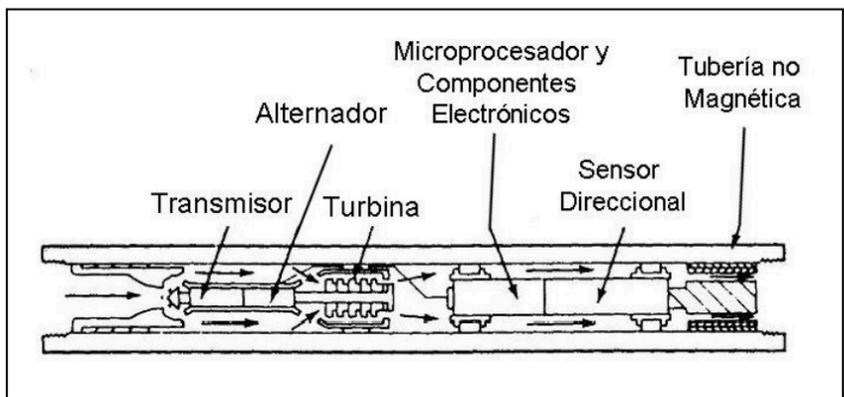


Fig. 2.8. Principales componentes de la tecnología MWD

3) Sistemas de telemetría

Una vez que la información ha sido obtenida por los sensores ésta debe ser transmitida a la superficie. Hay tres sistemas de emisión de señales principales usados en la perforación de alcance extendido; Pulso positivo, Pulso negativo y Ondas continuas.

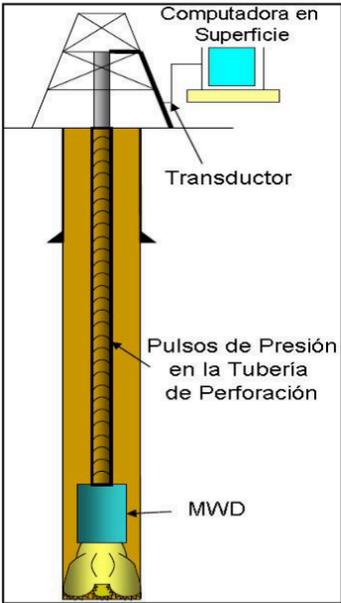


Fig. 2.9. Esquema de transmisión de datos

Pulso positivo. En este sistema se causa una restricción periódica al flujo del lodo de perforación, como resultado de esta acción se incrementa la presión, su velocidad de transmisión se encuentra entre 1220 y 1525 m/seg. Para el uso de este sistema no se requiere un aparejo especial sin embargo la transmisión no se podrá realizar con las bombas apagadas. Este sistema es ocupado por empresas como, Smith Datadrill, Speery-Sun y Western Atlas.

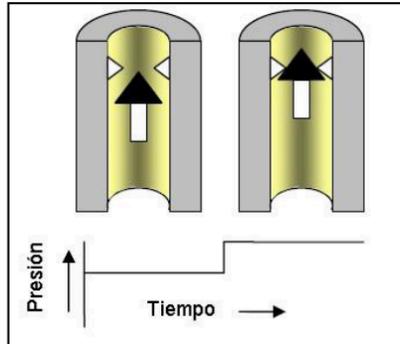


Fig. 2.10. Diagrama de pulso positivo

Pulso negativo. Este sistema cuenta con una válvula la cual permite fluir hacia el espacio anular una pequeña cantidad de fluido de perforación periódicamente, lo que produce una disminución de presión (Mismo efecto que produce un agujero en la tubería de perforación), al igual que en el pulso positivo, su velocidad de transmisión está entre 1220 y 1525 m/seg y tiene la ventaja de crear pulsos de mejor calidad ocupando una menor energía, sin embargo la válvula puede erosionarse por acción del fluido de perforación, aumentando su probabilidad de sufrir alguna falla. Este sistema es usado por empresas como Halliburton.

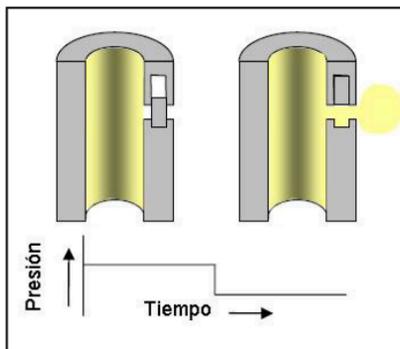


Fig. 2.11. Diagrama de pulso negativo

Ondas continuas. Este sistema cuenta con una serie de estatores y rotores en forma de aspas, cuando las aspas se alinean hay una menor restricción al flujo por lo tanto la presión es menor, cuando las aspas del estator no están alineadas con las aspa del rotor, la restricción al flujo aumenta y la presión aumenta. Las aspas del rotor giran a una velocidad constante, mientras que las aspas del estator rotan a una velocidad variable, lo que resulta en la modulación de los pulsos, su velocidad de transmisión se encuentra entre 1220 y 1525 m/seg, su principal ventaja radica en que su tasa de transmisión de datos es mucho mayor que en el pulso positivo y negativo. Este sistema es utilizado por Schlumberger y Anadrill.

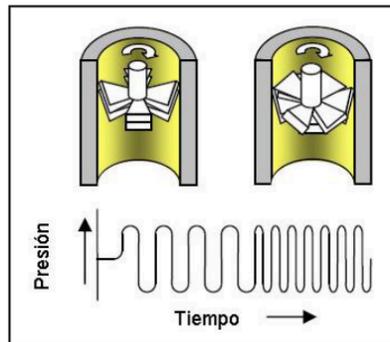


Fig. 2.12. Diagrama de ondas continuas

Existen otros tipos de sistemas de telemetría como son el electromagnético y el acústico, los cuales se utilizan en la perforación bajo balance, ya que las ondas se transmiten por medio de la formación y no del lodo de perforación.

Los beneficios de la MWD caen dentro de tres distintas áreas^[5]:

- 1) Control direccional
- 2) Evaluación de la formación
- 3) Aspectos de seguridad y optimización de la perforación

1) Control direccional

El sistema registra dos datos básicos; la inclinación del pozo y el Azimut, esto se logra gracias a que la herramienta contiene dos familias de sensores. En la primer familia se encuentran tres acelerómetros los cuales comparan la orientación de la herramienta MWD con la gravedad, esta comparación permite el cálculo de la inclinación del pozo. En la segunda familia se encuentran tres magnetómetros, estos también comparan la orientación de la herramienta, pero esta vez con el norte magnético permitiendo la determinación del Azimut, estos datos son enviados a la superficie permitiendo al perforador conocer la ubicación del pozo dándole la posibilidad de corregir o mantener la trayectoria de la barrena.

Los instrumentos magnéticos son influenciados por la presencia del campo magnético que se genera alrededor de la herramienta principalmente por el material ferromagnético presente en la formación, en los lastrabarrenas, tubería de perforación, etc., esta influencia no puede ser eliminada en su totalidad pero puede ser reducida para minimizar la interferencia con el campo magnético de la Tierra, esto se logra colocando el instrumento de medición dentro de un lastrabarrena no-magnético, la mayoría de las veces se utiliza más de un lastrabarrena de este tipo para minimizar la interferencia, el número y longitud de los lastrabarrenas utilizados están en función de la localización geográfica del pozo, la inclinación, azimut y ensamble de fondo^[6].

Una herramienta MWD de gran importancia en la perforación de alcance extendido es la medición de la presión mientras se perfora (PWD), la cual, es capaz de medir la presión en el espacio anular, presión interna, DEC y temperatura, reduciendo el riesgo de una fractura, brote, colapso en la tubería, etc. Los sensores PWD son capaces de detectar un aumento en la presión anular provocado por una mala limpieza del agujero, así como también flujos provenientes del yacimiento, debido a que la herramienta se encuentra en el fondo del pozo, estos problemas son detectados con mucha más anticipación, dándole la oportunidad al ingeniero de realizar las correcciones pertinentes antes de que la situación se vuelva más complicada.

2) Evaluación de la formación.

Medir las propiedades de las formaciones y fluidos ha sido tradicionalmente realizado con herramientas de registro corridas con línea de acero una vez que el pozo ha sido perforado y la sarta de perforación se ha retirado, esta técnica fue desarrollada en la década de 1920 y por mucho tiempo este fue el único método para adquirir datos precisos en la superficie.

Los beneficios de registros con línea de acero son obvios, las mediciones se desarrollan en un ambiente estático, el contacto entre las herramientas y la formación es bueno, el control de la profundidad excelente y las herramientas usadas han sido probadas por décadas de operación, sin embargo, la necesidad de desarrollar pozos más complejos y extensos obligaron a desarrollar una herramienta que fuera capaz de minimizar el tiempo de operación aumentando las ganancias.

El LWD describe la toma de registros en tiempo real durante operaciones de perforación usando herramientas acopladas en el ensamble de fondo. Las primeras herramientas de LWD fueron introducidas en la década de 1980, sirviendo principalmente como registros de respaldo en pozos desviados y verticales, la toma de registros durante la perforación aseguraba la obtención de datos básicos para determinar la productividad y comercialización del pozo, así como para mitigar el riesgo de perforación.

La mayoría de los registros tomados con línea de acero tienen su equivalente en tecnología LWD como lo son, rayos Gamma, utilizados para conocer la radioactividad de la roca y presencia de lutitas; sónicos, para conocer la porosidad de la roca principalmente, resistividad, son utilizados para conocer el tipo de fluidos que contiene la formación (Una resistividad mayor indica la presencia de hidrocarburos, mientras que resistividades bajas indican la presencia de agua salada), registros de densidad, y registros que cuentan con sensores capaces de captar imágenes en dos y tres dimensiones el fondo del pozo, las cuales pueden ser usadas para interpretar la estratigrafía.

El LWD trae consigo grandes beneficios:

- Permite una temprana delimitación y evaluación del yacimiento
- Facilita la profundidad a la cual se tomará un núcleo o se cementará una tubería de revestimiento
- Permite la toma de registros en pozos complejos
- La medición de las propiedades roca-fluidos se hace inmediatamente después de que el pozo es perforado, reduciendo el efecto provocado por el fluido de invasión en comparación con registros tomados con línea de acero.
- Minimiza tiempo de toma de registros con cable

3) Aspectos de seguridad y optimización de la perforación

La información obtenida por la tecnología MWD permite mejorar la eficiencia de perforación y gracias a que se pueden detectar los cambios de formaciones se logra mejorar el desempeño de la barrena, las mediciones realizadas por la herramienta PWD ayudarán a prevenir cualquier brote o descontrol en el pozo, aumentando la seguridad del personal que ahí labora.

- **Ventajas de la tecnología MWD**
 - Hay un ahorro significativo en el tiempo de perforación, aumentando las ganancias.
 - Los datos medidos están disponibles en tiempo real, permitiendo una mejor localización de la barrena y una correcta toma de decisiones durante la perforación.
 - Se pueden tomar mediciones en pozos complejos.
 - La sarta de perforación puede ser rotada mientras los sensores realizan las mediciones.
 - No se necesita ningún aparato especial para poder hacer uso de esta tecnología, los lastrarrenas no magnéticos vienen integrados y pueden ser fácilmente sustituidos por lastrarrenas normales cuando estos no afecten el funcionamiento de los sensores de registro.
 - Se trabaja con una mayor seguridad.

- **Desventajas de la tecnología MWD**

- El contenido de arena debe ser mantenido en niveles mínimos (Preferente mente abajo del 1%), grandes cantidades de este material puede erosionar los componentes electrónicos, dañando el sistema de transmisión.
- Los lodos de perforación base aceite atenúan mucho más el pulso que los lodos a base de agua, necesitando realizar algunas correcciones.
- El funcionamiento de estos sistemas depende de la vida de la batería o del funcionamiento de las bombas de lodo.
- La velocidad de transmisión puede llegar a ser insuficiente en algunos casos.
- Si la herramienta es perdida en el pozo, los costos pueden cubrir millones de dólares dependiendo del número de sensores de registros con los que se contaba en ese momento.

2.5. FLOTACIÓN DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

En los pozos de alcance extendido, el asentamiento de tubería de revestimiento en secciones con ángulos altos puede ser una de las operaciones más críticas, un método relativamente simple y efectivo para reducir el arrastre es la flotación de TR.

El concepto de flotación de TR fue introducido en el año de 1980 por la compañía UNOCAL, este concepto de flotación hace uso de una “cámara de aire” que es creada en el extremo inferior de la tubería, esta cámara crea un efecto de flotación que reduce el peso de la tubería, por lo tanto se tiene un menor arrastre entre la TR y la formación.

En un principio se utilizaban empacadores recuperables para sellar la tubería y poder contener el aire dentro de ésta, sin embargo, al alcanzar la profundidad deseada, se requería de mucho tiempo para poder retirar los empacadores, permitiendo al fluido de perforación desarrollar fuerza gel haciendo más difícil el proceso y por ende los costos de operación incrementaban. Con el paso del tiempo nuevas tecnologías siguen surgiendo permitiendo un mejor control de la flotabilidad y asentamiento de la tubería, en la figura 2.13 se muestra la tecnología actualmente usada por la compañía Halliburton, la cual utiliza una herramienta especial llamada BACE (Bouyancy-Assited Casing Equipment) que contiene una membrana sensible a la presión, cuando la TR ha sido colocada a la profundidad deseada, el aumento de presión rompe la membrana, permitiendo que el aire pueda salir de una manera más controlada, con esto se evita disminuir la presión hidrostática de manera abrupta reduciendo el riesgo de un brote, los materiales con los que están fabricados estas herramientas pueden ser perforados por barrenas de PDC una vez que la operación ha finalizado.

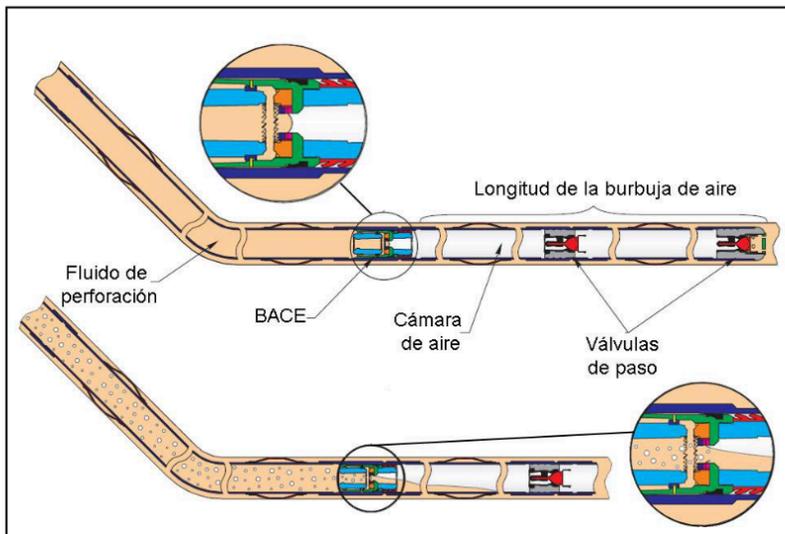


Fig. 2.13. Técnica de flotación de TR

En secciones muy largas, una tubería llena totalmente de aire puede llegar a tener una flotabilidad positiva y oponer resistencia al tratar de ser corrida a través del pozo, debido a esto se desarrolló una variación de este método el cual es denominado flotación selectiva, en donde la sección superior de la TR está llena con lodo de perforación o un fluido más ligero mientras que la inferior está llena de aire, estas dos secciones están separadas por un tapón el cual debe ser diseñado para soportar el peso del lodo, al terminar la operación el tapón puede ser fracturado aplicando una determinada presión, esta técnica también es conocida flotación parcial o "lodo sobre aire".

Aunque la flotación de TR es una técnica que ha ganado confianza a lo largo del tiempo se debe poner especial atención en los riesgos más comunes asociados a ésta como son:

- Colapso de la TR
- Escape de aire durante el desarrollo de las operación
- Control del pozo
- Falla en el mecanismo de flotación
- Incapacidad para circular mientras se corre la tubería
- Ovalización de la tubería flotada

La efectividad de la flotación de TR está basada en la combinación de características de la tubería (Grado, libraje, longitud, etc.) y del lodo de perforación (Densidad, reología, base, etc.), es probable que se necesite realizar alguna modificación al equipo

de perforación, así como herramientas especiales para que la TR pueda ser corrida a través del pozo.

2.6. HERRAMIENTAS REDUCTORAS DE TORQUE Y ARRASTRE (BASADAS EN RODILLOS)

Las fuerzas de fricción que se generan en los pozos de alcance extendido son una limitación primaria para poder incrementar el desplazamiento horizontal, para disminuir estas fuerzas se han desarrollado herramientas con rodillos¹ que permiten disminuir el arrastre ya sea entre dos tuberías o la tubería y la formación y por ende disminuir la fricción ocasionada. Estas también ayudan a mejorar el desempeño de la sarta de perforación reduciendo las vibraciones, incrementando la vida de la barrena y el ritmo de penetración, por lo cual se realizan menos viajes durante todo el proceso de perforación.

La familia de herramientas con rodillo tienen aplicación en todas las etapas de perforación y mantenimiento de pozos como:

- Perforación direccional
- Toma de registros
- Asentamiento de tuberías de revestimiento y liners
- Cementaciones
- Intervenciones

Estas herramientas se montan a lo largo de la tubería, su cuerpo es generalmente de hierro, alrededor de éste se encuentran varios ejes que contienen rodillos de acero, su número dependerá de la operación a realizar. Una consideración importante es su espaciamiento, si las herramientas son puestas con una gran distancia entre sí, la tubería rozará la pared del agujero y la fricción no disminuirá de una manera significativa, si la distancia es muy corta, la rigidez de la sarta aumentará, provocando un aumento en la fricción^[8].

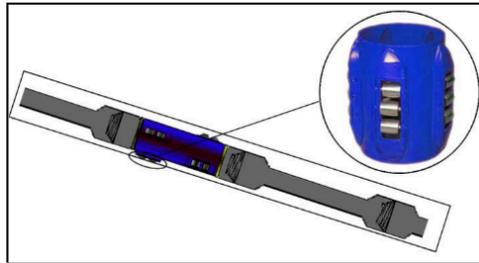


Fig. 2.14. Esquema general de una herramienta reductora de arrastre

¹ Otras técnicas y herramientas disponibles para disminuir el torque y arrastre se describen en el capítulo 4

Una ventaja importante de este tipo de instrumentos es que su funcionamiento no depende del tipo de fluido de perforación, sin embargo en agujeros descubiertos su buen funcionamiento dependerá del diámetro y del tipo de formación expuesta. Se ha demostrado que el desgaste que sufren durante una operación en algunos pozos es tan poco que una vez recuperadas son limpiadas, repintadas y usadas en otro pozo^[8].

A manera de conclusión queda claro que sin el desarrollo y uso de este tipo de tecnología, el desplazamiento horizontal en pozos de alcance extendido sería mucho menor hoy en día debido a las limitaciones que se encuentran durante los procesos de perforación, cementación y terminación, gracias a ésta, se ha aumentado la eficiencia y reducido de manera importante el tiempo y el índice de accidentabilidad durante todo el proceso de perforación.

CAPÍTULO 3

LIMPIEZA DEL AGUJERO EN POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO

3.1. INTRODUCCIÓN

La eliminación de recortes del pozo es una parte esencial de la perforación, uno de los principales problemas en pozos de alcance extendido es la limpieza del agujero, ésta es responsable en gran parte de los casos de pegadura de tubería, algunos argumentan que es la causa número uno de pegadura de tubería en todo el mundo, especialmente en agujeros con alto ángulo. Un estudio realizado en el Mar del Norte^[1] le atribuyó el 33 % de los incidentes de pegadura de tubería a la limpieza deficiente. Otros problemas relacionados a una mala limpieza del agujero son:

- Alto torque y arrastre
- Bajo ritmo de penetración
- Pérdida de circulación
- Aumento de densidad equivalente de circulación
- Problemas al correr las tuberías

En los modelos matemáticos para pozos verticales todas las partículas con una densidad mayor a la del lodo empezarán a caer con una determinada velocidad, conocida como velocidad de asentamiento (V_{as}) también llamada velocidad de deslizamiento, la cual está en función de la diferencia entre la densidad del lodo y de la partícula, su diámetro y la viscosidad del lodo de perforación. Para estos pozos, la velocidad de la partícula V_p es la diferencia entre la velocidad del fluido V_f y la velocidad de deslizamiento V_{as} .

$$V_p = V_f - V_{as} \dots\dots\dots (Ec. 3.1)$$

Para pozos con ángulos altos, estos modelos no pueden ser utilizados, ya que la V_p es la resultante de la V_{as} y la V_f , la V_{as} es siempre vertical mientras que la V_f es paralela al eje del pozo. La partícula eventualmente irá cayendo hacia la parte inferior del pozo formando una cama de recortes.

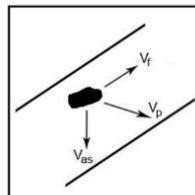


Fig. 3.1. Diagrama de cuerpo libre de una partícula en un pozo direccional

3.2. FACTORES QUE AFECTAN LA LIMPIEZA DEL AGUJERO

Los factores que afectan de forma importante la limpieza del agujero durante la perforación de un pozo son:

- Ángulo de inclinación
- Propiedades del lodo
- Tamaño y densidad de los recortes
- Régimen de flujo
- Ritmo de penetración
- Selección del fluido
- Gasto
- Cama de recortes
- Rotación y excentricidad de la tubería

Para fines de esta tesis, estos factores solo se tratarán en todo lo relacionado con el espacio anular, secciones horizontales y/o de alto ángulo de inclinación, ya que la teoría y cálculos dentro de la tubería permanecen sin ningún cambio con respecto a la perforación convencional.

3.2.1. Ángulo de inclinación

En un pozo de alcance extendido se pueden identificar tres zonas de inclinación^[2]:

| Nombre de la zona | Ángulo |
|-------------------|--------------|
| Vertical | De 0° a 30° |
| Transicional | De 30° a 65° |
| Horizontal | De 65° a 90° |

Tabla 3.1. Zonas de inclinación

Los mecanismos de limpieza del agujero, las características de la cama de recortes y los problemas para la limpieza del agujero varían dependiendo la zona en la que se encuentren.

A medida que el ángulo se acerca a los 30°, los recortes migran hacia la cara inferior del pozo, manteniendo un contacto con la pared del agujero por más tiempo antes de ser arrastrados de nuevo a la corriente principal, debido a esto se empezarán a formar camas de recortes, esto no representa un gran problema ya que para este ángulo, las camas están sueltas y fluyen con una facilidad relativa.

En la zona comprendida entre los 30° y los 65°, el problema de reciclaje de recortes aumenta considerablemente, formándose camas de recortes que se deslizarán hacia el fondo del pozo cuando la circulación sea detenida^[3].

Los recortes tienden a asentarse más rápidamente entre los 40° y 55° debido a un fenómeno conocido como asentamiento de Boycott. Este fenómeno fue descubierto durante la primera guerra mundial por el Dr. A.E. Boycott, el cual observó que la sangre se asentaba en un menor tiempo cuando las probetas se encontraban en un ángulo aproximado de 45°, escribiendo posteriormente en un artículo: “Las partículas pequeñas suspendidas en un líquido tienen el comportamiento de un cuerpo de fluido independiente, para asentarse, el cuerpo de recortes deberá desplazar al fluido que se encuentra debajo de él. El fluido desplazado debe viajar a través de este cuerpo de recortes a lo largo de una trayectoria tortuosa”.

Para la sección horizontal (65° - 90°) la concentración volumétrica de recortes permanece relativamente constante, los recortes no se deslizan al fondo del pozo si no que se depositan en la cara inferior de éste (incluso cuando hay circulación), la cama de recortes irá creciendo disminuyendo el área de flujo y aumentando la velocidad del lodo de perforación hasta un punto en el que se alcance un equilibrio entre la erosión y la depositación de la cama de recortes (Fig. 3.2).

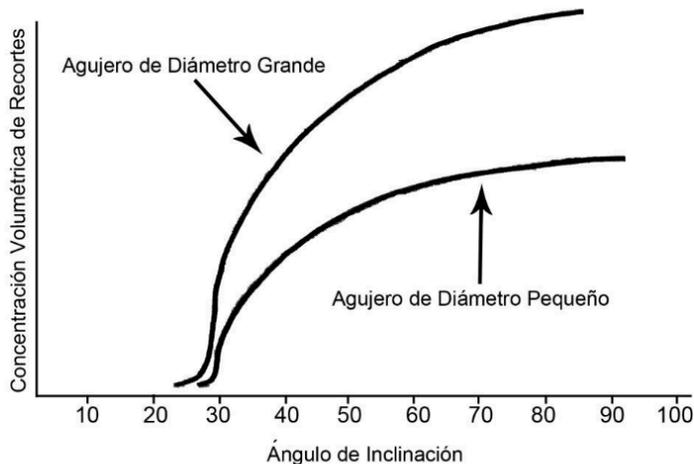


Fig. 3.2. Concentración de recortes a diferentes ángulos

3.2.2. Acumulación de recortes

Durante la perforación de un pozo de alcance extendido, hay tres regiones distintas para la formación de camas de recortes^[2]:

- **Ángulos bajos.** Los recortes están en suspensión homogénea, la formación de camas se da en muy pocos casos.
- **Ángulos moderados.** La cama de recortes que se forma en la cara inferior del pozo es fácilmente agitable, el reciclaje de recortes aumenta de forma importante

- **Ángulos altos.** Las camas de recortes están más compactas y tienden a quedarse inmóviles. Debido a que esta última región es la más extensa en longitud en un pozo de alcance extendido, se profundizará un poco más en ella.

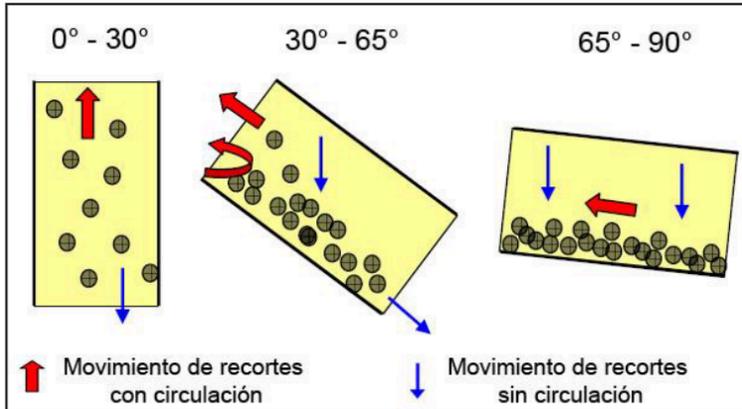


Fig. 3.3. Formación de recortes en un pozo de alcance extendido

Uno de los principales problemas se presenta cuando el ensamble de fondo pasa por las camas de recortes, formando una especie de “colina” o montículo detrás de la herramienta con el mayor diámetro (generalmente la barrena), la cual actúa como un arado, cuando esta “colina” de recortes es baja se experimenta un sobre jalón a medida que el ensamble de fondo pasa por ella, pero cuando la cama de recortes es demasiado alta, la colina de recortes se convierte en un tapón que conlleva a sobre jalones cada vez mayores y empacamiento.

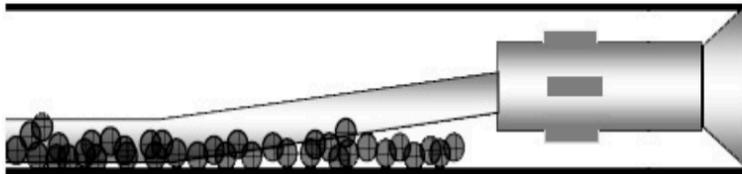


Fig. 3.4. Fenómeno de arado

La relación de limpieza del agujero (HCR) es un método para evaluar la eficiencia de la limpieza del agujero a partir de la altura de las camas de recortes, la altura máxima permisible para que el ensamble de fondo pueda moverse sin sufrir alguna pegadura se le denomina altura crítica de la cama (H_{crit}) y depende únicamente del área de la sección transversal del componente más grande del BHA, mientras que a la altura entre la pared agujero y la cama de recortes se le denomina altura de la región libre (H) y depende tanto del gasto como de las propiedades del fluido de perforación^[4].

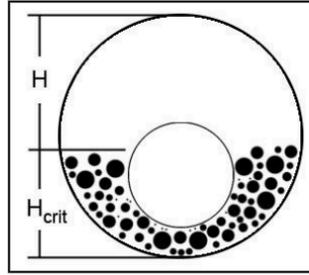


Fig. 3.5. Altura crítica de la cama de recortes

La relación limpieza del agujero es la relación de la altura del espacio anular por encima de los recortes y la altura crítica de la cama.

$$HCR = \frac{H}{H_{crit}} \dots\dots\dots (Ec. 3.2)$$

Si la altura de la región libre es mayor a la altura crítica, es decir si la $HCR > 1$ no se presentará ningún problema de pegadura, cuando la HCR disminuye, la tendencia a pegarse aumenta.

La altura de la cama de recortes se puede calcular midiendo la cantidad total de recortes extraídos del pozo o monitoreando el volumen de lodo total suponiendo que no hubiera pérdida de circulación.

3.2.3. Mecanismos de transporte de recortes

Dentro de los mecanismos de transporte de recortes, se han identificado siete patrones² para distintos ángulos elevados, los cuales pueden clasificarse en dos categorías^[5].

- **Suspensión**

1. Suspensión homogénea
2. Suspensión heterogénea
3. Agrupaciones de arena
4. Saltación

- **Movimiento de camas o rodamiento**

² Los mecanismos de transporte están ordenados conforme a su desempeño, siendo el número 1 el más eficiente de los 7.

-
5. Transporte en dunas
 6. Cama en movimiento continuo
 7. Cama estacionaria

En la categoría de suspensión, los recortes se encuentran suspendidos en el flujo mientras éste se mueve a lo largo del pozo, en cambio, en la categoría de movimiento de camas o rodamiento, los recortes se encuentran en contacto con la parte inferior del pozo mientras se deslizan, el transporte por suspensión es el más eficiente, pero es más difícil de lograr en pozos con altos ángulos de inclinación.

1. **Suspensión homogénea.** Este es el mejor modo de transporte, los recortes se encuentran distribuidos uniformemente por el espacio anular, para pozos horizontales y de ángulos elevados se puede lograr con un flujo turbulento suficientemente fuerte y rotación de la tubería.
2. **Suspensión heterogénea.** Los recortes aún suspendidos se localizan principalmente en la parte inferior del pozo, creando una concentración de sólidos asimétrica, al igual que en la suspensión homogénea, se puede alcanzar con un flujo y rotación de la tubería adecuada.
3. **Agrupaciones de Arena.** En este patrón los recortes forman agrupaciones las cuales se trasladan aproximadamente a la misma velocidad.
4. **Saltación.** Los recortes saltan por la parte inferior del pozo mientras se encuentran suspendidos parcialmente en la corriente de flujo, este mecanismo de transporte oscila entre suspensión (predominantemente) y movimiento de camas.

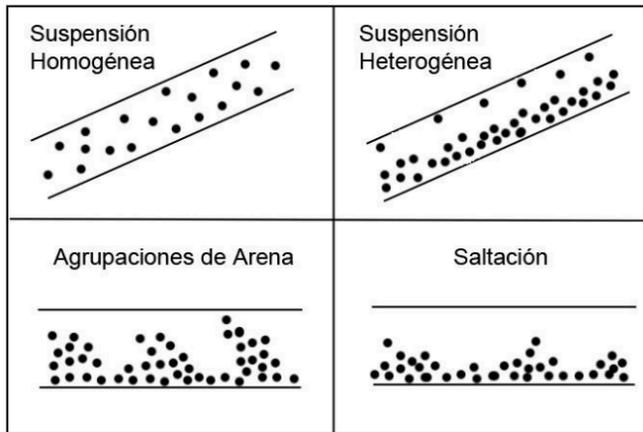


Fig. 3.6. Mecanismos de transporte por suspensión

En la categoría de flujo en suspensión, todos los recortes se mueven a un cierto porcentaje de la velocidad del fluido de perforación.

5. **Transporte en dunas.** Se presenta a bajos gastos, las partículas se acumulan en la cara inferior del agujero, los recortes más pequeños pasan por encima de los recortes más pesados al estilo "Salto de rana", el aspecto general de este mecanismo es el de una duna entera avanzando hacia adelante.
6. **Cama en movimiento continuo.** Una cama fina de recortes se desliza o rueda con mayor velocidad sobre las camas de recortes más gruesos, todos los recortes se mueven hacia adelante, pero a diferentes velocidades.
7. **Cama estacionaria.** Cuando el gasto del fluido de perforación es bastante bajo para permitir el movimiento de todas las partículas inmersas, se forma una cama más gruesa en la cara inferior del pozo, los recortes que se encuentran en la parte superior de esta cama se mueven hacia adelante, mientras que la cama que se encuentra en contacto con la pared del agujero se mantiene inmóvil, este es el patrón menos eficaz de transporte de recortes y desafortunadamente es el patrón que más se presenta en las secciones horizontales de los pozos de alcance extendido cuando la viscosidad del fluido es alta, el flujo es laminar y no se cuenta con las herramientas necesarias como por ejemplo el sistema orientable rotatorio.

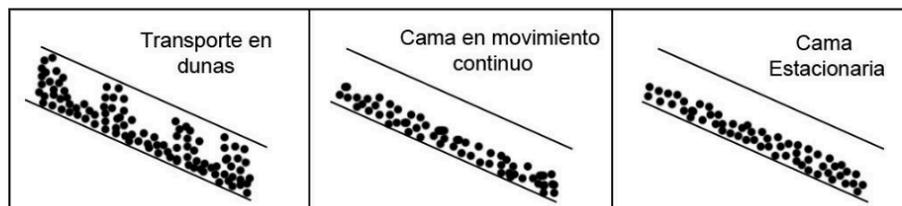


Fig. 3.7. Mecanismos de transporte por rodamiento

En el transporte por rodamiento los recortes se deslizan o ruedan a una velocidad mucho más lenta que los recortes suspendidos, como se mencionó anteriormente este mecanismo de transporte es el menos eficiente, con esto se podría pensar que la sección horizontal en pozos de alcance extendido es la más difícil de limpiar, sin embargo, los recortes se transportarán en suspensión heterogénea por encima de la cama de recortes y jamás se deslizarán hacia el fondo del pozo.

En conclusión, las camas de recortes son la causa de la mayoría de los problemas de circulación en pozos direccionales, estas conllevan a la pegadura de tuberías y pérdidas de circulación originadas por empacamientos, con el paso del tiempo y de diversos estudios se ha observado que:

- Sin rotación de la tubería, es casi seguro que existen camas de recortes en secciones de alto ángulo.

-
- Bajo condiciones normales de operación, hasta la mitad del área anular puede llenarse con camas de recortes.
 - Las camas de recortes son más comunes en agujeros de diámetro grande. Estos se debe a las menores velocidades alcanzadas por el fluido de perforación.
 - Las camas de recortes se hacen más gruesas y compactas conforme el ángulo aumenta.
 - Las camas de recortes se hacen más gruesas y compactas a medida que la densidad del lodo disminuye.
 - Las camas de recortes se hacen más gruesas y compactas a medida que el gasto disminuye.
 - Cuando el agujero no está teniendo una limpieza adecuada, la primera señal es un aumento en el torque, y la disminución del volumen de recortes en la superficie.

3.2.4. Densidad y tamaño de los recortes

- **Densidad**

La densidad de los recortes puede afectar de manera moderada la formación de camas, ya que los recortes con mayor densidad son más difíciles de suspender y transportar debido a los efectos gravitacionales.

- **Tamaño**

En cuanto a su tamaño, se ha observado experimentalmente que, al reducir su tamaño, puede llegar a ser muy difícil reducir el espesor de la cama de recortes, esto se debe a la reducción del área del fluido para aplicar las fuerzas de arrastre y levantamiento.

3.2.5. Propiedades del lodo

- **Densidad**

Al igual que en los pozos verticales, la concentración de recortes disminuye a medida que la densidad del lodo aumenta. La densidad del lodo contribuye a la limpieza del agujero en ángulos elevados al disminuir la velocidad de asentamiento de Boycott y al causar que las camas estén más fluidas y menos compactas, si los otros parámetros se mantienen constantes se presenta un aumento en el número de Reynolds logrando de manera más fácil el flujo turbulento, estudios realizados en la universidad de Tulsa^[7] demostraron algunos efectos de la densidad del lodo sobre la formación de cama de recortes:

- El aumento de la densidad del lodo es inversamente proporcional a la altura de la cama de recortes, es decir, la altura de la cama de recortes disminuye de manera considerable con pequeños incrementos en la densidad del lodo.
- El deslizamiento de camas de recortes ocurre con menos frecuencia con un lodo más pesado.

- La concentración de recortes aumenta de manera sustancial entre los 35° y 45° con un lodo de baja densidad, con un lodo de mayor densidad para el mismo intervalo de inclinación, esta concentración aumenta en menor proporción.
- Las camas de recortes son más fluidas con un lodo más pesado.
- Con un lodo más pesado se necesita una velocidad mínima requerida mayor para que se inicie el rodamiento de recortes.

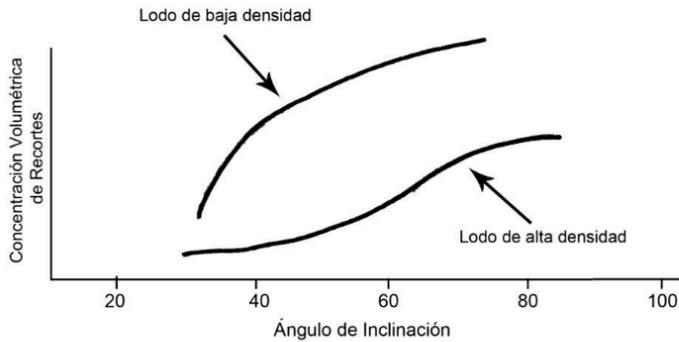


Fig. 3.8. Efecto de la densidad del lodo en la altura de la cama de recortes

- **Viscosidad**

La viscosidad es un parámetro que afecta de manera importante la formación de camas de recortes ya que para secciones de gran inclinación y horizontales una alta viscosidad efectiva no favorece un acarreo adecuado de la cama de recortes, esto es debido a que un incremento en la viscosidad causa una reducción en el número de Reynolds provocando que el flujo turbulento sea más difícil de alcanzar, además, un lodo viscoso no puede penetrar la cama de recortes tan fácilmente como un lodo menos viscoso.

Algunos autores^[8] sostienen que los fluidos menos viscosos permiten velocidades de fluidos más altas por debajo de la tubería de perforación excéntrica, un lodo de alta viscosidad causará que el flujo primario se desvíe al espacio anular por encima de la tubería de perforación, reduciendo así la velocidad de alrededor de las camas de recortes.

3.2.6. Selección del fluido de perforación^[9]

Históricamente, los lodos base aceite o sintéticos han sido los preferidos en la perforación de alcance extendido, sin embargo, las leyes ambientales más estrictas han obligado a la industria petrolera a empezar a desarrollar lodos base agua en conjunto con lubricantes más adecuados para minimizar los daños ambientales, estos lodos de perforación están siendo diseñados para que desarrollen un perfil de flujo más plano, lo cual, ayudará a minimizar los efectos de la densidad equivalente de control.

En varias partes del mundo como en el campo Wycyth Farm, el campo Ara en Argentina y en la parte americana del Golfo de México, los fluidos de emulsión inversa han sido la clave para lograr un mayor alcance, esto se debe a que este tipo de fluidos suministra una lubricidad más alta, preserva la estabilidad del agujero y es más resistente a la contaminación por fluidos provenientes de las formaciones atravesadas, el torque y arrastre en conjunto con las pegaduras diferenciales son sustancialmente más bajas, todos estos factores hacen que los fluidos de emulsión inversa sean los fluidos preferidos para la perforación de alcance extendido.

Los fluidos de emulsión inversa con una base mineral o sintética proveen una viscosidad cinemática baja y han sido probados exitosamente en diferentes campos manteniendo sus propiedades estables, proporcionando una buena suspensión de recortes y valores bajos de densidad equivalente de circulación.

3.2.7. Régimen de flujo

Cuando un fluido fluye a través de un ducto o espacio anular, éste puede fluir ya sea en régimen laminar, transicional o turbulento. La distinción entre regímenes de flujo fue observada por primera vez por Osborne Reynolds, sus experimentos demostraron que a una velocidad suficientemente baja, un fluido fluye uniformemente en forma de láminas, si esta velocidad aumenta de forma considerable, el movimiento de este fluido se vuelve caótico. El tipo de régimen en el que se encuentre el fluido en el espacio anular dependerá del número de Reynolds.

| Número de Reynolds | Régimen de Flujo |
|--------------------|-------------------|
| < 2000 | Flujo Laminar |
| 2000 – 4000 | Flujo Transitorio |
| > 4000 | Flujo Turbulento |

Tabla 3.2. Régimen de flujo un fluido

Flujo laminar. En este régimen de flujo, las partículas del fluido se mueven en líneas rectas paralelas al eje longitudinal del conducto, las capas adyacentes del fluido tienen distintos planos de esfuerzo cortante y se deslizan unas con otras sin mezclarse, las partículas que se encuentran más cerca a la pared del agujero son estacionarias, a medida que las partículas se acercan al centro del agujero se mueven progresivamente más rápido, por lo tanto, el fluido que se mueve bajo condiciones de flujo laminar tiene un perfil de velocidad cónico o parabólico, las caídas de presión por fricción que se producen se deben solo al esfuerzo cortante originado por el deslizamiento de las capas.

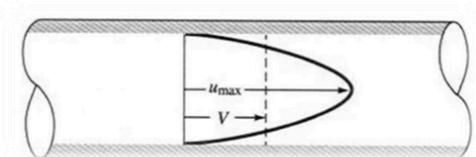


Fig. 3.9. Perfil de velocidad en flujo laminar

Flujo Turbulento. Este flujo se caracteriza por el movimiento de todas las partículas en diferentes direcciones y a diferentes velocidades, es decir, el flujo se comporta de una manera caótica, ocurre a tasas de flujo más altas, en contraste con el flujo laminar, su perfil de velocidad es casi plano, el análisis teórico de las pérdidas de presión por fricción pueden llegar a ser demasiado complejo.

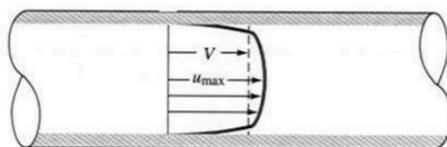


Fig. 3.10. Perfil de velocidad en flujo turbulento

La ecuación para calcular el número de Reynolds para un fluido en el espacio anular se describe a continuación^[10]:

$$Re_a = \frac{928 \times (D_{\text{agujero}} - D_{eTP}) \times V_a \times W}{\mu_{eEA}} \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.3})$$

- En donde:
- D_{agujero} = Diámetro del agujero [pg]
 - D_{eTP} = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastrabarrenas [pg]
 - V_a = Velocidad de flujo en espacio anular [Pies/seg]
 - W = Densidad del lodo [ppg]
 - μ_{eEA} = Viscosidad efectiva en el espacio anular [cp]

La velocidad de flujo en el espacio anular es calculada mediante:

$$V_a = \frac{0.408 \times Q}{D_{\text{agujero}}^2 - D_{eTP}^2} \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.4})$$

En donde: Q = Gasto [gal/min]

Y a su vez, la viscosidad efectiva es calculada por medio de:

$$\mu_{eEA} = 100 \times K_{EA} \times \left(\frac{144 \times V_a}{D_{agujero} - De_{TP}} \right)^{(n_{EA}-1)} \times \left(\frac{(2n_{EA}+1)}{3n_{EA}} \right)^{(n_{EA})} \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.5})$$

K_{ea} = Factor de consistencia en el espacio anular [cp]
 n_{ea} = Índice de flujo en el espacio anular [Adimensional]

Los parámetros K_{EA} y n_{EA} dependen del modelo reológico a utilizar, por ejemplo, para el modelo de ley de potencias se toman las lecturas en el viscosímetro a 100 rpm y 3 rpm y se utilizan las ecuaciones (3.6) y (3.7).

$$n_{EA} = 0.657 \log \left(\frac{\theta_{100}}{\theta_3} \right) \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.6})$$

$$K_{EA} = \left(\frac{511 \times \theta_3}{5.11 n_{EA}} \right) \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.7})$$

Debido a que los fluidos de perforación no se conforman con las propiedades de un fluido Newtoniano real, se han desarrollado ecuaciones para determinar el número crítico de Reynolds^[10], en el cual el régimen de flujo cambia de laminar a turbulento.

| Régimen de Flujo | Ecuación |
|-------------------|--|
| Flujo Laminar | $Re_c = 3470 - 1370 n_{EA}$ |
| Flujo Transitorio | $3470 - 1370 n_{EA} < Re_c < 4270 - 1370 n_{EA}$ |
| Flujo Turbulento | $Re_c = 4270 - 1370 n_{EA}$ |

Tabla 3.3. Número crítico de Reynolds

Donde: Re_c = Número crítico de Reynolds en el espacio anular
 n_{EA} = Constante del modelo reológico utilizado para el espacio anular

Una vez obtenido el valor del número crítico de Reynolds, es posible calcular la velocidad anular crítica (Ec. 3.8) y por lo tanto el gasto crítico de flujo (Ec. 3.9), después del cual el flujo laminar comenzaría a romperse para pasar a un estado transitorio antes de llegar al régimen turbulento.

$$V_c = \left[\frac{(3470 - 1370n)(100)K \left(\frac{2n+1}{3n} \right)^n}{928W(D_{agujero} - De_{TP}) \left(\frac{144}{D_{agujero} - De_{TP}} \right)^{1-n}} \right]^{\frac{1}{2-n}} \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.8})$$

Donde: V_c = Velocidad anular crítica [Pies/seg]
 K y n = Constantes del modelo reológico utilizado para el espacio anular

D_{agujero} = Diámetro del agujero [pg]
 $D_{e_{TP}}$ = Diámetro exterior de la tubería de perforación o lastrabarreras [pg]
 W = Densidad del lodo [ppg]

Y para el gasto crítico

$$Q_c = 2.45 V_c (D_{\text{agujero}}^2 - D_{e_{TP}}^2) \dots\dots\dots (\text{Ec. 3.9})$$

Donde: Q_c = Gasto crítico de flujo [gal/min]
 V_c = Velocidad anular crítica [Pies/seg]

El régimen de flujo que funciona mejor para los pozos verticales no siempre es el que funciona mejor para pozos horizontales o con ángulos altos, por ejemplo, el flujo laminar resulta ser menos eficaz que el flujo turbulento para remover camadas de recortes, los fluidos viscosos no penetran de manera eficaz las camadas de recortes cuando estas se encuentran muy compactas.

La selección del tipo de régimen en conjunto con las propiedades del lodo de perforación es de especial atención, por ejemplo, al aumentar la viscosidad de un fluido en flujo laminar mejorará la limpieza del agujero, mientras que para flujo turbulento la limpieza mejorará al disminuir la viscosidad. Es importante señalar que se debe tener cuidado en no caer en la zona de transición.

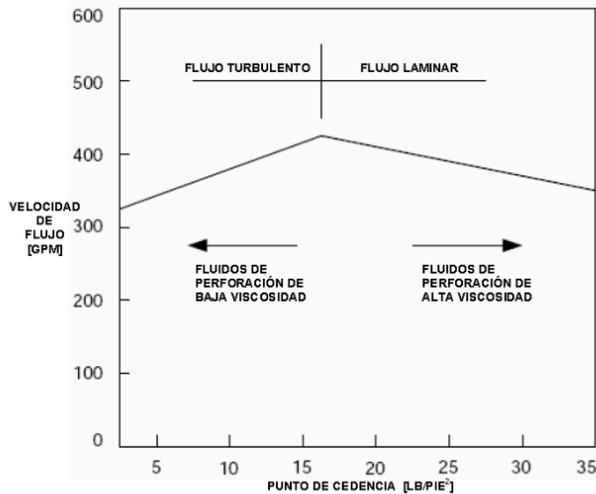


Fig. 3.11. Efecto del punto de cedencia en el régimen de flujo

Investigaciones realizadas por varios autores^{[1][3][8]} han conllevado a las siguientes conclusiones con respecto al régimen de flujo a diferentes ángulos de inclinación:

- Para ángulos menores a 45° , el flujo más adecuado es el laminar.
- El flujo turbulento tiene un mejor desempeño en ángulos mayores a 55° , con una mayor velocidad cerca de la cama de recortes, ésta puede ser penetrada y removida con mayor facilidad, sin embargo se debe tener cuidado ya que este régimen de flujo puede ocasionar una erosión al agujero.
- Para las secciones del pozo que se encuentran entre los 45° y 55° , tanto el flujo laminar como el flujo turbulento proporcionan un desempeño similar, siendo estos ángulos los más difíciles de limpiar.
- Los patrones de flujo en el espacio anular dependen en gran medida del gasto de la bomba y la reología del lodo.

3.2.8. Gasto

La velocidad anular está considerada generalmente como el factor más influyente en la limpieza del agujero, para la sección horizontal de un pozo de alcance extendido, la cama de recortes se formará a menos que se alcance una velocidad “umbral” crítica, ésta se define como una velocidad suficientemente alta para prevenir la depositación de recortes, frecuentemente es imposible alcanzar esta velocidad debido principalmente a limitaciones técnicas de presión o volumen, sin embargo, a medida que los recortes empiezan a formar camas, la altura libre del espacio anular se reduce incrementando el valor de la velocidad anular local del fluido hasta el límite umbral logrando un equilibrio entre la depositación y la erosión.

Es importante señalar que ajustar el gasto no alterará esta velocidad umbral local, ya que la cama se erosionará brindando el área de flujo necesaria para dar lugar a esta velocidad^[4]. La altura de las camas de recortes disminuye linealmente con el gasto (Fig. 3.12), es decir, con gastos más elevados se alcanza esta velocidad con camas de recortes más pequeñas. La velocidad umbral varía con el ángulo de inclinación, las propiedades del lodo y el tipo de recortes que se generan.

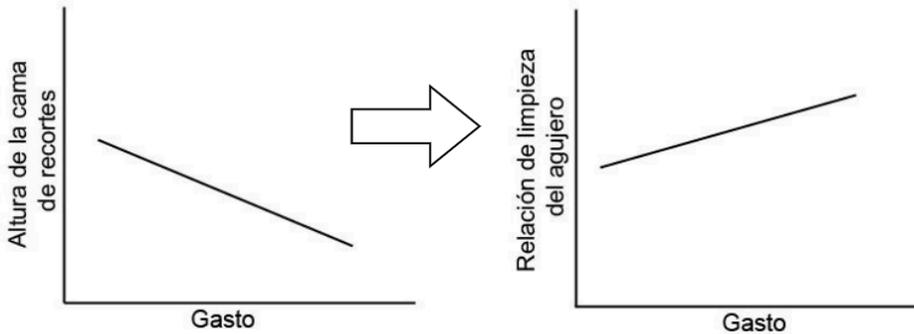


Fig. 3.12. Efecto del gasto sobre la altura de la cama de recortes

La velocidad umbral para prevenir la deposición de camas es la velocidad mínima de transporte (VMT) necesaria para iniciar la suspensión de recortes, la VMT se define como la velocidad que se requiere para iniciar el transporte de recortes, o, en términos de velocidad umbral, la velocidad mínima de transporte para la suspensión es la que empieza a erosionar la cama de recortes. La VMT también es conocida como Velocidad crítica de transporte (V_{crit}).

Como se mencionó anteriormente existen dos tipos de mecanismos de transporte: Por suspensión y por rodamiento. El primer mecanismo requiere una mayor VMT en comparación con el primero, esta velocidad es sensible a las variaciones en el ángulo del agujero, existe una VMT para cada mecanismo de transporte:

VMT por suspensión. Es la velocidad necesaria para que todos los recortes sean desplazados en suspensión por el fluido de perforación. La VMT requerida para iniciar la suspensión de recortes depende en menor grado de las propiedades reológicas del fluido comparado con la VMT por rodamiento, para todos los ángulos, los fluidos de viscosidad media requieren una mayor VMT para transportar los recortes en suspensión (Fig. 3.13).

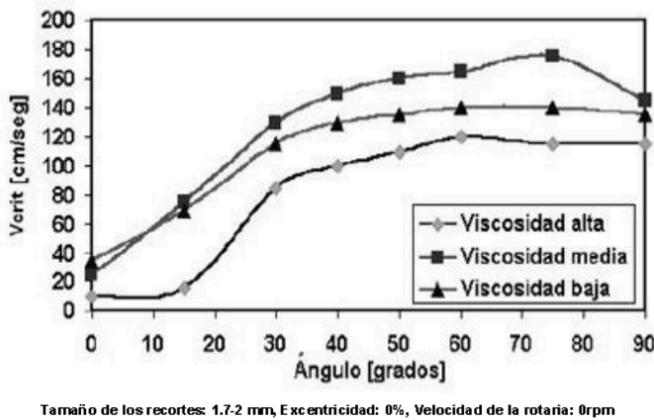
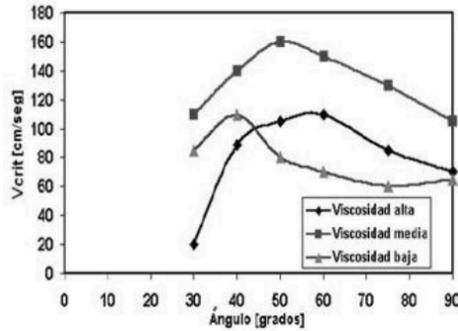


Fig. 3.13. Efecto de la reología del fluido sobre la suspensión de recortes a diferentes ángulos de inclinación

Algunas conclusiones con respecto a la velocidad mínima de transporte para la suspensión de recortes son^[5]:

- El valor de la velocidad mínima de transporte es directamente proporcional al tamaño de los recortes.
- El valor de la velocidad mínima de transporte es inversamente proporcional a la densidad del fluido de perforación.
- La velocidad mínima de transporte para iniciar la suspensión de recortes depende menos de la reología que para el rodamiento de recortes.

VMT por rodamiento de recortes. Es la velocidad a la cual todos los recortes son desplazados a lo largo de la cara inferior del agujero, para ángulos mayores a 30° la VMT requerida para iniciar el rodamiento de recortes en el espacio anular aumenta conforme el ángulo aumenta hasta alcanzar un valor máximo y empieza a disminuir conforme el ángulo sigue aumentando (Fig. 3.14).



Tamaño de los recortes: 1.7-2 mm, E xcentricidad: 0%, Velocidad de la rotaria: 0rpm

Fig. 3.14. Efecto de la reología del fluido sobre el rodamiento de recortes a diferentes ángulos de inclinación

En la siguiente figura (3.15) se pueden observar las diferentes zonas de la limpieza del pozo para diferentes ángulos de inclinación y velocidades anulares.

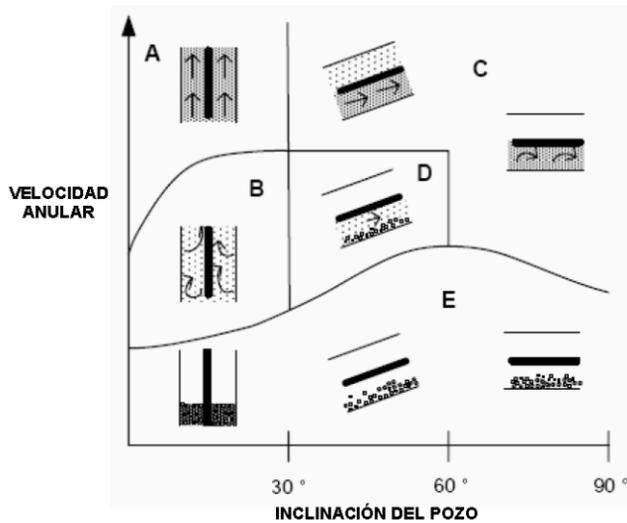


Fig. 3.15. Zonas de limpieza de un pozo de acuerdo a su inclinación y velocidad anular

| Zona | Característica |
|------|---|
| A | No hay acumulación de recortes en el pozo, por lo tanto es la zona más eficiente |
| B | Se presenta una baja eliminación de recortes |
| C | Para ángulos moderados a altos ocurre una buena limpieza del pozo con movimientos de cama de recortes |
| D | Hay una limpieza deficiente, la cama de recortes puede estar estática |
| E | Es la zona más ineficiente en donde no ocurre limpieza del pozo |

Tabla 3.4. Diferentes zonas de limpieza para un pozo direccional

Por lo tanto, las zonas ideales para tener una buena limpieza del agujero son las zonas A y C la, zona E garantiza problemas como los anteriormente señalados.

La diferencia fundamental entre las secciones verticales y horizontales es que en las secciones verticales, los esfuerzos se concentran en reducir el asentamiento de los recortes, mientras que en las secciones horizontales, el énfasis se pone en arrastrar las partículas fuera de la cama de recortes poniéndolas en suspensión.

3.2.9. Cálculo de la velocidad mínima de transporte en la sección horizontal^[6]

T.I. Larsen, A.A. Pilehvari y J.J Azar desarrollaron un método para estimar la VMT del fluido y la velocidad de las partículas, este método solo es válido para secciones de 55° a 90° de inclinación, ellos observaron que la inclinación, la velocidad de penetración y la densidad afectaban la determinación de la velocidad mínima de transporte. A continuación se presenta el desarrollo para obtener la VMT en este rango de inclinación.

La velocidad de transporte de recortes puede ser expresada mediante un balance de masa:

$$M_{gb} = M_{tl} \dots\dots\dots (Ec. 3.10)$$

En donde:

$$M_{gb} = \gamma_r * Q_{iny} \dots\dots\dots (Ec. 3.11)$$

$$M_{tl} = V_r * A_{ea} * C_{conc - fr} * \gamma_r \dots\dots\dots (Ec. 3.12)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.11) y (3.12) en (3.10):

$$\gamma_r * Q_{iny} = V_r * A_{ea} * C_{conc-fr} * \gamma_r \dots\dots\dots (Ec. 3.13)$$

Despejando la velocidad de los recortes (V_r) de la ecuación (3.13) se obtiene:

$$V_r = \frac{Q_{iny}}{A_{ea} * C_{conc-fr}} \dots\dots\dots (Ec. 3.14)$$

Convirtiendo el gasto de inyección (Q_{iny}) a velocidad de penetración (ROP):

$$Q_{iny} \left[\frac{ft^3}{seg} \right] \quad \Longrightarrow \quad ROP \left[\frac{ft}{hr} \right]$$

$$ROP \left(\frac{ft}{hr} \right) = Q_{iny} \left(\frac{ft^3}{seg} \right) \left(\frac{1}{A_{agujero} ft^2} \right) \left(\frac{3600 seg}{1 hr} \right) \dots\dots\dots (Ec. 3.15)$$

Sustituyendo la ecuación (3.15) en la ecuación (3.14) y expresando la concentración de recortes fraccional (C_{con-fr}) en porcentaje (C_{con}):

$$V_r = \frac{ROP}{36 \left[1 - \left(\frac{A_{tp}}{A_{agujero}} \right) \right] C_{con}} \dots\dots\dots (Ec. 3.16)$$

En términos de diámetro:

$$V_r = \frac{ROP}{36 \left[1 - \left(\frac{D_{tp}}{D_{agujero}} \right)^2 \right] C_{con}} \dots\dots\dots (Ec. 3.17)$$

Mediante estudios experimentales se observó que la concentración de recortes en el espacio anular puede ser expresada como una función de la ROP en ángulos de inclinación de 55° a 90°.

$$C_{con} = 0.01778ROP + 0.505 \dots\dots\dots (Ec. 3.18)$$

Combinando las ecuaciones (3.17) y (3.18):

$$V_r = \frac{1}{1 - \left[\left(\frac{D_{tp}}{D_{agujero}} \right)^2 \right] \left(0.64 + \frac{18.16}{ROP} \right)} \dots\dots\dots (Ec. 3.19)$$

La velocidad de asentamiento sin corrección (\bar{V}_{as}) puede ser obtenida calculando la viscosidad aparente (Ec. 3.22).

Para una $\mu_a < 53$ [cp]:

$$\bar{V}_{as} = 0.00516\mu_a + 3.006 \dots\dots\dots (Ec. 3.20)$$

Para una $\mu_a > 53$ [cp]:

$$\bar{V}_{as} = 0.02554(\mu_a - 53) + 3.28 \dots\dots\dots (Ec. 3.21)$$

La viscosidad aparente se puede calcular mediante:

$$\mu_a = \mu_p + \frac{5Y_p(D_{agu\ jero} - D_{tp})}{V_{crit}} \dots\dots\dots (Ec. 3.22)$$

Para generalizar estas ecuaciones se han introducido los siguientes factores de corrección:

Por ángulo de inclinación:

$$C_{ang} = 0.0342\theta_{ang} - 0.000233\theta_{ang}^2 - 0.213 \dots\dots\dots (Ec. 3.23)$$

Por tamaño del recorte:

$$C_{tr} = -1.04D_{50r} + 1.286 \dots\dots\dots (Ec. 3.24)$$

Por peso de lodo:

Para una $\gamma_l > 8.7$:

$$C_{pl} = 1 - 0.0333(\gamma_l - 8.7) \dots\dots\dots (Ec. 3.25)$$

Para $\gamma_l < 8.7$:

$$C_{pl} = 1 \dots\dots\dots (Ec. 3.26)$$

Por lo tanto la ecuación general para determinar el valor de la V_{as} es:

$$V_{as} = \bar{V}_{as} * C_{ang} * C_{tr} * C_{pl} \dots\dots\dots (Ec. 3.27)$$

Finalmente la velocidad crítica (V_{crit}) se obtiene sumando la velocidad de los recortes (V_r) y la velocidad de asentamiento (V_{as})

$$V_{crit} = V_r + V_{as} \dots\dots\dots (Ec. 3.28)$$

Nomenclatura usada en el desarrollo

- A_{ea} = Área del espacio anular [ft²]
- $A_{agujero}$ = Área del agujero perforado [ft²]
- A_{tp} = Área de la tubería de perforación [ft²]
- C_{ang} = Factor de corrección por ángulo de inclinación [Adimensional]
- C_{conc} = Concentración de recortes [%]
- $C_{conc-fr}$ = Concentración de recortes fraccional [Adimensional]
- C_{pl} = Factor de corrección por peso del lodo [Adimensional]
- C_{tr} = Factor de corrección por el tamaño de los recortes [Adimensional]
- D_{50r} = Tamaño promedio de los recortes [pg]
- $D_{agujero}$ = Diámetro del agujero perforado [pg]
- D_{tp} = Diámetro de la TP [pg]
- M_{gb} = Masa generada por la barrena [lbm]
- M_{tl} = Masa transportada por el lodo [lbm]
- Q_{iny} = Gasto volumétrico inyectado [ft³/seg]
- ROP = Velocidad de penetración [ft/hr]
- V_{crit} = Velocidad crítica [ft/seg]
- V_r = Velocidad de los recortes [ft/seg]
- V_{as} = Velocidad de asentamiento corregida por ángulo, tamaño de recorte y peso del lodo [ft/seg]
- \bar{V}_{as} = Velocidad de asentamiento sin corrección [ft/seg]
- Y_p = Punto de cedencia basado en 600 y 300 [rev/min] en el viscosímetro Fann [lbs/100ft²]
- γ_r = Densidad de los recortes [lbm/ft³]
- γ_l = Densidad del lodo [lbm/ gal] o [ppg]
- μ_a = Viscosidad aparente [cp]
- μ_p = Viscosidad plástica basada en 300 y 600 [rev/min] en el viscosímetro Fann [cp]
- θ_{ang} = Ángulo de inclinación del pozo desde la vertical [°]

3.2.10. Ritmo de penetración

El ritmo de penetración influye en el tamaño y cantidad de recortes, sin embargo, esta cantidad no afecta la altura de las camas, las cuales permanecen estables sin importar el ritmo de penetración, la velocidad crítica que limita el crecimiento de las camas no cambia a medida que cambia la producción de recortes, a medida que se generan más recortes estos son transportados en suspensión por encima de las camas.

Al aumentar el ritmo de penetración la concentración de recortes también aumenta en el espacio anular, lo que provocará un aumento en la densidad equivalente de circulación, esto puede significar un problema si se rebasa el gradiente de fractura.

3.2.11. Rotación y excentricidad de la tubería

- **Rotación**

La rotación de la tubería de perforación es muy efectiva para mejorar la limpieza del agujero ya que la TP agitará mecánicamente la cama de recortes que se encuentran en la parte inferior del pozo levantándolos hacia donde la velocidad del fluido es mayor y por lo tanto mejorando la limpieza, la experiencia en el campo ha demostrado que la rotación de la tubería mientras se perfora mejora hasta en un 25% la limpieza, si la perforación se realiza con el método de deslizamiento se debe rotar el aparejo de perforación ocasionalmente, lo que ayudará a agitar la cama de recortes^[2].

Para que la rotación de la tubería sea efectiva y provoque la desintegración de las camas de recortes, primero se debe alcanzar una velocidad de rotación crítica (generalmente entre 120-150 rpm^[9]), en velocidades arriba de la crítica, la tubería puede romper las camas de recortes golpeando alrededor de las paredes del pozo.

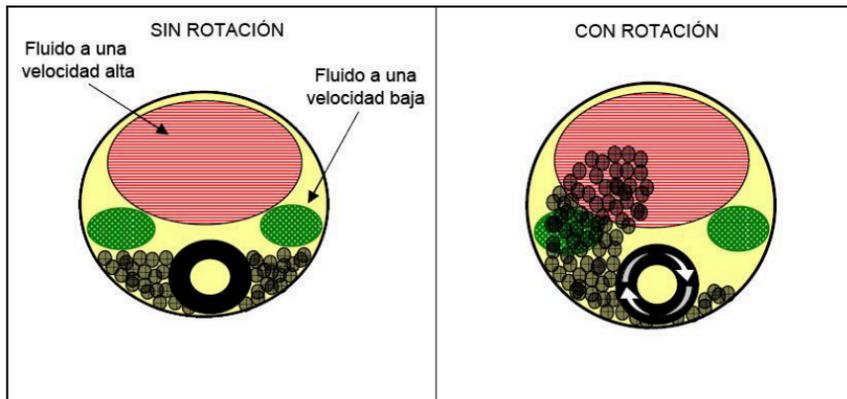


Fig. 3.16. Efecto de la rotación de la tubería para la remoción de recortes

Algunas conclusiones a las que se han llegado con respecto a la rotación de la tubería a partir de operaciones en el campo son^[2]:

- La influencia de la rotación de la tubería aumenta a medida que el ángulo de inclinación aumenta.
- Esta influencia disminuye a medida que el gasto aumenta, ya que a mayor gasto el espesor de las camas de recortes disminuye.
- Los fluidos viscosos no tienen una penetración efectiva en las camas de recortes, por lo que la rotación debe ser mayor.

- **Excentricidad**

En la cima de la sección de construcción, la alta tensión podría guiar a la tubería hacia el lado alto del pozo, esta excentricidad de la tubería no provoca ninguna condición adversa, ya que el flujo no es desviado lejos de los recortes, sin embargo en secciones horizontales y de gran inclinación la tubería de perforación tiende a asentarse en la parte inferior del agujero provocando una disminución radical de la velocidad del fluido en esta parte, por lo tanto el transporte de recortes disminuye enormemente, estos efectos son más significativos con flujo laminar que con flujo turbulento.

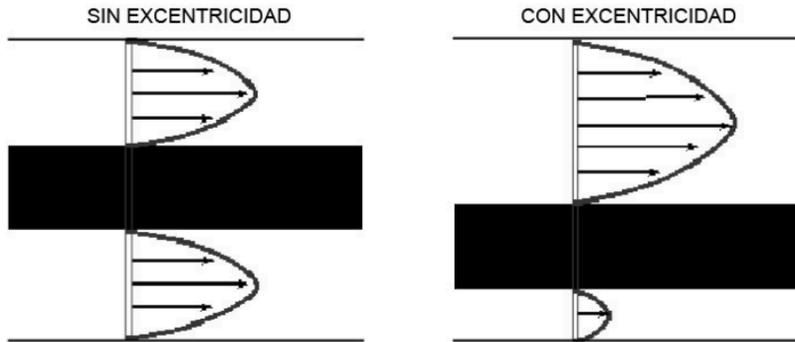


Fig. 3.17. Efecto de la excentricidad de la tubería sobre la velocidad del fluido

De todo esto se puede concluir que uno de los factores más críticos en la perforación de un pozo de alcance extendido es la limpieza del agujero, por lo tanto, el equipo de perforación a utilizarse (principalmente las bombas de lodo) debe de contar con la capacidad y potencia necesaria para desarrollar su función de la mejor manera, una limpieza deficiente del pozo es la base para generar otros problemas como un mayor torque y arrastre, pérdida de circulación, problemas con la ventana operativa, etc.

CAPÍTULO 4

TORQUE Y ARRASTRE EN UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO

4.1. INTRODUCCIÓN

En la perforación de alcance extendido, una limitación en el desplazamiento horizontal es el torque y arrastre causado por la fricción entre la sarta de perforación y la pared del pozo. El arrastre se define como la fuerza incremental requerida para mover la tubería hacia la superficie o hacia el fondo del pozo mientras que el torque es el momento requerido para rotar la tubería^[1]. El torque y arrastre es determinado por la magnitud con la cual la tubería hace contacto con la pared del pozo y el coeficiente de fricción entre la pared y la tubería.

Altas fuerzas de arrastre y cargas excesivas de torque normalmente ocurren juntas, existen varios factores que pueden generar un torque y arrastre excesivo, como:

- Agujeros reducidos
- Derrumbes
- Ojos de llave
- Pegadura diferencial
- Acumulación de recortes
- Fricción generada por el resbalamiento de la sarta

A excepción del último factor, todos los demás dependen de la condición del agujero, cuando el pozo está en buenas condiciones, la fuente primaria del torque y arrastre es la generada por la fricción de resbalamiento.

Un factor muy importante a considerar es la fuerza de fricción, ésta se define como la resistencia tangencial al movimiento que experimenta un cuerpo al moverse con respecto a otro, por lo tanto, esta fuerza siempre irá en sentido contrario al movimiento de la tubería. La capacidad para poder predecir las fuerzas de fricción en la tubería de perforación tiene dos principales beneficios, primero, la trayectoria del pozo puede ser planeada para minimizar el torque y arrastre, segundo, un entendimiento más profundo acerca de las cargas generadas en la tubería de perforación permite diseñarla apropiadamente utilizando los componentes necesarios para soportar todos los esfuerzos.

Para alcanzar un desplazamiento horizontal máximo se requiere disminuir las fuerzas de torque y arrastre, se debe poner especial atención en el pandeo de las tuberías y en las demás fuerzas que actúan sobre ellas, el óptimo diseño requiere de los componentes más ligeros en la sarta de perforación que no permitan el pandeo durante las operaciones de perforación. La siguiente figura muestra las fuerzas que experimenta

la tubería de perforación a diferentes ángulos de inclinación, las cuales, dependiendo de su magnitud pueden generar problemas de fatiga, fractura, desgaste, etc.

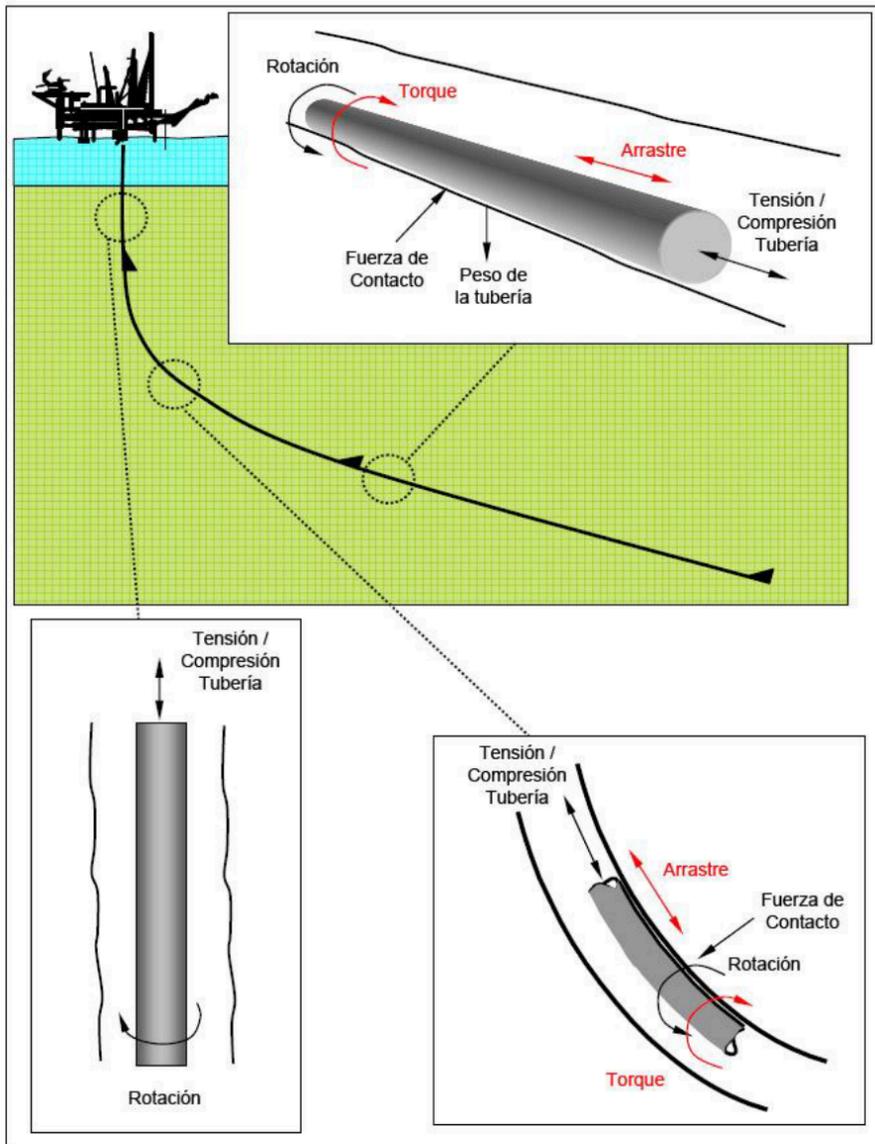


Fig. 4.1. Fuerzas que actúan en la tubería de perforación a diferentes ángulos

El manejo del torque y arrastre es una parte crucial tanto en el diseño del pozo como en el proceso de operación del pozo, por ejemplo, la capacidad del equipo de perforación puede verse comprometida por:

- Un torque excesivo el cual exceda la capacidad del “topdrive”
- Un arrastre significativo, el cual provoque que el deslizamiento de la tubería ya no sea posible, este es un problema frecuente a la hora de correr la tubería de revestimiento en pozos de alcance extendido.

4.2. FACTORES QUE AFECTAN EL TORQUE Y ARRASTRE

Hay esencialmente tres maneras de disminuir el torque y arrastre^[2]:

1. Reducir el coeficiente de fricción (μ)
2. Modificar el perfil direccional
3. Reducir el peso o tensión de la tubería

1. Reducir el coeficiente de fricción (μ)

El arrastre está en función del coeficiente de fricción (μ) y de la fuerza normal (N) de la tubería, μ tendrá valores distintos dependiendo de la superficie en contacto, si se encuentra en una situación estática o dinámica, si éste es reducido a la mitad, el arrastre será reducido a la mitad, el coeficiente de fricción también puede ser afectado por el tipo de fluido, contenido de sólidos y en general por varios aditivos, los lodos base agua tendrán un coeficiente de fricción mayor que los lodos base aceite. Algunos autores^[3] agrupan a este factor de acuerdo al tipo de lodo y al tipo de superficie de contacto.

En la siguiente tabla se pueden observar algunos coeficientes de fricción, los cuales están en función tanto del tipo de fluido de perforación como de la rugosidad de la superficie de contacto, por lo tanto, en agujeros entubados su valor será menor que en agujeros descubiertos. Estos coeficientes de fricción asumen que el agujero presenta una buena limpieza y que la sarta de perforación no presenta pegadura diferencial.

| Fluido de perforación | μ en agujero entubado | μ en agujero descubierto |
|------------------------------|---------------------------|------------------------------|
| Lodo base aceite o sintético | 0.15 a 0.20 | 0.17 a 0.25 |
| Lodo base agua | 0.25 a 0.35 | 0.25 a 0.40 |
| Salmuera | 0.30 a 0.40 | 0.30 a 0.40 |
| Aire | 0.40 a 0.50 | 0.40 a 0.50 |

Tabla 4.1. Diferentes valores de μ

2. Modificar el Perfil Direccional

Generalmente el perfil direccional de un pozo de alcance extendido es diseñado en tres secciones: la sección vertical, la sección de construcción y la sección tangente, por lo tanto la magnitud del torque y arrastre dependerá de las características de estas, especialmente de las dos últimas secciones. Considerando el torque y arrastre, el perfil direccional depende tanto del factor de fricción local como de la operación a realizar.

Para este tipos de pozos es importante que la trayectoria sea tan suave como sea posible y con patas de perro bajas, un pozo con problemas de tortuosidad puede aumentar los problemas de torque y arrastre considerablemente.

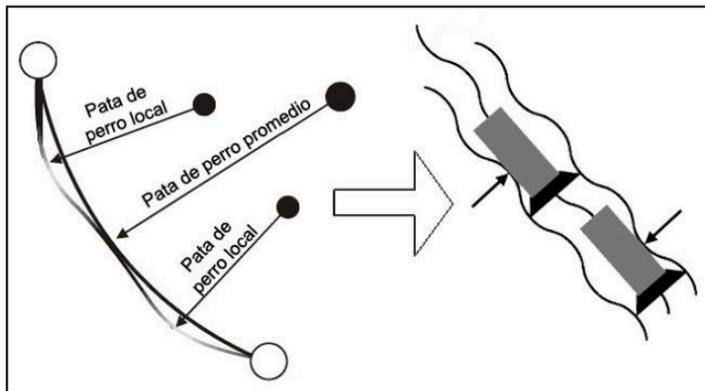


Fig. 4.2. Tortuosidad en un pozo direccional

En la siguiente figura se muestra un estudio^[4] con diferentes perfiles direccionales para un mismo pozo en donde se pretende alcanzar un objetivo a 8 km de desplazamiento horizontal y una PVR de 1600 m en el campo Wytch Farm, las trayectorias están divididas en tres clases nombradas: KOP alto, KOP bajo y perfil invertido. Todas estas trayectorias pretenden desarrollar el yacimiento de manera horizontal, debido al gran desplazamiento, el rango de inclinación entre la categoría KOP alto y bajo es solo de 79.5° a 82.7. El perfil invertido tiene una inclinación de 75° pero fue descartado debido a la preocupación de los perforadores direccionales de no poder alcanzar la horizontal. La optimización de estos perfiles de alcance extendido se desarrolló a partir de un análisis de sensibilidad de torque y arrastre para las operaciones involucradas.

Un tema central fue la optimización de la interrelación entre el arrastre y el pandeo a inclinaciones por arriba del ángulo crítico. El ángulo crítico es el ángulo en el cual la tubería requiere de una fuerza extra para empujarla hacia adentro del pozo, en esta región, un ángulo de inclinación más bajo produce menor arrastre pero permite un pandeo más severo, mientras que ángulos de inclinación más altos generan un arrastre mayor pero un menor pandeo.

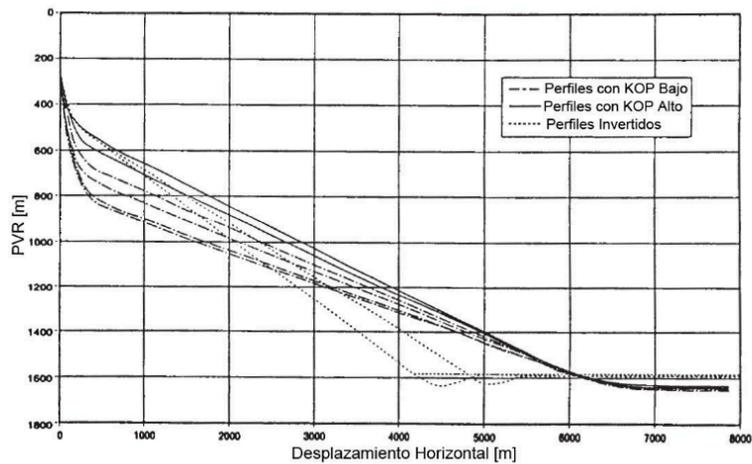


Fig. 4.3. Diferentes perfiles direccionales para un mismo pozo

3. Reducir peso o tensión en la tubería

Reducir la tensión o compresión en la tubería ayuda a reducir la magnitud del torque y arrastre, en pozos de alcance extendido la tubería estará en compresión mientras es metida al pozo y en tensión cuando es retirada del pozo.

La tensión en la tubería de perforación puede ser reducida usando un número mínimo de lastrarbarrenas para conformar el ensamble de fondo, se puede utilizar tubería pesada en lugar de lastrarbarrenas para eliminar el efecto de pandeo, no se recomienda utilizar tubería de perforación ya que ésta no es apropiada para manejar cargas axiales a altos ángulos.

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

En pozos horizontales y de alcance extendido, al colocar los lastrarbarrenas cerca de la barrena no aumentará el peso pero si incrementará el torque, el arrastre y las posibilidades de una pegadura por presión diferencial, por esta razón el único lastrarbarrena que se debe colocar en esta sección es el antimagnético para aislar los instrumentos de medición de las interferencias que se pudieran generar. Los componente para otorgar peso a la barrena se deben colocar cerca o en la sección vertical de la sarta, por lo tanto, la tubería que se encuentra por debajo de esta sección estará sujeta a cargas de compresión. Esta configuración se conoce como "sarta invertida".

4.3. CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN

Un pozo horizontal y de alcance extendido puede dividirse en 6 diferentes secciones^[5] tomando en cuenta el torque, arrastre y el pandeo en cada sección.

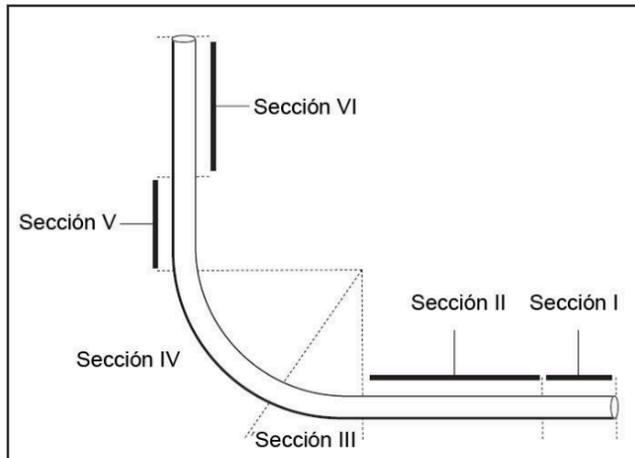


Fig. 4.4. Secciones de un pozo tomando en cuenta el torque y arrastre

Sección I

El ensamble de fondo, incluyendo la barrena, el motor, los lastrabarrenas antimagnéticos y las herramientas MWD controlan la trayectoria del pozo, pero no aportan peso a la barrena, este ensamble deberá ser tan liviano como sea posible para minimizar el torque y arrastre.

Sección II

La tubería en esta sección deberá soportar cargas compresivas sin presentar pandeo y transmitir las cargas axiales y torsionales durante la perforación o viajes de tubería, también deberá ser ligera para minimizar el torque y arrastre, en esta sección generalmente se ocupa la tubería de perforación del mayor diámetro disponible.

Sección III

Sección entre 60° y 90° , la tubería también deberá de ser capaz de transmitir las cargas axiales y torsionales, mientras sufre grandes esfuerzos de flexión, la mayor parte de la tubería en esta sección recae sobre la pared del agujero y contribuye de manera muy pobre al peso de la barrena, esta sección es usualmente conformada por tubería pesada.

Sección IV

Sección de entre 0° y 60°, la tubería deberá de ser capaz de resistir el pandeo y los esfuerzos de flexión impuestos en la sección de construcción. La tubería que se encuentra en esta sección contribuye de manera significativa al peso de la barrena, por lo que se utilizan lastrarbarrenas y tubería pesada.

Sección V

Esta sección produce el peso en la barrena remanente requerido (Después del aportado por la sección IV) por lo que también se usan lastrarbarrenas y tubería pesada, los lastrarbarrenas se deben mantener preferentemente por arriba del KOP para minimizar su exposición a alta patas de perro evitando su fatiga y consecuentemente una falla, esta sección contribuye de manera muy pequeña al torque y arrastre.

Sección VI

La sarta de perforación en esta sección deberá estar en tensión y se aplican las mismas medidas que en la perforación vertical. La tubería debe soportar las cargas torsionales y de tensión durante la perforación o viajes. La tubería usada en esta sección es usualmente determinada por las consideraciones de torque, arrastre, hidráulica y operación del aparejo.

4.4. MÉTODOS PARA REDUCIR EL EFECTO DE TORQUE Y ARRASTRE

Antes de considerar utilizar herramientas especiales para disminuir el torque y arrastre, es una buena idea rediseñar algunos parámetros de perforación de acuerdo a la etapa en la que se encuentra el pozo, como son:

- Modificar el diseño de tuberías de perforación y revestimiento
- Optimizar el perfil del pozo
- Cambiar el fluido de perforación
- Utilizar una combinación de los parámetros anteriores

Al realizar este rediseño se debe tener cuidado en que los cambios realizados no afecten a otros parámetros de perforación, por ejemplo, hacer cambios al perfil del pozo influenciará en la limpieza del pozo, estabilidad del agujero, área de drenado, etc. A esto se le deberá de sumar el impacto económico por rediseñar algún parámetro. Por la tanto el diseño a seguir será el que resulte económicamente más rentable.

Si los valores de torque y arrastre aún permanecen en valores críticos después de rediseñar los parámetros antes mencionados se deberá considerar el uso de técnicas y

herramientas³ específicas para reducir estos valores, las cuales se describen a continuación^[3]:

Protectores rotatorios de tubería de perforación (RDPPs). Son diseñados para reducir el contacto metal-metal entre las juntas de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento lo cual evita que haya un desgaste de tubería, estos protectores se sujetan a la tubería de perforación, constan de tres componentes principales, una manga de plástico o almohadillas con un bajo coeficiente de fricción, una estructura de acero y una cerradura o anillos para mantenerlo fijo.

Protectores no-rotatorios de tubería de perforación (NRDPPs). Son diseñados para que las almohadillas puedan rotar libremente independientemente de la tubería de perforación, estas almohadillas están sujetas por dos anillos (uno en cada extremo) los cuales permiten su rotación, ésta es la principal diferencia con el RDPPs.

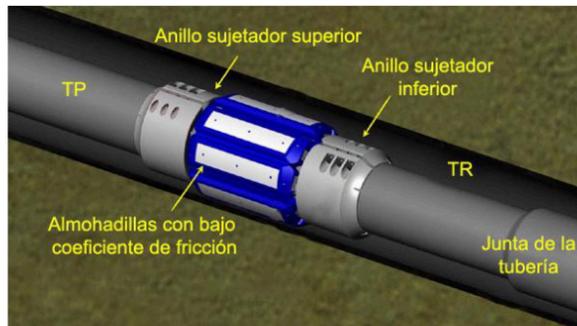


Fig. 4.5. Protector no-rotatorio de la marca Western Well Tool

Conexión para la limpieza del agujero. Consiste en un cuerpo de acero rotatorio con una sección la cual contiene una serie de aspas o hélices diseñadas para agitar mecánica e hidráulicamente la cama de recortes haciendo más fácil su remoción.

Tubería de perforación especializada. Ésta es similar a la tubería de perforación convencional, la diferencia radica en que esta contiene estabilizadores colocados en el cuerpo de la junta. Los estabilizadores están cubiertos de un material de un bajo coeficiente de fricción para reducir el torque, arrastre y desgaste, las aspas de los estabilizadores están diseñadas para agitar la cama de recortes mejorando la limpieza del pozo.

Lubricantes. Como ya se ha comentado, el uso de diferentes fluidos de perforación en conjunto con algunas sustancias químicas afectará directamente el coeficiente de fricción aumentando o disminuyendo el torque y arrastre.

³ Otras técnicas y herramientas disponibles para disminuir el torque y arrastre con sistema a base de rodillo se describen en el capítulo 2

En las siguientes tablas se presentan las ventajas, desventajas y aplicaciones de cada una de estas herramientas:

| Herramienta | Ventajas | Desventajas |
|--|---|---|
| Protectores rotatorios de tubería de perforación | <ul style="list-style-type: none"> • Reducen el desgaste de la tubería de revestimiento • Reducen la fatiga de la tubería • Su uso es relativamente económico • Ayudan a reducir el riesgo por pegadura diferencial, reduciendo el contacto con la pared del pozo | <ul style="list-style-type: none"> • Si la tubería es sobretensionada pueden fallarse • Es necesario inspeccionarlos periódicamente • Su vida productiva es baja • No son recomendados para agujeros descubiertos |
| Protectores no-rotatorios de tubería de perforación | <ul style="list-style-type: none"> • Mayor reducción del torque y arrastre • Mayor vida productiva que las rotarias • Reducen el desgaste de la tubería de revestimiento • Relativamente fácil de manejar e instalar | <ul style="list-style-type: none"> • No pueden ser utilizados en agujeros descubiertos • Requieren de una inspección periódica |
| Conexión para la limpieza del agujero | <ul style="list-style-type: none"> • Reduce el desgaste en la tubería de perforación y problemas de vibración • Mejora la limpieza del agujero • Diseñada para agujero descubierto | <ul style="list-style-type: none"> • Experiencia limitada |
| Tubería de perforación especializada | <ul style="list-style-type: none"> • Mejora la limpieza del pozo • Reduce el desgaste de la tubería de revestimiento • Requiere de un mantenimiento mínimo • Diseñada para agujero descubierto • Fácil de manejar en la superficie | <ul style="list-style-type: none"> • Puede presentar un costo elevado • Propensas a fallarse |

| | | |
|--|---|---|
| Lubricantes | <ul style="list-style-type: none"> • Pueden reducir el torque y arrastre tanto en agujero entubado como en agujero descubierto • Menor riesgo en término de fallas que presentan las herramientas mecánicas • Combinación de lubricantes o “Cocteles” pueden reducir circunstancialmente los valores de fricción | <ul style="list-style-type: none"> • Necesita haber compatibilidad química. • Pueden provocar daño a la formación • Pueden presentar costos elevados |
| Herramientas a base de rodillos | <ul style="list-style-type: none"> • Pueden ser utilizadas tanto en agujero entubado como en agujero descubierto • Reducen de manera importante el arrastre cuando se corre una tubería de revestimiento | <ul style="list-style-type: none"> • Los rodillos se dañan cuando hay grandes impactos • Pueden ser más costosas que otras herramientas mecánicas |

Tabla 4.2. Ventajas y desventajas de las diferentes herramientas

En la siguiente tabla se muestra en qué condiciones de operación son útiles las herramientas arriba mencionadas, así como el porcentaje de reducción de fricción:

| Herramienta | Agujero Entubado | Agujero Descubierto | Método | Reducción de fricción (%) |
|---|------------------|---------------------|---------------------------------------|-------------------------------|
| Perforación | | | | |
| RDPPs | ✓ | × | Reducción del coeficiente de fricción | 0-15 |
| NRDPPs | ✓ | × | Reducción del coeficiente de fricción | 0-30 |
| Conexión para la limpieza del agujero | ✓ | ✓ | Limpieza del agujero | 0-25 |
| Tubería de perforación especializada | ✓ | ✓ | Limpieza del agujero | Datos de campo no disponibles |
| Lubricantes | ✓ | ✓ | Reducción del coeficiente de fricción | 0-50 |
| Tubería de perforación especializada + lubricantes | ✓ | ✓ | Combinado | 27 |

| | | | | |
|--|---|---|---------------------------------------|------|
| Herramientas a base de rodillos | ✓ | ✓ | Reducción del coeficiente de fricción | 0-30 |
| Asentamiento de tuberías de revestimiento | | | | |
| Centradores | ✓ | ✓ | Reducción del coeficiente de fricción | 0-40 |
| Lubricantes | ✓ | ✓ | Reducción del coeficiente de fricción | 0-15 |

Tabla 4.3. Reducción en porcentaje del torque y arrastre

4.5. CRITERIO DE SELECCIÓN

Para poder elegir correctamente la técnica y/o herramienta a utilizar se debe tomar en cuenta lo siguiente^[3]:

- **Modo de operación.** Si la tubería estará rotándose, deslizándose o ambas.
- **Distribución de las cargas de contacto.** Se debe considerar la posición de las herramientas en la sarta de perforación, así como las cargas que actuarán en cada una de ellas.
- **Relación de longitud entre agujero entubado y agujero descubierto.** Esto puede ayudar a determinar la estrategia, si se utilizará una sola herramienta o una combinación de ellas.
- **Costo y disponibilidad.** Las técnicas a utilizar deberán ser las más económicas o en su caso las que puedan estar disponibles en el menor tiempo posible, siempre y cuando no se ponga en riesgo la integridad del pozo.
- **Logística del equipo a utilizar.** Considerar procedimientos, manejo del equipo, mantenimiento, inspección.
- **Compatibilidad.** Algunas herramientas mecánicas no están disponibles para operaciones en donde la temperatura es muy alta, en algunos casos los químicos contenidos en el fluido de perforación pueden afectar los colchones de ciertas herramientas por lo que se debe verificar la compatibilidad.

4.6. MODELO SIMPLIFICADO DE TORQUE Y ARRASTRE^[6]

En la figura 4.6 se muestran las fuerzas asociadas con un objeto en un plano inclinado. La componente del peso a lo largo del eje inclinado ($W \sin \theta$) será la fuerza requerida para mover el objeto en un ambiente sin fricción.

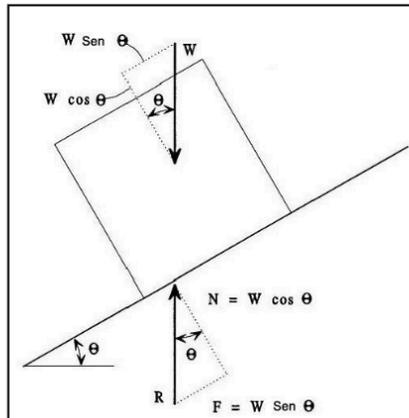


Fig. 4.6. Diagrama de cuerpo libre de un cuerpo en un plano inclinado

Desafortunadamente, la fricción siempre está presente y contribuye a aumentar la fuerza requerida para mover el objeto. La fuerza de fricción es igual a la fuerza normal multiplicada por el coeficiente de fricción, por lo tanto la fuerza requerida para mover el bloque hacia arriba es:

$$T = -W_m \sin \theta + \mu W_m \cos \theta \dots\dots\dots (\text{Ec. 4.1})$$

La fuerza requerida para mover el bloque hacia abajo es:

$$T = -W_m \sin \theta - \mu W_m \cos \theta \dots\dots\dots (\text{Ec. 4.2})$$

- Donde: T = Tensión axial
 W_m = Peso flotado de la tubería
 μ = Coeficiente de fricción
 θ = Ángulo de inclinación

La inclinación del plano es medida desde la horizontal, mientras que la inclinación de un pozo es medida desde la vertical, un pozo perfectamente vertical tiene una inclinación de 0° .

Se debe recordar que la tensión requerida para mover el bloque es independiente del área de la superficie. Para una sarta de perforación, es común que solo la unión de las herramientas y/o las tuberías toquen la pared del pozo. Sin embargo no importa si solo la unión o toda la tubería tocan la pared, los valores de arrastre serán los mismos. En un pozo vertical, se puede experimentar torque y arrastre si el agujero tiene una limpieza deficiente.

- **Torque**

El torque puede aproximarse mediante las siguientes relaciones dependiendo la zona del pozo:

$$T = \frac{F_f * D_{e\ junta} * F_L * L}{24} \dots\dots\dots (Ec. 4.3)$$

Para el valor del factor de fricción se toman los valores antes señalados dependiendo de las condiciones de operación (Tabla 4.1.).

- Para una sección tangente

Para una sección tangente la fuerza axial (F_A) y lateral de contacto (F_L) sobre una tubería (Fig 4.6) se obtienen con las ecuaciones siguientes:

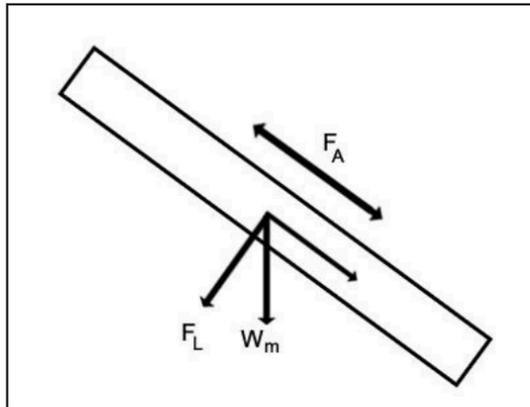


Fig. 4.7. Fuerza axial y lateral de contacto en una sección tangente

$$F_L = W_m * \text{sen}\theta \dots\dots\dots (Ec. 4.4)$$

$$F_A = W_m * \text{cos}\theta \dots\dots\dots (Ec. 4.5)$$

Sustituyendo la ecuación de fuerza lateral de contacto (Ec. 4.4), en la (Ec. 4.3) se obtiene el torque para una sección tangente:

$$T_t = \frac{F_f * De_{junta} * W_m * L * \text{sen}\theta}{24} \dots\dots\dots (Ec. 4.6)$$

- Para una sección de construcción

Al final de una zona de construcción, el torque dependerá del peso sobre la barrena

- Si $WOB < 0.33 * W_m * R$ entonces:

$$T_{zc} = \frac{De_{junta} * W_m * L}{72} \dots\dots\dots (Ec. 4.7)$$

- Si $WOB > 0.33 * W_m * R$ entonces:

$$T_{zc} = \left(\frac{De_{junta} * W_m * L}{72} \right) + \left(\frac{De_{junta} * WOB}{46} \right) \dots\dots\dots (Ec. 4.8)$$

- Para una sección horizontal

El torque en la sección horizontal del pozo tomando en cuenta un valor de fricción de 0.33 esta dado por la siguiente ecuación:

$$T_h = \frac{De_{junta} * W_m * L}{72} \dots\dots\dots (Ec. 4.9)$$

De lo anterior, el torque total rotando es:

$$T = T_t + T_{zc} + T_h \dots\dots\dots (Ec. 4.10)$$

- **Arrastre**

Las fuerzas de arrastre se generan cuando se viaja la tubería y mientras se está perforando, las siguientes ecuaciones son válidas cuando se está realizando un viaje y cuando se utiliza un motor de fondo para perforar, el arrastre se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones dependiendo de la zona del pozo.

- Para una sección tangente

La siguiente expresión es válida solo cuando la tubería no presenta efecto de pandeo

$$D_t = W_m * L * F \text{sen}\theta \dots\dots\dots (Ec. 4.11)$$

- Para una sección de construcción

El arrastre de la tubería en esta sección depende de la magnitud de la fuerza de compresión axial al final de la curva, esta fuerza es la suma del peso sobre la barrena (WOB) y el arrastre en la sección horizontal.

$$F_a = D_h + WOB \dots\dots\dots (Ec. 4.12)$$

Si se espera que el ensamble de fondo genere algún tipo de arrastre (Debido principalmente a los estabilizadores) se debe sumar a la ecuación anterior.

Si $F_a < 0.25 * W_m * R$ entonces la fuerza de arrastre en la curva construida está dada por:

$$D_{zc} = 0.4 * W_m * R \dots\dots\dots (Ec. 4.13)$$

Si $F_a > 0.25 * W_m * R$ entonces la fuerza de arrastre en la curva construida está dada por:

$$D_{zc} = (0.25 * W_m * R) + (0.69 * F_a) \dots\dots\dots (Ec. 4.14)$$

- Para una sección horizontal

$$D_h = 0.33 * W_m * L \dots\dots\dots (Ec. 4.15)$$

Por lo tanto, el arrastre total se expresará mediante la (Ec. 4.16)

$$D = D_t + D_{zc} + D_h \dots\dots\dots (Ec. 4.16)$$

- En donde:
- T = Torque total [lb/pie]
 - T_t = Torque en una sección tangente [lb/pie]
 - T_{zc} = Torque al final de una zona de construcción [lbs/pie]
 - T_h = Torque en una sección horizontal [lbs/pie]
 - F_a = Fuerza axial [lbs/pie]
 - F_L = Fuerza lateral de contacto [lb/pie]
 - De_{junta} = Diámetro exterior de la junta o lastrabarras [pg]
 - L = Longitud de la tubería [pies]
 - F_f = Factor de fricción [Adimensional]
 - θ = Ángulo de inclinación [Grados]
 - W_m = Peso de la tubería en el lodo [lbs/pie]
 - R = Radio de curvatura [pies]
 - WOB = Peso sobre la barrena [lbs]
 - D = Arrastre total [lbs]
 - D_t = Arrastre en una sección tangente [lbs]

D_{zc} = Arrastre en una sección de construcción [lbs]

D_h = Arrastre en una sección horizontal [lbs]

F_a = Fuerza de compresión axial [lbs]

Como conclusión, el torque y arrastre (al igual que la limpieza del agujero) es uno de los factores principales que han limitado alcanzar mayores desplazamientos horizontales, la tecnología y técnicas desarrolladas para disminuir este efecto han probado ser confiables, aunque en ocasiones presentan costos demasiado altos, por lo tanto, durante la planeación se deberán concentrar los esfuerzos en optimizar la trayectoria del pozo y sarta de perforación, mientras que durante la perforación del pozo se debe tratar de apegarse al programa los más que se pueda, manteniendo la trayectoria del pozo lo menos tortuosa posible y manteniendo los demás parámetros de perforación en orden.

CAPÍTULO 5

DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO

5.1. INTRODUCCIÓN

La planeación de un pozo comienza teniendo en mente algún fin o meta, como la de lograr producción de aceite o gas a partir de un yacimiento, uno de los primeros pasos consiste en identificar y seleccionar un objetivo geológico y una trayectoria del pozo para alcanzar este objetivo.

En los capítulos anteriores se ha visto la importancia del papel que juega la trayectoria del pozo la cual puede afectar parámetros como la limpieza del pozo, torque y arrastre, diseño del aparejo de perforación, etc., lo que a su vez se refleja en el aspecto económico y en la rentabilidad del proyecto.

Una metodología práctica para el diseño de un pozo direccional se muestra a continuación^[1]:

Recopilación de la información. En este punto se recurre a diferentes fuentes de información para conseguir los datos necesarios, esencialmente, esta información se obtiene del programa inicial de perforación, de propuestas de compañías, de programas de ingeniería y expedientes de pozos.

Determinación de la trayectoria. Para este punto es importante tener en consideración las restricciones geológicas y económicas del pozo perforado, la trayectoria seleccionada dependerá de factores como características de la estructura geológica, espaciamiento entre pozos, profundidad vertical, desplazamiento horizontal, etc.

Evaluación de la trayectoria. Aquí se toman en cuenta los métodos de cálculo que se utilizarán para determinar la trayectoria actual del pozo que se está perforando, estos métodos pueden ser el tangencial, ángulo promedio, radio de curvatura o mínima curvatura.

Control de la trayectoria. En esta sección se describen los dispositivos para la medición de la trayectoria, las herramientas y/o equipo para la desviación y los aparejos de fondo recomendados para el control de la desviación.

Las propuestas de diseño deberán incluir las trayectorias que puedan satisfacer al proyecto tanto económica como técnicamente tomando en cuenta factores como:

-
- Localización del objetivo
 - Estabilidad del agujero – Tipos de formaciones a atravesar
 - Capacidad y disponibilidad del equipo de perforación
 - Capacidad y disponibilidad de la sarta de perforación
 - Torque y arrastre
 - Tipo de lodo
 - Desgaste de la tubería
 - Plan de contingencia
 - Capacidad para correr tuberías de revestimiento
 - Intervenciones
 - Herramientas MWD y otras herramientas de medición

El diseño más viable será aquel que cumpla de la mejor manera con los factores arriba mencionados, por ejemplo, si una limitante es la capacidad de correr una TR debido a la alta inclinación de la sección tangente, se necesitará reducir su ángulo para permitir que esta tubería se deslice más fácilmente.

La geometría de un pozo direccional puede ser definida mediante tres parámetros^[3]:

1. Tasa de construcción
2. Sección tangente - sección de caída
3. KOP

La tasa de construcción deberá ser la que cause menor fatiga a la tubería de perforación, minimizar la posibilidad de ojos de llave y ayudar a minimizar el torque y arrastre, para el caso de un pozo horizontal y de alcance extendido, esta tasa de construcción puede seleccionarse a partir de la habilidad de orientación del ensamble de fondo.

La sección tangente puede planearse de acuerdo a varios aspectos, por ejemplo a bajas inclinaciones es más difícil mantener la dirección del pozo ya que la tendencia natural que tiene la barrena a desviarse (“caminar”) es mayor, una inclinación entre 45-60° es la más difícil de limpiar, etc.

El KOP puede ser seleccionado de acuerdo a las condiciones del agujero y posición del objetivo a alcanzar, muchas veces es aconsejable entubar la sección de construcción para minimizar la posibilidad de un ojo de llave y perforar las formaciones problemáticas (Zonas de pérdida de circulación o derrumbes) antes de empezar a desviar el pozo, las herramientas MWD no toleran la pérdida de grandes cantidades de lodo por grandes periodos de tiempo, en formaciones propensas a derrumbarse pueden dejar atrapadas las herramientas direccionales (en ocasiones muy costosas), si las formaciones problemáticas están a una gran profundidad, es aconsejable perforarlas manteniendo una sección tangente.

Actualmente, la planeación de un pozo direccional se realiza mediante programas de computo los cuales permiten realizarlo en un menor tiempo y realizar modificaciones

observando sus consecuencias, sin embargo esto no exime al ingeniero o al perforador direccional saber cómo se realizan, ya que en ocasiones se necesita cambiar la trayectoria del pozo durante la perforación del pozo, por ejemplo, una operación de desviación (Sidetracking) debida a un pescado.

5.2. TIPOS DE TRAYECTORIAS

Para la perforación de alcance extendido se han diseñado varios perfiles, los cuales permiten alcanzar una mayor desviación horizontal teniendo el menor número de problemas posibles a la hora de perforar el pozo, comúnmente, estos perfiles son diseñados con una sección vertical, una sección de construcción y una sección tangente, estas trayectorias se describen a continuación:

- Radio de curvatura largo
- Tipo “J” con KOP somero
- Tipo “J” con KOP profundo
- Doble construcción
- Invertida
- Incremento continuo
- Complejos
- 3D

Radio de curvatura largo. Es perforado verticalmente desde la superficie hasta el KOP, generalmente el radio de curvatura es de 1000 a 3000 pies y el incremento del ángulo es de 2° a 6° por cada 100 pies⁴, la curva se construye por arriba del yacimiento, una vez terminada la sección de construcción se empieza a perforar la sección tangente hasta que se alcance el objetivo.

Tipo “J” con KOP somero. Este tipo de pozos es perforado verticalmente desde la superficie hasta el KOP a una profundidad relativamente somera, a partir de este punto el pozo es desviado de forma suave y regular hasta alcanzar un ángulo máximo y la dirección deseada. El ángulo y la dirección son mantenidos mientras se perfora hacia el objetivo.

Tipo “J” con KOP profundo. A diferencia de los pozos *Tipo “J”* con KOP somero en este tipo de pozos el KOP se encuentra a una profundidad mayor conservando las demás características iguales.

Doble construcción. Una vez que el pozo ha llegado al KOP, se perfora la primera zona de construcción, posteriormente se perfora la primer sección tangente (usualmente con una inclinación de 45° a 60°), este proceso se repite una vez más, es decir, se perfora la segunda zona de construcción y una segunda sección tangente para

⁴ Las ventajas y desventajas de este tipo de radio se presentaron en el capítulo 1, subtema 1.9.

llegar al objetivo, en este tipo de pozos las zonas de construcción pueden tener diferentes tasas de construcción.

Invertida. Es similar al perfil de doble construcción, en éste, la longitud de la primer recta tangente es mayor, extendiéndose hasta casi tocar el objetivo, una vez terminada se continúa con la construcción de la segunda curva, la última sección tangente generalmente alcanza los 90° de inclinación.

Incremento continuo. La trayectoria de incremento continuo, consiste en una sección vertical hasta el KOP, seguida por la zona de construcción, en ésta, el ángulo de inclinación se va incrementando gradualmente hasta alcanzar el objetivo.

Complejos. Cualquier trayectoria arriba mencionada con cambios significativos en el azimut y zonas de construcción con severidades altas.

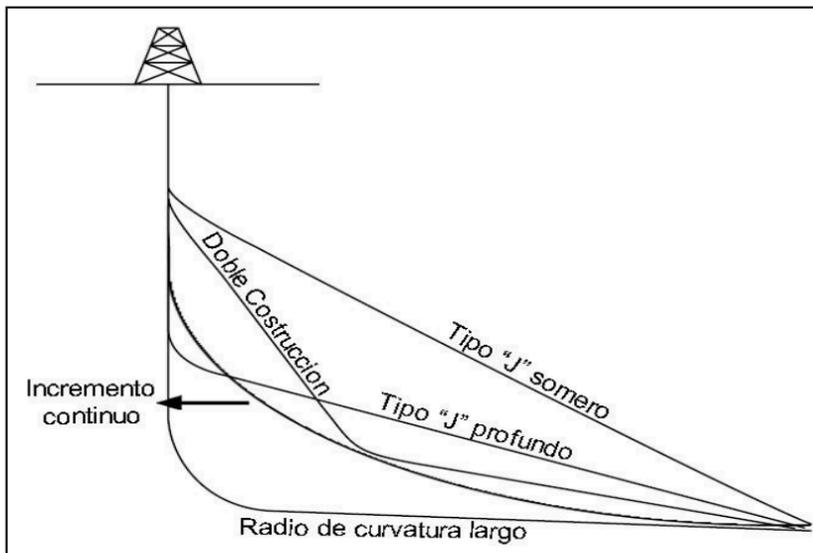


Fig. 5.1. Diferentes tipos de trayectorias para pozos de alcance extendido

5.2.1. Ventajas y desventajas de los diferentes perfiles direccionales

En la siguiente tabla se mencionan las ventajas y desventajas de acuerdo al perfil direccional.

| Perfil | Ventajas | Desventajas |
|---------------------------|---|---|
| Radio de curvatura largo | <ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento horizontal significativo • Valores bajos de torque y arrastre • Bajo desgaste de la TR | <ul style="list-style-type: none"> • Ángulo tangente alto |
| Tipo "J" con KOP somero | <ul style="list-style-type: none"> • Pozo relativamente simple • Gran desplazamiento horizontal • Ángulo tangente bajo | <ul style="list-style-type: none"> • Altas fuerzas de contacto en la zona de construcción produciendo altos valores de torque y desgaste de tubería |
| Tipo "J" con KOP profundo | <ul style="list-style-type: none"> • Pozo relativamente simple • Gran desplazamiento horizontal | <ul style="list-style-type: none"> • Menor desplazamiento horizontal • Ángulo de la sección tangente elevado |
| Doble construcción | <ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento horizontal significativo con bajas fuerzas de contacto en la primer zona de construcción | <ul style="list-style-type: none"> • Requiere de herramientas direccionales por más tiempo, haciéndolo más costoso • La segunda sección tangente presenta un ángulo elevado |
| Invertida | <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad para múltiples objetivos | <ul style="list-style-type: none"> • Mayores cargas axiales • Requiere de herramientas direccionales por más tiempo, haciéndolo más costoso • La segunda sección tangente presenta un ángulo elevado |
| Incremento continuo | <ul style="list-style-type: none"> • Reducción de torque y arrastre • Menor riesgo de un ojo de llave • Menor desgaste de TR | <ul style="list-style-type: none"> • Requiere de herramientas direccionales por más tiempo, haciéndolo más costoso • En ocasiones es difícil mantener el ángulo de construcción debido a formaciones problemáticas |
| Complejos - 3D | <ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad para manejar requerimientos de anticollisión y múltiples objetivos | <ul style="list-style-type: none"> • Mayor número de curvaturas significan mayor torque y arrastre • Menor desplazamiento horizontal • Requiere de herramientas direccionales por más tiempo, haciéndolo más costoso |

Tabla 5.1. Ventajas y desventajas de las diferentes trayectorias direccionales

5.3. CÁLCULOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA GEOMETRÍA DEL POZO

Los cálculos que se realizan una vez que el tipo de trayectoria ha sido decidida son relativamente fáciles y requieren de un entendimiento básico de trigonometría y álgebra, estos nos permiten determinar parámetros en las diferentes secciones del pozo, como son:

- Radio de curvatura
- Máxima inclinación alcanzada
- Desplazamientos horizontales parciales
- Profundidades verticales parciales
- Profundidades desarrolladas

Los estudios geológicos y/o geofísicos previamente realizados en la zona de perforación nos proporcionan ciertos tipos de datos acerca del yacimiento a perforar, como la profundidad vertical real, desplazamiento horizontal, etc., mientras que otros parámetros se pueden determinar basándonos en la información obtenida de estos estudios como lo son la tasa de construcción, KOP, etc.

A continuación se mostrarán las operaciones necesarias para poder calcular estos parámetros en los diferentes tipos de trayectorias, es importante señalar que hay varias maneras de obtener los mismos resultados, por lo tanto el método aquí expuesto puede variar con respecto a otros documentos.

5.3.1. Pozos Tipo “J”

Para un pozo de alcance extendido con este tipo de trayectoria, el radio de la zona de construcción siempre será de menor longitud que el desplazamiento horizontal total hacia el objetivo.

Teniendo como datos:

- Profundidad vertical real total
- KOP
- Desplazamiento horizontal total
- Tasa de construcción (BUR)

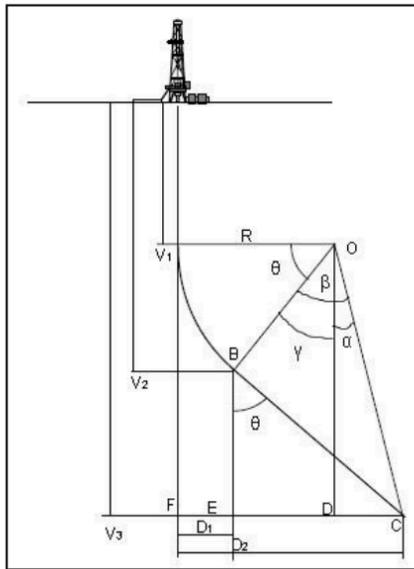


Fig. 5.2. Geometría de un pozo tipo "J"

1. Calcular el radio de curvatura (R)

$$R = \frac{180}{BUR * \pi}$$

Donde

$$BUR = \frac{\text{°}}{100} \frac{[ft]}{100}$$

2. Calcular la longitud de la línea DC

$$DC = D_2 - R$$

$$D_2 = DH$$

3. Calcular la longitud de la línea DO

$$DO = (V_3 - V_1)$$

$$V_3 = PVR$$

$$V_1 = KOP$$

4. Calcular el valor del ángulo DOC (α)

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{DC}{DO}\right)$$

5. Calcular la longitud de la línea OC

$$OC = \sqrt{OD^2 + DC^2}$$

6. Calcular el valor del ángulo BOC (β)

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{OB}{OC}\right)$$

$$OB = R$$

7. Calcular el valor del ángulo BOD (γ)

$$\gamma = \beta - \alpha$$

8. Calcular el máximo ángulo (θ) que tendrá el pozo (Sección tangente)

$$\theta = 90 - \beta$$

9. Calcular la longitud de la línea BC

$$BC = \sqrt{OC^2 - OB^2}$$

$$OB = R$$

10. Calcular la longitud de la línea EC

$$EC = BC * \sen\theta$$

11. Calcular la profundidad desarrollada (PD) al final de la zona de construcción

$$PD_{zc} = V_1 + \frac{\theta}{BUR}$$

12. Calcular la profundidad vertical real al final de la zona de construcción

$$V_2 = V_3 - BE$$

$$BE = \sqrt{BC^2 - EC^2}$$

13. Calcular el desplazamiento horizontal (DH) al final de la zona de construcción

$$D_1 = D_2 - EC$$

14. Finalmente calcular la profundidad desarrollada al final de la sección tangente (objetivo)

$$PD_{ST} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + BC$$

Este procedimiento es válido para la trayectoria Tipo "J" con KOP profundo, también es posible aplicarlo a la trayectoria radio de curvatura largo cuando el ángulo de la sección tangente no alcanza los 90°.

5.3.2. Radio de curvatura largo

Este método es válido únicamente para pozos con radio de curvatura largo con un ángulo de 90° en la última sección del pozo (Sección tangente)

Teniendo como datos:

- Profundidad vertical real total
- KOP
- Desplazamiento horizontal total
- Tasa de construcción (BUR)

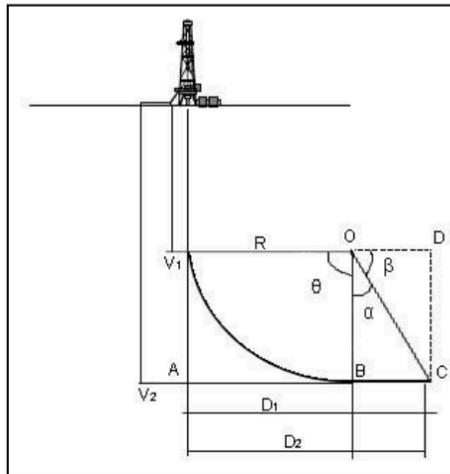


Fig. 5.3. Geometría de un pozo con radio de curvatura largo y una sección tangente de 90°

-
1. Calcular el radio de curvatura (R)

$$R = \frac{180}{BUR * \pi}$$

Donde

$$BUR = \frac{\overset{\circ}{100} [ft]}{100}$$

2. Calcular la longitud de la línea BC

$$BC = D_2 - R$$

3. Calcular la longitud de la línea OB

$$OB = V_2 - V_1$$

4. Calcular el ángulo BOC (α)

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{BC}{OB} \right)$$

5. Calcular la longitud de la línea OC

$$OC = OB^2 + BC^2$$

6. El máximo ángulo alcanzado se puede comprobar mediante

$$\theta = 180 - (\alpha + \beta)$$

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{DC}{OD} \right)$$

$$\begin{aligned} DC &= OB \\ OD &= BC \end{aligned}$$

7. Calcular la profundidad desarrollada al final de la zona de construcción

$$PD_{ZC} = V_1 + \frac{\theta}{BUR}$$

8. Finalmente se calcula la profundidad desarrollada al llegar al objetivo

$$PD_{ZC} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + BC$$

5.3.3. Incremento continuo

Teniendo como datos:

- Profundidad vertical real total
- KOP
- Desplazamiento horizontal total
- Tasa de construcción (BUR)

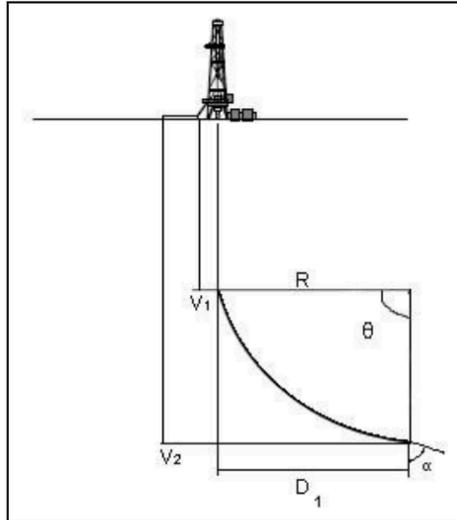


Fig. 5.4. Geometría de un pozo de incremento continuo

1. Calcular el radio de curvatura (R)

$$R = \frac{180}{BUR * \pi}$$

Donde

$$BUR = \frac{\overset{\circ}{100} [ft]}{100}$$

2. Calcular el ángulo máximo de inclinación (θ)

$$\theta = \cos^{-1} \left(1 - \frac{D_1}{R} \right)$$

3. Calcular la profundidad desarrollada de la zona de construcción (También llamada longitud del arco)

$$PD_{ZC} = \frac{\theta}{BUR}$$

4. Calcular la profundidad desarrollada al final de la zona de construcción

$$PD_{ZC} = V_1 + \frac{\theta}{BUR}$$

5. Finalmente se calcula el ángulo al final de la zona de construcción

$$\alpha = \text{sen}^{-1} \left(\frac{V_2 - V_1}{R} + \text{sen } BUR \right)$$

5.3.4. Doble construcción

Teniendo como datos:

- Profundidad vertical real total
- KOP_1, KOP_2
- Máxima ángulo de inclinación en la zona de construcción 1 (θ) y 2 (α)
- Desplazamiento horizontal total
- Tasa de construcción 1 y 2 (BUR_1, BUR_2)

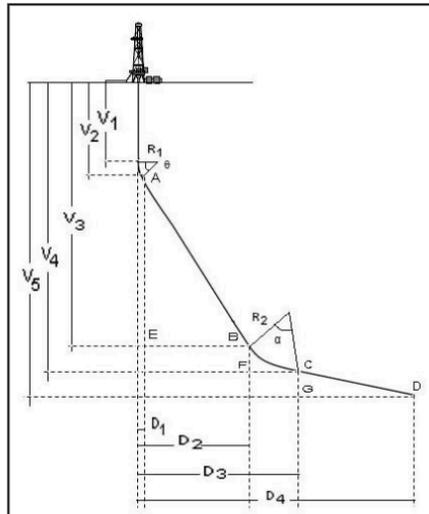


Fig. 5.5. Geometría de un pozo de doble construcción

-
1. Calcular el radio de curvatura (R)

$$R_{1,2} = \frac{180}{BUR_{1,2} * \pi}$$

Donde

$$BUR_{1,2} = \frac{\overset{\circ}{100} [ft]}{100}$$

2. Calcular la Profundidad vertical real al final de la primera zona de construcción

$$V_2 = V_1 + (R_1 * \text{sen}\theta)$$

3. Calcular el desplazamiento horizontal al final de la primera zona de construcción

$$D_1 = R_1(1 - \text{cos}\theta)$$

4. Calcular la profundidad desarrollada al final de la primer zona de construcción

$$PD_{ZC1} = V_1 + \frac{\theta}{BUR}$$

5. Calcular la longitud de la línea AE

$$AE = V_3 - V_2$$

6. Calcular la longitud de la línea EB

$$EB = AE * \text{tan}\theta$$

7. Calcular la longitud de la primer sección tangente

$$AB = \sqrt{AE^2 + EB^2}$$

8. Calcular el desplazamiento horizontal al final de la sección tangente

$$D_2 = D_1 + EB$$

9. Calcular la profundidad desarrollada al final de la primer sección tangente

$$PD_{ST1} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + AB$$

10. Calcular la longitud de la línea FC

$$FC = \sqrt{R_2^2(1 - \cos\alpha^2)}$$

11. Calcular el desplazamiento horizontal al final de segunda zona de construcción

$$D_3 = D_2 + FC$$

12. Calcular la profundidad desarrollada al final de la segunda zona de construcción

$$PD_{ZC2} = V_1 + \frac{\theta}{BUR} + AB + \frac{\alpha}{BUR}$$

13. Calcular la longitud de la línea GD

$$GD = D_4 - D_3$$

14. Calcular la longitud de la segunda sección tangente

$$CD = \frac{GD}{\text{sen}\alpha}$$

15. Calcular la longitud de la línea CG

$$CG = \sqrt{CD^2 - GD^2}$$

16. Calcular la profundidad vertical real al final de la segunda zona de construcción

$$V_4 = V_5 - CG$$

17. Finalmente calcular la profundidad desarrollada al final de la segunda sección tangente

$$PD_{ST2} = PD_{ZC2} + CD$$

5.4. MÉTODOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DE LA TRAYECTORIA

Los estudios direccionales son tomados en intervalos específicos para poder determinar la posición del pozo en relación a la superficie, estos estudios incluyen la profundidad vertical real, coordenadas, así como la inclinación y azimut del pozo, con la ayuda de estos valores se puede graficar la trayectoria de un pozo direccional, ayudando al personal a observar el progreso del pozo y realizar los cambios necesarios para lograr el objetivo.

Hay varios métodos que pueden ser usados para realizar el cálculo de la trayectoria, sin embargo algunos son más exactos que otros, en la industria petrolera los métodos más comúnmente utilizados son^{[2][4]}:

- Tangencial
- Ángulo promedio
- Radio de curvatura
- Mínima curvatura

5.4.1. Método tangencial.

El método tangencial para el cálculo de la trayectoria es el método más antiguo, en un tiempo, este método fue ampliamente utilizado debido a su facilidad de uso, las ecuaciones son relativamente simples y puede ser desarrollado fácilmente en el campo, desafortunadamente es el menos sofisticado y el más inexacto.

Existen dos versiones de este método:

1. Usa solo la inclinación y dirección del punto de estudio actual
2. Usa la inclinación y dirección del punto de estudio actual y anterior

Para fines de esta tesis solo se explicará el primer método, el cual asume que el agujero tiene una inclinación constante de un punto a otro punto y que es tangencial a la inclinación y azimut, hay errores en esta suposición ya que no todos los pozos tienen una inclinación constante y por lo tanto en secciones curvas no puede proveer resultados reales, sin embargo, este método puede ser utilizado de manera rápida y fácil en pozos con bajas tasas de construcción, entre mayor sea la tasa de construcción mayor será el error arrojado.

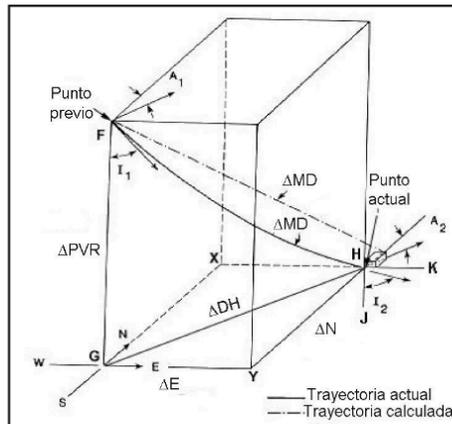


Fig. 5.6. Representación gráfica de 2 puntos por el método tangencial

- **Cálculo del cambio en la PVR**

El cambio en la profundidad vertical real (ΔPVR) es la distancia vertical del punto previo al punto actual, El valor de la PVR en el punto actual se obtendrá sumando el ΔPVR al punto previo. El ΔPVR es representado por la línea FG del triángulo rectángulo FGH y puede ser calculado mediante la siguiente ecuación

$$\cos I_2 = \frac{\Delta PVR}{\Delta PD}$$

$$\Delta PVR = \cos I_2 * \Delta PD$$

Donde: I_2 = Inclinación actual del triángulo JHK
PD = Profundidad desarrollada

- **Cálculo del cambio en el desplazamiento horizontal**

El cambio en el desplazamiento horizontal (ΔDH) es la distancia horizontal del punto previo al punto actual, de la misma forma que la PVR, el valor del desplazamiento horizontal total en el punto actual se obtendrá sumando el ΔDH al punto anterior. El ΔDH está representado por la línea GH del triángulo rectángulo FGH y se calcula mediante:

$$\sen I_2 = \frac{\Delta DH}{\Delta PD}$$

$$\Delta DH = \sen I_2 * \Delta PD$$

- **Cálculo del cambio en coordenadas rectangulares**

El cambio en coordenadas rectangulares ($\Delta N/S$, $\Delta E/W$) es el cambio en distancia del punto anterior al punto actual, este cambio se suma a las coordenadas del punto anterior para poder obtener las coordenadas del punto actual. Cuando se calculan las coordenadas rectangulares se determinará el cambio en distancia para dos direcciones, norte o sur (N/S) y este u oeste (E/W), un valor negativo para la dirección N/S indicará sur, mientras que un positivo indicará norte. Un valor negativo para la dirección E/W indicará oeste mientras que una respuesta positiva indicará este.

Para poder conocer estos valores se realizan los siguientes cálculos: (Nota: La notación $\Delta N/S$ y $\Delta E/W$ se utilizará durante el proceso de cálculo debido a que no se conocerán la nuevas coordenadas rectangulares hasta obtener el valor calculado).

1. Calcular la distancia $\Delta E/W$ representada por la línea HX o GY del triángulo rectángulo GXH, nótese que la línea HX es paralela y tiene la misma longitud de la línea GY en el paralelogramo GXHY, como se vio más arriba, la fórmula

$sen I_2 * \Delta MD$ representa el ΔDH , mientras que el azimut es representado por A_2 , acomodando los términos para la dirección $\Delta E/W$

$$\sin A_2 = \frac{\Delta E, W}{\Delta DH}$$

$$\Delta E, W = \Delta DH * \sin A_2$$

- Calcular la distancia $\Delta N/S$ representada por la línea GX o HY del triángulo rectángulo GXH, nótese que la línea GX es paralela y tiene la misma longitud de la línea HY del paralelogramo GXHY, acomodando los términos para la dirección $\Delta N/S$ y siguiendo el mismo procedimiento que en el punto uno se tiene:

$$\cos A_2 = \frac{\Delta N, S}{\Delta DH}$$

$$\Delta N, S = \Delta DH * \cos A_2$$

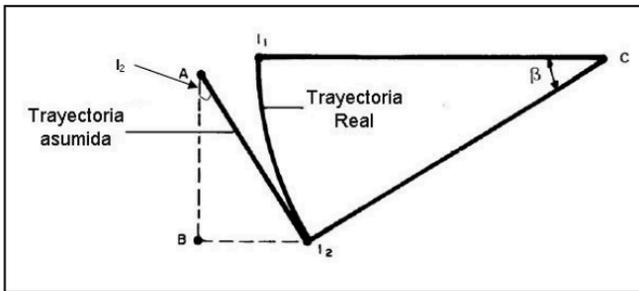


Fig. 5.7. Diferencia entre la trayectoria real vs la calculada por el método tangencial

5.4.2. Ángulo promedio.

El método de ángulo promedio es comúnmente usado en el campo ya que es relativamente fácil de realizarlo con una calculadora sencilla, en este método, la inclinación y el azimut en el punto inferior y superior son promediados y se asume que la trayectoria del pozo es una línea recta tangente al ángulo y azimut promedio, Este método provee buenos resultados siempre y cuando la distancia entre dos puntos no sea tan grande con relación a la curvatura del pozo, sus cálculos son muy similares a los del método tangencial. (Ver fig. 5.6.).

- **Cálculo del cambio en la PVR**

Siguiendo los mismos conceptos que en el método tangencial, el ΔPVR es representado por la línea FG del triángulo rectángulo FGH y puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$\cos \frac{\angle I_1 + \angle I_2}{2} = \frac{\Delta PVR}{\Delta PD}$$

$$\Delta PVR = \Delta PD * \cos \frac{\angle I_1 + \angle I_2}{2}$$

Donde: I_1 = Ángulo del punto anterior (Triángulo GFH)
 I_2 = Ángulo del punto actual (Triángulo JHK)

- **Cálculo del cambio en el desplazamiento horizontal**

Siguiendo los mismo conceptos que en el método tangencial, el ΔDH está representado por la línea GH del triángulo rectángulo FGH y se calcula mediante:

$$\text{sen} \frac{\angle I_1 + \angle I_2}{2} = \frac{\Delta DH}{\Delta PD}$$

$$\Delta DH = \Delta PD * \text{sen} \frac{\angle I_1 + \angle I_2}{2}$$

- **Cálculo del cambio en coordenadas rectangulares**

Siguiendo la misma lógica de cálculo que en el método tangencial, el cambio en coordenadas rectangulares ($\Delta N/S$, $\Delta E/W$) que nos permite conocer la dirección actual E/W y N/S puede obtenerse de la siguiente manera:

Para $\Delta E/W$:

$$\text{sin} \frac{\angle A_1 + \angle A_2}{2} = \frac{\Delta E, W}{\Delta DH}$$

$$\Delta E, W = \Delta DH * \text{sin} \frac{\angle A_1 + \angle A_2}{2}$$

Para $\Delta N/S$:

$$\cos \frac{\angle A_1 + \angle A_2}{2} = \frac{\Delta N, S}{\Delta DH}$$

$$\Delta N, S = \Delta DH * \cos \frac{\angle A_1 + \angle A_2}{2}$$

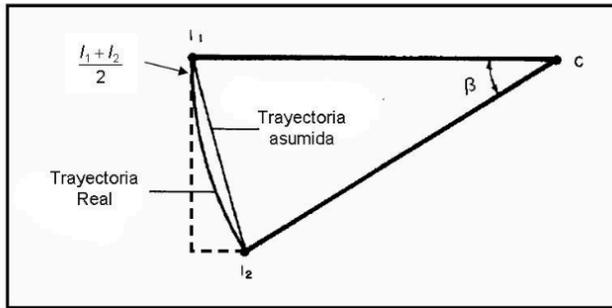


Fig. 5.8. Diferencia entre la trayectoria real vs la calculada por el método de ángulo promedio

5.4.3. Radio de curvatura.

Este método es actualmente considerado uno de los más exactos, en éste se asume que la trayectoria del pozo entre el punto previo y el punto actual es una curva suave, esta suposición da como resultado una trayectoria mucho más aproximada a la real, esta curva es determinada con la ayuda del ángulo y azimut de los dos puntos en cuestión. Desafortunadamente las ecuaciones utilizadas en este método son relativamente más complicadas y es conveniente realizarlas con una computadora o una calculadora programable.

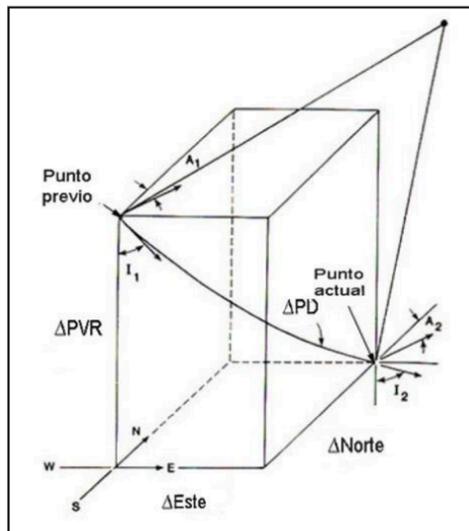


Fig. 5.9. Representación gráfica de 2 puntos por el método de Radio de curvatura

- **Cálculo del radio de curvatura vertical (Rv)**

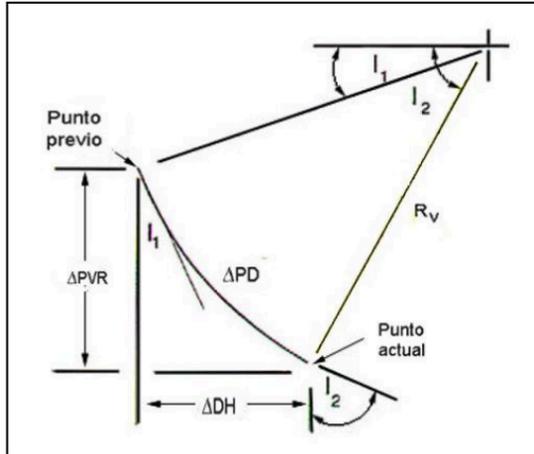


Fig. 5.10. Esquema Rv

Para poder calcular el punto actual usando este método es necesario calcular algunas variables intermedias, una de ellas es el Rv (También llamado proyección vertical), el cual será usado posteriormente para poder calcular el ΔPVR y el ΔDH, el Rv se obtiene con la siguiente expresión.

$$Rv = \frac{180 * \Delta PD}{\pi(\angle I_2 - \angle I_1)}$$

Donde: I_1 = Ángulo del punto anterior
 I_2 = Ángulo del punto actual

- **Cálculo del cambio en la PVR**

El ΔPVR se obtiene mediante la ecuación:

$$\Delta PVR = Rv * (\text{sen} I_2 - \text{sen} I_1)$$

- **Cálculo del cambio en el desplazamiento horizontal**

El ΔDH se obtiene mediante la ecuación:

$$\Delta HD = Rv * (\text{cos} I_1 - \text{cos} I_2)$$

- **Cálculo del radio de curvatura horizontal (Rh)**

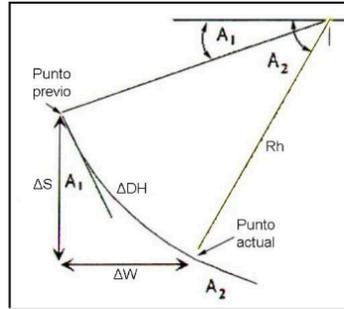


Fig. 5.11. Esquema Rh

Similarmente al Rv, el Rh es una de las variables intermedias utilizadas en este método (También llamada proyección horizontal), esta variable nos ayudará a obtener las coordenadas rectangulares, su expresión es la siguiente:

$$Rh = \frac{180 * \Delta DH}{\pi(\angle A_2 - \angle A_1)}$$

Donde: A_1 = Azimut del punto anterior
 A_2 = Azimut del punto actual

- **Cálculo del cambio en coordenadas rectangulares**

Para $\Delta E/W$:

$$\Delta E, W = Rh * (\cos A_1 - \cos A_2)$$

Para $\Delta N/S$:

$$\Delta N, S = Rh * (\sen A_2 - \sen A_1)$$

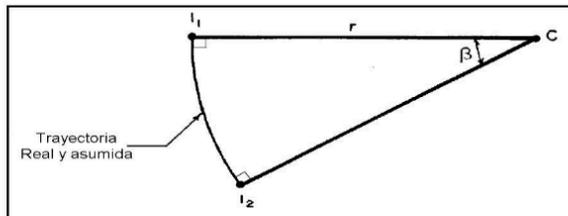


Fig. 5.12. Diferencia entre la trayectoria real vs la calculada por el método de radio de curvatura

5.4.4. Mínima curvatura.

Este método es similar al de radio de curvatura ya que también asume que la trayectoria entre dos puntos del pozo es curva, en este método se incorpora un factor de radio (Fr) definido por la pata de perro, provee resultados certeros y por lo tanto debe ser utilizado en los cálculos del diseño.

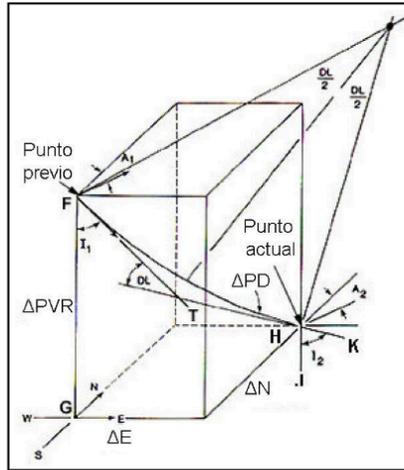


Fig. 5.13. Representación gráfica de 2 puntos por el método de Mínima curvatura

- **Cálculo de la pata de Perro (DL)**

Una pata de perro ocurre cuando el pozo cambia de inclinación y/o dirección entre dos puntos, se obtiene con la siguiente expresión:

$$DL = \cos^{-1}\{\cos(\angle I_2 - \angle I_1) - (\text{sen} \angle I_1 * \text{sen} \angle I_2) * [1 - \cos(\angle A_2 - \angle A_1)]\}$$

Donde: I_1 = Inclinación del punto previo GFT
 I_2 = Inclinación del punto actual JHK
 A_1 = Azimut del punto previo
 A_2 = Azimut del punto actual

Este valor será utilizado posteriormente para calcular el factor de radio, si el valor de la pata de perro es más pequeño que 0.0001° , el valor del Fr se iguala a uno.

- **Cálculo del factor de radio (Fr)**

$$Fr = \frac{360}{DL * \pi} * \tan \frac{DL}{2}$$

- **Cálculo del cambio en la PVR**

El ΔPVR se obtiene mediante la ecuación:

$$\Delta PVR = \frac{\Delta PD}{2} * (\cos I_1 + \cos I_2) * Fr$$

- **Cálculo del cambio en coordenadas rectangulares**

Para $\Delta E/W$:

$$\Delta E, W = \frac{\Delta PD}{2} * (\sen I_1 * \sen A_1) + (\sen I_2 * \sen A_2) * Fr$$

Para $\Delta N/S$:

$$\Delta N, S = \frac{\Delta PD}{2} * (\sen I_1 * \cos A_1) + (\sen I_2 * \cos A_2) * Fr$$

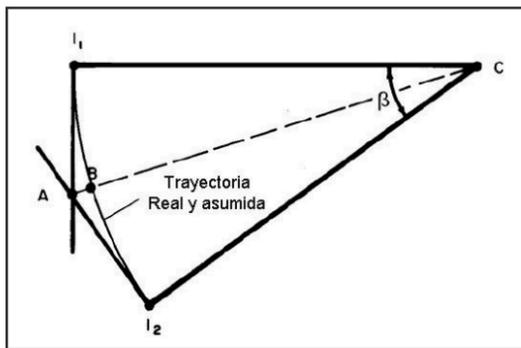


Fig. 5.14. Diferencia entre la trayectoria real vs la calculada por el método de Mínima curvatura

Una vez realizado el survey, es conveniente graficar los datos obtenidos tanto en el plano horizontal como en el vertical.

Como conclusión, el diseño de la trayectoria del pozo es muy importante en la planeación de un pozo, ya que afectará de manera directa todos los parámetros de perforación, por ejemplo, limpieza del pozo, torque y arrastre, etc., para realizar un óptimo diseño, éste deberá satisfacer todas las variables tanto técnicas como económicas que se presenten en el momento de la ejecución del proyecto.

CAPÍTULO 6

APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO

6.1. CAMPO WYTCH FARM, MAR DEL NORTE

6.1.1. Descripción general

Localizado en la línea de costa de Dorset en el sur de Inglaterra, el campo Wytch Farm operado por British Petroleum (BP) es el campo de aceite más grande en el oeste de Europa, consta de tres yacimientos de aceite; el yacimiento Frome es el más somero, localizado a una profundidad de 800 metros, seguido por el yacimiento Bridport (37 °API) el cual se encuentra a una profundidad de 900 metros y descansa sobre el yacimiento Sherwood (38 °API) a una profundidad de 1600 metros. Las reservas recuperables se estiman en 480 millones de barriles de las cuales más del 90% se encuentran en el yacimiento más profundo lo que lo convierte en el sexto más grande del Reino Unido^[1].

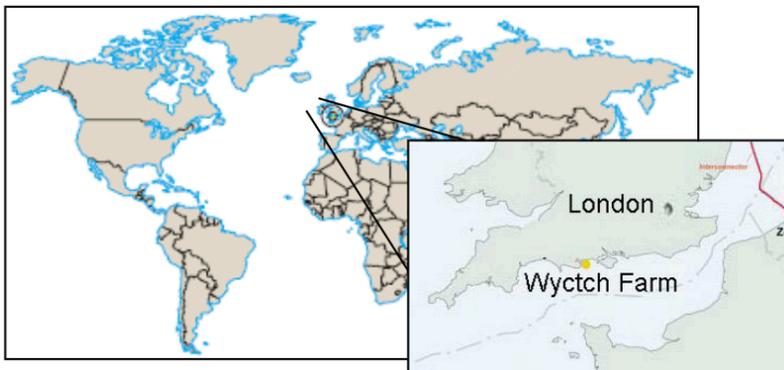


Fig. 6.1. Localización geográfica del campo Wytch Farm.

El desarrollo de este campo ha sido en tres etapas; la primera consistió en la explotación del yacimiento Bridport el cual ha estado en producción desde 1979, en la segunda etapa se empezó la explotación de las reservas de Sherwood costa adentro y en la última etapa (Perforación de alcance extendido) las reservas de Sherwood costa afuera, se han construido 10 sitios para la operación del campo con un total de 103 pozos de los cuales 54 son productores y 29 inyectoros, otras instalaciones que se encuentran en este sitio son^[1]:

- Batería de separación
- Estación de bombeo de agua de mar

- Ductos para transportar la producción
- Tanques de almacenamiento
- Terminal de venta

6.1.2. Retos ambientales

Las reservas de hidrocarburos del campo Wytch Farm se localizan debajo del puerto Poole y la isla de Purbeck extendiéndose al mar por debajo de la bahía de Poole y está situado en una de las áreas ambientalmente más sensibles del Reino Unido, en donde se encuentran sitios de especial interés científico, áreas protegidas, reservas naturales, y un patrimonio de la humanidad (línea costera de Dorset), estos lugares son utilizados esencialmente para turismo (principal actividad económica en el puerto de Poole y la isla de Purbeck).

Para evitar algún tipo de desastre ecológico BP realizó varios estudios para determinar la ubicación de las instalaciones necesarias para la explotación del campo en donde causarían un menor impacto ambiental, incluyendo desde estudios arqueológicos, de población y distribución de aves y reptiles hasta fotomontajes y perspectivas generadas por computadoras para determinar el aspecto visual de la zona^[1].

Actualmente por cada acre desarrollado por BP, se reforestan de dos a tres acres, hasta la fecha se han plantado más de 76,000 árboles nativos para tratar de ocultar la batería de separación, más de 30,000 árboles a lo largo de las líneas de transporte y se realiza un monitoreo constante de diferentes parámetros ambientales, como el nivel de ruido generado, calidad del aire, suelo y agua, gracias a estas acciones se han otorgado diferentes premios y reconocimientos ambientales^[1].

6.1.3. Propuesta de perforación

No fue sino hasta 1990 que BP empezó a analizar los métodos para producir las reservas de Sherwood costa afuera, la propuesta incluyó la instalación de una plataforma marina, la construcción de una isla artificial y pozos de alcance extendido. Debido a la belleza natural del sitio, cualquier plan debía congeniar estéticamente y causar mínimos impactos al medio ambiente.

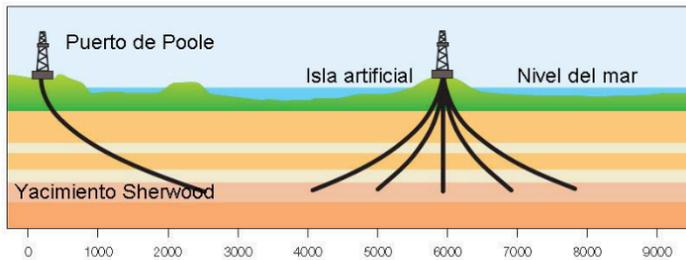


Fig. 6.2. Propuestas de perforación

La construcción de una isla en conjunto con pozos direccionales como plan inicial tendría un costo aproximado de 330 millones de dólares, pero gracias a los avances en la tecnología de perforación, la implementación de pozos de alcance extendido perforados desde tierra (Península de Goathorn) tendría un costo de 150 millones de dólares, reduciéndose a la mitad el costo del plan inicial, además, las afectaciones ambientales se disminuirían considerablemente y se aceleraría la producción por tres años^[2].

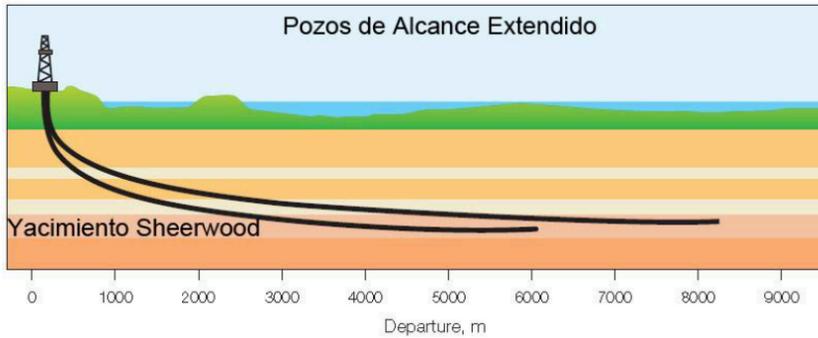


Fig. 6.3. Implementación de pozos de alcance extendido

Este campo es actualmente conocido por el desplazamiento horizontal de sus pozos de alcance extendido, el cual ha incrementado dramáticamente en un período de tiempo relativamente corto, por ejemplo; el pozo M-05 perforado en 1995 tuvo un desplazamiento de 8,000 m, el M-11 perforado en 1997 rompió la marca de los 10,000 m y entre el año de 1998 y 1999 se perforaron tres pozos más, entre estos se encuentra el M-14, pozo inyector de agua con un desplazamiento de 9,600, el M-15, pozo multilateral con un brazo de 8,900 y otro de 6,700 m y el pozo M-16Z uno de los pozos con mayor desplazamiento horizontal en el mundo^[3].

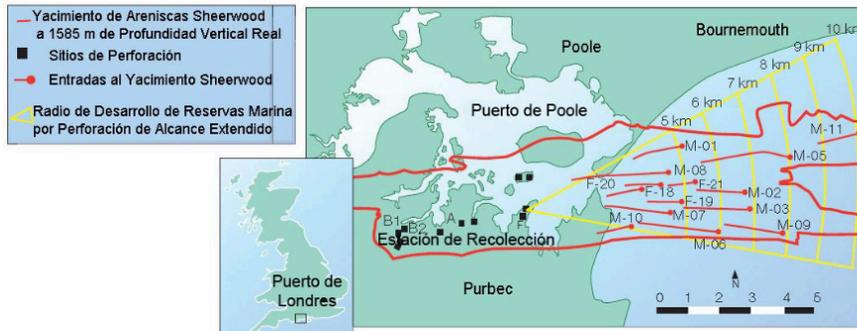


Fig. 6.4. Esquema de los pozos en el yacimiento Sherwood

A continuación se muestra una tabla con los 9 pozos más sobresalientes en este campo.

| Número | Desplazamiento horizontal [m] | Profundidad desarrollada [m] | PVR [m] | Operadora | Pozo | Relación DH/PVR |
|--------|-------------------------------|------------------------------|---------|-----------|-------|-----------------|
| 1 | 10730 | 11278 | 1637 | BP | M-16Z | 6.5 |
| 2 | 10114 | 10658 | 1605 | BP | M-11 | 6.3 |
| 3 | 8035 | 8715 | 1611 | BP | M-05 | 5 |
| 4 | 8938 | 9557 | 1795 | BP | M-14 | 4.9 |
| 5 | 7967 | 8892 | 1633 | BP | M-15 | 4.9 |
| 6 | 7652 | 8303 | 1656 | BP | M-9Z | 4.6 |
| 7 | 6818 | 7450 | 1600 | BP | M-03 | 4.3 |
| 8 | 6760 | 7522 | 1598 | BP | M-02 | 4.2 |
| 9 | 5994 | 6876 | 1623 | BP | M-06 | 3.7 |

Tabla. 6.1. Top 9 del campo Wytch Farm

6.1.4. Pozo M-16Z

A continuación se describirán las características y etapas más críticas para el pozo M-16Z, el cual tiene un desplazamiento horizontal de 10,730 m y una relación DH/PVR igual a 6.5, en la siguiente figura se muestra la trayectoria direccional de este pozo^[3].

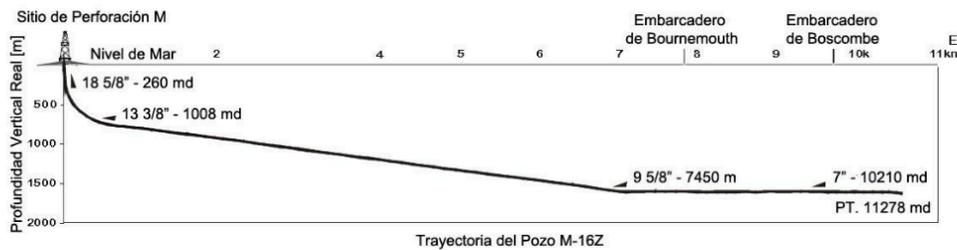


Fig. 6.5. Perfil del pozo M-16Z

- Ritmo de penetración

Históricamente, se había observado que la perforación en la etapa de 8 ½ pg era una de las más críticas, especialmente en la perforación de los pozos M-15, M-15Z y M-16Z, representando entre el 40 y 50% del total del tiempo, el ritmo de penetración (ROP) promedio durante todo el período fue de 75 m/d (incluyendo viajes de tubería y tiempo perdido) y el mejor ROP registrado fue de 165 m/d, la clave para mejorar el desempeño fue el uso del sistema orientable rotatorio (SOR) a partir de los 1,500 m de desplazamiento horizontal y la selección adecuada de la barrena^[3].

En la fig. 6.6 se muestra el ritmo de penetración promedio para la sección de 8 ½ pg de todos los pozos de alcance extendido perforados en este campo, en la gráfica se observa que ha habido una mejora notable en el desempeño y vida de las herramientas utilizadas.

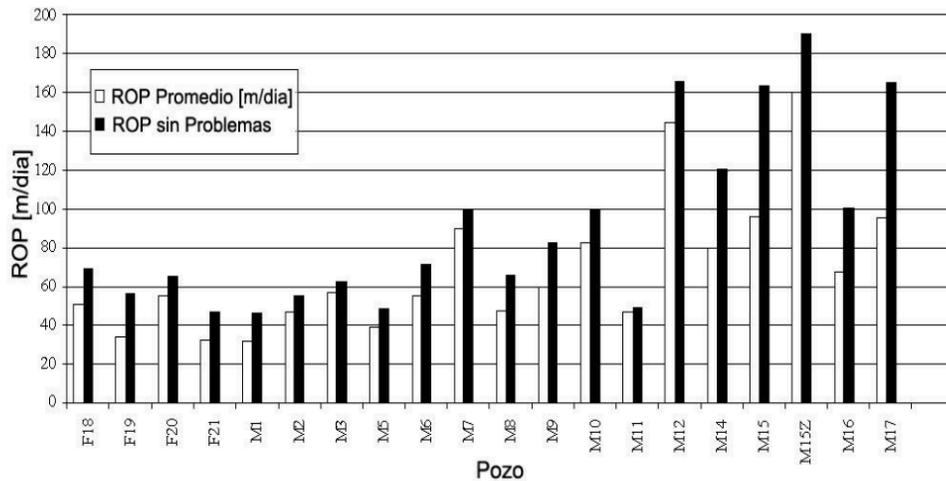


Fig. 6.6. Ritmo de penetración promedio por pozo

- **Manejo de la densidad equivalente de circulación**

Un problema constante en la perforación de los primeros pozos fue la pérdida de fluidos, principalmente en la sección de 12 ¼ pg de pozos posteriores y agravándose con el aumento del desplazamiento horizontal, el uso de la herramienta PWD (Presión mientras se perfora) proporcionó la información necesaria para prevenir pérdida de fluidos en estos pozos.

Desafortunadamente, durante la perforación de la sección de 12 ¼ pg en el pozo M-16Z, la comunicación en tiempo real entre la superficie y la herramienta PWD falló, arrojando valores que no representaban los valores reales, sin estos datos correctos, la densidad equivalente de circulación empezó a incrementar provocando una pérdida de circulación, este incidente le costó a la compañía 750,000 DIs incluyendo el lodo perdido y el tiempo del equipo^[3].

En la siguiente gráfica se muestra el tiempo de perforación del pozo M-16Z, la curva "AFE" se generó a partir de datos históricos, la línea "objetivo" representa el tiempo ideal en el cual se estima completar el pozo, la línea "lo mejor" se construyó a partir de los mejores tiempos logrados en cada una de las etapas de otros pozos en el mismo campo y finalmente la línea "Real" representa el tiempo de perforación verdadero, en

esta figura se observa claramente a que profundidades la perforación tuvo mayores retrasos.

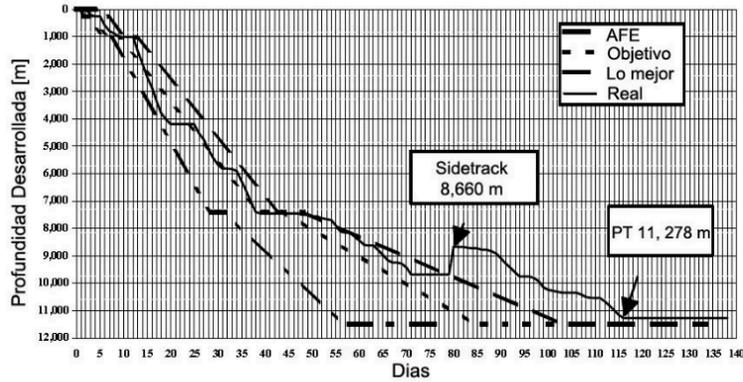


Fig. 6.7. Tiempo de perforación del pozo M-16Z

- Sistema orientable rotatorio y sistemas de adquisición de datos mientras se perfora

Tanto el sistema orientable rotatorio como el uso de la tecnología MWD y LWD fueron indispensables para el éxito de este pozo. Registros de densidad, resistividad, rayos gama y porosidad fueron utilizados en la sección de 12 ¼ pg, 9 ⅝ pg y 8 ½ pg en conjunto con sensores MWD que median el peso en la barrena, torque, azimut, inclinación y vibración de la sarta^[3].

La siguiente figura muestra el perfil del yacimiento en donde el sistema orientable rotatorio fue esencial para mantener la barrena en la zona productora a una PVR de 1,600 m y mantenerse afuera del contacto agua-aceite a una PVR de 1620 m aproximadamente.

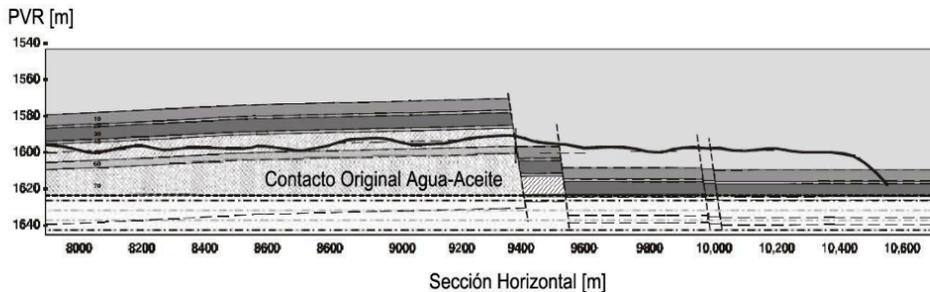


Fig. 6.8. Perfil estructural del yacimiento Sheerwod

- **Viajado de tubería de revestimiento**

En el desarrollo de este campo, inicialmente solo se utilizaba la técnica de flotación selectiva de TR en la secciones de 9 5/8 pg, sin embargo, para el pozo M-16Z, esta técnica se aplicó tanto en la sección de 9 5/8 pg como en la de 13 3/8 pg y posteriormente esta técnica se adaptó para correr los liners de 5 1/2 pg - 7 pg, en donde el liner se flotaba y se rotaba al mismo tiempo para alcanzar la profundidad y el desplazamiento horizontal deseado^[3].

6.2. BLOQUE SAKHALIN-1, RUSIA

6.2.1. Descripción general

La isla Sakhalin está situada a lo largo de la costa este del territorio Ruso y al norte de la isla japonesa Hokkaido. Esta isla tiene aproximadamente 948 km de largo y su anchura varía de 27 a 160 km. Para fines de exploración y producción de hidrocarburos, esta área ha sido dividida por el gobierno ruso en 6 grandes bloques conocidos como Sakhalin 1-6^[4]. Para fines de esta tesis, solo se describirán las características del bloque Sakhalin-1 y el campo Chayvo el cual pertenece a este bloque.

El bloque Sakhalin-1 está localizado en el noroeste de la isla Sakhalin en la cual prevalece un clima subártico, las estaciones de primavera y verano son caracterizadas por la neblina que se forma sobre el mar de Okhots. Durante Junio y Julio la velocidad del viento es de aproximadamente 21.6 km/h y olas de 1.2 m de alto, en los meses de Agosto y Septiembre los vientos se vuelven más fuertes y variables en dirección, alcanzando una velocidad de 29 km/h y olas de 1.5 m de altura, en los meses más fríos (Octubre a Marzo), el viento alcanza los 43 Km/h y las olas 2.5 m de altura. Durante las tormentas el viento puede llegar a alcanzar una velocidad de 180 km/h. Aunado a este clima tan cambiante, la isla se encuentra localizada en una región sísmicamente activa con movimientos de moderados a fuertes. El epicentro del terremoto de Neftegorks en 1995 con un valor de 7.6 en la escala de Richter se localizó a 120 km del sitio de desarrollo^[5].

Este bloque comprende el desarrollo de tres grandes campos de aceite y gas: Chayvo, Odoptu y Arkutun-Dagi, los cuales se encuentran en tirantes de agua de entre 10 y 60 metros con presencia de hielo en más de 7 meses del año, llegando a tener capas de hasta 1.5 m de espesor^[6].

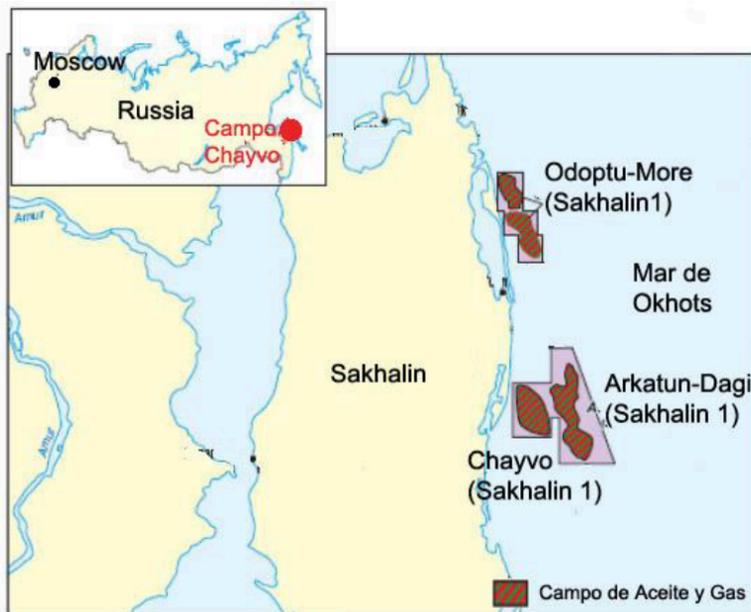


Fig. 6.9. Localización geográfica del bloque Sakhalin-1

Los trabajos de evaluación realizados durante el período de 1970-1980 estimaron reservas recuperables de 2.3 billones de barriles de aceite y 17,127 billones de pies cúbicos de gas natural, esperando estabilizar la producción en aproximadamente 250,000 bpd^[4].

6.2.2. Campo Chayvo

El campo Chayvo está localizado a 8-11 km de la isla Sakhalin en el mar de Okhotsk, actualmente es explotado por la compañía ExxonMobil. Los planes de desarrollo contemplaban el uso de varias plataformas pero estas fueron descartadas debido a las condiciones de operación.

El desarrollo de la perforación comenzó en el año de 2003, la primera fase contemplo 15 pozos de alcance extendido perforados desde la costa, alcanzando los flancos del anticlinal a una distancia de entre 9-11 kilómetros y de 18 pozos direccionales marinos desde una plataforma resistente al hielo. Estos pozos son técnicamente complejos y muy costosos, pero pueden ser atractivos considerando los costos de varias plataformas en un área ambientalmente sensible, caracterizada por actividad sísmica y icebergs^[7].

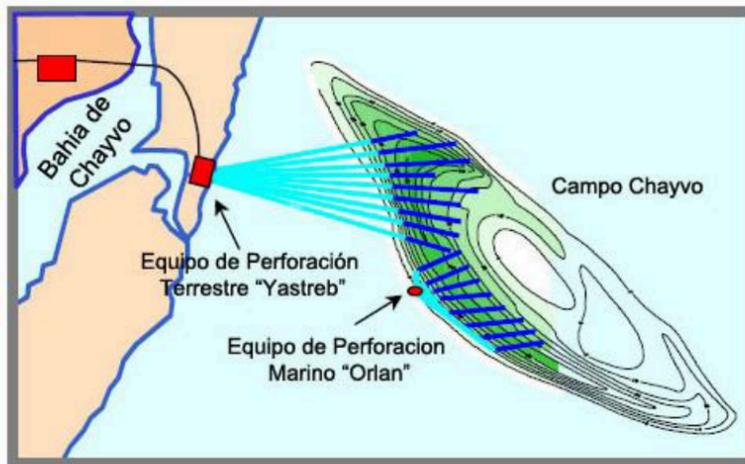


Fig. 6.10. Localización de sitios de perforación marino y terrestre en el campo Chayvo

6.2.2.1. Equipo de perforación utilizado

El equipo de perforación fue construido especialmente para la perforación de los pozos de ultra alcance extendido de este campo, lleva el nombre de "Yastreb" que significa Halcón en español y actualmente es el más poderoso del mundo, la construcción duró solo 18 meses, empezó a construirse en el año 2001 en el estado de Lousiana y fue enviado vía marítima a la isla Sakhalin en el verano de 2002 la compañía Parker Drilling fue la encargada de la construcción y actualmente es la que opera y da mantenimiento a este equipo, entre las principales características de este se encuentran^[8]:

- Altura total de 75 m
- Permite la utilización de grandes diámetros externos de tubería de perforación
- Permite un alto torque
- Consta de 4 bombas de lodo de 7,500 psi
- Capacidad de almacenamiento de 9,000 bls de lodo
- 3,000 Hp en el malacate
- 6 generadores de energía eléctrica
- Esta totalmente cubierto, por paredes dobles y material aislante de 2 pg de espesor para que el personal que ahí labora pueda soportar las bajas temperaturas de hasta - 40 °C
- Esta climatizado manteniendo la temperatura alrededor de 21 °C todo el año
- Diseñado especialmente para soportar temblores frecuentes en esta área

Para los pozos de alcance extendido de este campo se utilizó un método de perforación denominado en "lotes" que requiere mover el equipo de un pozo a otro una distancia de aproximadamente 100 m, por lo tanto, todo el equipo de apoyo e instalaciones

incluyendo todos los módulos y presas de lodo se diseñaron para que pudieran ser movidos hidráulicamente sin ningún problema^[9].

Debido a la longitud y complejidad de estos pozos, se requiere transmitir en tiempo real tanta información como sea posible durante la perforación, todos los datos recabados durante esta operación eran enviados al piso de perforación, a las oficinas locales y a las oficinas de Parker Drilling ubicadas Houston. Los ingenieros de perforación también podían ver de forma remota los datos en tiempo real mediante dispositivos especiales, incrementando el desempeño del equipo y de la perforación.



Fig. 6.11. Equipo de perforación Yastreb

6.2.2.2. Pozos Z-4 y Z-6

Los dos primeros pozos pilotos perforados para probar la viabilidad de la perforación de alcance extendido en este campo fueron los pozos Z-4 y Z-6, cuya profundidad desarrollada fue de 9,375 m y de 10,182 m y un desplazamiento horizontal de 8,419 m y 9,246 m respectivamente. Estos dos pozos representaron un record para la compañía ExxonMobil.

- **Diseño típico de los pozos**

El diseño típico de los pozos de alcance extendido en el campo Chayvo es el siguiente^[5]:

- Hincar la tubería conductora de 30 pg hasta 82 m
- Perforar con barrena de 24 pg hasta 800 m, construyendo una inclinación de 25°
- Cementar la tubería de revestimiento de 18 5/8 pg
- Perforar con barrena de PDC de 17 1/2 pg montada sobre un sistema rotatorio dirigible hasta 3,300 m, llegando a una inclinación de aproximadamente 76°

- Cementar la tubería de revestimiento de 13 5/8 pg o 13 3/4 pg
- Perforar con barrena de PDC de 12 1/4 pg montada sobre un sistema orientable rotatorio hasta 8,300 m, llegando a 90° de inclinación
- Perforar la sección horizontal con barrena de PDC de 8 1/2 pg montada sobre un sistema orientable rotatorio hasta el objetivo.

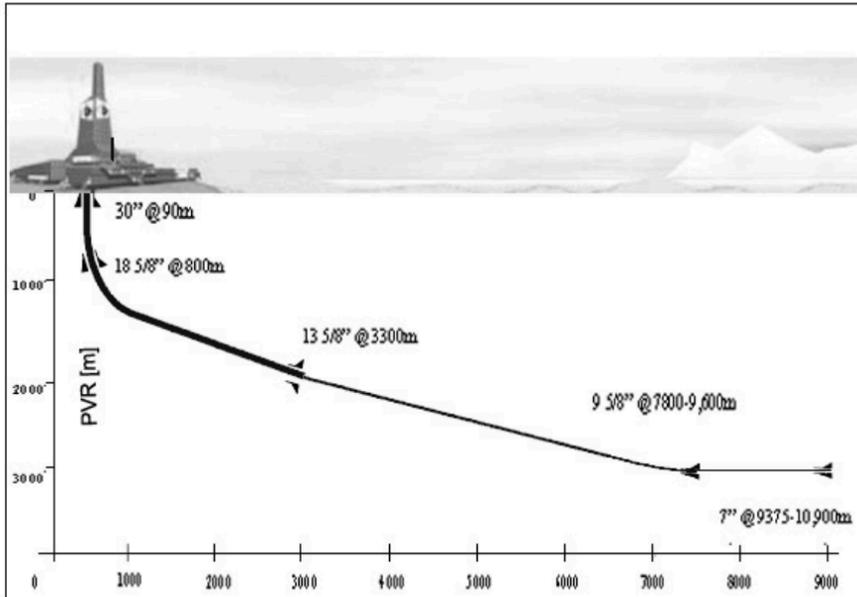


Fig. 6.12. Arreglo típico de los pozos de alcance extendido en el campo Chayvo

- **Factores importantes a considerar**

Para poder optimizar las variables de perforación controlables (densidad del lodo, reología, gasto, etc.) ExxonMobil realizó un análisis de riesgos cuantitativos, utilizando modelos físicos y tomando en cuenta la incertidumbre de los datos disponibles.

- **Estabilidad del agujero**

Un factor clave en la perforación de estos pozos fue la estabilidad del agujero, ExxonMobil es poseedor de una tecnología para conocer la resistencia de la roca a partir de los recortes. El método implica la determinación del área de los recortes midiendo su constante dieléctrica y con la ayuda de una correlación entre esta área y la resistencia de la roca se puede estimar el área de la superficie a perforar y la resistencia de la roca en todo el recorrido de los pozos.

La información se obtuvo a partir de información geológica y pozos exploratorios e inyectores perforados anteriormente, los recortes de los pozos Z-4 y Z-6 permitieron actualizar el modelo y verificar que la densidad del lodo fuera la apropiada^[5].

– **Manejo de la densidad equivalente de circulación**

Para el manejo de la DEC ExxonMobil también posee un modelo hidráulico que no solo toma en cuenta las pérdidas de presión por fricción, sino también el efecto de la cama de recortes en secciones de alto ángulo y los recortes suspendidos en secciones de ángulos pequeños, este modelo ayudó a seleccionar los gastos apropiados, la reología del lodo y el diseño del aparejo de perforación. Además la DEC fue monitoreada cuidadosamente con la ayuda de herramientas PWD (Presión mientras se perfora). Como resultado, la DEC medida fue ligeramente menor que la calculada^[5].

– **Torque y arrastre**

Se realizó un estudio minucioso del torque y arrastre para optimizar la trayectoria de los pozos de alcance extendido, este estudio incluyó: KOP, tasas de construcción, Inclinación del pozo, densidad del lodo, factores de fricción, así como los límites mecánicos de la sarta de perforación. Los valores más altos de torque se presentaron en la sección de 9 5/8 pg. Un ingeniero de perforación se encargaba de vigilar el torque y arrastre en tiempo real ajustando parámetros como velocidad de la rotaria, peso en la barrena y gasto para mantener estos dos parámetros en valores mínimos^[5].

– **Selección de la barrena**

Un buen diseño de la barrena mejora la respuesta de sistema orientable rotatorio y minimiza las vibraciones de la sarta, como se pudo observar anteriormente se usaron barrenas de PDC para estos pozos (y para todos los pozos de este campo), la información recabada con cada cambio de barrena servía para realizar las modificaciones pertinentes y mejorar su rendimiento. En todas las generaciones de barrenas que se desarrollaron los principales objetivos fueron optimizar la orientabilidad, estabilidad y el ritmo de penetración principalmente^[7].

– **Intersección con el yacimiento**

Intersecar al yacimiento de un manera precisa y óptima fue de vital importancia necesitando una estrategia clara y bien definida para un procedimiento exitoso, por lo cual se conformó un equipo especial que incluía ingenieros de perforación, ingenieros de yacimientos, geólogos, y personal de empresas de consultoría, los principales objetivos de este grupo fueron:

- Mantener la trayectoria dentro de la tolerancia establecida
- Obtener la información requerida para la evaluación de la situación
- Mantener la integridad del agujero
- Maximizar los recursos

-
- Penetrar la formación de manera horizontal

El plan para la penetración del yacimiento estaba basado en el contacto gas-aceite, agua-aceite determinado por pozos exploratorios y en métodos de recuperación mejorada, por medio de simuladores se determinó que el pozo debía entrar a la formación al 63 % de altura de su columna de aceite, por debajo del contacto gas-aceite.

La incertidumbre en la posición del objetivo y los datos medidos durante la perforación también fueron considerados, arrojando valores de incertidumbre en el contacto agua aceite de +/- 8.4 m y de +/- 9.6 m en la profundidad vertical real. La incertidumbre total calculada fue de +/- 12.8 m, lo que arrojaba un porcentaje de éxito igual a 95^[5].

– **Evaluación de la formación.**

Estos pozos fueron perforados con varias herramientas de registro mientras se perfora (LWD) dependiendo de la sección del pozo y la formación a perforar. Debido a que los pozos se perforaron geoméricamente, no había necesidad de retirar la sarta de perforación si esta herramienta sufría algún daño ya que estos datos podían ser recuperados posteriormente de su memoria interna, sin embargo, si la comunicación entre la herramienta de medición mientras se perfora (MWD) y la superficie se perdía, esta debía ser retirada y remplazada en ese instante.

– **Sistema Orientable Rotatorio**

Perforar cada sección con un solo ensamble de fondo era la meta para el sistema orientable rotatorio ya que los viajes para cambiar algunos componentes del ensamble de fondo tardaban más de 6 días, aumentando el tiempo de perforación, en los primeros pozos perforados en este campo, se tenían que realizar hasta nueve cambios en la sección de 12 ¼ pg, en los pozos siguientes el número de cambios realizados en la misma sección fue disminuyendo hasta llegar a dos.

Un problema que se tenía a la hora de perforar con un sistema orientable rotatorio fue que los componentes de este fallaban debido a la erosión que causaba el fluido de perforación, debido a este y otros problemas, la compañía Exxon anuncio incentivos para las compañías que mostraran el mejor desempeño de su sistema orientable rotatorio con el objeto de realizar un menor número de viajes. Este incentivo consistía en que el SOR debía cumplir un cierto número de horas (Establecido por Exxon), sin presentar alguna falla si el sistema orientable rotatorio no cumplía, recibía una multa monetaria, en cambio, si lograba igualar o exceder la marca impuesta, recibía un bono extra^[7].

Este sistema de incentivos ayudó a disminuir el tiempo de perforación de los pozos además de que sirvió como un impulso para mejorar la tecnología de los sistema orientable rotatorios.

– **Viajado de la tubería de revestimiento**

La instalación de la tubería de revestimiento en estos pozos fue una operación crítica, inicialmente, solo las secciones de 9 5/8 pg y 13 5/8 pg fueron diseñadas para ser parcialmente flotadas y los liners de 7 pg totalmente flotados, posteriormente la tubería de revestimiento de 9 5/8 pg y el liner de 7 pg fueron diseñados para ser rotados mientras se flotaban si esto llegara a ser necesario.

La TR de 13 5/8 pg fue corrida hasta una profundidad medida de 3,300 m en una inclinación de 76°, esta fue corrida con la técnica de flotación selectiva, siendo la primera vez en la industria que se utilizó en este diámetro de tubería. Los análisis preliminares mostraban que esta tubería podía ser corrida convencionalmente, sin embargo la mayor incertidumbre era el factor de fricción que se generaría a la hora de realizar la operación. La TR de 9 5/8 pg se diseñó para ser corrida a una profundidad medida de 8,200 m en una inclinación de 76° con los últimos 200-300 m horizontales se utilizaron centradores de rodillo para minimizar la fricción. Los liners en la sección horizontal del pozo fueron flotados y rotados para poder alcanzar el fondo del pozo y al igual que en la TR de 9 5/8 pg se utilizaron centradores con rodillos para minimizar la fricción^[7].

Actualmente el campo Chayvo contiene 17 de los 30 pozos de alcance extendidos con mayor desplazamiento horizontal en todo el mundo. En seguida se muestra una tabla con el topten de este campo.

| Lugar | Desplazamiento horizontal [m] | Profundidad desarrollada [m] | PVR [m] | Pozo |
|-------|-------------------------------|------------------------------|---------|------|
| 1 | - | 11,680 | 2600 | Z-12 |
| 2 | - | 11,282 | 2600 | Z-11 |
| 3 | 10,089 | 11,134 | 2,600 | Z-2 |
| 4 | 10,082 | 10,917 | 2,600 | Z-7 |
| 5 | 9,771 | 10,994 | 2,600 | Z-1 |
| 6 | 9,736 | 10,675 | 2,600 | Z-3 |
| 7 | 9,533 | 10,522 | 2,538 | Z-G2 |
| 8 | 9,509 | 10,536 | 2,537 | Z-G1 |
| 9 | 9,243 | 10,183 | 2,612 | Z-4 |
| 10 | 8,419 | 9,374 | 2,613 | Z-6 |

Tabla 6.2. Top ten del campo Chayvo

6.3. EL CASO DE UN POZO DE ALCANCE EXTENDIDO EN MÉXICO

6.3.1. Descripción general

En el territorio nacional, se han perforado algunos pozos que pueden clasificarse como de alcance extendido, a continuación, se presentará alguna información relevante de uno de ellos.

Este pozo de alcance extendido está localizado en el sur del territorio nacional, fue perforado desde tierra y cruzó la línea de costa, en la siguiente figura se muestra el pozo mencionado.

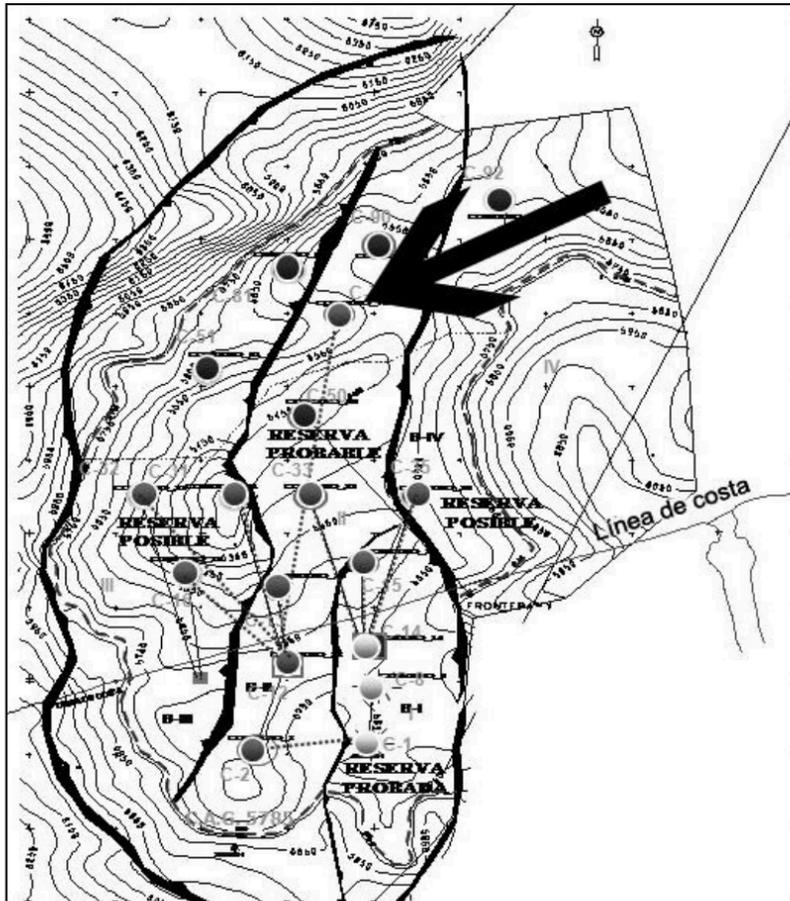


Fig. 6.13. Localización del pozo

6.3.2. Diseño de la trayectoria

Para la perforación de este pozo se estudiaron varias trayectorias direccionales, para poder determinar la óptima, se hicieron varios análisis de sensibilidad, entre los que destacan de torque y arrastre, limpieza del pozo y desgaste de tubería de revestimiento.

La primera trayectoria analizada fue una de tipo "J" con KOP somero (1500 m), alcanzando una inclinación máxima de 41.74°, una profundidad desarrollada de 6741 m y un desplazamiento horizontal de aproximadamente 3210 m.

La segunda trayectoria analizada fue también una de tipo "J", pero esta vez el KOP se encontraba a una profundidad mayor (2900 m), con un ángulo máximo de inclinación de 57.99°, una profundidad desarrollada de 7227 m y un desplazamiento horizontal de aproximadamente 3210 m.

Posteriormente se analizó una trayectoria de doble construcción, el primer KOP se encontraba a una profundidad de 1400 m, mientras que el segundo KOP se encontraba a 4267 m de profundidad, con este perfil se alcanzaba el mayor ángulo de inclinación (58.49°), una profundidad desarrollada de 6904 m y un desplazamiento horizontal de aproximadamente 3210 m.

Finalmente se analizó un perfil direccional de radio de curvatura largo, al igual que en la primera trayectoria, el KOP se encontraba a 1500 m de profundidad, alcanzando una inclinación máxima de 43.10°, una profundidad desarrollada de 6773 m y un desplazamiento horizontal de aproximadamente 3210 m.

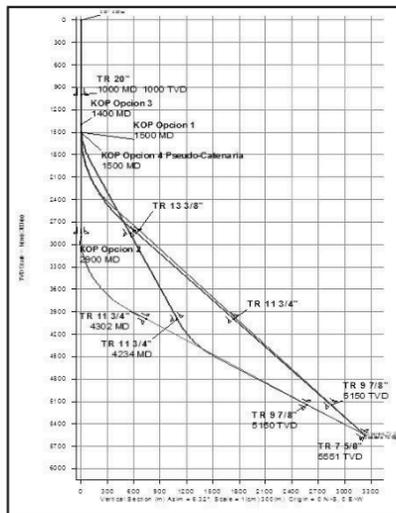


Fig. 6.14. Diferentes trayectorias estudiadas

A continuación se muestra una tabla con las diferentes ventajas y desventajas de cada trayectoria analizada

| Ventajas | Desventajas |
|--|---|
| Perfil No. 1: Tipo "J" con KOP somero (1500 m) | |
| <ul style="list-style-type: none"> • KOP en una formación donde históricamente ya se ha logrado construir • KOP es en Lutita, Formación noble para hacer la curva. • Menor profundidad desarrollada | <ul style="list-style-type: none"> • Ángulo del pozo mayor a 40 grados, se necesita alto gasto para obtener una buena limpieza • Incrementa el riesgo de empacamiento durante las conexiones – Ya que se perfora el pozo en la zona de avalancha |
| Perfil No. 2: Tipo "J" con KOP profundo (12900 m) | |
| <ul style="list-style-type: none"> • No se requiere trabajo direccional en la sección de 17 ½" • Minimiza los problemas de limpieza de agujero en la sección de 17 ½" • Representa la mínima fuerza lateral, por lo tanto el desgaste de TR es el menor de todos los perfiles, no hay desgaste de TR 13 3/8" (sección vertical) | <ul style="list-style-type: none"> • Ángulo de 57.9 grados - Este ángulo permite la creación de las camas de recortes • Alto flujo y viajes cortos son requerido para limpiar el pozo. • Alto Riesgo de empacamiento durante los viajes (Causado por la cama de recortes) • Se necesitan perforar más metros (Es el perfil con mayor profundidad desarrollada, 7227m) |
| Perfil No. 3: Doble Construcción | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Menor inclinación a través del domo de Arcilla, 25 grados • Menor trabajo direccional requerido en la sección de 17 ½" | <ul style="list-style-type: none"> • Fuerza Lateral en la TR 13 3/8", ligeramente mayores que en los perfiles anteriores • Trabajo direccional en la sección de 12 ¼, hasta alcanzar un Angulo de 58 grados. |
| Perfil No. 4: Radio de curvatura largo | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Construcción de la curva gradual, para disminuir las fuerzas laterales en la TR • Menos desgaste de TR por fuerzas laterales | <ul style="list-style-type: none"> • Perfil más difícil de perforar por la variedad de severidad de pata de perro • Incrementa el riesgo de empacamiento durante las conexiones – Ya que se perfora el pozo en la zona de avalancha |

Tabla. 6.3. Ventajas y desventajas de los perfiles direccionales

De todo el análisis hecho para cada una de las trayectorias, se determinó que el perfil direccional que cumplía mejor con todos los parámetros de perforación era el perfil tipo "J" con KOP somero.

Para la perforación de este pozo se utilizó un sistema orientable rotario con el fin de darle al pozo la inclinación exacta y un trayecto lo menos tortuoso posible, el arreglo del ensamble de fondo para la sección de construcción fue el siguiente:

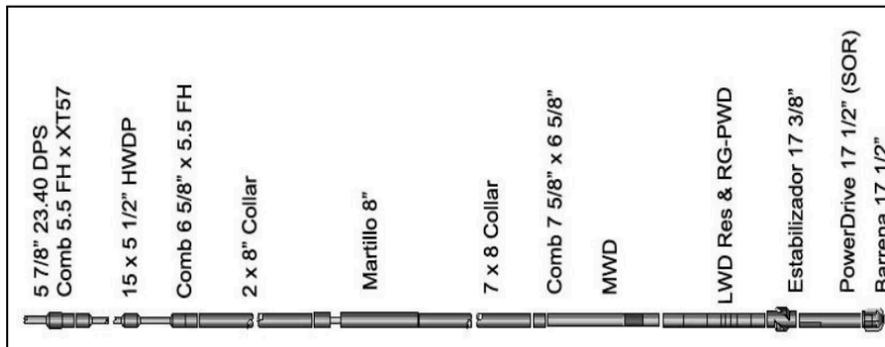


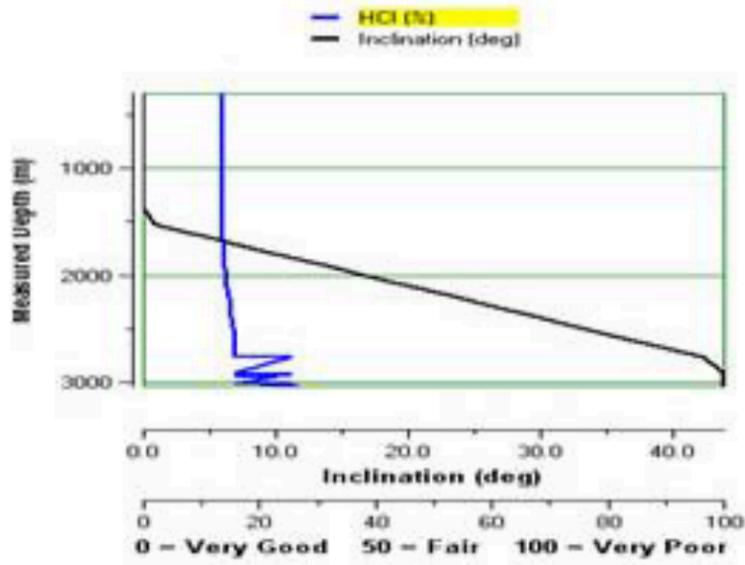
Fig. 6.15. Arreglo del ensamble de fondo para la sección de construcción

6.3.3. Hidráulica

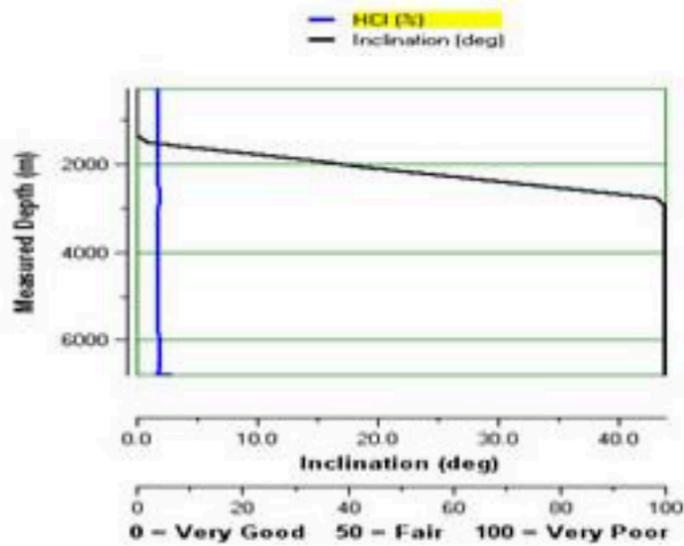
En el tema referente a la hidráulica se realizaron varias simulaciones para poder determinar la limpieza del pozo, para esto, se tomaron en cuenta factores como:

- Densidad del lodo
- Rotación de la sarta de perforación
- Ritmo de penetración
- Diámetro del pozo
- Gasto
- Ángulo de inclinación

Índice de limpieza del pozo para una sección de 17 ½ pg



Índice de limpieza del pozo para una sección de 8 ½ pg



Una vez realizados todos los estudios correspondientes se determinó la capacidad mínima requerida en el equipo de perforación

| Características | Valor |
|--|--------------|
| Potencia mínima combinada de bombas de lodo [HP] | 2,474 |
| Presión del sistema de circulación [psi] | 5300 |
| Potencia del Top Drive [HP] | 898 |
| Potencia del Malacate HP] | 2,685 |
| Capacidad del sistema de levantamiento [klbs] | 776 |
| Carga dinámica de la torre de perforación [klbs] | 990 |

Tabla 6.4. Capacidad mínima requerida en el equipo de perforación

Por lo tanto, este pozo demostró ser técnicamente factible. Para su perforación fue suficiente utilizar un equipo de 3000 Hp, equipo con el que ya contaba Petróleos Mexicanos, la tubería de perforación de 5 7/8" utilizada demostró tener ventajas significativas con respecto a otras tuberías de perforación de diferente diámetro estudiadas, el costo estimado de este pozo fue de aproximadamente 21.5 MM Dls.

Como conclusión, la perforación de alcance extendido ha cobrado una mayor relevancia en el mundo entero, su entendimiento ha aumentado significativamente en un período corto de tiempo y las longitudes alcanzadas por este tipo de pozos son cada vez mayores permitiendo explotar yacimientos que en el pasado eran prácticamente imposible tanto técnica, económica y ambientalmente.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- Uno de los objetivos de este trabajo es dar a conocer y sustentar que este tipo de perforación es una buena opción para acceder a zonas ambientalmente protegidas ya que el uso de este tipo de pozos resulta en menos afectaciones debido a que se necesita un número menor de pozos, su perforación también resulta atractiva en zonas en donde la instalación de nueva infraestructura elevaría de manera considerable los costos de producción.
- La perforación de alcance extendido ha abierto un gran número de oportunidades en la explotación de hidrocarburos, obteniendo grandes beneficios económicos y minimizando de manera significativa el impacto ambiental que esta actividad trae consigo.
- El desarrollo tecnológico de operadoras y compañías de servicio, ha permitido que la capacidad de este tipo de perforación se haya incrementado de manera rápida y significativa, por lo tanto es difícil establecer un límite técnico en este tipo de perforación. Actualmente se han terminado exitosamente pozos de alcance extendido en varios campos alrededor del mundo, algunos de ellos alcanzando un desplazamiento horizontal de más de 10 km, desplazamiento que hasta hace algún tiempo se consideraba imposible de alcanzar. Algunas técnicas que han sido fundamentales para alcanzar dichos desplazamientos son:
 - Herramientas reductoras de torque y arrastre
 - Herramientas direccionales
 - Sistemas de medición mientras se perfora
 - Técnicas de flotación de tubería de revestimiento
- La acumulación de camas de recortes en la parte inferior del pozo es un fenómeno que no debe ser descuidado durante el proceso de perforación ya que puede provocar atrapamientos de la sarta y en el peor de los casos la pérdida del pozo.
- El torque y arrastre son factores clave en la ejecución de estos pozos, por lo tanto se deben tener en cuenta desde la planeación del pozo hasta su terminación, es importante cuidar parámetros como la trayectoria direccional, limpieza del pozo, diseño del aparejo de perforación, etc., para minimizar los valores de torque y arrastre.

-
- Hay un gran rango de trayectorias que pueden ser utilizadas, sin embargo se deben simular los esfuerzos generados en cada una de ellas y elegir la que represente menor riesgo y cause una menor fatiga a la tubería de perforación, esto con la finalidad de evitar viajes que a grandes desplazamientos horizontales pueden tardar demasiado tiempo.
 - Debido a la peculiaridad de este tipo de pozos, se debe de tener especial atención en el equipo de perforación utilizado, generalmente estos equipos son mucho más robustos (ejemplo: Bombas de lodo, torre de perforación, etc.) para poder soportar todos los esfuerzos generados durante el proceso de perforación.
 - La perforación de alcance extendido es considerada actualmente más riesgosa que la perforación convencional, sin embargo, con el uso de la tecnología disponible y un personal calificado, los resultados pueden ser significativamente mejores que en los pozos convencionales.
 - Este tipo de perforación empezará a tomar una mayor relevancia cuando los costos de las plataformas que se utilizan en aguas profundas y ambientes severos se vuelvan relativamente más alto y las leyes ambientales de cada país más estrictas.
 - Actualmente, en México la aplicación de esta tecnología ha sido utilizada por consideraciones ambientales y económicas, como ejemplo tenemos pozos en pantanos y en línea de costa.

7.2 RECOMENDACIONES

- La perforación de alcance extendido se deberá utilizar para casos en que se resuelvan problemas de tipo: técnicos, ambientales, de infraestructura, seguridad y económicos.
- En la planeación de estos pozos se deberá considerar equipos multidisciplinarios: petroleros especializados, geocientíficos y geomecánicos principalmente.
- Se deberán implementar procesos para desarrollar las actividades de planeación y ejecución de la perforación de este tipo de pozos, por ejemplo, el límite técnico y logística.
- En la perforación de alcance extendido la geomecánica deberá ser prioridad en el diseño o planeación del pozo.
- La selección de la capacidad del equipo de perforación deberá ser acorde a las actividades que han sido resultado de la planeación y de la perforación del pozo.

-
- Se recomienda que durante la ejecución de operaciones del pozo se utilicen herramientas que permitan la medición de diferentes parámetros de perforación en tiempo real, enviando a la superficie la información fundamental y guardando en su memoria interna los datos secundarios.
 - Es recomendable evitar secciones largas con ángulos problemáticos (30° - 65°). Mantener velocidades altas del fluido de perforación tratando de mantenerlo siempre en flujo turbulento y mantener en rotación la tubería de perforación para romper las camas de recortes que se pudieran generar.

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS CAPÍTULO 1

1. Richard S. Carden, Robert D. Grace, "Horizontal and Directional Drilling", Petroskills OGI Company, 2007.
2. M.G. Mims, A.N. Krepp, H.A. Williams, "Drilling Design and Implementation for extended Reach And Complex Wells", Second edition, K&M Technology Group, 1999.
3. Herald Blikra, K.E. Dreval y T.V. Arrestad "Extended Reach, Horizontal and Complex Design Wells: Challenges, Achievements and Cost-benefits", SPE 28005, 14th World Petroleum Congress, Stavanger, Norway, Mayo 29- Junio 1°, 1994.
4. C.J. Mason y A. Judzis, "Extended-Reach Drilling – What's the limit?", SPE 48943, 1998 SPE Annual Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, Septiembre, 1998.
5. Frank Allen, Paul Tooms, Greg Conran, Bill Lesso, Patrick Van de Slijke, BP exploration, "Extended-Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier", Oilfield Review, Invierno de 1997.
6. Nicholas Robertson, "Industry Drilling Envelopment", British Petroleum, Septiembre 2006.
7. Sada D. Joshi, PH.D., Joshi Technologies International, Inc, "Horizontal Well Technology", PennWell Books, Tulsa, USA, 1991.

REFERENCIAS CAPÍTULO 2

1. Steve Jones, SPE, PathFinder, Junichi Sugiura, PathFinder y Steve Barton, SPE, Reehycalog, "Results from Systematic Rotary-Steerable Testing with PDC Drill-Bits Depic the Optimal Balance between Stability, Steerability, and Borehole Quality", IADC/SPE 112579, IADC/SPE Drilling Conference, Orlando, Florida, 2008.
2. Hussain E. Al/Yami, Abdallah A. Kubaise and Khalid Nawaz, SPE, Saudi Aramco; Amir Awan, Jaywant Verma y Sukesh Ganda, SPE, Schlumberger, "Powered Rotary Steerable Systems Offer a Step Change in Drilling Performance", SPE 115491, Oil and Gas Conference and Exhibition, Australia, Octubre de 2008.

-
3. P. Weijermans, J. Ruzzka, SPE, Baker Hughes INTEQ, H. Jamshidian, M. Matheson, "Drilling with Rotary Steerable System Reduces Wellbore Tortuosity", SPE/IADC 67715, SPE/IADC Drilling Conference, Paises Bajos, Marzo 2001.
 4. S. Barton, Reed-Hycalog Schlumberger, "Development of Stable PDC Bit for Specific use on Rotary Steerable Systems", IADC/SPE 62779, IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology, Malaysia, Septiembre 2000.
 5. "Advance Wireline & MWD Procedures Manual", Baker Hughes INTEQ, Agosto 1992.
 6. Richard S. Carden, Robert D. Grace, "Horizontal and Directional Drilling", Petroskills OGI Company, 2007.
 7. "Loggin While Drilling" (Geosteering Applications), Self Learning Module, Tracs International.
 8. Colin J. Mason, SPE, BP Amoco; Larry G. Williams, SPE and Geoff N. Murray, SPE, Weatherford International Inc, "Reinventing the Wheel – Reducing Friction in High-Angle Wells", SPE 63270, SPE Annual Technical and Exhibition, Texas, Octubre de 2000.

REFERENCIAS CAPÍTULO 3

1. Sifferman, Thomas R., Myers, George M, Haden, Elard L., Wahl, Harry A., Continental Oil Co., "Drill Cutting Transport in Full Scale Vertical Annuli", SPE 4514, Journal of. Petroleum Technology, Noviembre de 1974.
2. Personal de la Gerencia de Ingeniería y Tecnología, Nicolás Rodríguez Saucedo, Antonio Sánchez Pérez, Fermín Guzmán Cortés, Fernando Siles Coria y Alfonso Mora Ríos, Traducción con autorización del autor, "Perforando sin problemas, prevención de pegadura de tuberías", Drillbert Engineering Inc. Villahermosa, Tabasco, Mayo de 2008.
3. Sifferman, T.R., Becker, T.E, Mobil R and D Corp, "Hole Cleaning in Full-Scale Inclined Wellbores", SPE 20422, Annual Tech. Conference of SPE in New Orleans, Septiembre de 1990.
4. Marco Rasi, Exxon Production Research Co, "Hole Cleaning in Large, High-Angle Well bores", IADC/SPE 27464, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Febrero de 1994.

-
5. Ford, J. T., Peden, J. M., Oyeneyin, M. B., Gao Erhu, R. Zarrough, Heriot-watt U, "Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Boreholes", SPE 20421, Annual Tech. Conference, New Orleans, Septiembre de 1990.
 6. T.I. Larsen, SPE, Unocal Corp., A.A. Pilehvari, SPE, Texas A&M U., & J.J. Azar, SPE, U. of Tulsa, "Development of a New Cuttings-Transport Model for High-Angle Wellbores Including Horizontal Wells", SPE 25872, SPE Drilling and Completion, Junio 1997.
 7. Becker, Thomas E., Mobil Oil Corp. Azar, J.J. U. of Tulsa, "Mud-Weight and Hole-Geometry Effects on Cuttings Transport While Drilling Directionally", SPE 14711, Agosto de 1985.
 8. Kenny, Patrick, Sunde, Egil, Statoil A/S; Hemphill Terry, Baroid Drilling Fluids "Hole Cleaning Modeling: What's 'n' Got To Do With It?", IADC/SPE 35099, SPE/IADC Drilling Conference, Nueva Orleans, Marzo de 1996.
 9. C. Cameron, SPE, Halliburton Energy Service, "Drilling Fluids Design and Management for Extended Reach Drilling" IADC/SPE 72290, IADC/SPE Middle East Drilling Technology, Octubre de 2001.
 10. "Hidráulica y Limpieza del Pozo", Sección 6, Schlumberger Drilling School.

REFERENCIAS CAPÍTULO 4

1. Johancsik, C.A., Exxon Production Research Co., Friesen, D.B., Exxon Production Research Co.; Dawson, Rapier, Exxon Production Research Co., "Torque and Drag in Directional Wells—Prediction and Measurement", SPE 11380, Journal of Petroleum Technology, Junio 1984.
2. Richard S. Carden, Robert D. Grace, "Horizontal and Directional Drilling", Petroskills OGCI Company, 2007.
3. M. S. Aston, P.J. Hearn, SPE members y G. McGhee, BP Exploration, Sunbury, "Techniques for solving Torque and Drag Problems in Today's Drilling Environment", SPE 48939, Annual Technical Conference and Exhibition, Septiembre de 1998.
4. M. L. Payne, SPE, Arco E&P Technology y Fereidoun Abbassian, SPE, BP Exploration, "Advance Torque-and-Drag Considerations in Extended Reach Wells", SPE 35102, IADC/SPE Drilling Conference, Marzo 1997.
5. Computalog Drilling Service, Technology Services Group, "Advance Directional Drilling, Training Curriculum", Houston, Texas.

-
6. Hussain Rabia, "Well Engineering & Construction".

REFERENCIAS CAPÍTULO 5

1. Guía práctica para el diseño de la perforación direccional y control de la desviación, PEMEX, Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos.
2. Richard S. Carden, Robert D. Grace, "Horizontal and Directional Drilling", Petroskills OGCI Company, 2007.
3. "Extended Reach Guidelines", The British Petroleum Company, 1996.
4. Steinar Bakke y Jan daudey, "Survey Calculations", Schlumberger Anadrill, Sugar and Learning Center, 1998.

REFERENCIAS CAPÍTULO 6

1. The UK Upstream Asset Portfolio, "Wytch Farm", BP Exploration, Dyce, Aberdeen, 2003.
2. Frank Allen, Paul Tooms, Greg Conran, Bill Lesso, Patrick Van de Slijke, BP exploration, "Extended-Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier", Oilfield Review, Invierno de 1997.
3. Tony Meader, Frank Allen, BP Amoco Wytch Farm, Graham Riley, SPE, Schlumberger Wytch Farm. "To the limit and Beyond – The Secret of World-Class Extended-Reach Drilling Performance at Wytch Farm", IADC/SPE 59204, IADC/SPE Drilling Conference, Louisiana, 2000.
4. Colin Ashmore, "Russia Sakhalin-1 Project", Energy Focus, Verano 2007.
5. J.R. McDermott, R.A. Viktorin, J.H. Schamp, M.W. Barrera, SPE, y J.M. Fleming; ExxonMobil Development Company; S.R. Keller, SPE, ExxonMobil Upstream Research Company, "Extended Reach Drilling (ERD) Technology Enables Economical Development of Remote Offshore Field in Russia", SPE/IADC 92783, SPE/IADC Drilling Conference, Países Bajos, Febrero de 2005.
6. ExxonMobil Report, "Profile: Russia-Sakhalin-1", Irving, Texas, Mayo de 2008.
7. R.A. Viktorin, J. R. McDermott, R.E. Rush Jr., y Schamp, ExxonMobil Development Company, "The next Generation of Sakhalin Extended Reach Drilling" IADC/SPE 99131, IADC/SPE Drilling Conference, Miami, Florida, Febrero de 2006.

-
8. F. J. Husband; Drilling Parker Company, "Rigging up for extreme Reach", E&P Magazine, Agosto 2006.
 9. Company Profile: Parker Drilling Company, Sakhalin Project, Phase-1, "Unique Yastreb rig drills Sakhalin-1 ERD well", Parker Drilling Company, Houston, Texas, 2004.