



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE
REVESTIMIENTO (CASING DRILLING)**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A :

**MONTERRUBIO RODRÍGUEZ JONATHAN
MANUEL**

**DIRECTOR DE TESIS:
ING. LEONARDO CRUZ ESPINOZA**



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F. Agosto, 2009

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, porque es a través de su voluntad perfecta que podemos lograr nuestros propósitos en la vida.

A mi familia, **Marcela Rodríguez, Tomas Monterrubio y Heber Monterrubio**, por su amor, paciencia, comprensión y apoyo inagotable e incondicional, que han hecho de mi la persona que soy.

A la **Universidad**, la cual me brindó cobijo y conocimiento, sin pedir nada más a cambio que dedicación.

A mis **Profesores**, que con su desinteresada labor y gran compromiso, plasmaron en mi un poco de su gran conocimiento y experiencia. Y no conformes con eso, me brindaron su amistad.

A mis amigos de **Octano 9**, especialmente a Jacobo, Yaniak, Daniel, Pedro y Diego; que a su manera, siempre estuvieron cerca para “apoyarme”.

A las compañías, **TESCO y Baker Hughes**, por su disposición y asesoría.

A mis **Sinodales**, por su minuciosa y estricta revisión, para el buen término de este trabajo.

Al **Ing. Leonardo Cruz Espinoza**, por su apoyo y dirección para la realización de la tesis.

PERFORACIÓN DE POZOS CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING)

	Pagina
1.-INTRODUCCIÓN	2
ANTECEDENTES Y EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN	
1.1- Inicios de la perforación	3
1.2- Ambientes de perforación	5
1.3- Equipos convencionales de perforación	9
1.4- Evolución de las técnicas de perforación	18
1.5- Avances tecnológicos.	24
1.5.1- Perforación horizontal.	24
1.5.2- Perforación Multilateral.	25
1.5.3- MWD, LWD y Perforación dirigida.	26
1.5.4- Casing Drilling	26
2.-DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING	27
2.1- El concepto Casing DrillingTM	28
2.2- Ventajas de utilizar el sistema Casing Drilling.	29
2.3- Clasificación de la perforación con TR.	30
2.3.1- Método de aparejo Recuperable (Sistema Casing Drilling TM).	31
2.3.2- Perforación con Liner.	34
2.3.3- Método de barrena perforable (Drilling with Casing)	36
2.4- Comentarios.	38

3.-ANÁLISIS DE LA HIDRÁULICA EN AGUJEROS REDUCIDOS	39
3.1- Generalidades	40
3.2- Factores que afectan las pérdidas de presión en el espacio anular.	41
3.2.1 Cambio en la dimensión del espacio anular.	41
3.2.2 Rotación de la sarta	42
3.2.3 Dinámica de la sarta	43
3.3- Modelos hidráulicos para calcular las pérdidas de presión.	45
3.3.1-Modelo convencional (ley de potencia).	45
3.3.2-Modelo de Luo y Peden.	48
3.3.3- Modelo de Wei.	48
3.3.4-Modelo de Diaz.	52
3.4- Estudio Hidráulico.	55
3.5- Conceptos Básicos de Geomecánica.	63
4.-CONSIDERACIONES AL PERFORAR CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	65
4.1- Tuberías y Conexiones	66
4.2- Fatiga	67
4.3- Flexión	69
4.4- Arrastre	74
4.5- Torque	84
4.6- Pandeo	85
4.7- Centralización	87
4.8- Cementación	87

5.-EXPERIENCIAS EN LA APLICACIÓN DE CASING DRILLING.	90
5.1-Casing Drilling Terrestre.	91
5.2-Casing Drilling Costa Fuera.	98
CONCLUSIONES.	101
BIBLIOGRAFÍA.	104

1.- INTRODUCCIÓN

Muchos son los retos tecnológicos que la industria de los energéticos y particularmente del petróleo tiene que afrontar, hoy día, en que el aprovechamiento óptimo de los hidrocarburos es una clara necesidad, máxime en un país como el nuestro, de cuyo Producto Interno Bruto, cuatro de cada diez pesos provienen de las ganancias que el petróleo genera.

Tomando en cuenta la notable etapa de declinación en la que se encuentran los principales campos productores del país y los inestables precios del crudo, es necesario considerar la asimilación y aplicación de nuevas tecnologías y procedimientos de extracción de hidrocarburos de manera que hagan las operaciones más eficientes en materia de seguridad y economía.

Con este trabajo, se pretende describir el sistema de perforación con tubería de revestimiento y proponerlo como una opción técnica y económicamente factible enfocada a la reducción del tiempo de perforación y a la solución de los problemas e inconvenientes presentes en la perforación con tubería convencional en nuestro país.

Se hace una breve revisión bibliográfica de los inicios de la perforación de pozos petroleros y de la evolución que han sufrido las tecnologías de perforación hasta el surgimiento del sistema Casing Drilling™.

Se listan las ventajas y desventajas de utilizar esta tecnología, su clasificación y variantes de aplicación, las diferentes técnicas y consideraciones de diseño que deberán tenerse al aplicar este sistema en comparación con la perforación convencional, se hace especial énfasis en el área de hidráulica y en la determinación de los diferentes tipos de esfuerzos a los que se ve sometida la tubería durante la perforación, ya que son parámetros de vital importancia en el éxito de la operación, de manera que se asegure, que las condiciones operativas no excedan los límites de trabajo de la tubería, evitando así un fallo. Se describen los principales modelos reológicos utilizados para el cálculo de las caídas de presión y se presenta un par de estudios que muestran el impacto que tienen algunos parámetros comunes de la perforación en las caídas de presión hidráulica.

También se documentan algunos casos de aplicación del sistema Casing Drilling™ y los resultados obtenidos, por último se describen algunos detalles operativos fundamentales para el éxito de la operación, así como propuestas sobre mejoras en futuras aplicaciones.

ANTECEDENTES Y EVOLUCIÓN DE LA PERFORACIÓN**1.1 INICIOS DE LA PERFORACIÓN**

Las actividades de explotación petrolera comprenden varias especialidades, siendo la perforación una de las más importantes, por el costo y por el gran riesgo que conlleva.

“Los objetivos de la perforación en México” son: (PEMEX, 2002:34)

- ❖ La explotación de los hidrocarburos.
- ❖ Construcción de cavernas almacenadoras de petróleo, actualmente en México existen 12 cavernas perforadas en los domos salinos de Tuzandepetl a profundidades promedio de 900 m y con penetraciones de 200 a 300 m dentro de la sal con una capacidad de almacenamiento total de 9.7 MMB.
- ❖ Generación de electricidad, hizo posible la explotación de zonas geotérmicas para la generación eléctrica, hasta 1997 el país contaba con 495 pozos geotérmicos con una profundidad promedio de 1600 m.
- ❖ Explotación del azufre, para la extracción de este recurso en nuestro país se usaron en total 379 pozos con una profundidad promedio de 288 m.
- ❖ La explotación de aguas subterráneas.

Siendo la aplicación económicamente más importante la explotación de hidrocarburos, la historia de la perforación en América se remonta a agosto de 1859, cuando se perforó el primer pozo petrolero del continente a una profundidad de 21.2 m y con una producción aproximada de 4000 [lt]. Por día, éste fue el pozo Drake en Titusville, Pensilvania.

Periodo 1900 – 1937 (La perforación por compañías privadas) (PEMEX, 2002:37)

En 1904 se inicia la historia comercial de la industria petrolera en México con la perforación del pozo “La Pez # 1” localizado por el geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez, perforado a 500 m por la Mexican Petroleum Company, con una producción inicial de 1,500 bpd y acumulativa de 4,124,976 en el periodo 1904-1917, siendo taponado. En 1925, se descubre “La Faja de Oro”; se desarrolla el 1er campo petrolero “El Ébano” en San Luís Potosí perforándose 5,743 pozos.



Figura 1.1 Pozo La pez #1, El Ébano, SLP.

Sin duda uno de los pozos más espectaculares fue el “Cerro Azul 4”, perforado a 545 m con producciones mayores a 25,000 bpd y que actualmente continúa en producción.

Periodo 1938 – 1960 (Maduración de la perforación nacionalizada) (PEMEX, 2002:39)

En este periodo se realizó la expropiación petrolera y se perforaron 4,669 pozos, incrementándose las reservas a un ritmo de 6% anual, aumentó el éxito en la perforación de 40 al 61% y a partir de 1946 PEMEX contrata compañías perforadoras con cero participaciones en los beneficios obtenidos de la producción. En 1953 se incursiona por primera vez en proyectos marinos frente a las costas de Tuxpan, Ver.

Periodo 1961 – 1980 (Perforación de los grandes yacimientos) (PEMEX, 2002:40)

Se reorientan los trabajos de exploración y perforación hacia zonas de mayor potencial, en este lapso se perforan 9,310 pozos (2,167 exploratorios). En 1963 se obtiene producción comercial en la formación “El Abra” en el Cretácico Medio (una extensión de la Faja de Oro), en 1972 se descubrió el área Cretácica de Chiapas – Tabasco, con los pozos Sitio Grande 1 y Cactus 1, se descubre el complejo Cantarell en la zona marina, se incrementan las reservas y el éxito en la perforación alcanza porcentajes del 85%. En 1976 México pasa de ser un país importador a exportador de hidrocarburos.

Periodo 1981 – Actual (Incorporación de tecnologías y la creación de la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos UPMP) (PEMEX, 2002)

Para fines de 1999 se perforaron 3,467 pozos (702 exploratorios), se alcanzan profundidades de 7,615 m en la perforación y se inicia la perforación con mayores tirantes de agua 384 m. Se obtienen producciones de aceite por arriba de los 3 millones de barriles y los 5 mil millones de pies cúbicos de gas.

1.2 AMBIENTES DE PERFORACIÓN

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio nacional han sido agrupados en cuatro regiones con fines de estudio, control y desarrollo: Región Sur, Región Norte, Marina Noreste y Marina Suroeste. En el periodo comprendido de Enero a Junio de 2009 la producción conjunta de los yacimientos nacionales promedió los 2.6 mmbpd de crudo y 7000 mmpcd de gas natural. (www.pemex.com: Boletín de prensa No. 145, 24/07/2009)

La Región Marina Noreste.- Se encuentra ubicada al Sureste del país dentro de la plataforma continental y el talud del Golfo de México con una extensión de 166 mil kilómetros cuadrados, queda dentro del límite de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. Inicia su actividad comercial en 1975 con la perforación del pozo Chac 1, productor de aceite y gas. Sus principales campos son: Complejo Cantarell, EK Balam, Ixtoc y Complejo Ku-Maloob-Zaap.



Figura 1.2 Localización geográfica de la Región Marina Noreste.

CARACTERÍSTICAS (PEMEX, 2008)

Contribución en la producción

Aporta el 72% del aceite

Contribuye con el 21% de gas

Tipo de hidrocarburo

Aceite pesado 18 °API

Gas asociado

Formación productora

Brechas del Paleoceno Inferior

Cretácico Superior

La Región Marina Suroeste.- Se encuentra ubicada al Sureste del país con una extensión de 352,390 mil kilómetros cuadrados; en la parte Sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección Este con la región Marina Noreste; en el Norte limita con las líneas limítrofes de las aguas territoriales y al Oeste con el proyecto Golfo de México de la Región Norte. Sus antecedentes se remontan a 1923, sin embargo, su historia comercial inicia en 1971 con la perforación del pozo Marbella 1.

La mayor producción al igual que la Marina Noreste, proviene de las brechas del Paleozoico y Cretácico Superior, aunque también tiene producción en el Terciario y Kimmeridgiano. Los campos con los que cuenta esta región son: Complejo Abkatún-Pol-Chuc, Caan, Ixtal, May, Och-Uech-Kax, Sinán, Taratunich, entre otros.



Figura 1.3 Localización geográfica de la Región Marina Suroeste.

CARACTERÍSTICAS (PEMEX, 2008)

Contribución en la producción

Aporta el 12% del aceite

Contribuye con el 13% de gas

Tipo de hidrocarburo

Aceite ligero 28 °API

Gas asociado

Formación productora

Brechas del Paleoceno Inferior

Cretácico Superior y J. S. K.

La Región Norte.- Es la más extensa con 2 millones de kilómetros cuadrados; al Norte limita con los Estados Unidos, al Este con el Golfo de México, al Poniente con el Océano Pacífico y al Sur con el Río Papaloapan. Los estados que abarca son: Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, Morelos, Distrito Federal y parcialmente en las entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz.

La historia de la región comienza en 1881 con la exploración de compañías extranjeras en los estados de Veracruz y Tamaulipas; sin embargo, la historia comercial inicia en 1900 con la perforación y desarrollo del campo “El Ébano” en San Luis Potosí donde se perfora el pozo “La Pez # 1” y posteriormente el “Cerro Azul # 4” en Veracruz.

Algunos de sus principales campos son: Arcabuz-Culebra, Arcos, Arenque, Cópite, Cuitláhuac, Arquimia, Mata Pionche, Mecayucan, Monterrey, Chicontepec, Poza Rica, Reynosa, San Andrés, Tamaulipas-Constituciones.



Figura 1.4 Localización geográfica de la Región Norte.

CARACTERÍSTICAS (PEMEX, 2008)

Contribución en la producción

Aporta el 2% del aceite

Contribuye con el 30% de gas

Tipo de hidrocarburo

Aceite ligero y pesado

Gas seco principalmente

Formación productora

Terciario

Cretácico Medio

La Región Sur.- Se encuentra ubicada en el Sureste de México con una extensión de 390 mil kilómetros cuadrados; al Norte limita con el Golfo de México, con la Región Norte en el paralelo 18°, al Noreste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo.

Su historia se remonta a 1863, su producción inicial fue de formaciones Terciarias y actualmente la mayor producción se obtiene de formaciones carbonatadas del Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, a profundidades entre 5,500 y 6,500 m y temperaturas por arriba de 180 °C.

Sus respectivos campos son: Agave, Complejo Antonio J. Bermúdez, Bellota, Cactus, Níspero y Río Nuevo, Caparroso – Pijije – Escuintle, Cárdenas, Carmilo, Catedral, Cinco Presidentes, Chiapas – Copanó, Chinchorro, Edén-Jolote, Giraldas, Jacinto, José Colomo, Jujo–Tecominoacan, Luna–Palapa, Mora, Múspac, Ogarrío, Paredón, San Ramón, Sánchez Magallanes, Sen, Sitio Grande, Yagual y Puerto Ceiba.



Figura 1.5 Localización geográfica de la Región Sur.

CARACTERÍSTICAS (PEMEX, 2008)

Contribución en la producción

Aporta el 14% del aceite

Contribuye con el 36% de gas

Tipo de hidrocarburo

Aceite ligero y súper ligero “Olmeca”

Gas seco húmedo y seco

Formación productora

Terciario

Cretácico y J. S. K.

1.3 EQUIPOS CONVENCIONALES DE PERFORACIÓN

La necesidad de conseguir energía no renovable ha hecho evolucionar a los equipos de Perforación para poder alcanzar los yacimientos que se encuentran en el subsuelo, estos yacimientos están ubicados en diversas localizaciones y ambientes, por lo que es necesaria la utilización del equipo que más se adecue a las necesidades de la perforación.

Criterios de Selección del equipo

Hay un gran número de consideraciones al momento de seleccionar un equipo de perforación, tales como:

- ◆ Rangos de profundidades del pozo y tamaños de los agujeros a perforarse.
- ◆ Cargas de las tuberías de revestimiento esperadas.
- ◆ Rango de velocidades rotatorias requeridas.
- ◆ Pesos y tamaños de la sarta de perforación.
- ◆ Límites de los tamaños en los ensamblajes.
- ◆ Sistemas de lodo, presas de lodo y múltiples de flujo.
- ◆ Servicios auxiliares y potencia requerida.
- ◆ Altura de la subestructura y espacio libre bajo ella.
- ◆ Equipo para prevención y control de reventones.
- ◆ Sistemas de control.
- ◆ Condiciones geográficas y atmosféricas.
- ◆ Misceláneas (soporte de tuberías, herramientas, instrumentos, etc.).

A continuación, se presenta un diagrama que muestra la clasificación general de los equipos de perforación existentes en la industria petrolera y posteriormente se describen brevemente las características de cada uno.

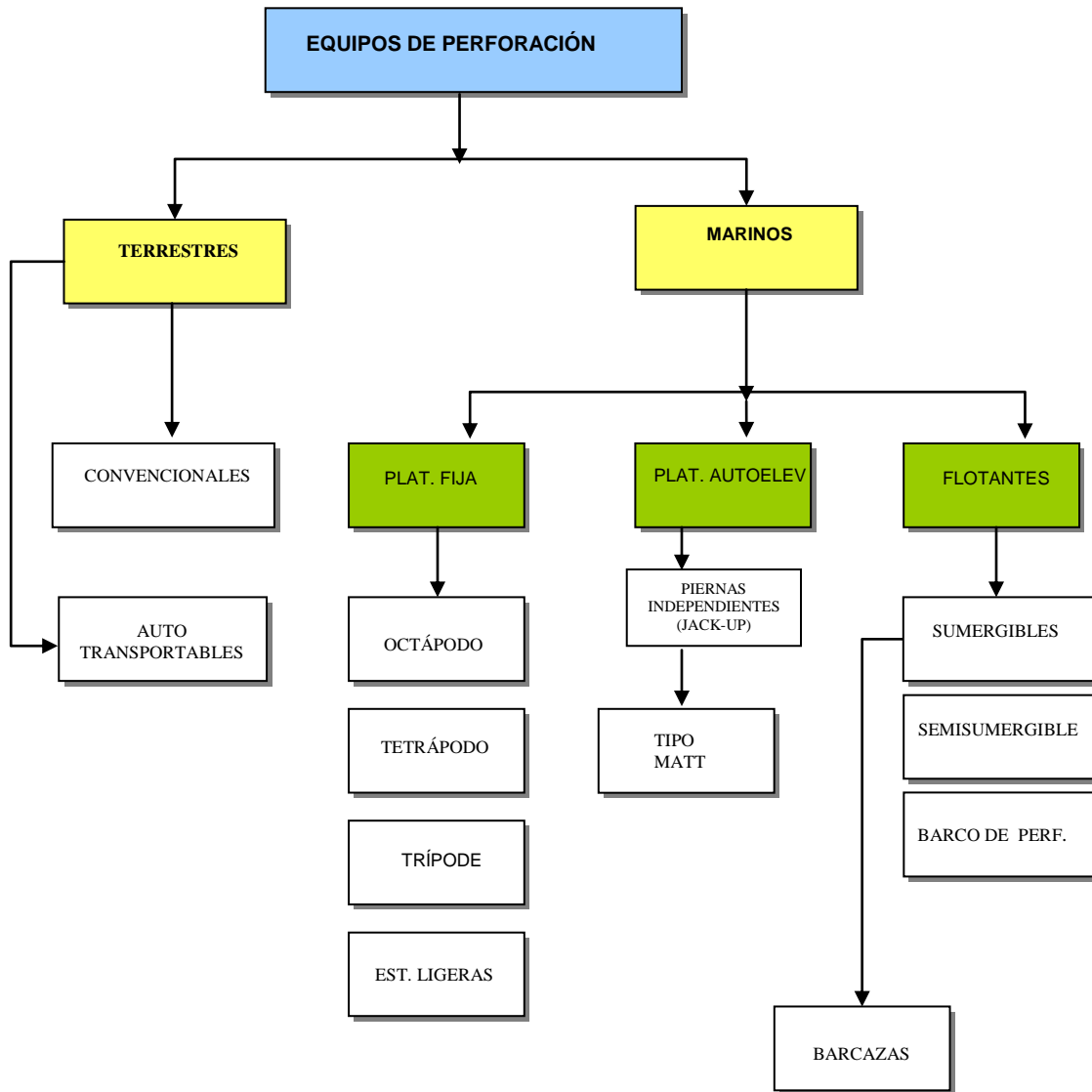


Fig. 1.6 Clasificación de los equipos de perforación.

Terrestres:

Como su nombre lo indica, los equipos terrestres son utilizados para realizar perforaciones en tierra; se movilizan empleando camiones de carga pesada y grúas, y son clasificados de acuerdo a su capacidad para perforar en:

Clasificación	Capacidad [m]
Ligero	1000-1500
mediano	1200-3000
pesado	3500-5000
Ultra pesado	5500-7500

Estos pueden ser convencionales o auto transportables, la diferencia estriba en que los primeros tiene mayor capacidad en la profundidad de perforación y los segundos disponen de un sistema de motores y malacate montados en un remolque que se auto transporta.

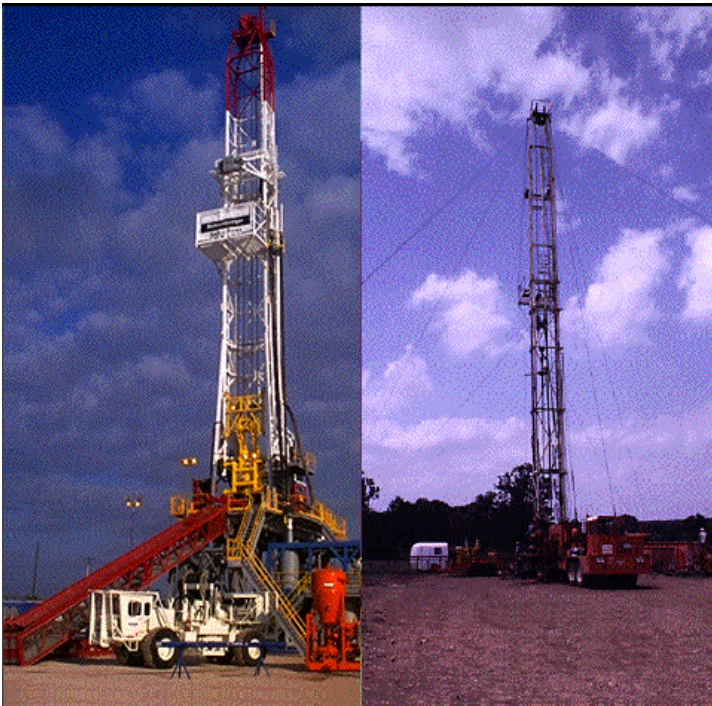


Figura 1.7 Equipos Terrestres de perforación: Convencional (izquierda), Auto Transportable (derecha).

Marinos:

Estos son equipos utilizados para realizar perforaciones costa afuera, en lagos, ríos y pantanos; originalmente estos eran equipos de tierra adaptados en una estructura para perforar, se usaban las mismas técnicas desarrolladas en tierra, eran denominados móviles de perforación a equipos convencionales montados en plataformas autoelevables, semisumergibles y barcos perforadores; esto se utilizó algún tiempo, pero la necesidad de ir a profundidades mayores propició el surgimiento de estructuras costa afuera.



Figura 1.8 Diferentes equipos de perforación.

Plataformas fijas:

Estos equipos son permanentes y se caracterizan por tener dos pisos de trabajo; el de producción a una altura de 15.9 m sobre el nivel del mar y el de perforación a 20.7 m de altura, aquí se instala la torre de perforación y la unidad habitacional. Dependiendo del número de patas se clasifican en: trípodas, tetrápodos y octápodos; estos equipos son utilizados principalmente para el desarrollo de campos, ya que pueden perforar hasta 16 pozos de una sola plataforma.

Son utilizados para perforación de pozos cercanos a la costa y tirantes de agua no mayores a 100 m. La reparación de pozos en estas plataformas se realiza con plataformas autoelevables o con el equipo Snubbing; su construcción se realiza en tierra.



Figura 1.9 Plataforma de perforación fija de 4 piernas (Tetrápodo).



Figura 1.10 Plataforma de perforación fija de 8 piernas (Octápodo).

Plataformas Autoelevables:

Este es un tipo de plataforma especial utilizada para la perforación y reparación de pozos; tiene la capacidad de moverse de una localización a otra por medio de autopropulsión o de remolcador, una vez que se encuentra sobre la posición deseada las piernas son bajadas hasta alcanzar el lecho marino, una vez asentadas, la cubierta es elevada más allá del nivel del agua hasta tener una plataforma de perforación estable. La torre de perforación se encuentra ubicada en un cantiléver móvil permitiendo el acercamiento de la misma a los pozos de plataformas fijas. Operan en tirantes de agua de 4 a 100 m y es el equipo más utilizado en la perforación de pozos exploratorios.



Figura 1.11 Plataforma auto elevable tipo Jack up

Plataformas sumergibles:

Estos equipos son utilizados en aguas someras o en zonas protegidas (ríos, bahías, pantanos, etc.) en tirantes de agua no mayor a 50 m de profundidad. Esta unidad cuenta con dos cascos, el superior conocido como Texas, que aloja a la cuadrilla y al equipo de perforación y el casco inferior, que es el que lastra la unidad y soporta el peso del equipo, estos navegan o son remolcados y al ser posicionados sobre el lugar de la perforación los compartimentos inferiores son inundados para hacerla descansar sobre el fondo. Se clasifican en tipo: Barcaza, Ártico y Botella.



Figura 1.12 Equipos de perforación tipo Barcaza.



Figura 1.13 Plataforma de perforación sumergible tipo Ártico.

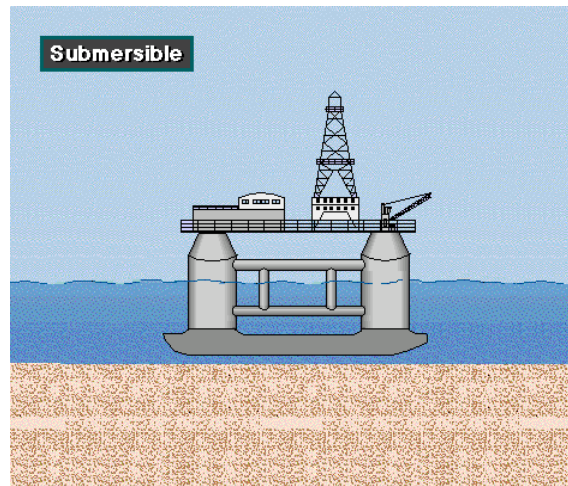


Figura 1.14 Plataforma de perforación sumergible tipo Botella.

Plataformas Semisumergibles:

Este tipo de equipos evolucionaron de los sumergibles, son autopropulsados y están diseñados para operar en tirantes de agua de hasta 2200 [m] de profundidad. Su posicionamiento puede ser convencional o dinámico y utilizado en la perforación de pozos en aguas profundas. La configuración general de un equipo semisumergible consiste en dos cascos inferiores longitudinales, estos se usan como lastre, y cuando está en movimiento son utilizados como casco principal de la nave, ofrece baja resistencia al arrastre y alta estabilidad.

El sistema Convencional de Anclaje consiste en 8 anclas colocadas en un patrón abierto y conectadas al casco por medio de cadenas y/o cables de acero.

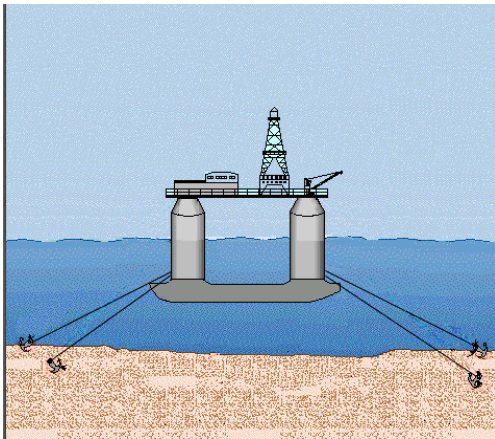


Figura 1.15 Plataforma de perforación semisumergible de posicionamiento con cable.

El Método de Posicionamiento Dinámico es una evolución del sistema del sonar del barco donde una señal es enviada desde la unidad flotante a un transductor colocado en el fondo del mar. Al incrementarse la profundidad del agua, este sistema se vuelve necesario.

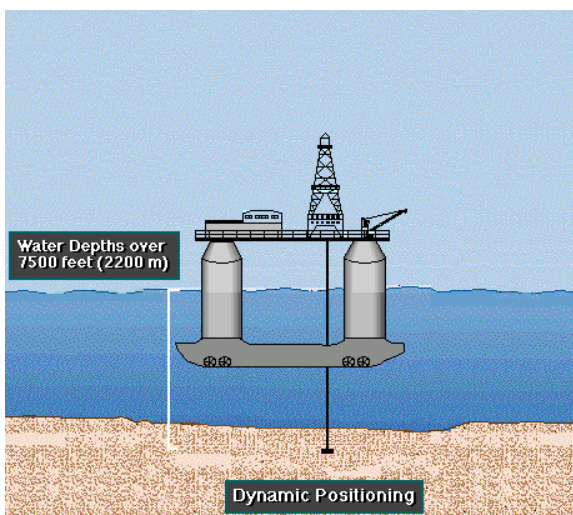


Figura 1.16 Plataforma de Perforación semisumergible de posicionamiento dinámico.

La principal desventaja o limitación de estos equipos es el movimiento vertical, debido a los esfuerzos a los que se somete la sarta durante este, el semisumergible que tiene una menor respuesta vertical se considera el más adecuado.

El movimiento vertical está en función del plano de flotación expuesto, mientras más pequeño sea el plano de flotación, menor será el movimiento vertical, esto se consigue hundiendo los cascos inferiores y flotando al nivel de las columnas. Con la reducción del plano de flotación para reducir el movimiento vertical, se reduce también la estabilidad, por lo que los diseñadores deben encontrar las condiciones óptimas de operación.

Para sistemas autopropulsados es necesario considerar la inversión, ya que un sistema de estos ocupa mucho espacio y combustible, por lo que el tamaño del yacimiento debe justificar la inversión en un tiempo razonable. Estos equipos utilizan instalaciones submarinas de control del pozo fluyendo.

Factores para la selección de un equipo semisumergible:

- * Profundidad del agua
- * Profundidad a la cual se requiere perforar
- * Datos del medio ambiente
- * Características de movimiento de la unidad
- * Capacidad de almacenamiento de materiales de consumo
- * Movilidad de la unidad



Figura 1.17 Plataforma de perforación semisumergible.

Barcos Perforadores:

Como su nombre lo indica, es un barco sobre el cual se instala un equipo de perforación con todo lo necesario para efectuar trabajos en el mar, son autopropulsados y usan sistemas de control de brotes similares a los semisumergibles; estos equipos colocan una placa de acero con un hueco central en el lecho marino, la cual indica el lugar de la perforación y sobre la que se posicionan para iniciar dicha operación.

Los primeros barcos perforadores fueron convertidos de barcazas, barcos graneleros, tanques o abastecedores. Los barcos perforadores son los más móviles de los equipos de perforación, pero también los menos productivos, la configuración que les permite alta movilidad les resta eficiencia en la perforación, se usaron extensamente para cubrir los huecos de operación entre las Jack-up y las semisumergibles y son los que han perforado en aguas más profundas, su sistema de anclaje es similar al de los equipos semisumergibles sólo que adicionalmente se incluye el sistema de torreta, su desventaja es la misma, el control del movimiento vertical.



Figura 1.18 Barco de perforación

Los barcos son herramientas versátiles pero para su uso debe ser considerado en áreas con oleaje de poca altura y vientos de poca velocidad.

1.4 EVOLUCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

A lo largo de la historia se han usado dos métodos de perforación, perforación por percusión y la perforación rotatoria.

La perforación por percusión.- Es un método antiquísimo y fue el iniciador de la perforación de pozos de agua y petróleo, aunque se ha actualizado con la incorporación de tecnología, su uso está muy restringido y escasamente es utilizado para perforar pozos de agua muy someros (30 m).

Este método realiza la perforación mediante el movimiento alternativo (bajada y subida) de una pesada barrena (tipo cincel) que en su caída va fracturando o disgregando la roca, desprendiendo trozos de diverso tamaño, que después son extraídos por medio de una cuchara. Sus principales componentes son:

- La sarta de perforación
- El cable
- Máquina de perforación



Figura 1.19 Equipo utilizado en la perforación por percusión.



Figura 1.20 Punzón o barreno utilizado en la perforación por percusión.

Perforación rotatoria.- El método de perforación rotatoria con circulación directa, comenzó a utilizarse en 1860, adquiriendo gran auge en 1900 paralelamente al desarrollo de la industria petrolera.

La perforación rotatoria se realiza mediante el giro de una herramienta de corte; el recorte producido es extraído a la superficie por medio del fluido de perforación.

El objetivo del sistema rotatorio es proporcionar la rotación a la barrena para que realice la acción de perforar. En la actualidad existen tres formas de aplicar rotación a la barrena y son:

- a. Sistema rotatorio convencional
- b. Top drive
- c. Motor de fondo

Sus principales componentes son:

- Sistema de suministro de energía
- Sistema de izaje
- Sistema de circulación
- Sistema rotatorio
- Sistema de control
- Sistema medidor de parámetros de control durante la perforación

a).Convencional:

Los equipos rotatorios más antiguos usaron torres de madera, las cuales se armaban antes de iniciar el pozo y se desarmaban al terminar, la energía era proporcionada por máquinas de vapor. Con el equipo rotatorio se inicia el uso de los fluidos de perforación; la cementación de las tuberías de revestimiento y la terminación con aparejos de producción. Más tarde surgió el uso de la mesa rotaria, Fig.1.22, y de los mástiles portátiles, los cuales mejoraron la eficacia en las operaciones y detonaron la perforación convencional como la conocemos hoy en día.

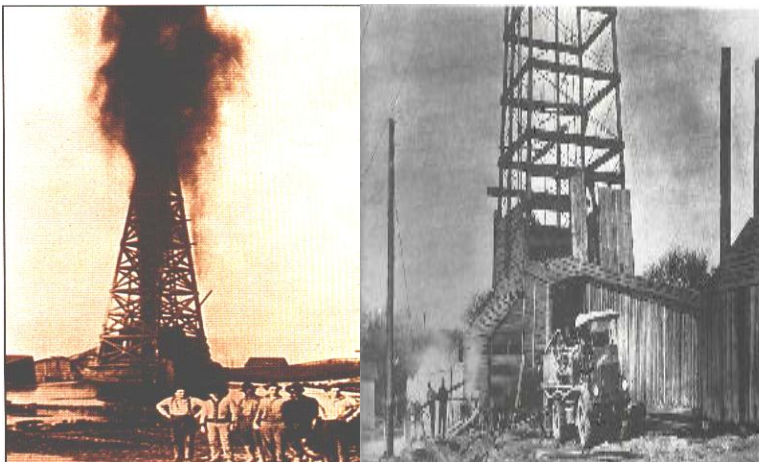


Figura 1.21 Torres de perforación de madera utilizadas antiguamente.

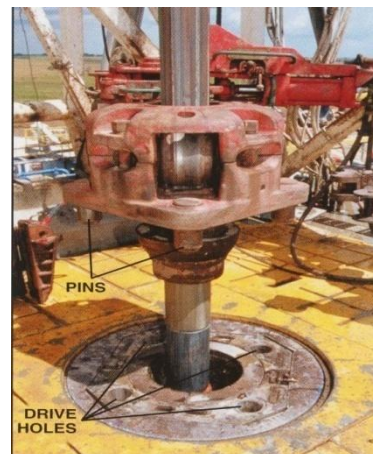


Figura 1.22 Mesa rotaria utilizada en los actuales equipos de perforación.

b). Top-drive:

Es un equipo superficial utilizado para imprimir rotación a la sarta de perforación sin la utilización de la mesa rotaria ni la flecha (kelly). Este equipo es impulsado por un motor de corriente alterna, sube y baja por el mástil a través de un riel o viga guía a la que se sujeta gracias a unos patines que permiten su libre deslizamiento vertical; es usado en una gran variedad de aplicaciones tanto en tierra como en mar, lleva el swivel y un sistema de sujeción de tubos integrado y elimina la necesidad de circuitos hidráulicos de servicio.

Dentro de los beneficios de utilizar esta herramienta se encuentra:

- Su alto rendimiento y la facilidad de controlar la velocidad y par de torsión.
- El motor combinado con el swivel y la viga guía, resultan en un diseño más compacto y de transportación más sencilla.
- Requiere menos mantenimiento, y aumenta la rentabilidad de los equipos.
- Mejora el control de la sarta en la perforación direccional, ya que permite rotar y circular mientras se viaja por el pozo.



Figura 1.23 Sistema de perforación Top Drive para rotar la tubería de perforación.

c).Motor de fondo:

Esta herramienta es subsuperficial, se instala inmediatamente arriba de la barrena y es la encargada de transmitir la potencia necesaria. Consta de dos partes principales, un rotor y un estator, formando una geometría excéntrica entre ellos, de manera que cuando el fluido de perforación pasa por el espacio disponible el rotor comienza a girar transmitiendo la energía a la barrena.

Los motores de fondo están disponibles en una amplia gama que va desde 2.375 hasta 6.5 pulgadas de diámetro, o más, dependiendo del proveedor y pueden ser de alta velocidad y bajo torque; mediana velocidad y mediano torque; y de una baja velocidad y de alto torque. Los primeros son ideales para usarse con barrenas de cortadores térmicamente estables o con diamantes naturales, los de mediana velocidad y torque van generalmente con barrenas PDC.

La utilización de estos motores permite transmitir rotación a la barrena sin la necesidad de rotar la sarta, son ideales para la perforación direccional ya que pueden hacer y mantener el rumbo sin tener que hacer arreglos complicados como en la perforación convencional.

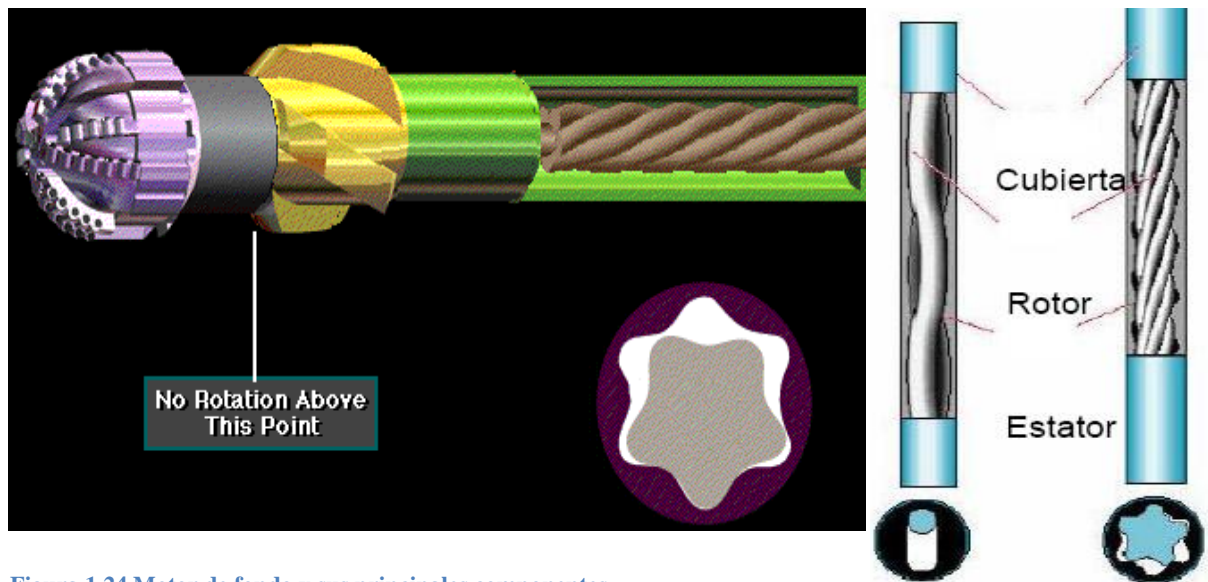


Figura 1.24 Motor de fondo y sus principales componentes

CRONOLOGÍA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS EN LA PERFORACIÓN (PEMEX, 2002:60):

PERIODO DE ORIGEN (1888-1928).

- *Equipos de percusión.
- *Máquina de vapor
- *Torres de madera.
- *Principio de la perforación rotatoria.
- *Primeras barrenas de conos (1908).
- *Diseños de TR y cementaciones (1904).
- *Primeras bombas de lodos (1910).
- *Fluidos de perforación (1914).

PERIODO CIENTÍFICO (1948-1968)

- *Se perfora a 31,000 pies en EUA.
- *Investigación sobre la perforación.
- *Introducción de la hidráulica
- *Mejoramiento en la barrenas.
- *Inicio de la perforación automatizada.
- *Inicio de la tecnología de fluidos de perforación.
- *Se introducen las turbinas.

PERIODO PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL (1995- ACTUALIDAD)

- *Se inicia la perforación horizontal
- *Perforación bajo balance
- *Perforación en aguas profundas
- *Perforación multilateral
- *Perforación con tubería flexible
- *Perforación láser
- *Perforación con Tubería de Revestimiento
- *Nuevas tecnologías

PERIODO DE DESARROLLO (1928-1948)

- *Equipos de mayor potencia
- *Mejores diseños de barrenas
- *Barrenas de carburo de tungsteno (1935).
- *Nueva tecnología en cementaciones.
- *Uso de bentonita en (1935)
- *Fluidos especiales

PERIODO AUTOMATIZACIÓN (1968-1995)

- *Se automatiza el equipo de perforación
- *Control de las variables de perforación
- *Planeación de la perforación
- *En los fluidos se incorporan los polímeros, nuevos productos químicos, aditivos, etc.
- *Se aplica la tecnología por computadoras.

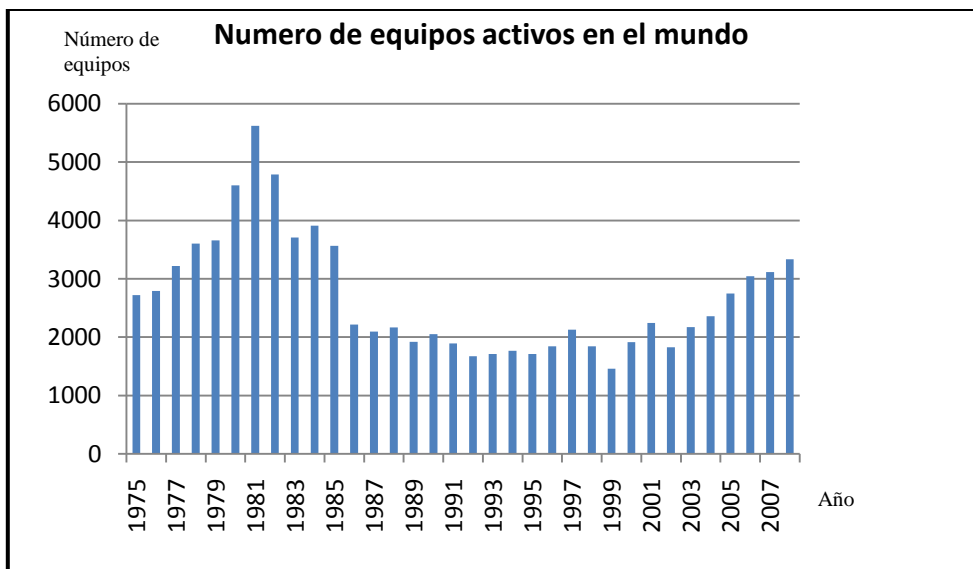
Demanda de la perforación en el mundo

La siguiente gráfica muestra un censo del número de equipos de perforación activos en el mundo en diferentes años. Como se observa, previo a 1978 se tenía un promedio de 2800 equipos de perforación activos en el mundo, el cual era un número bajo comparado con la demanda que se venía dando desde 1973, esto fue provocado por el embargo petrolero de aquel año, resultado del apoyo que E.U. brindó a Israel en el conflicto armado que sostenía contra Egipto y Siria apoyados por Irak.

Para 1979 como resultado de una revolución interna, Irán sufrió un cambio de poder político, el cual declaró la guerra a Irak, lo que provocó alzas en los precios del crudo, que se mantuvieron hasta 1981; esto junto con el final del embargo petrolero algunos años atrás provocó un aumento de 3600 equipos en el 79, a más de 5500 equipos de perforación activos en 1981.

Después del pico en 1981, gracias a que en 1982 la OPEP establece las primeras cuotas de producción entre sus miembros y a que en 1983 la New York Mercantile Exchange conocida como NYMEX lanza por primera vez los contratos de futuros en crudo de petróleo, la demanda de equipos comenzó a disminuir de manera constante hasta estabilizarse en 1986 con un promedio de 2000 equipos.

El colapso en los precios en 1986, causado por la gran oferta de crudo de Arabia Saudita junto con la invasión de Irak a Kuwait en 1990 provoca que el número de equipos activos oscile entre 1600 y 2100 hasta el año 2000, en el que se comienza a apreciar un leve pero constante incremento en el número de equipos, causado por la necesidad de satisfacer la cada día creciente demanda energética y amortiguar la clara declinación en la producción mundial de petróleo, dicho comportamiento se espera siga así los próximos años hasta que logre estabilizarse la oferta y la demanda de crudo.



1.5-AVANCES TECNOLÓGICOS:**1.5.1-Perforación Horizontal:**

La perforación horizontal es el proceso de dirigir una barrena de perforación hacia el seguimiento de una senda horizontal, aproximadamente a 90 grados desde la línea vertical. La perforación horizontal se ha convertido en un procedimiento común en la última década y cubre, hoy en día, un rango amplio de tipos de pozos. Por lo general, estos pozos son perforados en áreas de desarrollo donde las formaciones y presiones, son conocidas. Sin embargo, existe un elemento de tiempo extra requerido para planificar y diseñar un pozo horizontal, tomará el doble de tiempo de planificación, diseño y ordenado del equipo, y aproximadamente un 50% más de tiempo extra para perforar. Esto es debido al costo adicional de un equipo especializado, limitaciones de seguridad y el tiempo que toma completar la construcción a lo largo de la reentrada horizontal. También, mientras más larga sea la sección horizontal a ser perforada, más bajo sea el rango de construcción del ángulo para alcanzar la horizontal. La mayoría de los pozos horizontales son perforados utilizando construcciones de radio mediano. El control y la limpieza de estos pozos es complicada debido a la presencia de dunas, también se puede presentar suabeo, el objetivo primordial de este tipo de perforación es el de incrementar la producción.

Propósito:

- Maximizar la producción
- Mejorar la producción secundaria
- Incrementar el factor de recuperación
- Reducir la cantidad de pozos requeridos para desarrollar un campo

Tipos principales:

- Radio corto (1°-4°/ 100 pies) pozos poco profundos, pueden ir desde verticales a horizontales en 50 pies.
- Radio mediano (8°-20°/100 pies) para yacimientos fracturados, necesitan por lo menos 300 pies para alcanzar la construcción.
- Radio largo (2°-8°/100 pies) costa afuera, yacimientos de difícil acceso, necesitan 1500 pies para alcanzar la horizontal.
- Radio ultra corto.

Aplicaciones:

- Yacimientos compactos ($k < 1 \text{md}$)
- Yacimientos fracturados
- Yacimientos económicamente inaccesibles
- Yacimientos de crudo pesado
- Yacimientos de canales arenosos y núcleos de arrecife
- Yacimientos con agua / problemas de toma de núcleos con gas
- Yacimientos con estratos muy delgados.

Limitaciones:

- Costo
- Espaciamiento de pozos y otorgamiento de usos de tierras
- Características del yacimiento
- Métodos de producción
- Cantidad de alcance
- Capacidad de los equipos y disponibilidad.

1.5.2- Perforación Multilateral:

Es la perforación de múltiples hoyos de drenaje desde un agujero descubierto vertical sencillo, horizontal o inclinado para mejorar la recuperación de hidrocarburos y minimizar costos de producción.

Antes de intentar mover los hidrocarburos dentro de los agujeros descubiertos verticales que podrían no estar bien posicionados, la actual industria está dirigiéndose ahora hacia el uso de pozos horizontales, multilaterales y ramificados, que mueven el agujero descubierto más cerca de los hidrocarburos.

Los sistemas de pozos multilaterales permiten que múltiples agujeros descubiertos productores sean radicalmente perforados desde una sección individual de un agujero matriz. Una diferencia importante entre este método y la desviación lateral convencional, es que en la multilateral tanto el agujero matriz como las extensiones producen hidrocarburos.

Debido a que solo se requiere un agujero vertical individual, los diseños de pozos multilaterales requieren menor tiempo de perforación, e incluso pueden tener menores requerimientos de equipo y material e incrementan la producción.

La perforación multilateral y los métodos de terminación han sido utilizados desde mediados de los 40, principalmente en la minería donde eran perforados muchos agujeros desde un agujero matriz.

Estos hoyos cortos y direccionalmente desplazados fueron alcanzados con porta barrena con ángulo y la tecnología convencional de perforación rotatoria de aquellos tiempos.

Por años la fractura hidráulica suministró una gran exposición de área entre el pozo y el yacimiento; sin embargo, con estos avances el desempeño de un pozo vertical con fractura hidráulica, puede ser fácilmente sobrepasado por un horizontal o multilateral correctamente orientado.

1.5.3- MWD, LWD y Perforación Dirigida:

Ninguna otra tecnología involucrada en la construcción de pozos ha evolucionado tan rápido como la MWD (Medición durante la perforación por sus siglas en ingles); LWD (Registro durante la perforación, Logging While Drilling) y la perforación dirigida. En los inicios de la perforación, perforadores y geólogos debatían sobre las condiciones ambientales y mecánicas en la barrena durante la perforación; pero no fue hasta que hubo un gran avance en los materiales y la tecnología, que hizo posible realizar mediciones en la barrena y transmitirlos de regreso a la superficie, que las preguntas y debates de los geólogos y perforadores tuvieron respuesta.

Las primeras mediciones fueron las direccionales y casi todas fueron empleadas costa afuera en pozos perforados direccionalmente. Fue fácil demostrar los ahorros en tiempo de equipo de perforación logrados con este sistema, esta herramienta permite medir la orientación e inclinación del agujero mediante la determinación del azimut y la inclinación en un solo punto.

Mediante el sistema LWD se hizo posible la medición de resistividad, porosidad, densidad de neutrones, presión anular, invasión y pérdida de fluidos y emisión de rayos gamma en tiempo real mientras se perfora.

Paralelamente a la telemetría y mediciones cualitativas, el sistema MWD combinado con motores de fondo hizo que la perforación horizontal fuera más posible y más generalizada. Recientemente los MWD y LWD incluyen sensores que miden la velocidad acústica y proveen imágenes eléctricas de formaciones inclinadas.

Beneficios del MWD, LWD y Perforación Dirigida:

- Puede perforar, navegar y registrar en pozos de radio largo y mediano
- Puede cambiar la trayectoria del agujero mientras rota
- Reduce cantidad de pozos.

1.5.4- Casing Drilling™

Este sistema integra los procesos de perforación y revestimiento para hacer un sistema de construcción de pozos más eficiente, ya que ejecuta ambos de manera simultánea.

La premisa fundamental de este sistema consiste en disminuir los costos de perforación relacionados con la compra, manejo, inspección, almacenamiento, etc. de la tubería de perforación, puesto que es la tubería de revestimiento la encargada de transmitir la energía mecánica e hidráulica a la barrena y en la reducción del tiempo total de perforación, ya que con este sistema se evita el tener que sacar la tubería del pozo para hacer cambio de barrera o tomar registros y mediciones de la formación, este hecho también previene eventos no deseados como atrapamientos de la tubería.

En el siguiente capítulo se describe más ampliamente este método de perforación.

2.-Descripción de la Perforación con el Sistema Casing DrillingTM

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

2.1 - EL CONCEPTO CASING DRILLING™

Las técnicas de perforación de pozos de petróleo y gas han sido objeto de estudio desde su nacimiento con la finalidad de optimizar el proceso para obtener un pozo útil al menor costo posible.

Desde los inicios de la perforación con cable o percusión hasta el presente, con la utilización de una herramienta rotativa accionada desde superficie o mediante el empleo de un motor de fondo, ha habido una permanente preocupación por intentar mejorar la calidad de los pozos perforados, reducir los costos operativos y mejorar las condiciones de seguridad del personal.

La tecnología de perforación con Tubería de Revestimiento (Casing Drilling) viene a cubrir (hasta el presente) la última etapa en éste proceso proporcionando seguridad, efectividad y reducción de costos en la perforación, ya que perfora y reviste el pozo al mismo tiempo sin necesidad de sacar y meter la tubería, evitando así los problemas relacionados con los viajes.

Perforar y revestir pozos simultáneamente utilizando tuberías de revestimiento convencionales ha sido el sueño de muchos perforadores desde que el proceso de perforación rotatoria fue introducido a finales de 1800. Una patente⁴ que data de 1890 describe un proceso de perforación rotatoria con tubería de revestimiento y después la recuperación de una barrena expandible hidráulicamente. En 1902 algunas operaciones de perforación usaron barrenas recuperables y se introdujeron los motores de fondo. Este método fue aplicado en Polonia después de la primera guerra mundial y usado en Francia en 1928. En 1930 en Rusia fueron hechos trabajos considerables con la finalidad de desarrollar un sistema para reemplazar la barrena sin sacar la tubería del pozo.

Fue hasta la década de 1960 que la compañía Brown Oil Tools (ahora Baker Oil Tools) realizó el primer esfuerzo amplio para desarrollar todos los componentes necesarios para perforar con tubería de revestimiento y barrenas recuperables; patentó un sistema que incluía componentes para: 1) Rotar la tubería con un sistema top drive eléctrico, 2) Levantar la tubería sin usar la cuerda, 3) Anclar un aparejo recuperable con cable en el fondo de la tubería, 4) Usar un ampliador para ensanchar el pozo. No obstante, las bajas tasas de penetración comparadas con la perforación convencional restringieron la aplicación comercial de este equipo y sólo impulsó el desarrollo y comercialización del top drive.

En Calgary Canadá, desde 1995 la Compañía Tesco ha desarrollado un programa llamado “Casing Drilling™” el cual incluye un sistema completo para perforar con tubería de revestimiento, en el que las herramientas incluyendo ampliador, barrena piloto y motor de fondo son extraídas a la superficie sin necesidad de sacar la tubería. Donde otros fallaron para llevarlo a cabo, Tesco mejoró en materiales e incrementó las aplicaciones comerciales.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

Después de esto, fue concebido el introducir un Liner con un BHA (Arreglo de fondo por sus siglas en ingles) conectado a una sarta de perforación para penetrar en zonas inestables mientras se coloca la tubería de revestimiento para proteger esa zona, una vez que se alcanzó la profundidad de asentamiento de la tubería la parte interna de la sarta de perforación y el BHA son liberados y recuperados hacia la superficie.

Drilling with Casing a diferencia de Casing DrillingTM (descrito anteriormente) utiliza la tubería de revestimiento como sarta de perforación para penetrar en zonas problemáticas utilizando una barrena perforable para alcanzar el objetivo sin necesidad de sacar la barrena, pero después de hacer la cementación se baja la barrena para frezar la zapata perforadora; básicamente es lo mismo que la perforación convencional.

2.2.-VENTAJAS DE UTILIZAR EL SISTEMA CASING DRILLING

La aplicación de Casing Drilling está encaminada a resolver y minimizar los problemas al perforar zonas y formaciones que generalmente presentan complicaciones con la perforación convencional, tales como:

- Zonas de presión anormal y subnormal
- Formaciones inestables y no consolidadas
- Bolsas de gas superficiales
- Zonas de pérdida de circulación
- Formaciones con tendencia a hincharse.

Este sistema reduce los tiempos de perforación ya que los viajes que realiza la tubería dentro y fuera del pozo son menores, lo que evita que haya eventos no deseados como atascamientos o inestabilidad del agujero. Reduce también la pérdida de circulación y filtrado considerablemente, ya que debido al poco espacio anular la tubería constantemente presiona los recortes que hace la barrena en la pared del pozo generando un “empaste” poco permeable adicional al enjarre que forma el fluido de perforación, esto provoca que se tenga una menor recuperación de recortes en superficie.

También hay reducción en los costos de operación asociados a menor tiempo de renta de equipo y la ausencia de tubería de perforación.

En resumen las ventajas de usar este sistema son:

- Elimina el uso de la tubería de perforación
- Reduce el tiempo total del equipo de perforación en un 30%
- Minimiza el número de viajes con la tubería
- Mejora el control del pozo
- Genera una geometría del pozo más uniforme y estable

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

- Mitiga los problemas de pérdida de circulación
- Requiere menos potencia del equipo
- Reduce el número de personas en la tripulación
- Requiere menos tubería de revestimiento
- Optimiza los costos.

2.3- CLASIFICACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TR

Algunos operadores consideran a esta tecnología como una solución potencial en una diversidad de aplicaciones comerciales, que incluye desde la perforación de pozos completos en tierra hasta la perforación de una o dos etapas en pozos marinos que requieren múltiples sarts de revestimiento.

Este método perfora el pozo y coloca la tubería de revestimiento simultáneamente; se divide en tres tipos basados en la composición de la herramienta y la técnica de operación:

- Aparejo Recuperable (Casing Drilling™)
- Perforación con Liner (Liner Drilling)
- Barrena Perforable (Drilling with Casing).

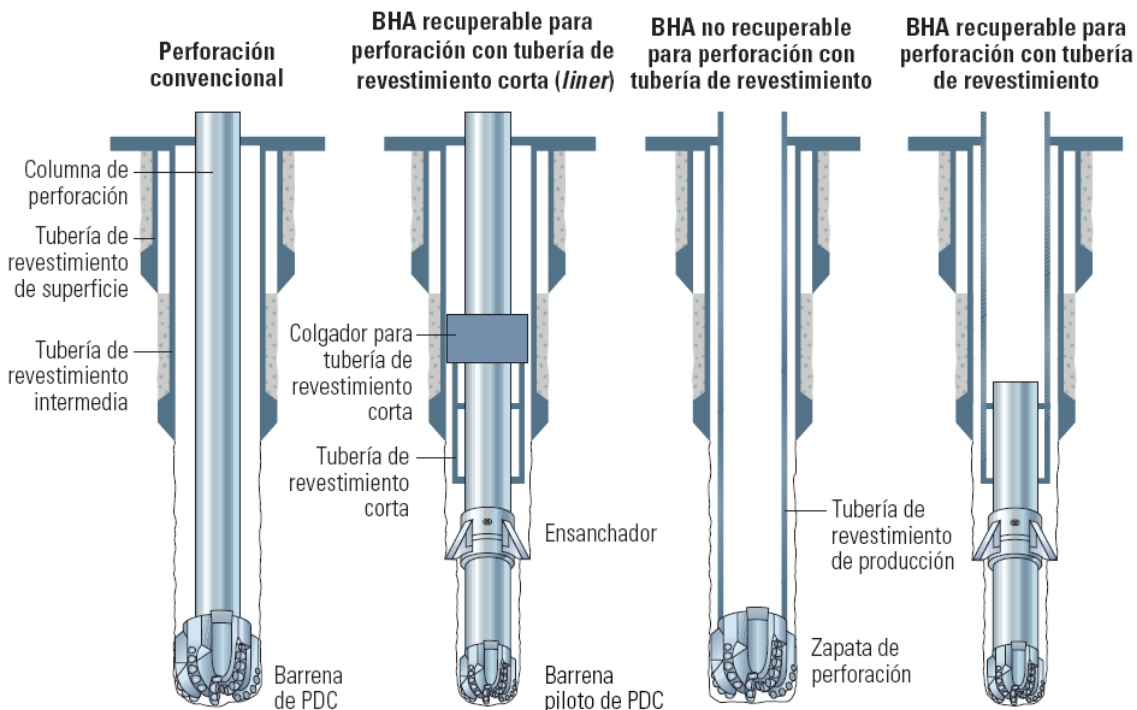


Figura 2.1 Diferentes Técnicas de perforación.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

2.3.1- Método de aparejo recuperable (Sistema Casing Drilling™)

En la actualidad la compañía Tesco es poseedora del sistema Casing Drilling™ (CD) el cual es el único probado en el mundo con herramientas recuperables capaz de perforar con tuberías de revestimiento de más de 20” de diámetro.

El concepto Casing drilling™ se basa en perforar el pozo con la tubería de revestimiento convencional, ensanchándolo para mejorar la cementación y limpieza del mismo con la posibilidad de llevar a cabo maniobras de cambio de barrena o de toma de núcleos sin necesidad de sacar la tubería, ya que el ensamble de fondo puede ser pescado con cable o tubería flexible.

El sistema de perforación con tubería de revestimiento de Tesco, consta de herramientas y componentes superficiales y subsuperficiales que habilitan a la tubería de revestimiento común para perforar y entubar el pozo simultáneamente.

Componentes de Fondo

Corresponden a las herramientas que conforman el BHA (Fig. 2.2), como son Barrena piloto, un ampliador de brazos retractiles que ensancha el agujero hecho por la barrena, estabilizadores y en caso de que el BHA sea para perforación direccional puede estar compuesto por motor de fondo y herramientas de medición y control direccional.

Las herramientas de fondo a utilizar, como lo son barrenas, ampliadores, motores de fondo, MWD, etc. no tienen que cumplir especificaciones diferentes a las convencionales, solo que puedan introducirse a través de la tubería.

El componente principal del BHA es el Drill Lock Assembly (DLA Fig. 2.3) el cual se acopla mecánicamente al interior de la tubería, éste cierra herméticamente contra la tubería para dirigir el flujo a través de la barrena y soporta las cargas axiales y torsionales de la tubería. El BHA se baja con cable hasta que el DLA asienta en un niple característico colocado previamente cerca del extremo inferior de la tubería, de manera que el BHA queda posicionado en la última unión de la tubería de revestimiento y todos los componentes que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.

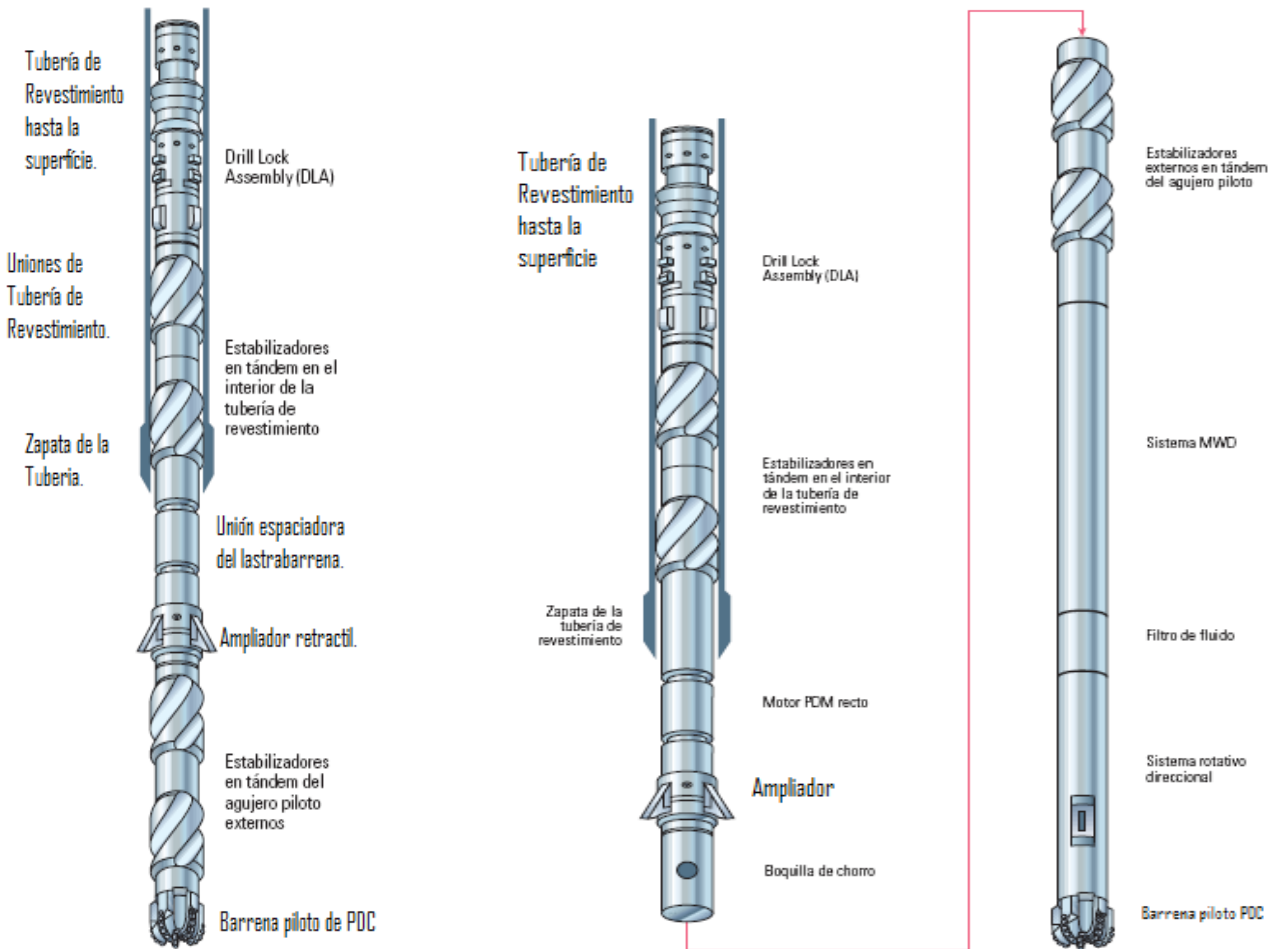


Figura 2.2 BHA típicos para perforación vertical (Izquierda) y direccional (Derecha).

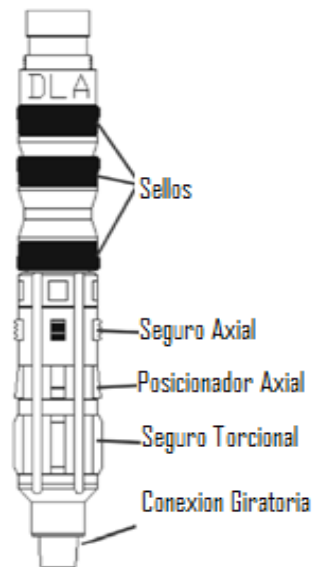


Figura 2.3 Drill Lock Assembly

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

Componentes Superficiales

La sarta de tubería de revestimiento es fijada en el sistema de impulsión superior (Top Drive) a través del sistema Casing Drive System™ (Fig. 2.4), el cual consta de un sistema de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior de la tubería o bien el interior, dependiendo del diámetro de la misma. Un arreglo especial provee un sello en el interior de la tubería para el fluido de perforación. El sistema es operado por un sistema de impulsión superior suspendido desde la estructura de la torre de perforación, de manera que todo el mecanismo rotativo del equipo de impulsión superior queda libre para desplazarse de manera ascendente y descendente. Este sistema permite perforar con sartas más largas y que el personal conecte rápidamente los sistemas de bombeo sin dañar las roscas de la tubería.

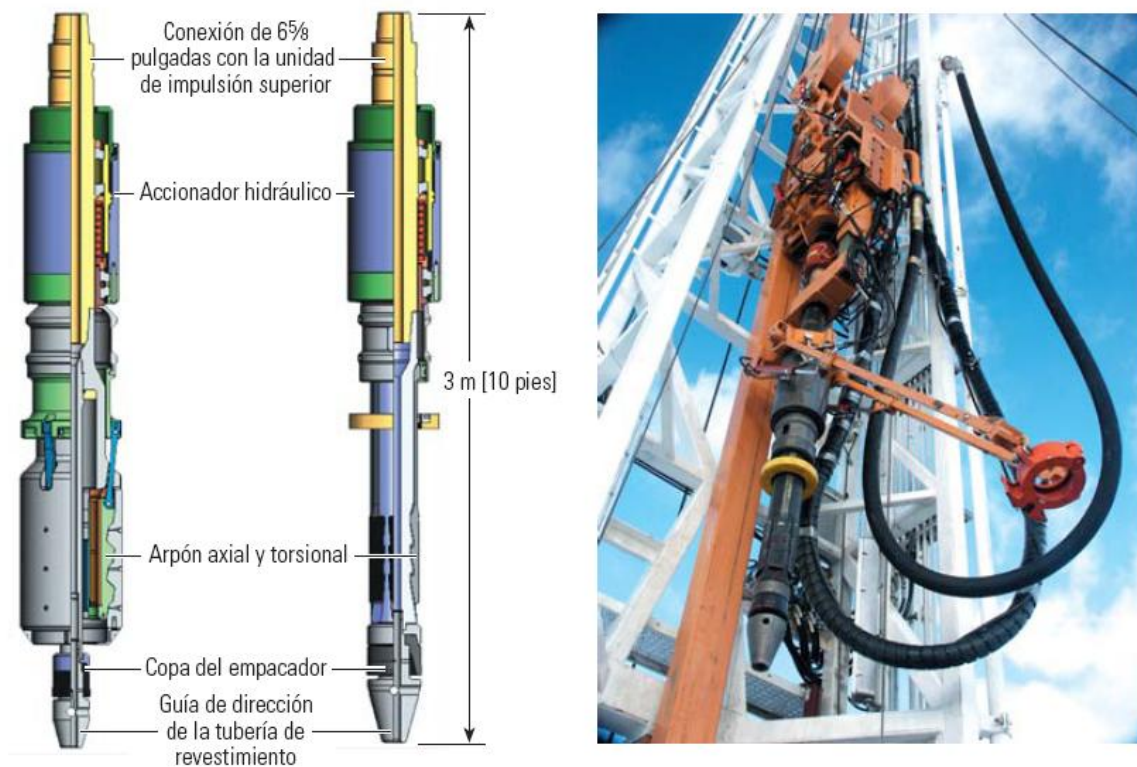


Figura 2.4 Casing Drive System™ (derecha), es fijado al sistema de impulsión Top Drive y puede ser de sujeción externa para diámetros menores o iguales a 7 pulgadas (Izquierda) o de sujeción interna para Tuberías de más de 7 pulgadas de diámetro (centro). (TESCO CORP.)

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

2.3.2- Perforación con Liner

La tecnología de perforación con Liner busca perforar y entubar el pozo en una sola corrida. En los últimos años las típicas aplicaciones de perforación con Liner fueron realizadas en situaciones donde el objetivo estaba a pocos metros, pero no podía ser alcanzado de manera segura con una sarta de perforación estándar. Al continuar perforando con una sarta convencional se exponía a sufrir pérdidas de circulación, colapso del agujero e incluso perder el BHA. El éxito del pozo entero dependía de perforar sólo unos cuantos metros más.

La tecnología de perforación con Liner ha ayudado a resolver estos problemas. La aplicación típica de perforación con Liner ocurre cuando se perfora en yacimientos agotados, una situación que será más evidente en el futuro. La anterior tecnología de perforación requería el uso de sartas de revestimiento intermedias y/o colocar tapones de cemento para alcanzar el objetivo, mientras que con la perforación con Liner sólo tomaría algunas horas alcanzar el objetivo y superar tales problemas.

Esta tecnología fue estandarizada para yacimientos agotados, aunque recientemente se ha extendido a aplicaciones como perforar largas distancias, arenas no consolidadas u otras formaciones inestables.

Comparado con la perforación con tubería de revestimiento, en donde el operador puede cambiar el BHA varias veces mientras la tubería permanece en el agujero; Debido a que la tubería llega a la superficie; Al perforar con Liner esto no es posible.

Los sistemas de perforación con Liner permiten usar la suficiente tubería de revestimiento para entubar el agujero y omite la parte superior, siendo así la tubería de perforación la que soporta la mayoría de las cargas, especialmente cuando se perfora rotando toda la sarta. Un colgador de Liner es usado para conectar la tubería de perforación con el Liner y correr el BHA a través de la formación hasta alcanzar el objetivo, debido a esto el BHA sólo puede ser recuperado cuando se alcanzó la profundidad programada. Actualmente los colgadores no son capaces de liberar y conectar varias veces el Liner en el fondo para sacar y meter el BHA del agujero. En caso que el BHA sufra daño o falle será necesario jalar todo el arreglo afuera del pozo o a una distancia intermedia, de ahí la importancia de que el BHA para operaciones de perforación con Liner sea capaz de alcanzar la distancia sin necesidad de ser recuperado antes de llegar al objetivo.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

El periodo de vida del BHA y la óptima colocación del colgador dentro de la sección de tubería de revestimiento previa, limita la máxima longitud de perforación.

Si el Liner tiene que ser rotado, deben ser consideradas las reducciones en la resistencia al colapso y presión interna. Son usados motores pequeños debido a que deben pasar a través del Liner, esto no es problema si se perforan zonas suaves o someras, pero para formaciones duras el motor puede no ser suficiente.

La máxima distancia que se puede perforar con este sistema es un factor importante. La principal diferencia con el sistema CD es la incapacidad de recuperar el BHA del Liner a través del colgador. La vida operacional del BHA para perforar con Liner debe exceder o al menos cubrir el total de la distancia a perforar con un margen de seguridad aceptable.

Cuando se perfora con Liner la meta es perforar la sección planeada en una sola corrida, no perforar a altas tasas de penetración. (Sinor, 1998)

Este sistema se utiliza según esquemas operacionales ya definidos; perforar con BHA estándar tan lejos como sea posible, recuperar el BHA y perforar la sección siguiente con un BHA para Liner, a la profundidad establecida.

El perforar con Liner puede ayudar a superar varios problemas del pozo. Para uno de estos problemas (perforar en un yacimiento altamente agotado) esta tecnología ha sido probada y a demostrado eficacia. Sin embargo en otras aplicaciones puede requerir de mucha ingeniería para diseñar un sistema capaz de superar los retos presentados.

Actualmente existen varios sistemas patentados de perforación con Liner que han sido usados exitosamente en el campo. Uno es impulsado por rotación completa de la sarta con una barrena especial en el fondo. El segundo, es un sistema impulsado por motor de fondo con una unión giratoria y una barrena nucleadora y una piloto (Fig. 2.5). El tercer sistema es impulsado con motor sin la unión giratoria, pero con amplificador debajo del Liner.

Los tres sistemas perforan con Liner y aseguran que el mismo esté en su lugar en caso que el agujero tenga problemas de colapso. Un cuarto sistema puede utilizar un motor desechable debajo del Liner y ser dejado en el pozo después de que se termina la perforación, aunque se tienen que considerar futuras reentradas al yacimiento o alargamientos del agujero.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

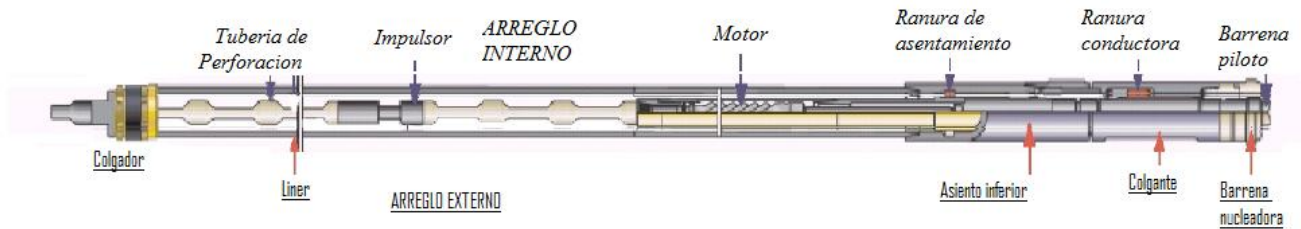


Figura 2.5 BHA para perforación con Liner

2.3.3- Método de Barrena Perforable (Drilling With Casing)

Este método es un concepto único que utiliza una barrena perforable (Zapata perforadora), cuando la sección es perforada con tubería de revestimiento y se alcanza el objetivo, es innecesario recuperar la barrena y la cementación puede hacerse directamente. Así la barrena usada para perforar la siguiente sección es corrida y rompe a través de la zapata igual que la perforación convencional.

En la actualidad este método es usado en formaciones suaves y de dureza media. Mientras la tubería gira, la zapata (Fig. 2.6) corta la roca con el mismo mecanismo de una barrena PDC convencional. Cuando se alcanza la profundidad de asentamiento la zapata perforadora funciona como una zapata convencional para tubería de revestimiento y el trabajo de cementación comienza con la activación de una válvula de no retorno y un pistón hecho de materiales perforables que obliga a la estructura de corte hacia el anular, figura 2.7.



Figura 2.6 Zapata perforadora

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

Mientras se espera el fraguado del cemento, la barrena que será usada para perforar la próxima sección es bajada para moler la zapata antes de continuar con la perforación de la siguiente etapa.

Es necesario entender el límite de durabilidad de la estructura de corte y aumentar los esfuerzos para combinar la durabilidad de los cortadores PDC convencionales con la capacidad de perforar la zapata una vez que realizó su trabajo.



Figura 2.7 Zapata después del desplazamiento, lista para la cementación.

Sin embargo para la perforación con tubería de revestimiento de explotación o perforación con Liner, la necesidad de que la herramienta sea perforable es desechada. Para estos casos también han sido desarrolladas zapatas perforadoras con cortadores fijos empotrados en una estructura de acero.

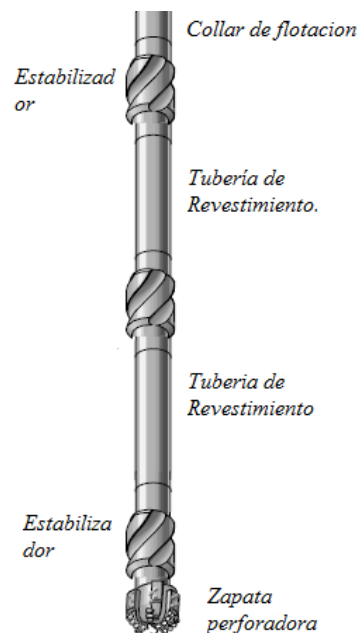


Figura 2.8 BHA no recuperable típico para perforación con tubería de revestimiento.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

2.4- COMENTARIOS

Desde la conceptualización de la perforación con tubería de revestimiento hasta la salida al mercado de los sistemas de aparejo recuperable y de barrena perforable, es de notar el proceso de continua mejora en el que se ha visto enrolado, gracias a su cada vez más común aplicación en el mundo. El sistema Casing Drilling™ de TESCO por ejemplo se ha utilizado por 15 años en más de 800 pozos alrededor del mundo, principalmente Estados Unidos y Canadá, ya sea para perforarlos completos o sólo algunas secciones. Lo cual ha logrado estabilizar la curva de aprendizaje de la utilización de este sistema, con lo que los beneficios de utilizarlo son notorios más prontamente. (Sanguino, 2009)

La aplicación en México ha sido restringida tanto en frecuencia como en recursos, ya que sólo se tienen documentados dos casos de aplicación, el primero en la cuenca de burgos (pozo culebra No.281), en donde se utilizaron recursos propios de PEMEX únicamente, se modificó un equipo convencional para que fuera capaz de manejar y hacer rotar la tubería de revestimiento como si fuera tubería de perforación convencional, sólo consistió en utilizar un Kelly más largo y peines más amplios para la colocación de las tuberías de revestimiento. Este intento en sí, no explotó todos los beneficios del sistema Casing Drilling actual, ya que lo único que se hizo fue sustituir la TP por tubería de revestimiento, la perforación se manejó de manera convencional, se tenía que sacar y meter de nuevo toda la sarta de tubería de revestimiento para recuperar y/o cambiar el BHA, de la misma manera como se hace convencionalmente.

El segundo caso documentado en México es el del pozo Tajín No. 62 del activo Poza Rica, en esta ocasión si se utilizaron aparejos recuperables y equipos diseñados para la perforación con tubería de revestimiento. El pozo se planeó y perforó en tres secciones, de las cuales las dos primeras fueron perforadas sin problemas, la tubería fue asentada en su lugar y el BHA fue recuperado sin mayores complicaciones. Sin embargo, la tercera sección del pozo presentó problemas, se tuvo que cambiar constantemente el BHA hasta encontrar el adecuado, se tenían grandes incrementos en la presión anular y se presentó una ruptura de la sarta por fatiga y el atascamiento de un BHA al momento de recuperarlo, lo que generó que los tiempos no productivos se elevaran, haciendo la operación incosteable.

3.-Análisis de la Hidráulica en Agujeros Reducidos.

3.1 GENERALIDADES

La geometría de la trayectoria del fluido de perforación provee otra diferencia significativa entre CD y la perforación convencional. La trayectoria de flujo dentro de la tubería de revestimiento es amplia y sin restricciones, así que ahí la caída de presión es relativamente pequeña, alrededor del 10%, el resto recae en el espacio anular, a diferencia en la perforación convencional el 90% de las caídas de presión se dan en el interior de la sarta. (Micolich, 2008)

La experiencia en las operaciones con CD ha mostrado que los gastos del fluido de perforación pueden ser reducidos sustancialmente, debido a que el volumen anular es reducido dramáticamente la limpieza del agujero es mejorada por las altas velocidades anulares que se alcanzan, incluso con gastos reducidos. Limpiar el agujero más eficientemente y remover los recortes más rápido ayuda a una reducción de la densidad equivalente de circulación. Sin embargo las altas velocidades anulares y las pérdidas por fricción resultantes tienden a incrementarla. Cada aplicación debe ser cuidadosamente evaluada para determinar el balance entre los gastos para limpiar la cara de la barrena, despejar el espacio anular de los recortes y controlar la DEC. Una vez que todos los factores han sido considerados, puede ser seleccionado el gasto adecuado y la configuración de las toberas en la barrena.

El procedimiento de optimización en CD es igual al convencional, consiste en calcular las pérdidas de presión parásitas, obtener el gasto óptimo y después conocida la caída de presión en la barrena, proponer tamaños de toberas que permitan una perforación más eficiente.

Un beneficio inherente de perforar con Casing es la uniformidad en el diámetro del agujero. Las sarta convencionales de perforación resultan en diferentes velocidades anulares alrededor de cada componente del arreglo, esto puede provocar la erosión del agujero alrededor de los lastra barrenas y un ineficiente arrastre de recortes alrededor de la tubería de menor diámetro. Con tubería de revestimiento como sarta de perforación, el espacio anular a lo largo de todo el agujero es virtualmente el mismo permitiendo que la optimización de la hidráulica se base únicamente en las propiedades del fluido, la concentración de los recortes y el gasto del fluido de perforación. El manejo de la DEC y la limpieza del agujero son más sencillos. La limpieza del agujero no ha sido problema en pozos perforados previamente con CD y mientras no haya disponibles datos de registros de calibración, el tiempo de atraso y el retorno en la cementación son un buen indicador de que no hay ampliación en el agujero.

3.2 FACTORES QUE AFECTAN LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN EN EL ESPACIO ANULAR

Son varios los factores que afectan directamente el régimen de flujo de un fluido de perforación dentro del espacio anular, estos cambios de régimen afectan las pérdidas de presión. Estos cambios en la presión, los cuales son sumados a la presión hidrostática del lodo afectan los esfuerzos que se ejerce sobre la formación que se está perforando.

La primera condición que es considerada al estimar las pérdidas de presión en el espacio anular es el gasto del fluido de perforación, éste es directamente dependiente del gasto que aportan las bombas de lodos y del tamaño de espacio anular. Los cálculos estándar que son utilizados para estimar las pérdidas de presión anulares o la DEC están basados en estos factores y en el gasto crítico. La transición de flujo laminar a turbulento a un gasto crítico es afectado por el numero de Reynolds, el tamaño del espacio anular, la excentricidad del agujero y, por supuesto, las propiedades reológicas del fluido.

Este tipo de estimación simplificada de las pérdidas de presión, ha sido usada durante muchos años por la industria de la perforación. Sin embargo, en cuanto las condiciones de perforación se vuelven críticas, tal como sucede cuando es necesario controlar la presión del pozo con una densidad de lodo que podría fracturar la formación, es necesario poner más atención a otros factores que afectan las caídas de presión dentro del espacio anular.

3.2.1 Cambio en la dimensión del espacio anular. (Marken, 1992:2)

Factores adicionales que pueden afectar las caídas de presión en el anular involucran la geometría del pozo y cambios dependientes del tiempo en esa geometría. Por ejemplo la excentricidad es un factor importante. Si todas las variables pudieran mantenerse constantes, las pérdidas de presión en cualquier anular excéntrico serían menores que para un espacio anular concéntrico. Cuando se consideran todas las geometrías posibles durante la perforación, la probabilidad de tener un espacio anular completamente concéntrico a cualquier tiempo dado es mínima. Únicamente este sólo factor convierte a los cálculos elementales que consideran un anular concéntrico en sólo una aproximación. A diferencia de los estudios de laboratorio, la excentricidad del anular del pozo no permanece constante con el tiempo; bajo las condiciones apropiadas el cambio de un anular concéntrico a excéntrico puede facilitar la transición a flujo turbulento.

De igual manera si la excentricidad en un pozo vertical o desviado no es constante a lo largo del espacio anular; La excentricidad será afectada por la localización relativa de la

sección de la sarta que se encuentra a tensión o compresión. En un pozo desviado estos efectos pueden significar que la parte larga del espacio anular excéntrico podría estar en la parte superior del anular cuando la sarta está en compresión.

Si la sarta se encuentra bajo tensión, la parte excéntrica en la sección desviada podría estar posicionada en el fondo del agujero. Los cambios en la excentricidad en el anular pueden perturbar el flujo laminar idealizado tanto como la geometría cambie. Cambios adicionales en el patrón de flujo laminar pueden ocurrir en las juntas de las herramientas y el BHA.

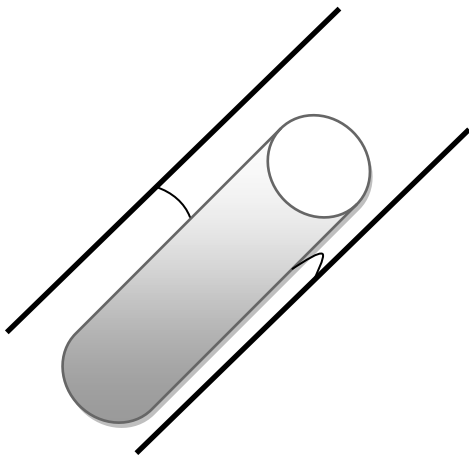


Fig.3.1 Geometría de pozo irregular.

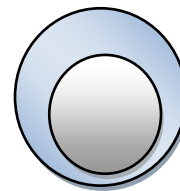


Fig.3.2 Sarta excéntrica.

3.2.2 Rotación de la sarta. (Marken, 1992:4)

La rotación de la sarta es un factor complicado que afecta el régimen de flujo y por tanto las pérdidas de presión. El flujo de un fluido a rotación constante es complicado de por sí. A bajas tasas de rotación el flujo del lodo se parece al flujo tipo Couette, es decir, se parece al movimiento de agitación dentro de un viscosímetro. Y con la adición de un bajo gasto de bombeo el flujo se considera helicoidal. Sin embargo, entre más aumenta la velocidad de rotación de la sarta, incluso a bajos gastos de bombeo, las fuerzas centrífugas arrojan al fluido lejos de la sarta, luego entonces el fluido desalojado tiende a ser reemplazado por el fluido que se encuentra en la parte diametral más ancha del anular, este fenómeno interrumpe el flujo laminar con un flujo secundario en forma de anillo, llamado Vórtice de Taylor, y la presencia de estos vórtices incrementan la pérdida de presión en el espacio anular. Y es un hecho que incrementar el gasto mientras la sarta está rotando causará una transición adicional a un régimen de flujo turbulento que interrumpirá hasta el más ordenado vórtice.

Los efectos de los cambios en la rotación de la sarta complican el régimen de flujo e incluso pueden cambiar la resultante de los efectos de los vórtices.

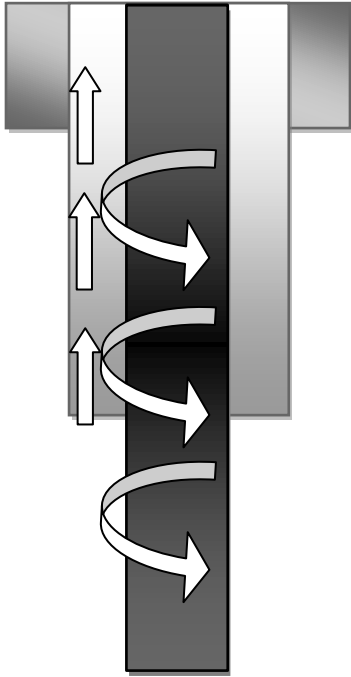


Fig. 3.3 Movimiento de la sarta y trayectoria que siguen los recortes por el efecto Couette.

3.2.3 Dinámica de la sarta. (Cartalos, 1993:4)

La dinámica de la vibración y el movimiento de la sarta durante la perforación pueden afectar los regímenes de flujo durante la circulación. Los movimientos asociados con la rotación lateral y el movimiento y vibración axial interrumpen y afectan los patrones de flujo, el laminar principalmente. Si estos movimientos son rápidos hay grandes posibilidades de cambios significativos en el flujo y por lo tanto importantes cambios en las caídas de presión.

Una forma extrema del movimiento rotacional es la oscilación torsional. Este movimiento ocurre cuando la barrena y la sección baja de la sarta se detienen momentáneamente mientras la mesa rotaria o el top drive están rotando a velocidad relativamente constante. Una vez que la sarta es puesta en movimiento, la liberación de energía cuando se sobrepasa la fricción estática causa la rotación de la barrena y del BHA y afecta las mediciones de velocidad de rotación en superficie.

Se ha reportado que durante estas oscilaciones la barrena puede permanecer sin girar durante una fracción de tiempo relativamente grande, y durante el intervalo de liberación la rotación de la barrena puede llegar al doble de velocidad de rotación de la sarta. Este movimiento no sólo fatiga los componentes de la sarta, sino que también afecta el régimen de flujo, la formación de vórtices y por consiguiente las pérdidas de presión anulares.

El movimiento lateral de la sarta es también muy complejo y es directamente afectado por la rotación de la misma. Este movimiento lateral no es necesariamente un claro movimiento a través del pozo, es más bien, un movimiento de giro alrededor del agujero.

Este tipo de movimiento es complicado y causado por la desviación de la sarta, se puede describir de manera simple como un movimiento de la sarta que va de un lado del agujero al otro y de regreso. Este movimiento tiene consecuencias para el fluido de perforación en el espacio anular, ya que el volumen que está siendo desocupado por la sarta es llenado por el fluido mientras la sarta a su vez desplaza el fluido delante de ella. De acuerdo a la velocidad con que se mueve la sarta, el flujo puede fácilmente exceder el gasto en la pared superficial de espacio anular. En una dimensión correcta del espacio anular, esta velocidad lateral del fluido puede ser 5 veces más grande que la velocidad del fluido en la zona superficial del anular.

Todos estos efectos de la sarta de perforación tienen una influencia significativa en las pérdidas de presión anulares, esto es tan cierto como que ninguno de los diferentes tipos de movimientos ocurren de manera aislada entre ellos. Esto es agravado por el hecho de que el movimiento en una sección de la sarta puede no ser el mismo en otra parte de esta substancialmente alejada. Estos diferentes tipos de comportamientos de la sarta junto con la rotación hacen muy complicada, si es que es posible, la predicción y modelado del comportamiento de la hidráulica bajo las condiciones actuales de perforación.

3.3 MODELOS HIDRÁULICOS PARA CALCULAR LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN

Existen varios modelos para calcular las pérdidas de presión cuando se perfora con revestimiento. Algunos se basan en el análisis hidráulico convencional mientras otros tienen en cuenta efectos adicionales como la excentricidad y la rotación de la tubería.

3.3.1 Modelo convencional (Ley de potencias) (Bourgoyne, 1991:137)

Se basa en la teoría que se aplica en la perforación tradicional. En general, no se considera la rotación de la tubería, se asume tubería concéntrica en el hueco y se desprecian las variaciones de temperatura a lo largo del agujero.

Este modelo al igual que el plástico Bingham requiere sólo dos parámetros para su caracterización, sin embargo, éste modelo se puede utilizar para representar en flujo laminar a fluidos tanto pseudoplásticos como Newtonianos y dilatantes. Los parámetros importantes dentro de este modelo son el índice de consistencia (K) y el índice de comportamiento de flujo (n). Donde K depende del índice de comportamiento de flujo, el cual denota el grado en el que el fluido es no Newtoniano.

Las ecuaciones que se usan bajo esta perspectiva se muestran en la Tabla A.1 y A.2.

Tabla A.1 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de pérdidas de presión con los modelos de Ley de Potencia y Plástico Bingham en el interior de la tubería.

TABLA A.1	Modelo Plástico de Bingham	Modelo Ley de Potencia
En el interior del revestimiento:		
Parámetros del modelo Reológico	$\pi_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (A.1)$ $\tau_y = \theta_{300} - \pi_p \quad (A.2)$	$n = 3.332 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (A.3)$ $k = \frac{510 \theta_{300}}{511^n} \quad (A.4)$
Número de Reynolds	$NRe = \frac{928 * ID1 * Va * \rho}{\pi_p} \quad (A.5)$	$NRe = \frac{89100 * \rho * Va^{(2-n)}}{k} \left[\frac{0.0416 * ID1}{3 + 1/n} \right]^n \quad (A.6)$
Criterio de turbulencia	$V_{cc} = \frac{1.08 * \pi_p + 1.08 \sqrt{\pi_p + 12.34 * ID1^2 * \tau_y * \rho}}{\rho * ID1} \quad (A.7)$ $Va = \frac{Q}{2.45 * ID1^2} \quad (A.8)$ <p>Si $Va < V_{cc}$ = Flujo laminar Si $Va > V_{cc}$ = Flujo Turbulento</p>	$NRec = 3470 - 1370 * n \quad (A.9)$ <p>Si $NRec < NRe$ = Flujo laminar Si $NRec > NRe$ = Flujo turbulento</p>
Factor de fricción de Fanning	$f = \frac{0.0791}{NRe^{0.25}} \quad (A.10)$	$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4}{n^{.75}} \log \left(NRe * f^{1 - \frac{n}{2}} \right) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad (A.11)$
Pérdidas de presión para flujo laminar	$\Delta Pli = \frac{\mu_p * L * Va}{1500 * ID1^2} + \frac{\tau_y * L}{225 * ID1} \quad (A.12)$	$\Delta Pli = \frac{k * Va^n * \left[\frac{3 + 1/n}{0.0416} \right]^n * L}{14400 (D2 - D1)^{1+n}} \quad (A.13)$
Pérdidas de presión para flujo turbulento	$\Delta Pti = \frac{f * L * \rho * Va^2}{25.8 * ID1} \quad (A.14)$	Ecuación A.14

Tabla A.2 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de pérdidas de presión con los modelos de Ley de Potencia y Plástico Bingham en el espacio anular.

	Modelo Plástico de Bingham	Modelo Ley de Potencia
Tabla A.2	En el anular:	
Número de Reynolds	$N Re = \frac{757 \cdot Va \cdot \rho \cdot (D2 - D1)}{\mu_p} \quad (A.15)$	$N Re = \frac{109000 \cdot \rho \cdot Va^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0208 \cdot (D2 - D1)}{2 + 1/n} \right)^n \quad (A.16)$
Criterio de turbulencia	$Vca = \frac{1.08 \cdot \mu_p + 1.08 \sqrt{\mu_p^2 + 9.26(D2 - D1)^2 \cdot \tau_y \cdot \rho}}{\rho \cdot (D2 - D1)} \quad (A.17)$ $Va = \frac{Q}{2.45(D2^2 - D1^2)} \quad (A.18)$ <p>Si $Va < Vca$ = Flujo laminar Si $Va > Vca$ = Flujo Turbulento</p>	<p>Para definir el tipo de flujo se utiliza el mismo criterio del numero de Reynolds critico que se usa en el interior del revestimiento</p> <p style="text-align: center;">Ecuación (A.9)</p> <p>Si $NRec < NRe$ → flujo laminar Si $NRec > NRe$ → flujo turbulento</p>
Pérdidas de presión para flujo laminar	$\Delta Pla = \frac{\mu_p \cdot L \cdot Va}{1000 \cdot (D2 - D1)^2} + \frac{\tau_y \cdot L}{200 \cdot (D2 - D1)} \quad (A.19)$	$\Delta Pla = \frac{k \cdot Va^n \cdot \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208} \right)^n \cdot L}{144000 (D2 - D1)^{(1+n)}} \quad (A.20)$
NOMENCLATURA	<p>μ_p = Viscosidad Plastica [cP] ΔPli = Caída de presión para flujo laminar dentro de la tubería. [psi] ΔPti = Caída de presión para flujo turbulento dentro de la tubería. [psi] ΔPla = Caída de presión para flujo laminar en el espacio anular. [psi] ρ = Densidad. [lb/gal] θ_{600} = Lectura del viscosimetro a 600 rpm. θ_{300} = Lectura del viscosimetro a 300 rpm.</p>	<p>τ_y = Punto de cedencia. [lbf/100 ft²] Q = Gasto de fluido. [gal/min] NRe = Numero de Reynolds. $ID1$ = Diametro interno de la tubería. [in] Va = Velocidad del fluido dentro de la tubería. [ft/s] Vcc = Velocidad crítica dentro de la tubería. [ft/s] Vca = Velocidad crítica en el anular. [ft/s] $D2$ = Diametro del agujero. [in] $D1$ = Diametro Externo de la tubería con que se perfora. [in] L = Longitud. [ft] k = Indice de consistencia. n = Indice de comportamiento de flujo.</p>

3.3.2-Modelo de Luo y Peden (Luo y Penen, 1990)

Utiliza ecuaciones dimensionales para calcular parámetros como viscosidad aparente, velocidad angular y axial, tasa de flujo y gradiente de presión. Además introduce tres parámetros adimensionales: velocidad de rotación de la tubería, índice de comportamiento de flujo y la relación de diámetros anulares. Estos se usan para calcular el efecto de la rotación sobre las pérdidas de presión en anulares concéntricos.

El modelo parte del supuesto de que el revestimiento rota a una velocidad angular ω mientras que el tubo exterior (pozo) se mantiene estacionario. El fluido se comporta según el modelo Ley de potencia y fluye a través del anular por la acción de un gradiente de presión constante P_g en dirección axial. Para determinar este gradiente se requiere de los parámetros dimensionales y adimensionales mencionados y definidos en las ecuaciones que se muestran en la Tabla A.3.

3.3.3 Modelo de Wei (Renguifo, 2006:7)

Se basa en los parámetros reológicos del modelo Ley de potencia y calcula las pérdidas de presión en anulares en los que se considera el efecto combinado de la rotación y la excentricidad de la sarta.

Wei extiende la aproximación de Luo y Peden a configuraciones excéntricas. La extensión se hace posible al considerar el flujo helicoidal en infinitos anulares concéntricos que tienen un radio interior constante y un radio exterior variable.

La Figura 3.4 ilustra la aproximación. La cara del pozo tiene un radio r_2 con centro en o_2 y una tubería de radio r_1 con centro en o_1 . Para hallar la distribución de velocidad en anulares concéntricos se requiere conocer un gradiente de presión, propiedades reológicas del fluido (valores de índice de consistencia, K e índice de comportamiento de flujo, n) y parámetros geométricos del pozo (r_1 y r_2).

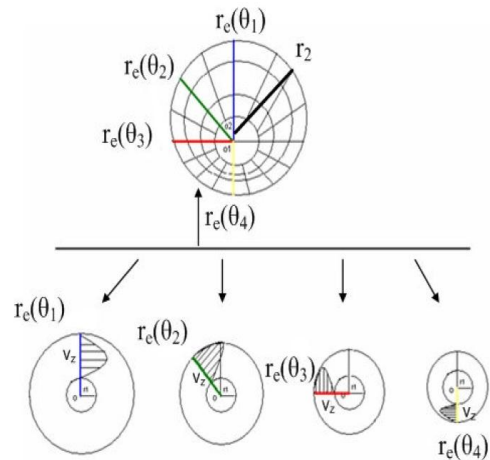


Figura 3.4. Aproximación de flujo helicoidal en configuraciones excéntricas.

Al usar la aproximación de Luo y Peden, la distribución de velocidad en un anular excéntrico a lo largo de un radio con dirección dada por el ángulo θ_1 , se aproxima a la distribución de velocidad de un anular concéntrico con radio interno r_1 y radio externo r_e (θ_1) tal como se muestra en la Figura 3.4.

La Figura 3.5a muestra el flujo helicoidal en una configuración excéntrica, donde r_1 es el radio interior, r_2 es el radio exterior y δ es el desplazamiento del eje de la tubería interior con respecto al eje de la tubería exterior. Tomando o_1 , centro de la tubería interna como el origen del sistema de coordenadas, la distancia del límite externo al origen, r_e varía con θ , por lo tanto r_e se escribe como $r_e(\theta)$. Su valor se puede calcular de la Ley de coseno en el triángulo Co_1o_2 que aparece en la Figura 5b. El desarrollo numérico de este modelo usa las ecuaciones A.35 a A.48 de la Tabla A.3 para determinar las pérdidas de presión anulares.

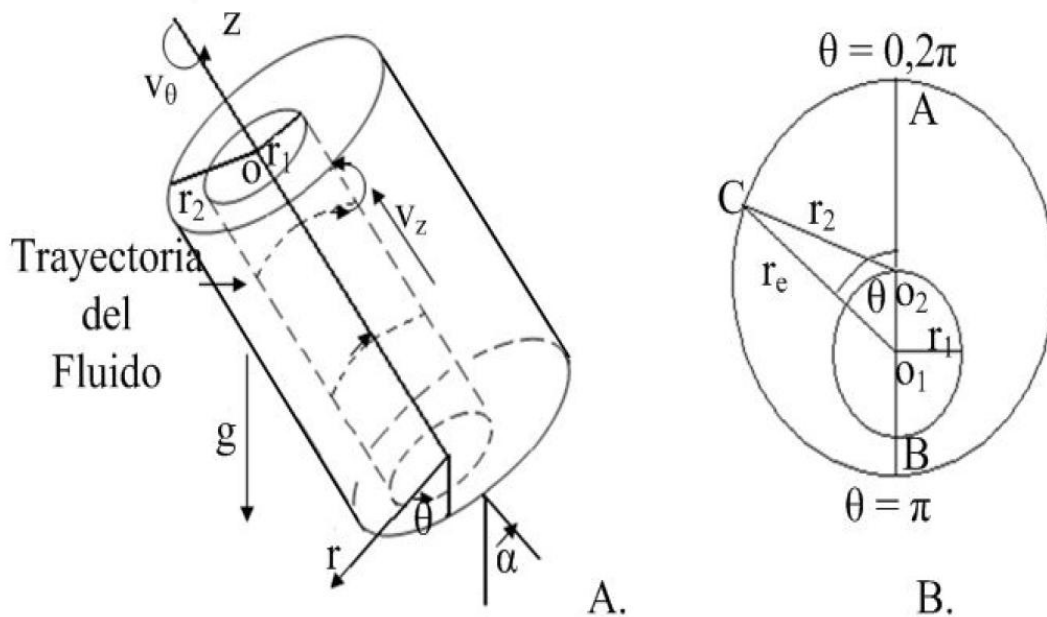


Figura 3.5 Aproximación de flujo helicoidal para anulares excéntricos. A. Vista frontal. B. Vista superior

Tabla A.3 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de pérdidas de presión con los modelos de Luo y Peden y Wei en el espacio anular.

Tabla A.3		
Variables Dimensionales	Luo y Peden	Wei
Viscosidad Aparente	$\mu_a = K^{1/n} \left[\frac{\beta^2}{r^4} + \frac{P_g^2}{2} \left(r - \frac{r_o^2}{r} \right)^2 \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.22)$	$\mu_a(\theta) = K^{1/n} \left[\frac{\beta(\theta)^2}{r(\theta)^4} + \frac{P_g^2}{2} \left(r(\theta) - \frac{r_o(\theta)^2}{r(\theta)} \right)^2 \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.35)$
Velocidad Angular	$\omega = \omega_l - \beta \int_{r_1}^r \frac{dr}{\mu_a r^3} \quad (A.23)$	$\omega = \omega_l - \beta(\theta) \int_{r_1}^{r(\theta)} \frac{\partial r(\theta)}{\mu_a(\theta) \cdot r(\theta)^3} \quad (A.36)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta)$
Velocidad Axial	$v = \frac{P_g}{2} \int_{r_1}^r \frac{1}{\mu_a} \left(\frac{r_o^2}{r} - r \right) dr \quad (A.24)$	$v(\theta) = \frac{P_g}{2} \int_{r_1}^{r(\theta)} \frac{1}{\mu_a(\theta)} \cdot \left(\frac{r_o(\theta)}{r(\theta)} - r(\theta) \right) \cdot dr(\theta) \quad (A.37)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta)$
Constante de Integración	$\beta = \frac{\omega_l}{\int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{\mu_a r^3}} \quad (A.25)$	$\beta(\theta) = \frac{\omega_l}{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} \frac{\partial r(\theta)}{\mu_a(\theta) r(\theta)^3}} \quad (A.38)$
Constante de Integración	$r_o = \left(\frac{\int_{r_1}^{r_2} r dr}{\int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{\mu_a r}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (A.26)$	$r_o(\theta) = \left(\frac{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} r(\theta) \cdot \partial r(\theta)}{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} \frac{\partial r(\theta)}{\mu_a(\theta) \cdot r(\theta)}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (A.39)$
Tasa de flujo	$Q = \frac{\pi \cdot P_g}{2} \int_{r_1}^{r_2} r \frac{(r^2 - r_o^2)}{\mu_a} dr \quad (A.27)$	$Q = 2 \int_0^{\pi} \int_{r_1}^{r_e(\theta)} v(\theta) \cdot r(\theta) \cdot dr(\theta) \cdot d\theta \quad (A.40)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta), \quad 0 \leq \theta \leq \pi$
Variables Adimensionales	Luo y Peden	Wei
Relación de radios Adimensional	$\lambda = \frac{r}{r_2}, \quad \lambda_1 = \frac{r_1}{r_2} \quad (A.28)$	$\lambda_e(\theta) = \frac{r_e(\theta)}{r_1}, \quad \lambda_{e2} = \frac{r_2}{r_1} = \text{constante} \quad (A.41)$ $\lambda_e(\theta) = (\lambda_{e2} - 1) \cdot e \cdot \cos\theta + \sqrt{\lambda_{e2}^2 - (\lambda_{e2} - 1)^2 \cdot e \cdot \text{sen}^2(\theta)} \quad (A.42)$
Parámetros Adimensionales	$\sigma = \frac{\beta}{P_g r_2^3} \quad (A.29)$	$\sigma_e(\theta) = \frac{\beta(\theta)}{P_g \cdot r_1^3} \quad (A.43)$
	$\pi_{\omega l} = \frac{\omega_l}{\left(\frac{P_g r_2}{k} \right)^{1/n}} \quad (A.30)$	$\pi_{\omega l} = \frac{\omega_l}{\left(\frac{P_g \cdot r_1}{k} \right)^{1/n}} \quad (A.44)$

Continuación Tabla A.3

	Luo y Peden	Wei
Viscosidad aparente adimensional	$\pi_{\mu} = \frac{\mu_a \left(\frac{P_g r_2}{K} \right)^n}{P_g r_2} = \left[\frac{\sigma^2}{\lambda^4} + \frac{(\lambda^2 - \lambda_o^2)^2}{4\lambda^2} \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.31)$	$\pi_{e\mu}(\theta) = \frac{\mu_a(\theta) \left(\frac{P_g \cdot r_1}{k} \right)}{P_g \cdot r_1} = \left[\frac{\sigma_e(\theta)^2}{\lambda(\theta)^4} + \frac{(\lambda(\theta)^2 - \lambda_{eo}(\theta)^2)^2}{4 \cdot \lambda(\theta)^2} \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.45)$
Parámetros Adimensionales	$\sigma = \frac{\pi_{\omega 1}}{\int_{\lambda_1}^1 \frac{d\lambda}{\pi_{\mu} \lambda^3}} \quad (A.32)$	$\sigma_e(\theta) = \frac{\pi_{e\omega 1}}{\int_1^{\lambda_e(\theta)} \frac{d\lambda(\theta)}{\pi_{e\mu} \cdot \lambda(\theta)^3}} \quad (A.46)$
	$\lambda_o = \left(\frac{\int_1^{\lambda} \lambda d\lambda}{\int_{\lambda_1}^1 \frac{d\lambda}{\pi_{\mu}}} \right)^{1/2} \quad (A.33)$	$\lambda_{eo}(\theta) = \left(\frac{\int_1^{\lambda_e(\theta)} \lambda(\theta) \cdot d\lambda(\theta)}{\int_1^{\lambda_e(\theta)} \frac{d\lambda(\theta)}{\pi_{e\mu}(\theta) \cdot \lambda(\theta)}} \right)^{1/2} \quad (A.47)$
Tasa de flujo adimensional	$\pi_q = \frac{Q}{\pi r_2^3 \left(\frac{P_g r_2}{K} \right)^n} = \frac{1}{2} \int_{\lambda_1}^1 \frac{\lambda(\lambda^2 - \lambda_o^2)}{\pi_{\mu}} d\lambda \quad (A.34)$	$\pi_{eq} = \frac{Q}{r_1^3 \left(\frac{P_g \cdot r_1}{k} \right)^n} = \int_0^{\pi} \int_1^{\lambda_e(\theta)} \frac{1}{\pi_{e\mu}(\theta)} (\lambda_{eo}(\theta)^2 - \lambda(\theta)^2) \cdot d\lambda(\theta) \cdot d\theta \quad (A.48)$ <p> $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta) \quad 0 \leq \theta \leq \pi$ </p>
NOMENCLATURA	<p> μ_a= Viscosidad aparente [cP] π_{μ}= Viscosidad aparente adimensional Q= Gasto [gal/min] π_q= Gasto adimensional P_g= Gradiente de presión [psi/ft] β= constante de integración v= Velocidad axial [ft/s] ω= Velocidad angular [rad/s] λ= Relación de radios adimensionales σ= Parámetro adimensional </p>	<p> r_2= Radio del pozo [in] r_1= Radio de la tr [in] θ= Angulo de la direccion de la velocidad r_e= Radio externo del anular excentrico[in] </p>

3.3.4 Modelo de Díaz. (Renguifo, 2006:9)

El autor considera el espacio anular como una ranura y crea un modelo que tiene en cuenta el efecto de la rotación de la tubería sobre las pérdidas de presión en el anular, para fluidos que se comportan según la Ley de potencia modificada.

Para el desarrollo matemático se asume fluido incompresible, proceso isotérmico y estado estable. El problema se resuelve al suponer dos placas paralelas separadas por una distancia igual al espacio radial. Se asume un esfuerzo de corte promedio para el área mojada externa e interna del anular y un balance de fuerzas del fluido que pasa a través de la ranura permite determinar dicho esfuerzo $\tau_{w, prom}$, tal como lo muestra la ecuación A.49 en la tabla A.4.

El flujo laminar helicoidal se presenta cuando el fluido pasa a través de dos placas paralelas y una de ellas se mueve a una velocidad U . La velocidad media para flujo laminar y turbulento se aproxima a $U/2$, y la componente de la velocidad tangencial se da por $\omega r/2$. La velocidad media absoluta del fluido v' es el vector resultante de $\omega r/2$ y v , donde v se define como la velocidad axial. Para considerar el efecto de la rotación de la sarta sobre las pérdidas de presión anulares, se necesita rotar el sistema de coordenadas, tal como lo ilustra la Figura 3.6. Uno de los ejes se alinea con la dirección de la velocidad media absoluta del fluido, v' .

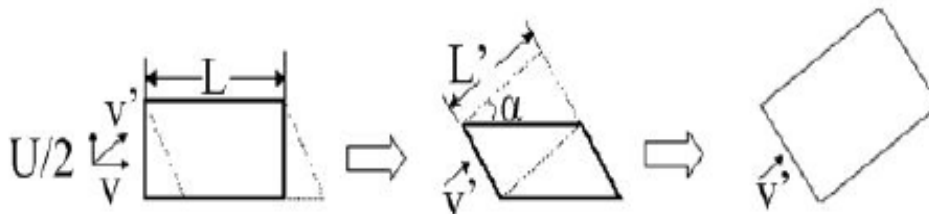


Figura 3.6 Rotación del sistema de coordenadas.

El modelo de Díaz requiere de una serie de ecuaciones, que calculan parámetros como área anular, área mojada, velocidad axial, factor de fricción y pérdidas de presión que se deben determinar con y sin rotación de la sarta. Además de estas, se requieren ecuaciones intermedias que permitan obtener factores propios del modelo Ley de Potencia modificada y determinar el régimen de flujo en cada sección de análisis. Todas las ecuaciones se presentan en la Tabla A.4.

Tabla A.4 Ecuaciones utilizadas para el cálculo de pérdidas de presión con el modelo de Díaz en el espacio anular.

Tabla A.4	Sin considerar rotación de la tubería	Considerando rotación
Esfuerzo de corte promedio	$\tau_{w,prom} = \frac{\Delta P \cdot A_a}{S}$ (A.49)	
Área anular	$A_a = \frac{\pi}{4}(D_2^2 - D_1^2)$ (A.50)	$A'_a = \frac{A_a}{\cos \alpha}$ (A.54)
Área mojada	$S = \pi(D_2 + D_1)AL$ (A.51)	$S' = \pi(D_2 + D_1)L = S$ (A.55)
Factor de Fricción de Fanning	$f = \frac{\tau_{w,prom}}{\frac{1}{2}\rho v^2} = \frac{\Delta P}{AL} \cdot \frac{D_h}{2\rho v^2}$ (A.52)	$f' = \frac{A'_a}{S'} \cdot \frac{\Delta P'}{\rho} \cdot \frac{2}{v'^2}$ (A.56)
Velocidad Media	Ecuación A.18	$v' = \frac{v}{\cos \alpha}$ (A.57)
Ángulo que forma la velocidad media absoluta v' con la velocidad axial		$\alpha = \arctan \left(\frac{\omega r_l}{2v} \right)$ (A.58)
Pérdidas de presión anulares	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L} \right)_{\omega=0} = \frac{4\tau_w}{D_h} = \frac{2f\rho v^2}{D_h}$ (A.53)	$(\Delta p)_{\omega} = \frac{f'}{f} \cdot \frac{(\Delta P)_{\omega=0}}{\cos \alpha}$ (A.59)
<p>Ecuaciones intermedias del modelo de Díaz Parámetros reológicos del modelo Ley de Potencia Modificada:</p> $n = 3.322 \cdot \log \frac{lec\ 600 - \tau_y}{lec\ 300 - \tau_y} \quad (A.60)$ $k = \frac{0.0106 \cdot (lec\ 300 - \tau_y)}{(511^n)} \quad (A.61)$ $\frac{12v}{D_o - D_i} = \frac{(\tau_{w,prom} - \tau_y)}{\frac{1}{k^m \tau_{w,prom}^2}} \left(\frac{3n}{1+2n} \right) \left(\tau_{w,prom} + \frac{n}{1+n} \tau_y \right) \quad (A.62)$ <p>Tasa de Corte:</p> $\dot{\gamma}_w = \left(\frac{\tau_w - \tau_y}{k} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (A.63)$ <p>Índice de comportamiento generalizado de flujo, N:</p> $\dot{\gamma}_w = \frac{1+2N}{3N} \frac{12v}{D_2 - D_1} \quad (A.64)$		

Continuación de la Tabla A.4

Número de Reynolds:

$$N Re = \frac{D_{eff} \cdot \rho \cdot v}{\eta} \quad (A.65)$$

Diámetro efectivo:

$$D_{eff} = \frac{3N}{1+2N} \left(\frac{2}{3} (D2 - D1) \right) \quad (A.66)$$

Para determinar si el flujo es laminar o turbulento se utiliza el criterio del numero de Reynolds, se toma la ecuación (A.9) y se compara con la ecuación (A.65)

Viscosidad Aparente:

$$\mu_a = \frac{\tau_w}{\dot{\gamma}_w} \quad (A.67)$$

Factor de fricción de Fanning para flujo laminar:

$$f = \frac{2\tau_w}{\rho v^2} = \frac{16}{N Re} \quad (A.68)$$

El factor de fricción de fanning para flujo turbulento se obtiene con la ecuación (A.11)

NOMENCLATURA

- τ_w = Esfuerzo de corte
- ρ =Densidad
- v = Velocidad Axial
- ΔP = Incremento de presión.
- ΔL = Incremento de longitud
- $D2$ = Diámetro del agujero.
- $D1$ = Diámetro de la tubería.
- τ_y = Esfuerzo de cedencia.

3.4 ESTUDIO HIDRÁULICO

Modelado Teórico

Para este estudio se construyó un programa de cómputo a partir de los conceptos teóricos y numéricos que utilizan los modelos de Díaz y Wei. Se seleccionaron estos dos modelos debido a que las ecuaciones presentadas por los autores son de fácil manejo tanto matemático como de programación, sin perder exactitud en los cálculos.

Con el programa se analizaron los efectos de diferentes configuraciones sobre cada uno de los modelos seleccionados, lo que permite observar el efecto de la rotación y la excentricidad sobre la hidráulica de la perforación con revestimiento.

Para realizar el análisis de resultados se utilizaron cinco programas de lodo que se combinaron con 6 geometrías de pozo diferentes; y para cada uno de los modelos propuestos se comparó el efecto que tiene cada combinación sobre las pérdidas de presión. El programa elaborado en COMPAQ Visual Fortran 6.0 se ejecutó para 192 casos diferentes los cuales muestran tendencias según el efecto que se quiera observar.

Tabla 1 Geometrías propuestas para la ejecución del Programa

Geometría	Diámetro interno del rev. (pulg)	Diámetro externo del rev. (pulg)	Diámetro del hueco (pulg)	Diámetro del underreamer (pulg)	Diámetro de la broca (pulg)
1.	8.921	11	12.25	12.25	8.750
2.	5.5	6.25	12.25	12.25	5.0
3.	4.950	5.25	6.5	6.5	4.5
4.	5.5	6.0	9.5	9.5	4.750
5.	6.184	7.00	8.5	8.5	6.125
6.	4.950	5.5	8.25	8.25	4.750

Tabla 2 Programas de lodos propuestos

Profundidad	Densidad	Lec 600	Lec 300	τ_y
5000	9.5	35	20	1
6000	9.5	35	20	5
7000	9.5	35	20	5
8000	10.5	45	25	7
9000	11.0	50	32	9

En las Figuras 3.7 a 3.9 se muestra el comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes espacios anulares, con diámetro externo fijo de 8.5 pulgadas y diferentes diámetros internos. Para comparar el modelo convencional (Ley de Potencia) con los de Díaz y de Wei se asume la misma densidad del lodo de 9.5 lbm/gal, la rotación de la sarta es cero y la tubería está concéntrica en el hueco. Se puede observar que en los tres casos, las pérdidas de presión para anulares estrechos ($D_2=8.5$ pulg. y $D_1=7$ pulg.) son 10 veces mayores que para anulares amplios ($D_2=8.5$ pulg. y $D_1=4.5$ pulg.). Este resultado se encuentra al calcular las pendientes, para un anular estrecho $m=0.0459$ y para uno amplio $m=0.0041$. Lo cual corrobora que las pérdidas de presión son más sensibles en anulares estrechos, confirmando así la teoría. Se observa además un comportamiento lineal de las pérdidas de presión con la profundidad, lo cual concuerda con la forma de las ecuaciones A.20 y A.53. El modelo de Wei predice valores de pérdidas de presión menores, ya que el modelo originalmente se diseñó para valores de velocidad de rotación y excentricidad diferentes de cero.

Figura 3.7 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes anulares y D2= 8.5 pulg. Lodo= 9.5 Lb/gal, para el modelo Ley de potencia.

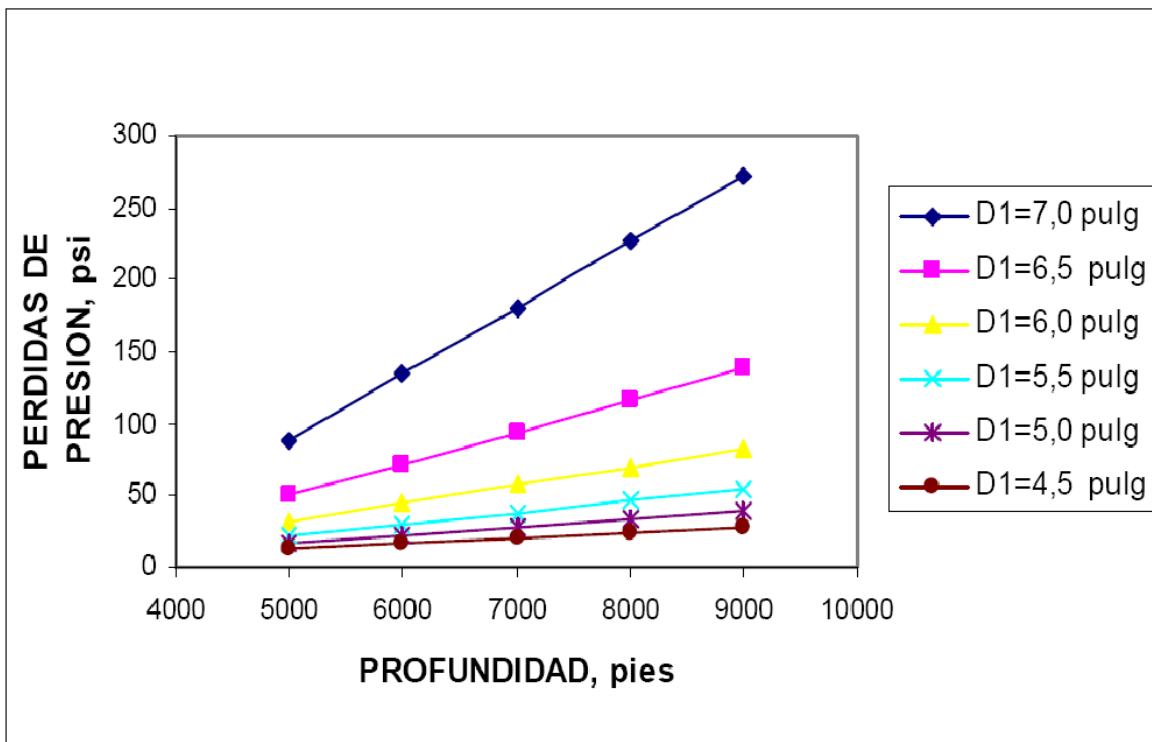


Figura 3.8 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes anulares y D2= 8.5 pulg. Lodo= 9.5 Lb/gal, para el modelo de Diaz.

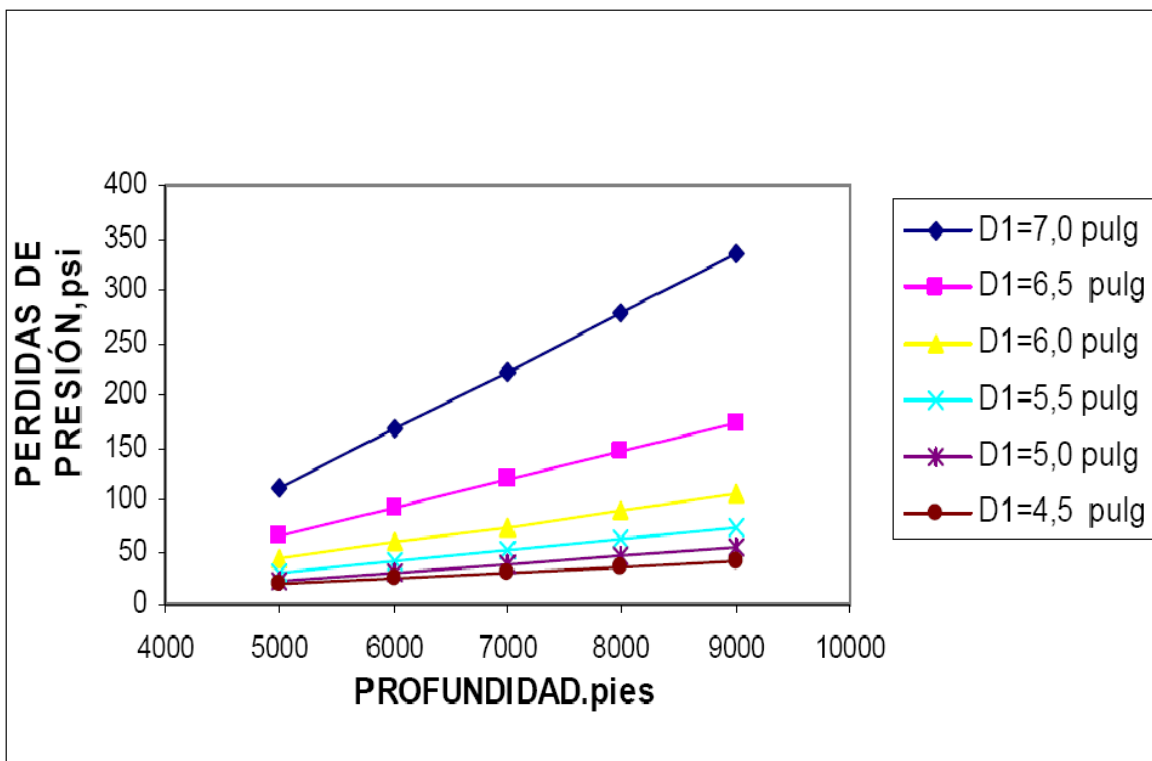
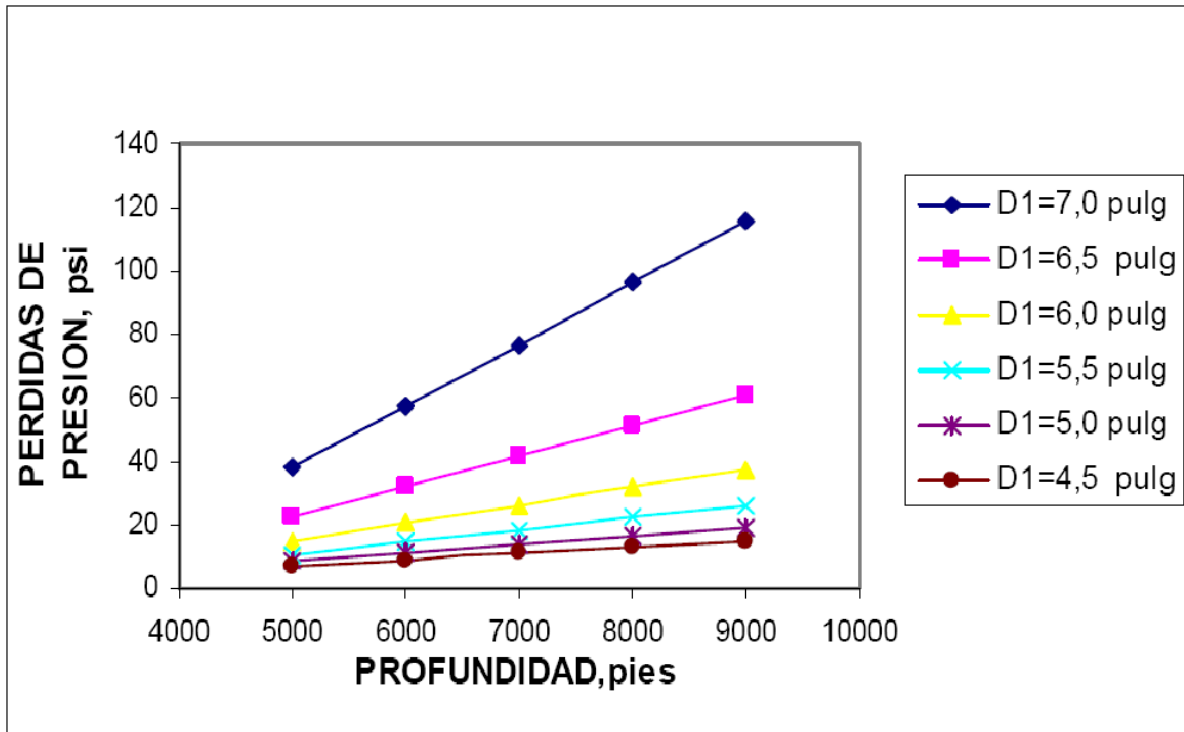


Figura 3.9 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes anulares y D2= 8.5 pulg. Lodo= 9.5 Lb/gal, para el modelo de Wei.



Los modelos de Wei y Díaz consideran el efecto de la rotación de la tubería sobre las pérdidas de presión. En las Figuras 3.10 y 3.11 se muestran las tendencias para dos configuraciones anulares, una amplia y otra estrecha, con variaciones en la velocidad de rotación de la sarta que van desde 0 hasta 200 rpm, se usa un lodo de 9.5 lbm/gal y anular concéntrico. Para las dos figuras, el conjunto de líneas superior representa el comportamiento de las pérdidas de presión en un anular estrecho (D2=8.5 pulg y D1=7 pulg) y el conjunto de líneas en la parte inferior un anular amplio (D2 =8.5 pulg y D1= 5.5 pulg).

Figura 3.10 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes velocidades de rotación y dos geometrías diferentes de espacio anular (D2=8.5 pg; D1= 7pg. Y 5.5 pg.). Con el modelo de Díaz.

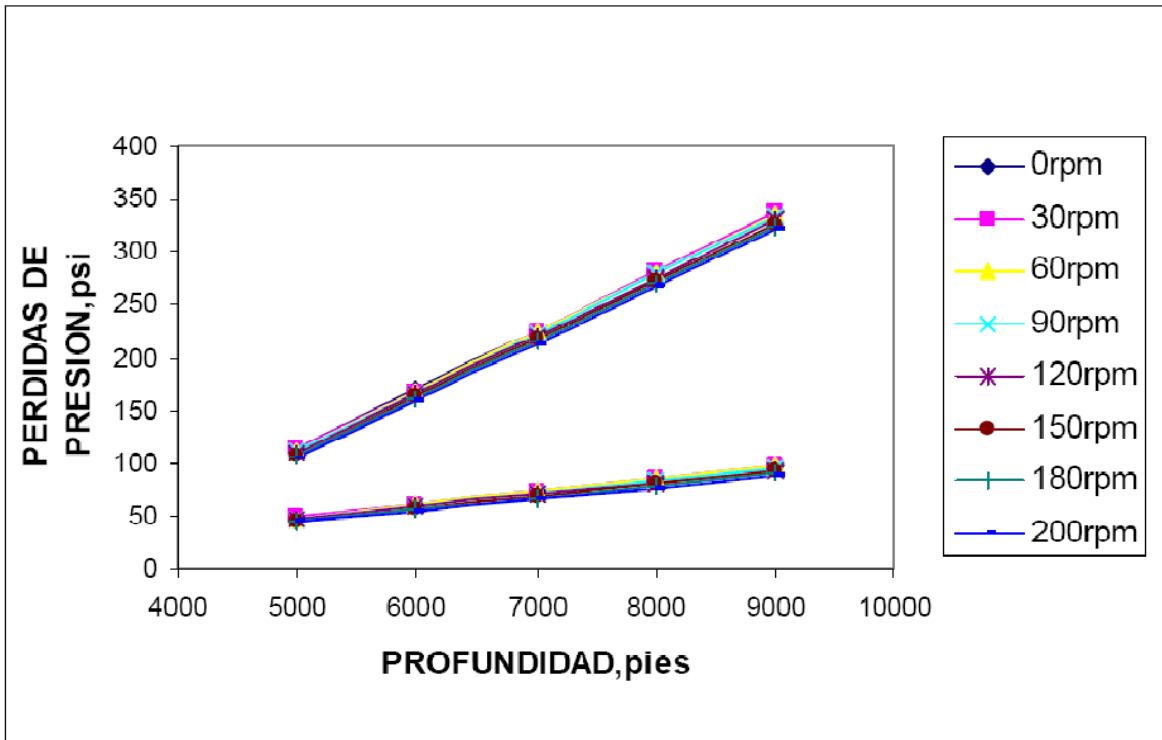
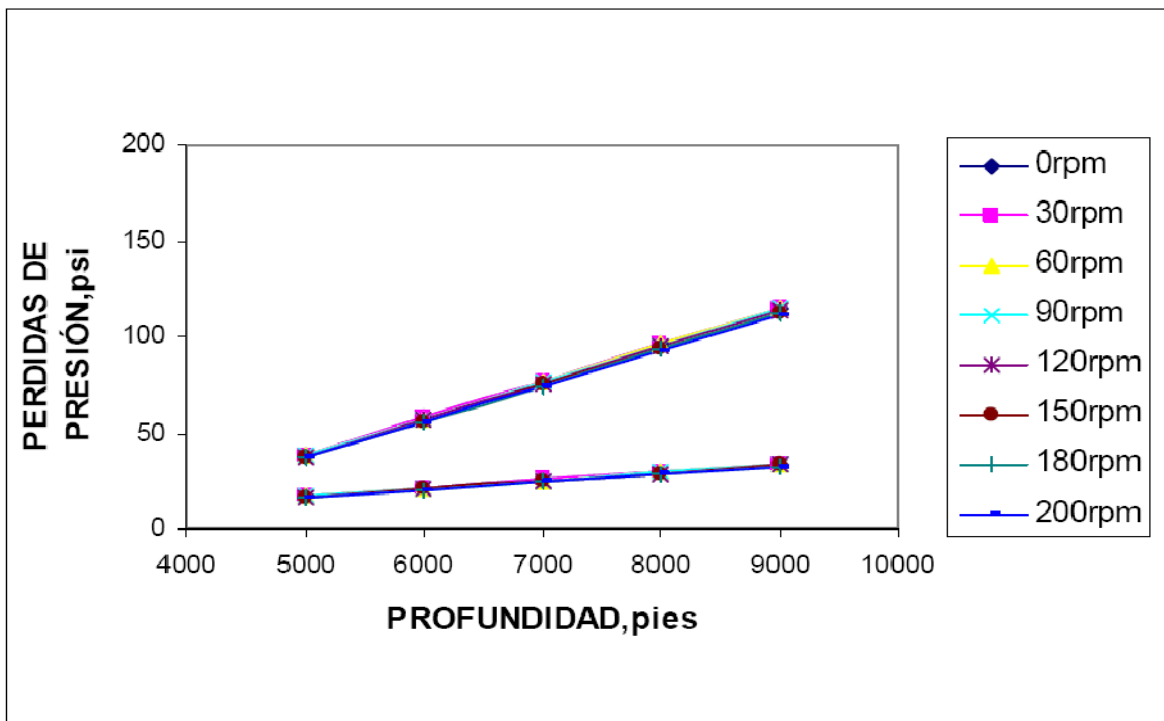


Figura 3.11 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes velocidades de rotación y dos geometrías diferentes de espacio anular (D2=8.5 pg; D1= 7pg. Y 5.5 pg.). Con el modelo de Wei.



Según el comportamiento presentado en la Figura 3.10 (Modelo de Díaz) la disminución en las pérdidas con el aumento de la rotación es del 5%. En la Figura 3.11 (modelo de Wei) esta variación es cercana al 3%, sólo en el anular reducido, en los anulares amplios es despreciable.

Las Figuras 3.12 y 3.13 presentan el comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para varias excentricidades, rpm= 0 y rpm=200, lodo 9.5 lbm/gal, D2=8.5 y D1=7.0 pulg. Se puede observar que el efecto de la excentricidad es disminuir las pérdidas de presión. Si se toma una profundidad de 8000 pies con e= 0 las pérdidas de presión son de 96 psi, mientras que para la e=0.8 son de 57 psi, es decir, se obtiene una disminución cercana al 40%.

Estos resultados están de acuerdo con la teoría, la cual dice que a medida que aumenta la excentricidad de la sarta, el decremento de las pérdidas esta en el intervalo de 30 a 50%.(Cartalos, 1994)

Figura 3.12 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para varias excentricidades, RPM=0, D1=7 pulg, D2=8,5 pulg. Lodo de 9.5 lbm/gal

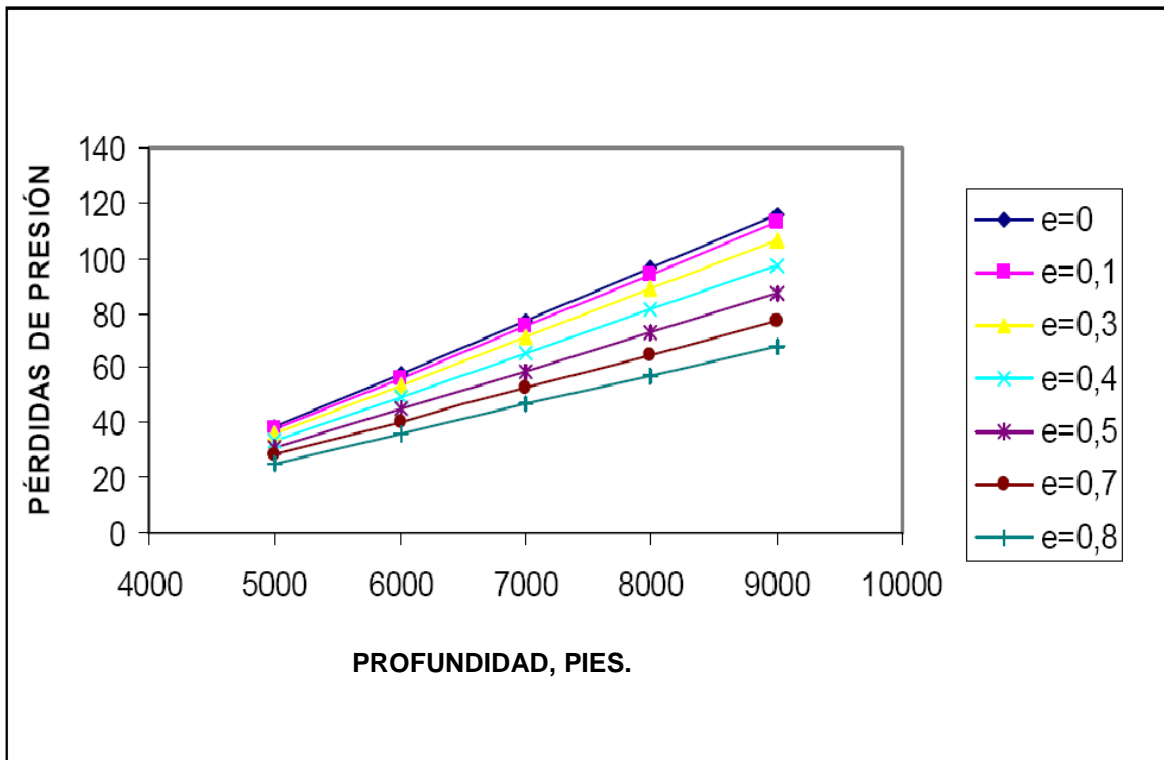
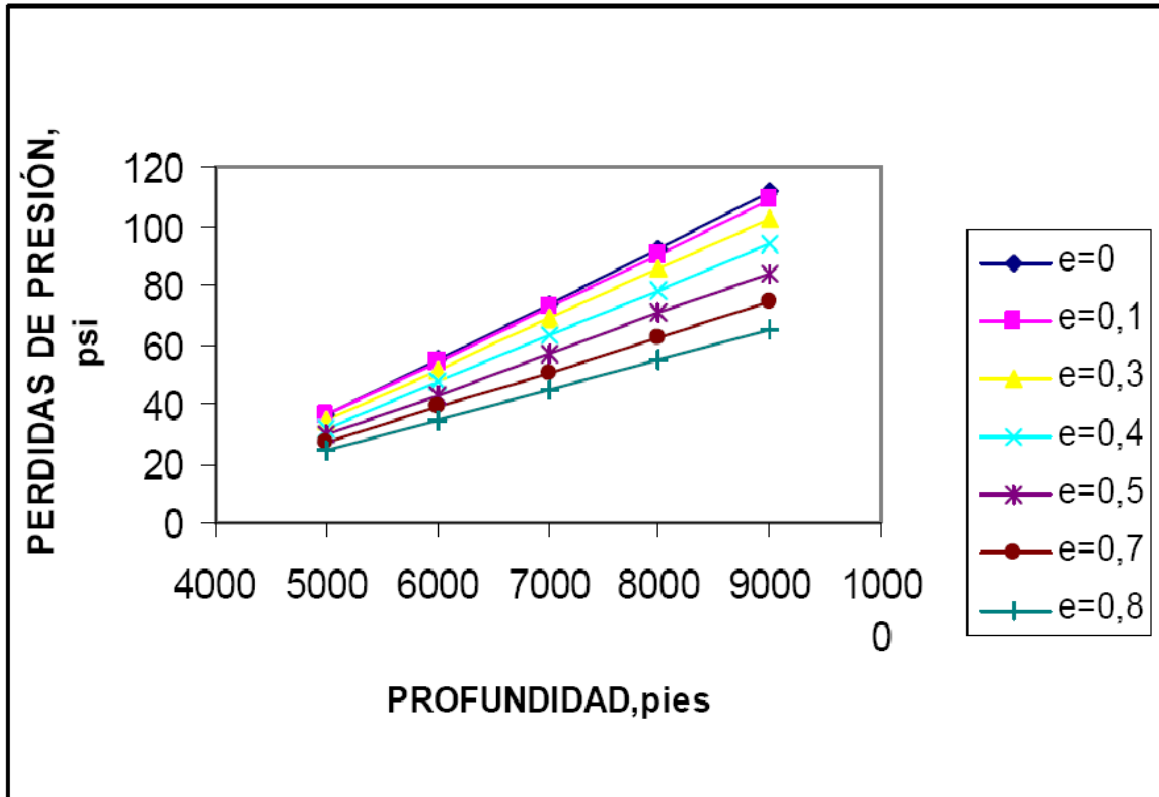


Figura 3.13 Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para varias excentricidades, RPM=200, D1=7 pulg, D2=8,5 pulg. Lodo de 9.5 lbm/gal



Modelado Experimental. (Marken, 1992)

Este estudio tuvo lugar en un centro de investigación en Stavanger Noruega, consta de una serie de mediciones de pérdidas de presión anular en un pozo escuela.

Estas mediciones fueron hechas dentro de un casing de 9 5/8' con una sarta compuesta por 210 [m] de lastrarbarrenas de 6 1/2' y barrena de 8 1/2', se realizaron dos series de tomas de datos, una en una parte vertical y la otra en una zona desviada que corría de los 46 a los 60°. Se utilizó un lodo con una densidad relativa de 1.7 y 84 [cP] de viscosidad.

Debido a la gran cantidad de datos disponibles después del estudio, solo es mostrada una pequeña porción de estos, los más representativos. Las pérdidas de presión están dadas en unidades adimensionales típicas y en horas.

Las figuras 3.14 a 3.16 muestran gráficas de una de las series de toma de datos; las cuales corresponden a las mediciones hechas en la zona de desviación, estos datos muestran claramente los cambios en la presión anular respecto a los cambios en la rotación de la sarta y en el gasto de bombeo.

Las mediciones de presión, muestran 3 secciones de incremento de presión para cada una de las 3 secciones de decremento del gasto de bombeo. La primera de las tres zonas de incremento de presión para cada uno de los tres gastos de bombeo corresponde a las mediciones realizadas sin rotación de la sarta, las dos siguientes zonas de incremento de presión corresponden a dos cambios en la velocidad de rotación de la sarta.

Como se puede deducir de las figuras y de acuerdo a la teoría, se observa como las caídas de presión en el espacio anular se incrementan significativamente con el aumento de velocidad de rotación, estas mediciones se repitieron a diferentes gastos, densidades de lodo y profundidades, observándose el mismo comportamiento. Salvo en la zona de desviación; En donde las pérdidas de presión con el cambio de velocidad de rotación se incrementan pero en menor proporción, esto se atribuye a la excentricidad de la sarta en la zona de desviación.

Figura 3.14 Medición de la Presión Adimensional con respecto al Tiempo en la zona desviada.

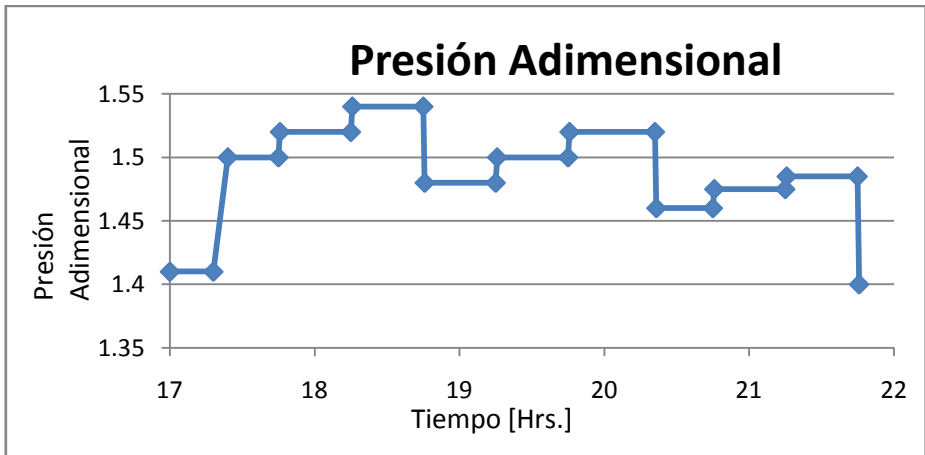


Figura 3.15 Velocidad de Rotación de la Sarta en RPM con respecto al Tiempo.

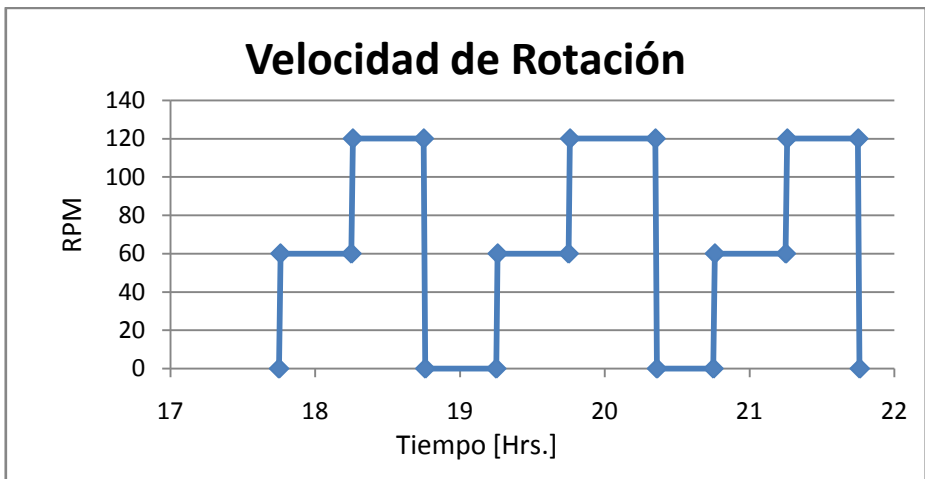
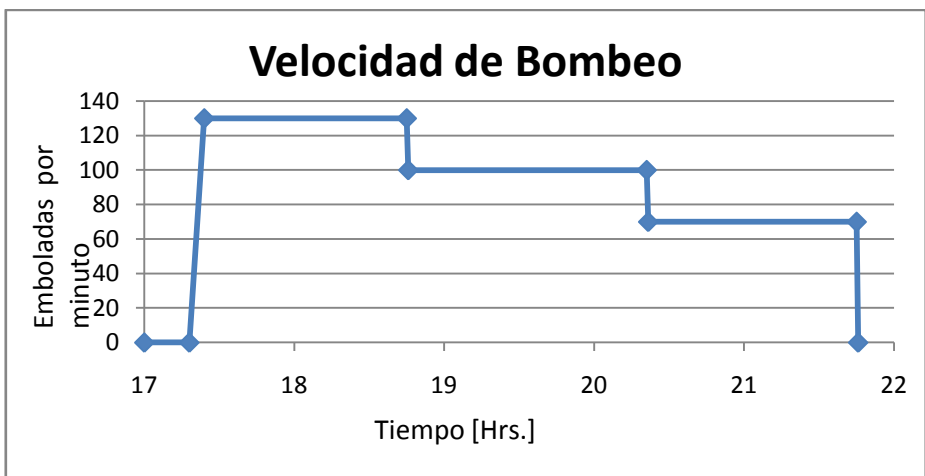


Figura 3.16 Velocidad de Bombeo de fluido con respecto al Tiempo.



3.5 CONCEPTOS BÁSICOS DE GEOMECÁNICA. (Pérez, 2006)

Cada vez que se perfora un pozo, el estado natural de los esfuerzos de las formaciones que son atravesadas es alterado, causando una redistribución de dichos esfuerzos alrededor del pozo con tendencia a recuperar el equilibrio perdido. La importancia de la Geomecánica radica en determinar si las propiedades mecánicas de la roca pueden soportar esta redistribución sin causar inestabilidad del agujero, y lo mejor, como un simple estudio de laboratorio permitirá determinar si la densidad del fluido con que se perfora es la indicada para controlar las presiones de formación sin causar problemas o cual es la inclinación y azimut óptimos para alcanzar el objetivo geológico.

En otras palabras la Geomecánica nos permitirá:

- Optimizar la densidad del fluido de perforación, con el objetivo de minimizar el riesgo de colapso o inestabilidad de la pared del pozo.
- Optimizar las trayectorias en pozos desviados u horizontales.
- Optimizar el programa de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Seleccionar la barrena adecuada para aumentar la penetración reduciendo el daño a la formación.

La Geomecánica basa sus fundamentos en la capacidad elástica de la roca para resistir y recuperarse de una deformación causada por una fuerza.

Conceptos elementales:

Esfuerzo: Considerando un sólido en cuya sección transversal es aplicada una fuerza, el esfuerzo se define como el cociente de la fuerza entre el área. Si dicha fuerza es aplicada en un sólido de longitud y diámetro determinados, hacia afuera del cuerpo donde actúa, se trata de un esfuerzo de tensión, el cual provocara una elongación del cuerpo y una reducción en su diámetro. Cuando la fuerza actúa hacia dentro del cuerpo el esfuerzo resultante es de compresión y provocara una reducción en la longitud del sólido y un incremento de su diámetro. Si la fuerza se aplica tangencialmente a la sección transversal del cuerpo resulta en un esfuerzo de corte, el cual causa deformación sin cambio de volumen.

Deformación: Es el cambio en la longitud, y espesor del material bajo la influencia de un esfuerzo, las deformaciones pueden ser longitudinales si son causa de un esfuerzo de tensión o transversales si son resultado de un esfuerzo de compresión.

Las propiedades elásticas de las rocas pueden determinarse en forma dinámica y estática. Las propiedades estáticas son medidas directamente en pruebas de laboratorio, mientras que las dinámicas se calculan a partir de ecuaciones de propagación de ondas acústicas en un medio sólido, por lo tanto se necesitan parámetros como la densidad de la roca y las velocidades de la onda compresional y de corte que son medidos por registros geofísicos.

En caso que no haya pruebas de laboratorio disponibles, es posible calcular mediante correlaciones las propiedades estáticas a partir de las dinámicas.

Durante la perforación de un pozo se crea una perturbación en el subsuelo, lo que provoca que los esfuerzos principales del campo (sobrecarga y horizontales) se redistribuyan y se concentren alrededor del pozo en forma de esfuerzo radial, tangencial y axial. La relación entre los esfuerzos principales y estos últimos es esencial para un análisis de geomecánica.

Las magnitudes de los esfuerzos alrededor del pozo estarán controladas por la densidad del fluido de perforación, los esfuerzos principales del campo y la trayectoria del pozo. Razón por la cual estos esfuerzos controlan la estabilidad del agujero y la efectividad de la perforación.

4.-Consideraciones al Perforar con Tubería de Revestimiento

En muchas maneras, el diseño de un pozo en el que se utilizará el sistema Casing Drilling, es similar a diseñar un pozo convencional. Consideraciones tales como la estabilidad del agujero, el control del pozo, profundidad de asentamiento de las tuberías, plan direccional y la selección de la barrena son tratadas de manera muy parecida a la perforación convencional. La mayoría de los parámetros y factores presentes en la perforación con tubería de revestimiento pueden ser manejados con técnicas convencionales, pero hay algunos aspectos que merecen atención especial.

4.1- TUBERÍAS Y CONEXIONES

Las bases del diseño de las tuberías de revestimiento en la perforación convencional están ya bien entendidas. Pero cuando se diseñan para una aplicación de Casing DrillingTM, a pesar de que el objetivo de esta aplicación es utilizar las mismas tuberías que se usarían convencionalmente, deben considerarse los esfuerzos adicionales.

Los efectos de pandeo, desgaste, fatiga, torque y arrastre deben ser direccionados para asegurar que la integridad de la tubería de revestimiento no esté comprometida, ya sea durante la perforación o en algún momento de la vida productiva del pozo. Estudios realizados han mostrado que las cargas por pandeo son mucho mayores en tuberías de mayor diámetro.

En el caso de las conexiones, actualmente la mayoría de las operaciones en secciones superficiales e intermedias de poca profundidad han utilizado exitosamente conexiones estándar sin incidentes, ya que la experiencia ha demostrado que estas conexiones pueden aguantar torques 3 veces mayores a los especificados antes de sufrir daño. Para sartas de tuberías más largas son necesarias conexiones de alto torque o protecciones especiales que eviten el daño. (Warren, 2000)

4.2 FATIGA

La fatiga se define como la tendencia de un material a fracturarse bajo repetidos esfuerzos cíclicos a niveles de tensión por debajo del límite elástico; y es el tipo más común de falla en las sarta de perforación (Rabia, 2002). Bajo cargas repetidas, comienza a formarse una pequeña grieta desde el punto de mayor tensión y se propaga por todo el cuerpo de la sección transversal de la tubería hasta que el área es insuficiente para soportar la carga estática. El número de ciclos de tensión que se requieren para causar una falla depende de varios factores, pero puede variar desde unos pocos ciclos hasta muchos. Las fallas por fatiga son susceptibles a condiciones locales.

Para que ocurra una falla por fatiga, la parte debe estar expuesta a un alternante esfuerzo de tensión. Existen dos fuentes comunes de esfuerzos cíclicos de tensión en la sarta. Uno es la curvatura resultado de rotar la sarta a través de un pozo desviado y la segunda es la vibración. Generalmente resultan de oscilaciones por cargas de pandeo más que de cargas torsionales. Se generan, en su gran mayoría, en la sección inferior de la sarta de perforación en vez de la parte superior donde la tensión es mayor, a unos 3 o 4 pies de distancia de la rosca, debido a que las marcas de las cuñas ayudan a iniciar la grieta. (Rabia, 2002)

En un pozo desviado, la parte cóncava de la tubería se encuentra en compresión, y la parte convexa a tensión, esto causa que la tensión total ejercida en la parte convexa de la tubería sea significativamente mayor que en la parte interna de la curvatura; por lo que, si la tubería es rotada, los esfuerzos en la periferia de la tubería estarán variando de un máximo a un mínimo, pudiendo ser éste cambio, superior a las 50,000 lbs. (Rabia, 2002)

La tensión cíclica mientras se rota en un pozo desviado es proporcional a la severidad de pata de perro. Por ejemplo utilizando una tensión arbitraria límite de 12,000 [psi], permitirá una severidad de pata de perro máxima de 4, 6, 8 y 12°/30[m] para tuberías de 13-3/8", 9-5/8", 7" y 4-1/2" respectivamente. (Baker Hughes, INTEQ, 1995)

Se ha demostrado, que bajo una cierta severidad de pata de perro, la rotación de la sarta en el área de curvatura, no causa un daño por fatiga apreciable. (Lubinski, 1961)

La máxima severidad de pata de perro permisible para que no haya fallas por fatiga mientras se rota la tubería, se puede calcular con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Max Ds} = \frac{432,000}{\pi} * \frac{\sigma_b}{E*D} * \frac{\tanh(K*L)}{K*L} \quad 4.1$$

$$K = \sqrt{\frac{T}{E*I}} \quad 4.2$$

Donde:

Max Ds= Máxima severidad de pata de perro permisible, °/100 ft.

E= Modulo de Young, (30×10^6 para el acero)

D= Diámetro externo de la tubería, in.

L= Distancia media entre las juntas de la tubería, in.

T= Tensión por debajo de la pata de perro, lbs.

σ_b = Máximo esfuerzo de flexión permisible, psi.

I= Momento de inercia de la tubería= $(\pi/64)*(OD^4-ID^4)$.

σ_b depende del esfuerzo de tensión flotado (σ_t) y del grado de la tubería, a continuación se agrega solamente la fórmula para el grado S, el resto se puede consultar en la publicación API RP 7G.

$$\sigma_b = 20,000 \left(1 - \frac{\sigma_t}{14500}\right) \quad 4.3$$

$$\sigma_t = \frac{T}{\text{Area tran sversal de la tubería}} \quad 4.4$$

La tubería puede correrse en situaciones donde la tensión excede el límite de resistencia, pero la máxima tensión de operación permisible dependerá del número de ciclos de tensión que la tubería experimentara. Para mayores niveles de tensión es importante limitar la rotación de la tubería considerando alternativas como el uso de un motor de fondo. A mayores niveles de tensión es más importante evitar la vibración lateral. (Warren, 2000)

4.3- FLEXIÓN

Cuando se trata de pozos desviados, la tubería de revestimiento es sometida a esfuerzos de flexión, como resultado de esto, la parte superior de la tubería (parte convexa) se estira y tensa, mientras la parte inferior está sujeta a compresión, tal como se muestra en la figura 4.1.

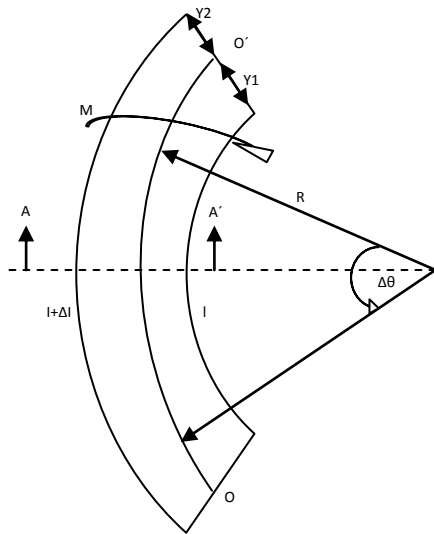


Figura 4.1 Distribución de esfuerzos a lo largo de un cuerpo cilíndrico flexionado.

Entre la superficie tensada y la compresada, existe un plano neutral OO' , en el cual la deformación longitudinal es cero. Por tanto, la deformación en la parte externa de la tubería, $\Delta\epsilon_2$, puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\Delta\epsilon_2 = \frac{(l+\Delta l)-l}{l} \quad 4.4$$

$$= \frac{\Delta l}{l} \quad 4.5$$

Donde:

$$\Delta l = (R + y_2) * \Delta \theta - R * \Delta \theta = y_2 * \Delta \theta \quad 4.6$$

= Deformación axial.

l= Longitud de la sección de tubería.

R= Radio de curvatura.

θ= Angulo subtendido por la sección de tubería.

Δθ= Deformación angular.

y₂= Deformación axial arriba del plano OO'.

Si después de la flexión, la tubería sigue comportándose de manera elástica, entonces la deformación longitudinal puede ser expresada como:

$$\frac{\Delta l}{l} = \frac{\Delta \sigma_2}{E} \quad 4.7$$

Ó

$$\Delta \sigma_2 = E * \frac{y_2}{R} \quad 4.8$$

Donde:

E= Modulo de elasticidad de Young.

Δσ₂= Esfuerzo de flexión incremental.

Combinando las ecuaciones 4.6 y 4.8; y convirtiendo a unidades de campo, donde θ se expresa en radianes por cada 100 pies, y₂ en pg. y A_s en pg², se obtiene la ecuación para la fuerza de flexión, F_b:

$$F_b = A_s * \Delta \sigma_2$$

$$= A_s * E * \frac{y_2}{12} * \frac{\theta}{100} * \frac{\pi}{180} \quad 4.9$$

Considerando y₁= y₂=d_o/2 y el peso nominal de la tubería, W_n= 3.46 A_s, entonces, la ecuación 4.9 queda:

$$F_b = 63 * d_o * W_n * \theta \quad 4.10$$

Donde:

D_o= Diámetro nominal de la tubería. Pg.

A_s= Área transversal de la tubería. Pg².

Θ= Severidad de pata de perro. °/100 ft.

W_n= Peso nominal de la tubería. Lb/ft.

La ecuación 4.10 recomendada por Rabia (2002), es ampliamente usada para determinar la carga axial causada por la flexión de la tubería. Sin embargo; solo debe ser utilizada cuando la tubería esta en continuo contacto con la pared del agujero. En la práctica, esto podría no suceder, ya sea por las irregularidades del pozo o por que la tubería es introducida con protectores o centralizadores.

En esos casos, se considera que la tubería esta soportada en el agujero solo en dos puntos (Fig. 4.2), provocando que su radio de curvatura no sea constante y que el máximo esfuerzo axial que sufre la tubería sea mayor que el calculado con la ecuación 4.10.

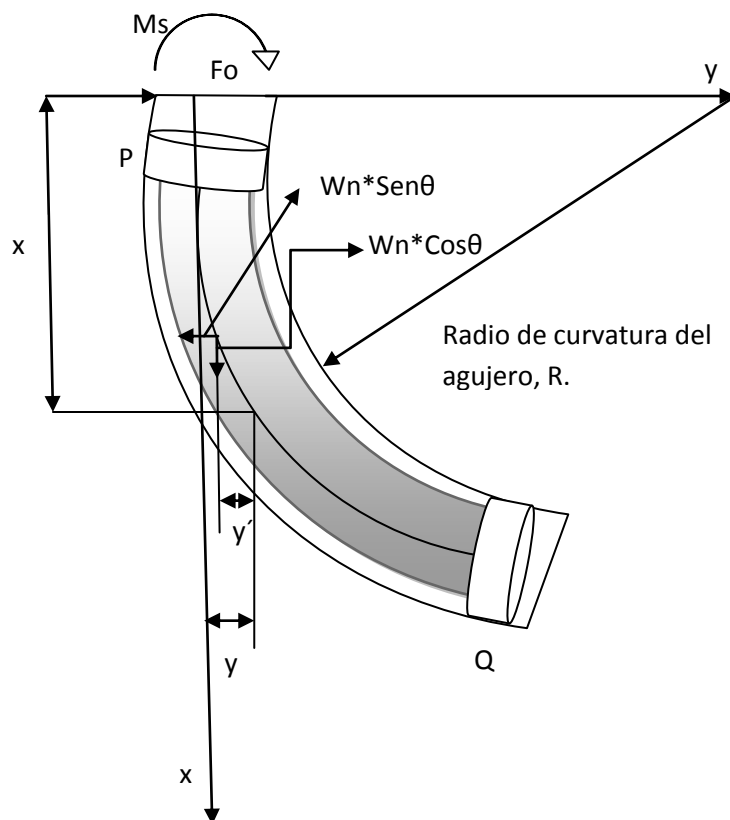


Figura 4.1 Distribución de esfuerzos a lo largo de un cuerpo cilíndrico flexionado con soporte en sólo dos puntos.

Si una sección de tubería de longitud l , soportada en los puntos P y Q subtende un ángulo θ con el centro de curvatura, y no se excede su límite elástico. Se puede aplicar la teoría de la deformación (Lubinski, 1961). Para este caso el radio de curvatura de la tubería está dado por:

$$\frac{l}{R} = \frac{M}{E \cdot I} \quad 4.11$$

Donde:

I= Momento de inercia, pg^4 .

M= Momento de flexión, ft-lbf.

Para una tubería circular, I se expresa como:

$$I = \frac{\pi}{64} (d_o^4 - d_i^4) \quad 4.12$$

Donde:

do= Diámetro externo de la tubería, pg.

di= Diámetro interno de la tubería, pg.

Si el radio de curvatura de la sección flexionada es pequeño, entonces estará dado por:

$$\frac{l}{R} = \frac{d^2y}{dx^2} \quad 4.13$$

Combinando las ecuaciones 4.11 y 4.13 se obtiene:

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{M}{E \cdot I} \quad 4.15$$

De la figura 4.2, el momento de flexión, M_x , a cualquier distancia x está dado por:

$$M_x = M_s + F_a y + F_w x - W_n * \frac{x^2}{2} \text{sen}\theta - W_n * x * y' * \text{cos}\theta \quad 4.16$$

Donde:

F_a= Fuerza axial, lbf.

F_w= Fuerza ejercida por la pared del pozo en los puntos de contacto, lbf.

M_s= Momento de flexión, ft-lbf.

y , y' = referidos a la figura, 4.2.

Los últimos dos términos de la ecuación 4.16, son muy pequeños y generalmente se desprecian. De igual manera la tensión axial, F_a , se considera constante a través de la tubería. Se sustituyen las ecuaciones 4.8 y 4.15 en la ecuación 4.16 y se obtiene la ecuación diferencial para una columna.

$$\frac{d^2y}{dx^2} - \frac{F_a y}{E \cdot I} = \frac{2\Delta\sigma_2}{E \cdot d_o} + \frac{F_w x}{E \cdot I} \quad 4.17$$

Donde $\Delta\sigma_2$ es un máximo, $\Delta\sigma_2 max$, para $y_2 = d_o/2$.

La máxima fuerza de flexión se obtiene integrando la ecuación 4.18, definiendo:

$$\psi^2 = \frac{F_a}{E \cdot I} \quad 4.18$$

Una vez obtenida la solución integral, se definen las condiciones de frontera del sistema y se le aplican a la solución integral:

- 1.- Como no existe contacto de la tubería con la pared del pozo, la carga en la tubería se considera simétrica.
- 2.- El punto medio de la junta debe ser paralelo al agujero.

Resolviendo para el máximo esfuerzo y expresando en unidades de campo queda:

$$Fb = 63W_n * d_o * \theta \frac{6 * \Psi * l}{\tanh(6 * \Psi * l)} \quad 4.19$$

Esta ecuación fue sugerida por diversos autores (Bourgoyne et al, 1986); y ha sido utilizada para evaluar la resistencia a la tensión de conexiones sujetas a flexión.

Una vez que es determinado el esfuerzo de tensión de la tubería, causado por la flexión, es necesario agregarle la tensión provocada por la tubería que cuelga debajo de la parte flexionada, obteniendo así el esfuerzo total al que se verá sometida la tubería; Mientras esta suma de esfuerzos no sobrepase el esfuerzo de cedencia nominal de la tubería, ésta no fallará.

4.4- ARRASTRE

Es necesario analizar las cargas por arrastre que sufre la tubería, ya que la tensión generada podría ser suficiente para ocasionar un fallo. Estas cargas son fácilmente identificables cuando se saca o introduce tubería en el pozo, en superficie se puede observar un aumento en el peso de la sarta si se está sacando la tubería, o una disminución si se está introduciendo. Esto tiene mucho sentido, considerando que la tensión por arrastre es provocada por la fricción entre el pozo y la tubería, y siempre ira en sentido contrario al movimiento.

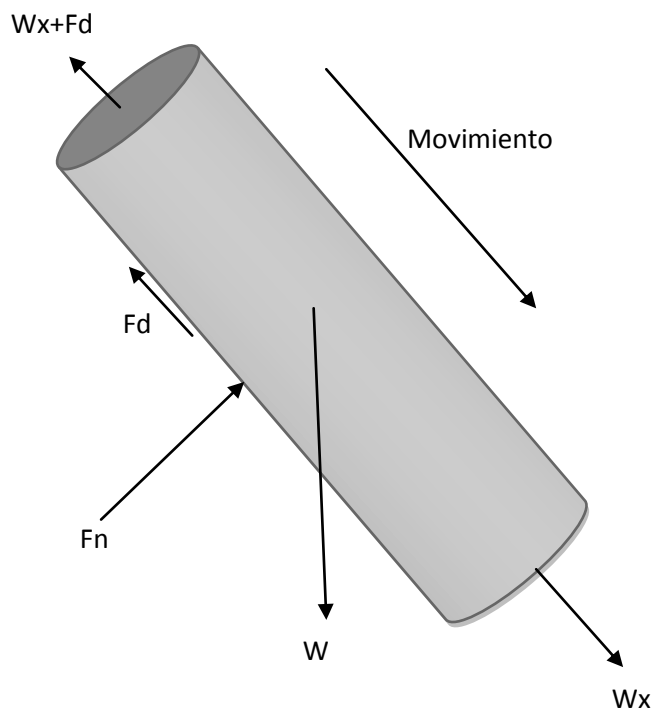


Figura 4.3 Fuerzas que actúan en un segmento de tubería.

La figura 4.3 ilustra las fuerzas que actúan en un tramo de tubería que está siendo deslizado, donde:

W= Peso del tramo de tubería.

W_x= Es la fuerza de tensión que sufre la tubería, causada por su propio peso.

F_n= Fuerza normal ejercida por la formación contra la tubería.

F_d= Fuerza de arrastre.

La fuerza de arrastre se calcula con la siguiente fórmula:

$$F_d = -f_b * |F_n| \quad 4.20$$

Donde:

f_b = Factor de fricción.

$|F_n|$ = Valor absoluto de la Fuerza normal.

CÁLCULO DEL FACTOR DE FRICCIÓN:

Como se observa, la magnitud de la fuerza de arrastre depende del factor de fricción y de la fuerza normal resultante del peso de la tubería. El factor de fricción es resultado de una compleja interacción entre la tubería y el agujero; su valor depende principalmente de la litología, uniformidad del agujero, accesorios de la tubería, lubricación del fluido de perforación y del enjarre.

Maidla (1987) propuso el siguiente modelo matemático para estimar el factor de fricción del pozo:

$$f_b = \frac{|F_h - F_{bu} \pm F_{vd}|}{\int_0^L W_d(l, f_b) dl} \quad 4.21$$

Donde:

F_h = Peso en el gancho, lbf.

F_{bu} = Proyección vertical del peso flotado de la tubería, lbf.

F_{vd} = Arrastre viscoso, lbf.

$W_d(l,fb)$ = Arrastre unitario ó tasa de cambio del arrastre, lb/ft.

I = Longitud de la tubería, ft.

L = Profundidad medida, ft.

Dentro de la fuerza de arrastre unitario, $W_d(l,fb)$, se encuentran implícitos, el factor de fricción y la profundidad, por lo que la ecuación 4.21 no puede ser resuelta de manera explícita.

El símbolo de \pm es por si se introduce o se saca la tubería en el pozo. El termino, arrastre viscoso, representa el efecto de la resistencia que opone el fluido de perforación a desplazarse mientras la tubería se mueve dentro del pozo. Este efecto puede ser expresado en términos de un gradiente de presión viscosa (Bourgoyne et al, 1985) :

$$\text{Para flujo laminar: } \frac{dp}{dl} = \frac{K v_{av}^n}{144.4 \times 10^4 (dw - do)^{1+n}} \left(\frac{2+1/n}{0.0208} \right)^n \quad 4.22$$

$$\text{Para flujo turbulento: } \frac{dp}{dl} = \frac{f v_{av}^n \gamma_m}{21.1 (dw - do)} \quad 4.23$$

Donde:

K, n = Parámetros geológicos del fluido de perforación (Ley de potencia).

γ_m = Peso específico del fluido de perforación, lb/gal.

f = factor de fricción del flujo.

v_{av} = Velocidad equivalente de desplazamiento, ft/s.

do = Diámetro externo de la tubería, in.

dw = Diámetro del agujero, in.

El factor de fricción de flujo se obtiene resolviendo la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{1}{f} \right)^{0.5} = \frac{4}{n^{0.75}} \log(N_{Re} * f^{(1-0.5n)}) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad 4.24$$

Donde el número de Reynolds esta dado por:

$$N_{Re} = 10.9 \times 10^4 \frac{\gamma_m v_{av}^{(2-n)}}{K} \left[\frac{0.0208(dw-do)}{2+\frac{1}{n}} \right]^n \quad 4.25$$

La velocidad equivalente de desplazamiento se calcula como sigue:

$$v_{av} = v_p \left[\frac{\frac{do}{dw}^2}{1-\frac{do}{dw}} + C_c \right] \quad 4.26$$

Donde:

v_p = Velocidad de la tubería, ft/s.

C_c = constante de adhesión, la cual depende del tipo de flujo y de la relación entre los diámetros del agujero y la tubería.

Para flujo laminar:

$$C_c = \frac{\left(\frac{do}{dw}\right)^2 - 2\left(\frac{do}{dw}\right) \ln \frac{do}{dw} - 1}{2\left[1-\left(\frac{do}{dw}\right)^2\right] \ln \frac{do}{dw}} \quad 4.27$$

Para flujo turbulento:

$$C_c = \left(\frac{\left(\frac{do}{dw}\right)^4 + \frac{do}{dw}}{\left(1+\frac{do}{dw}\right)\left(1-\left(\frac{do}{dw}\right)^2\right)^2} \right)^{0.5} - \left(\frac{\left(\frac{do}{dw}\right)^2}{1-\left(\frac{do}{dw}\right)^2} \right) \quad 4.28$$

Para determinar el factor de fricción, se asume un valor inicial del mismo y se procede a calcular la carga axial de toda la tubería dentro del pozo, hasta obtener el peso en el gancho. Si este cálculo no concuerda con el peso real medido en el gancho, se propone un nuevo valor de factor de fricción y se repiten los cálculos, hasta que el valor calculado y el medido en el gancho concuerden.

La siguiente tabla muestra alguno de los factores de fricción típicos entre tubería y agujero (Baker Hughes, INTEQ, 1995):

Tabla 4.1 Factores de fricción típicos entre la sarta de perforación y el pozo.

Entorno del Pozo	Tipo de Fluido	
	Base Agua	Base Aceite
Agujero Entubado	0.17-0.28	0.10-0.16
Agujero Descubierta	0.23-0.44	0.13-0.26

CÁLCULO DE LA FUERZA DE ARRASTRE.

El esfuerzo de tensión asociado al arrastre, es mejor determinado, si se analiza y calcula por secciones, especialmente en pozos desviados, y debido a que la máxima carga en superficie se experimenta al estar sacando la tubería, los cálculos deben realizarse comenzando por el fondo. (Rahman, 1995)

En el caso de un pozo tipo S, los cálculos se pueden dividir en tres secciones principales (Fig. 4.4):

- 1.- Sección de construcción de ángulo (Build-up). En esta parte del pozo, la inclinación se incrementa con la profundidad.
- 2.- Sección de reducción de la inclinación (Drop-off). En esta sección, el ángulo de inclinación del pozo disminuye conforme la profundidad aumenta.

3.- Sección de inclinación constante (Tangent o Slant Hole). Aquí, la inclinación del pozo permanece constante conforme se incrementa la profundidad.

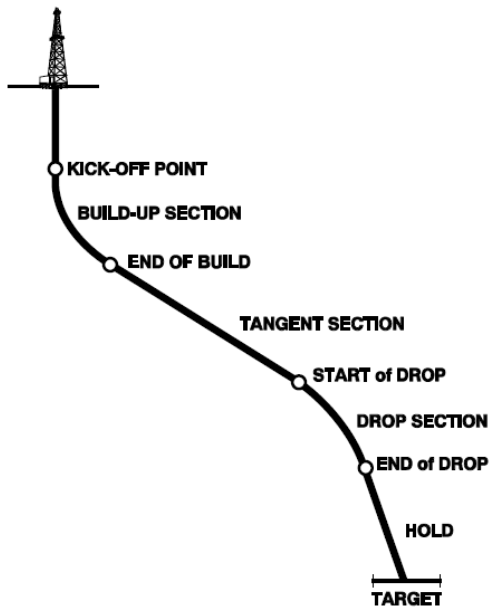


Figura 4.4 Perfil típico de un pozo tipo S.

Sección de incremento de Angulo (Build-up):

Además del factor de fricción, la fuerza de arrastre es también controlada por la dirección del pozo y por la fuerza normal. En la sección de Build-up, existen tres posiciones posibles entre la tubería y el agujero, tal como se muestra en la figura 4.5.

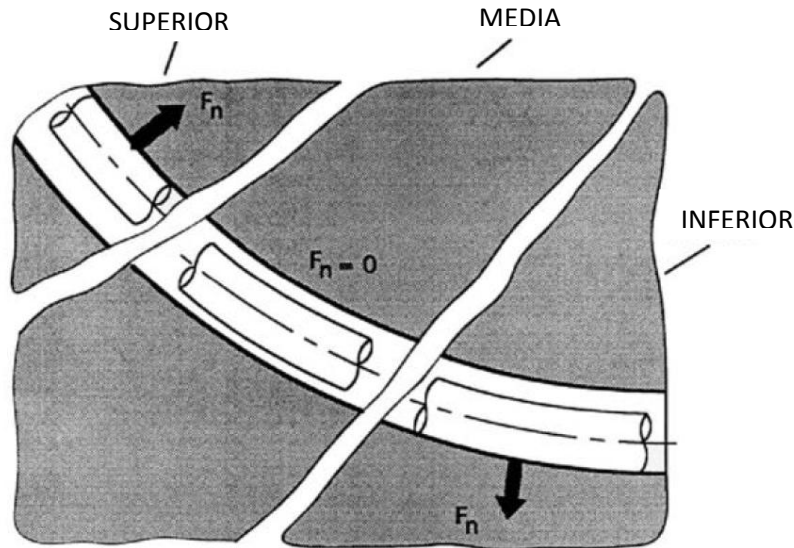


Figura 4.5 Direcciones posibles de las fuerzas normales en la sección Build-up

Las fuerzas normal y axial actuando en cada sección son presentadas en las figuras 4.6 y 4.7, de las cuales se puede expresar la fuerza normal, F_n , como:

$$F_n = 2F_a \cos\left(90 - \frac{|\Delta\alpha|}{2}\right) \quad 4.29$$

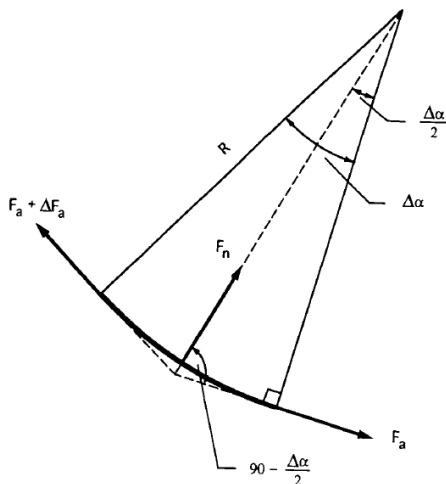


Figura 4.6 Determinación de la fuerza normal en la sección de Build-up.

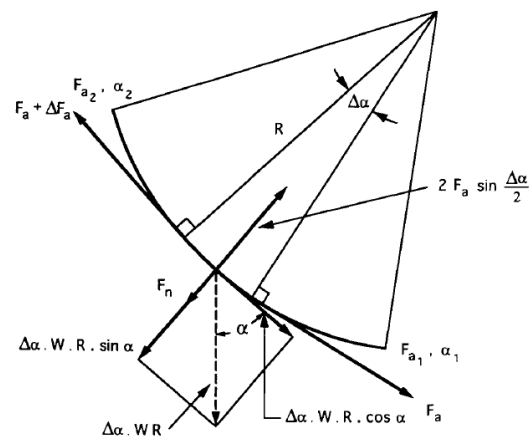


Figura 4.7 Fuerzas actuando en un pequeño segmento de tubería en la zona de Build-up.

$$F_n = 2 \operatorname{Sen} \left(\frac{|\Delta_\alpha|}{2} \right) \quad 4.30$$

Donde:

Fa= Fuerza axial en la sección unitaria, lbf.

Δ_α = Ángulo subtendido por una sección unitaria de radio R.

Debido a que $\frac{|\Delta_\alpha|}{2}$ es muy pequeño comparado con R, $\operatorname{Sen} \frac{|\Delta_\alpha|}{2}$ tiende a $\frac{|\Delta_\alpha|}{2}$. Luego entonces la ecuación 4.30 queda como:

$$F_n = F_a |\Delta_\alpha| \quad 4.31$$

Considerando la sección total de Build-up, la fuerza normal resultante mientras se está sacando la tubería, es la suma vectorial de las componentes normales del peso de la tubería y de la fuerza axial de la sección unitaria; quedando así:

$$F_n = \Delta_\alpha (W * R * \operatorname{Sen} \alpha - F_a) \quad 4.32$$

Donde:

W= Peso de la sección unitaria, lb/ft.

R= Radio de curvatura, ft.

Luego entonces la magnitud de la fuerza de arrastre mientras se saca la tubería en la sección de Build-up está dada por:

$$F_d = -f_b (\Delta_\alpha * W * R * \operatorname{Sen} \alpha - \Delta_\alpha * F_a) \quad 4.33$$

Sección de inclinación constante (Tangent):

Para esta sección del pozo, las fuerzas que actúan en una sección unitaria de la TR, están representadas en la figura 4.8. La carga de Tensión es controlada únicamente por la operación (Sacando o metiendo tubería).

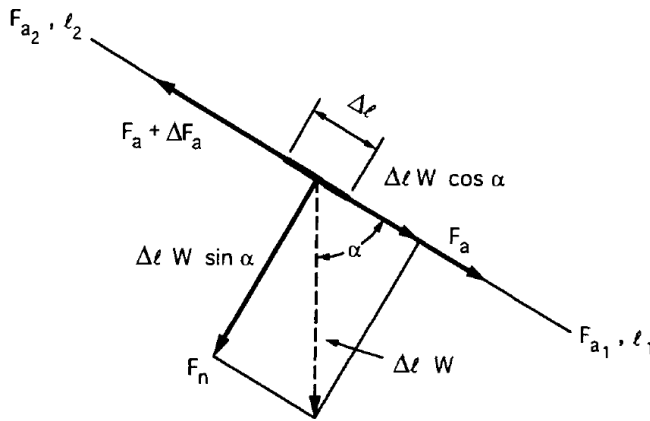


Figura 4.8 Diagrama de fuerzas actuando en un pequeño elemento, dentro de la sección de inclinación constante.

Cuando el sistema está en equilibrio la ecuación diferencial es:

$$\frac{dF_a}{dl} = W(f_b \text{ sen } \alpha + \text{cos } \alpha) \quad 4.34$$

Resolviendo para el caso en el que se está retirando la tubería del pozo:

$$F_{a2} = F_{a1} + W(l_1 - l_2)(f_b \text{ sen } \alpha_1 + \text{cos } \alpha_1) \quad 4.35$$

Sección de reducción de la inclinación (Drop-off).

Para esta parte del agujero, las fuerzas que actúan en la sección unitaria de tubería se muestran en las figuras 4.9 y 4.10.

La ecuación correspondiente es:

$$F_{a2} = K_D F_{a1} - \frac{W \cdot R}{1 + f_b^2} [(f_b^2 - 1)(\sin \alpha_2 - K_D \sin \alpha_1) - 2f_b(\cos \alpha_2 - K_D \cos \alpha_1)]$$

4.36

Donde:

$$K_D = e^{f_b(\alpha_2 - \alpha_1)} \quad 4.37$$

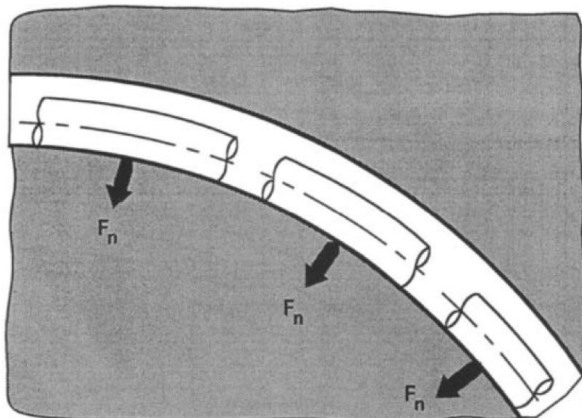


Figura 4.9 Dirección de la fuerza normal en la zona de Drop-off

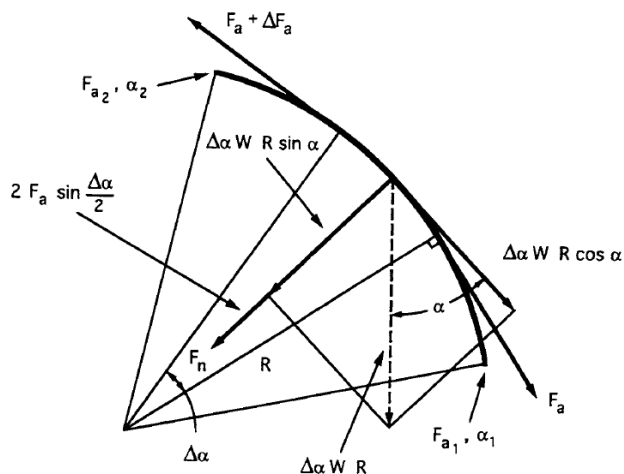


Figura 4.10 Fuerzas que actúan en una pequeña porción de la tubería de revestimiento.

4.5 TORQUE

El torque, al igual que el arrastre tiene su origen en la fricción de la tubería con la pared del pozo. (Rabia, 2002) es muy importante la correcta caracterización de éste por dos razones: 1) Determinar la energía necesaria para vencer la fricción de la tubería con el pozo y romper la inercia, con la finalidad de hacer girar la tubería. 2) No exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones para evitar daños.

El máximo Torque que puede ser aplicado a una tubería sin que falle, esta dado por:

$$Q = \frac{.096167 * J * Y_m}{D} \quad 4.38$$

Donde:

Q= Mínima torsión de cedencia, (lb-ft).

Y_m= Esfuerzo de cedencia unitario, psi.

J= Momento polar de inercia.

D= Diámetro exterior de la tubería, in.

d= Diametro interno de la Tubería, in.

Esta ecuación es válida solo para cuando la tubería es sometida a la torsión; en caso de que también esté sometida a tensión, el máximo torque que soportará la tubería será calculado como sigue:

$$Q_t = \frac{.096167 \sqrt{Y_m^2 - \frac{P^2}{A^2}}}{D} \quad 4.39$$

Donde:

Q_t= Mínima torsión de cedencia bajo tensión, lb-ft.

A= Área de la sección transversal de la tubería, in².

P= Peso soportado por la tubería, lb.

4.6- PANDEO

Una diferencia significativa entre la perforación convencional y con tubería de revestimiento es que los lastra barrenas no son utilizados para dar el peso necesario sobre la barrena. Por años a los perforadores se les ha enseñado que es necesario utilizar lastra barrenas para evitar que su sarta de perforación no sea dañada por pandeo.

La porción baja de la tubería de revestimiento con que se perfora sólo soportará una limitada carga compresiva antes de que se doble. El pandeo ocurre cuando la carga compresiva y la geometría del agujero crean suficiente momento de flexión, por lo cual la tubería se vuelve inestable.

La fórmula 4.40, propuesta por Dawson y Paslay, nos permite calcular la máxima carga compresiva que una tubería soportara antes de sufrir pandeo.

$$F_{CR} = 2 \sqrt{\frac{E \cdot I \cdot W \cdot \sin \theta}{r}} \quad 4.40$$

Donde:

E= Modulo de Young, psi.

I= momento de inercia= $\pi/64 (OD^4 - ID^4)$

W= Peso flotado de la tubería por unidad de longitud, lb/in.

Θ = Inclinación de la tubería dentro del pozo.

r= Distancia radial entre la conexión de la tubería y la pared del agujero, in.

Esta fórmula, nos indica a partir de qué punto la tubería sufrirá pandeo sinusoidal; para el pandeo helicoidal, tenemos que este ocurrirá cuando la tubería se someta a una fuerza compresiva de $1.41F_{CR}$ (Baker Hughes, INTEQ, 1995).

Después de que ocurre el pandeo, la tubería es incapaz de soportar cargas compresivas sin soporte lateral, pero eso no significa que sea una falla estructural. La pared del pozo alrededor de la tubería proveerá el soporte lateral necesario, limitando la flexión para cualquier parámetro dado.

No hay nada destructivo en el hecho que la tubería se pandee, pero si causa dos efectos que pueden ser perjudiciales. Primero, las fuerzas laterales de contacto entre la tubería y la pared del pozo pueden causar desgaste en la tubería e incrementar el torque necesario para rotarla. Segundo, el pandeo hace que el casing tome una geometría curva dentro del agujero incrementando la tendencia a la vibración lateral. Para aplicaciones de Casing Drilling es importante determinar si la tubería se pandea o no, y si este pandeo es suficiente para causar un problema de desgaste o torque.

En agujeros rectos, la carga compresiva que causa el pandeo está determinada por la dureza de la tubería, la fuerza lateral de la gravedad y por la distancia de la pared del pozo. En un agujero perfectamente vertical, la porción de la tubería de revestimiento que está bajo compresión siempre se pandea si la pared del pozo no provee soporte lateral a través de estabilizadores, tal como los lastrabarrenas se pandean en un pozo vertical. Si el pozo es recto, pero no vertical, la fuerza normal de contacto con la pared en la parte baja del pozo, proveerá estabilización e incrementará la carga compresiva que la tubería puede soportar antes de que se pandee.

En agujeros curvos la tubería se vuelve más estable cuando la inclinación se está incrementando, pero puede ser menos estable cuando la inclinación está disminuyendo a una menor curvatura (generalmente menos de $1^\circ/30[m]$). Esto es causado por que la fuerza de compresión axial obliga a la tubería hacia la parte externa de la curva ayudando a la gravedad a mantener la tubería firmemente contra la pared del pozo.

En general el pandeo no debería ser un problema significativo como podría parecer a simple vista. El amplio diámetro de la tubería en comparación con el agujero lo mitiga en gran parte y usualmente mantiene bajos los niveles de tensión. Para tuberías más pequeñas de 7" y para inclinaciones menores de los 5° , debe realizarse un análisis completo del pandeo, pero con la apropiada ingeniería incluso estas condiciones pueden ser tratadas con éxito.

4.7- CENTRALIZACIÓN

En los intervalos conductores y superficiales de tubería, cuando se perfora con CD, el uso de centralizadores no es común. Hay un gran número de centralizadores en el mercado, la mayoría no son capaces de soportar las rigurosas condiciones presentes al rotar el Casing. Las aleaciones se desgastan muy rápido para la mayoría de las aplicaciones y se vuelven inefectivos o pueden perderse en el agujero, los centralizadores de acero no rotativos pueden ser efectivos para aplicaciones donde no son requeridas altas velocidades de rotación. La mejor solución técnica para la centralización y estabilización son los centralizadores rígidos provistos con insertos abrasivos en la zona de contacto, estas herramientas agregan costos a la operación y en algunos casos incrementan el torque necesario para girar la sarta, sin embargo puede en algunos casos simplificar el manejo del BHA y hacer su diseño menos complejo.

4.8- CEMENTACIÓN

La cementación cuando se utiliza CD difiere en muchas maneras de la cementación convencional:

1.- El uso de accesorios para el casing, tales como los centralizadores para proveer la correcta colocación del casing dentro del agujero. Durante la perforación con CD los centralizadores son requeridos para hacer lo suficientemente robusta la sarta mientras se perfora el agujero completo. Estos deben asegurar que después de la perforación la sarta quedo en su lugar y es capaz de soportar el proceso siguiente.

2.- El equipo de flotación requerido es diferente al convencional, ya que existe la posibilidad de que para alcanzar un objetivo sea necesaria más de una barrena, por lo que el sistema CD debe permitir el libre acceso del BHA del fondo del agujero a la superficie, permitiendo su recuperación con cable en lugar de tener que sacar la sarta completa de tubería. En estos casos el equipo de flotación es instalado después de alcanzar la profundidad de asentamiento de la TR.

3.- Cuando se instala el equipo de flotación con la tubería en el agujero, éste estará expuesto a altos gastos de circulación por un tiempo considerable mientras se perfora la sección entera del agujero. Se podría esperar daño a las válvulas de flotación.

4.- El volumen de cemento para la cementación de Tuberías superficiales, intermedias y de explotación se calcula utilizando un valor excedente. En las operaciones de CD los registros para la evaluación de la formación son normalmente realizados en agujero entubado, por lo que no es posible correr el registro de calibración del agujero.

El uso de equipos de flotación estándar cuando la sarta de tubería de revestimiento está siendo utilizada para perforar, no será posible si se utilizan herramientas recuperables que necesitan acceso al pozo a través del casing.

Después de recuperar el BHA de la profundidad de asentamiento, el casing está listo para que le sean instalados los instrumentos de flotación. Estos deben ser de colocación fácil y rápida y deben ser realmente fáciles de frezar para proseguir con la siguiente etapa.

Para tal aplicación en un principio fue modificado un empacador retenedor de cemento, fue equipado con una válvula vertical que actúa como flotador y válvula check. La principal modificación consistió en construir una amplia área de flujo interna. Es posible mantener la circulación a gastos moderados mientras se instala la herramienta en el casing.

Los tapones de desplazamiento son los mismos usados en la cementación convencional y el tapón de fondo y superficial serán colocados en la parte superior del flotador. Recientemente se desarrolló un flotador que es bombeado desde la superficie hasta una junta de asentamiento que es pre instalada en la tubería.

Cuando no son requeridos registros en agujero descubierto, es posible realizarlos en agujero entubado, este método es utilizado para ahorrar tiempo en la recuperación e introducción de herramientas de registro en el agujero del Casing. En estas situaciones normalmente falta el dato de la calibración del agujero para el cálculo del volumen de cemento.

El factor de exceso del cemento ha sido definido a partir de pozos de referencia que fueron perforados convencionalmente y de los cuales se tienen datos de calibración del agujero, dicho factor también es verificado por la cima del cemento cuando se corre el registro para

verificar la calidad de la cementación. En caso de ser necesario es posible determinar el volumen de cemento con trazadores o calibradores líquidos.

En general, la mayoría de las mejores prácticas de cementación con CD no difieren mucho a las convencionales, los baches espaciadores y lavadores son utilizados, ya que separan fluidos como el cemento y el lodo de perforación, mejoran la remoción del enjarre y permiten un mejor fraguado. También se considera minimizar el agua libre de la lechada de cemento y minimizar las pérdidas en zonas permeables.

5.-Experiencias en la Aplicación de Casing Drilling.

En este capítulo se describe un par de casos históricos de aplicación del sistema Casing Drilling. Uno sobre el desarrollo de un campo maduro en tierra, en el cual la perforación convencional alcanzó su máxima eficiencia y el sistema Casing Drilling demostró que era posible reducir aún más los costos y aumentar la rentabilidad del proyecto, se describen algunas de las operaciones más críticas y otros beneficios inherentes a la aplicación de este sistema.

El segundo caso corresponde a una de numerosas aplicaciones costa afuera, en donde el sistema es utilizado para perforar las secciones superficiales de un par de pozos direccionales, en los que quedó clara la superioridad en la rapidez del CD comparado con la perforación convencional y las potenciales ventajas al utilizar el sistema para perforar el pozo completo, no sólo algunas secciones.

5.1- CASING DRILLING TERRESTRE

Entre 1979 y mediados de la década de los 90's, los incentivos otorgados por los Estados Unidos para el desarrollo de yacimientos gasíferos compactos, los avances registrados en materia de fracturamiento hidráulico, la construcción de nuevas líneas de conducción y el aumento de los precios del gas condujeron a la perforación de más de 1,000 pozos en el Área Lobo, al sur de Texas, con la finalidad de aumentar la producción y recuperación proveniente de las areniscas Wilcox. Desde 1997, ConocoPhillips perforó otros 900 pozos, cuya profundidad oscila entre 2,000 y 4000 metros, para recuperar reservas adicionales en esta área.

La mayor parte de estos pozos fueron perforados en una sola operación con sarta de perforación convencional y barrenas de cortadores fijos PDC. A pesar de la amplia experiencia adquirida en esta área madura, la eficiencia de la perforación alcanzó su punto máximo en el año 2001 luego de perforar unos 600 pozos. El tiempo inactivo del equipo de perforación representaba el 10% del tiempo total necesario para perforar un pozo del área Lobo, de modo que se requería un nuevo enfoque para reducir aún más los costos de construcción de pozos.

En el año 2001, ConocoPhillips comenzó a reevaluar las prácticas de construcción de pozos con el fin de aumentar la eficiencia de la perforación lo suficiente como para lograr que la explotación de los yacimientos más pequeños del área Lobo, con poco menos de 28.3 millones de m³ de gas recuperable, resultara económica. Esto permitiría continuar con la actividad de desarrollo durante varios años, en esta área intensamente fallada y compartimentalizada.

Si bien los intervalos de superficie, intermedios y de producción pudieron perforarse en forma convencional, problemas en el fondo del pozo asociados con la perforación y el tiempo inactivo del equipo de perforación cerca de la profundidad de asentamiento de cada sección de la tubería revestimiento, seguían obstaculizando el desempeño. Los problemas de pérdida de circulación, atascamiento de las tuberías e imposibilidad de bajar la tubería de revestimiento hasta la profundidad total programada eran comunes en los pozos del área Lobo y en el periodo 2000- 2001 se dieron cuenta de que aproximadamente un 75% del tiempo era consumido en la resolución de problemas.

Durante las operaciones de perforación convencionales, a menudo debía hacerse circular fluido o lodo adicional para reacondicionar el pozo y encarar problemas tales como pérdida de circulación, formaciones proclives al derrumbe y colapsos de agujeros en intervalos agotados. Otros problemas observados fueron el influjo de gas en las profundidades de la tubería de revestimiento intermedia y a lo largo de las zonas productoras, y el atascamiento de las tuberías durante la perforación o la bajada de la tubería de revestimiento.

En consecuencia, los incidentes de control de pozos constituyeron una de las principales preocupaciones. ConocoPhillips identificó al sistema CD como una tecnología que podría resolver estos problemas y mejorar la eficiencia de la perforación.

Muchos incidentes de control de pozos y reventones se producen durante la manipulación de la tubería. La utilización de la tubería de revestimiento para perforar pozos ayuda a evitar estos episodios inesperados, peligrosos y potencialmente costosos. La técnica de perforación con tubería de revestimiento minimiza o elimina la manipulación de la tubería y deja la tubería en el fondo del pozo que es la mejor posición para eliminar un brote por circulación. Esta es una ventaja importante que se percibirá a medida que esta técnica se emplee en más aplicaciones bajo condiciones de subsuelo cada vez más complejas.

La primera fase de la evaluación de la perforación con tubería de revestimiento implicó un programa piloto de cinco pozos. Habiéndose iniciado a fines del año 2001 y continuado a lo largo de 2002, ConocoPhillips decidió prorrogar este programa para determinar si esta técnica podía competir contra la perforación convencional en toda el área Lobo. Esta segunda fase demostró que el sistema CD mitiga el tiempo inactivo del equipo de perforación asociado a la problemática en operaciones convencionales.

El tiempo inactivo en los 11 pozos siguientes perforados con tubería de revestimiento fue generado fundamentalmente por problemas mecánicos y relacionados con los aspectos operacionales del equipo de perforación; no se registró virtualmente ningún incidente de atascamiento de tuberías o pérdida de circulación. Además, la mayoría de los problemas mecánicos y operacionales se redujeron o eliminaron. Durante las primeras dos etapas de este programa, el desempeño de los sistemas Casing Drilling^R de Tesco mejoró en forma sostenida, logrando igualar la tasa de penetración diaria promedio de las operaciones convencionales en el quinto pozo y superándola finalmente (Fig. 5.1).

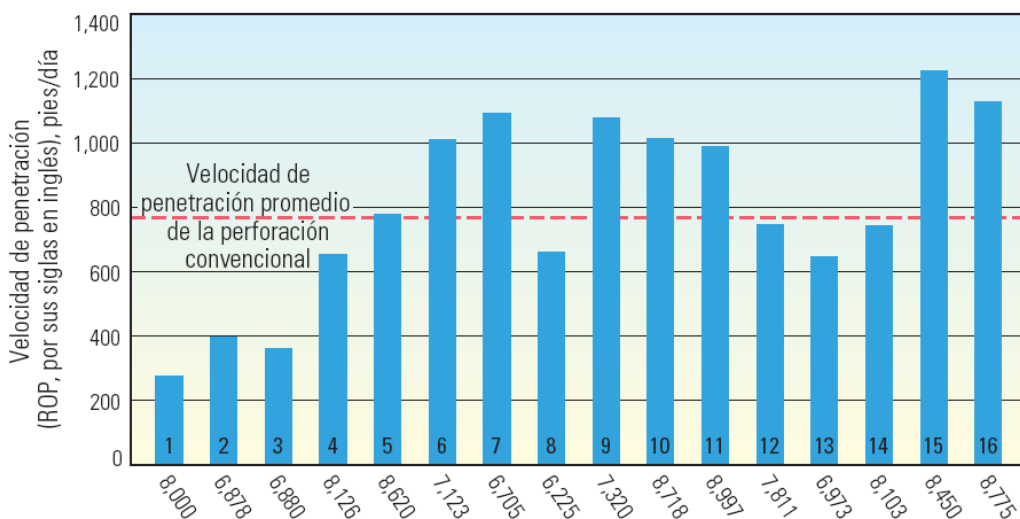


Figura 5.1 Orden de los pozos del campo Lobo perforados con tubería de revestimiento, con total de pies perforados.

Las secciones de tubería superficiales de los pozos fueron perforadas con tubería de revestimiento de 9 5/8, utilizando una Barrena piloto PDC de 8 1/2 y un ampliador de 12 1/4 en un BHA recuperable. ConocoPhillips perforó este intervalo en una sola corrida para todos los pozos y la recuperación del BHA con cable planteo pocos problemas. Los tiempos de perforación, o rotación, reales con la tubería de revestimiento fueron levemente superiores a los convencionales hechos con barrena de 12 1/4.

Estas secciones de 152 metros fueron perforadas, entubadas y cementadas aproximadamente en el mismo tiempo que los pozos iniciales perforados en forma convencional. El cemento en el interior de la tubería de revestimiento de 9 5/8 se molió con tubería de revestimiento de 7 pulgadas utilizando una barrena PDC de 6 1/4 y un ampliador de 8 1/2. Después de perforar a través del cemento en el interior de la tubería, penetrando algunos metros de formación por debajo de la zapata, este BHA fue recuperado y reemplazado por otro para perforar un agujero de 8 7/8.

En los primeros pozos, este segundo BHA se utilizó para perforar hasta una profundidad en la que las formaciones se volvían más duras, normalmente unos 1,981 m. un tercer BHA fue utilizado hasta la profundidad de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas. En la mayoría de los casos, la barrena y el ampliador experimentaron poco desgaste en las dos etapas. Luego de adquirir más experiencia comenzaron a perforar esta sección de tubería intermedia en una sola operación.

Las secciones de pozo correspondientes a la tubería de revestimiento de producción, en algunos de los primeros pozos de la segunda fase, fueron perforadas con la sarta de perforación convencional hasta que se establecieron los procedimientos para perforar pozos con tubería de revestimiento de 4 ½. Las secciones de producción de los subsiguientes pozos fueron perforadas con una barrena de PDC de 6 ¼ fijada a la tubería de revestimiento mediante un dispositivo de desenganche mecánico. Este dispositivo también funcionaba como estabilizador, porta barrena, espaciador, reducción entre las conexiones y zapata ampliadora después de desenganchar la barrena.

Luego de alcanzar la profundidad total en aquellos pozos en los que se necesitaba correr registros para la evaluación de formaciones, se desenganchó la barrena dejando caer una bola. Se retrajo la tubería de revestimiento de 4 ½ e introdujo en la tubería de revestimiento de 7 pulgadas para permitir la adquisición de registros con cable en el tramo descubierto. Después de adquiridos los registros, se emplazó una válvula flotante de cementación, operada con línea de acero, en el extremo inferior de la tubería de revestimiento. Esta válvula permitía el bombeo de cemento hacia el interior del espacio anular del pozo pero impedía su contra flujo hacia el interior de la tubería. Luego se bajó la tubería de 4 ½ hasta la profundidad de asentamiento y se cementó en su lugar (Fig.5.2).

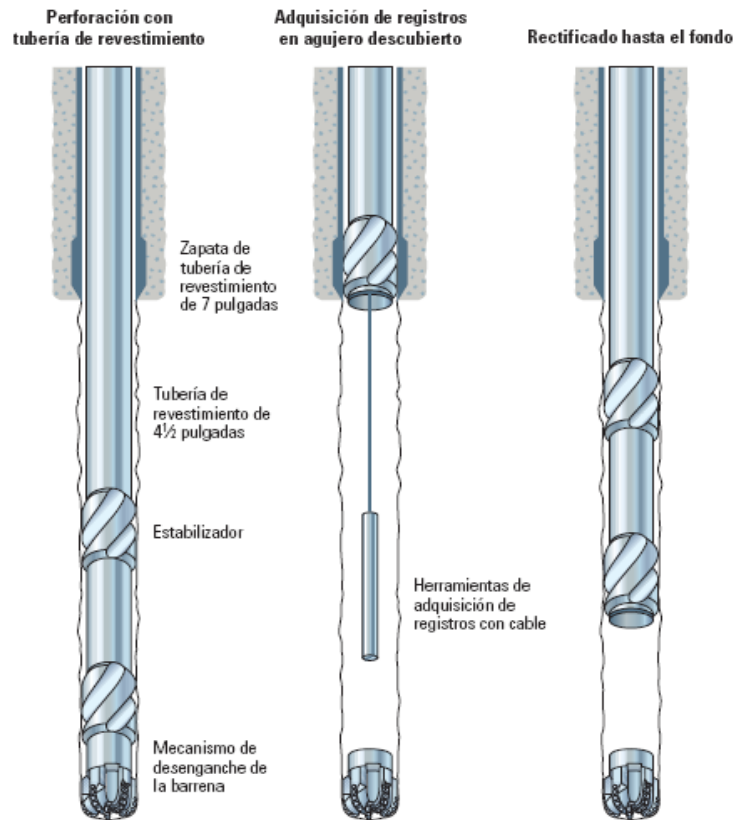


Figura 5.2 Procedimiento para la adquisición de registros en agujero descubierto, después de perforar con tubería de revestimiento.

Para los pozos que no requerían correr registros en agujero descubierto, se colocó una válvula flotante operada con línea de acero con el fin de cementar la tubería de revestimiento en su lugar a través de la barrena. Existen en el mercado válvulas flotantes de bombeo no perforables para ciertos tamaños de tuberías y se han desarrollado equipos de flotación perforables. Estas mejoras en las técnicas de cementación permiten que la tubería de revestimiento y las conexiones de superficie del cabezal de producción del pozo se realicen sin tener que esperar que fragüe el cemento, lo que minimiza aún más el tiempo no productivo del equipo de perforación.

El éxito inicial de esta técnica reforzó la idea de que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento pueden ejecutarse sin que se produzcan fallas prematuras de las conexiones tubulares. Durante las Fases 1 y 2, se utilizó tubería de revestimiento con roscas trapezoidales para las secciones iniciales e intermedias del pozo. Un anillo de torsión, instalado en cada una de las conexiones de la tubería de revestimiento, proporcionó un tope de esfuerzo de torsión y permitió aumentar la capacidad de torsión del acoplamiento.

La técnica de entubación durante la perforación ha minimizado con éxito el tiempo consumido en la resolución de problemas de pérdida de circulación y atascamiento de tuberías. El BHA recuperable demostró ser extremadamente confiable durante los procedimientos de recuperación y posicionamiento a profundidades de hasta 2,800 m.

Dos pozos cercanos entre sí, del programa del campo Lobo ilustraron los beneficios de las operaciones de perforación con casing. Estos pozos no requirieron registros y fueron perforados con diferencia de siete meses. El primer pozo se perforó con un equipo convencional que tenía alrededor de 4 años de operar en el área. El segundo pozo era el numero 15 y hasta ese momento se trataba del pozo perforado con mayor rapidez utilizando tubería de revestimiento y un equipo de perforación Casing Drilling^R de Tesco. Excluyendo el tiempo de reparación del equipo de perforación requerido en ambos pozos, el pozo convencional consumió 300 horas desde el comienzo hasta el momento que se desenganchó el equipo de perforación; el pozo perforado con tubería de revestimiento utilizó 247 horas, es decir, se registró una reducción del 17% en el tiempo de perforación (Fig. 5.3).

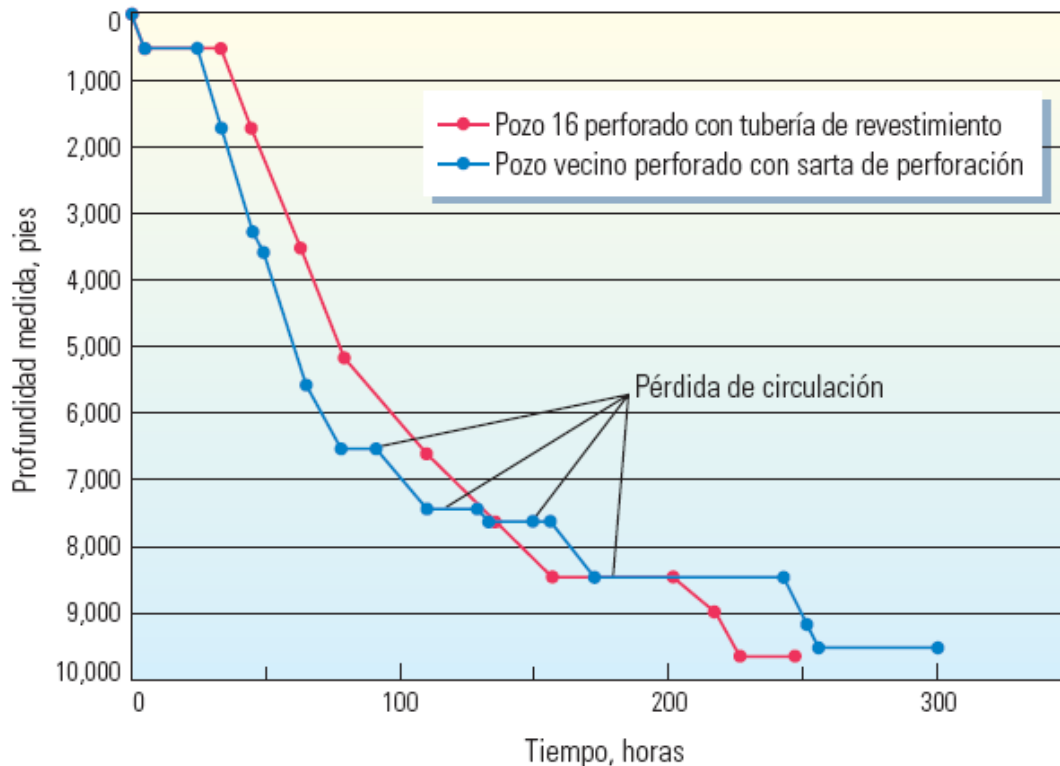


Figura 5.3 Tiempo de perforación empleado en función de la profundidad.

La tasa de penetración correspondiente a las operaciones de perforación convencionales fue levemente mayor a la de la técnica de CD. No obstante, el pozo perforado con tubería de revestimiento, sólo experimentó pérdidas de circulación leves y la perforación pudo continuar una vez controladas las pérdidas del fluido. El tiempo inactivo total, resultante de los problemas de pérdida de circulación, fue de menos de una hora. Por el contrario el pozo perforado convencionalmente estuvo colmado de problemas de pérdida de fluido y requirió 53 horas adicionales para resolver los cuatro episodios que se presentaron.

Las operaciones de perforación con revestimiento incluyeron únicamente 66 horas de tiempo de equipo no productivo hasta alcanzar las profundidades de tubería de producción, frente a 113.5 horas de tiempo no productivo del pozo convencional.

Durante los últimos cinco años, ConocoPhillips ha perforados más de 350 intervalos en 110 pozos, utilizando sistemas de perforación recuperables para la entubación. Colectivamente, la experiencia en estos pozos confirmó que la técnica de entubación durante la perforación podría eliminar o reducir la pérdida de circulación y otros problemas asociados con zonas agotadas.

El mayor énfasis está puesto en el desarrollo de activos marinos maduros, en los que los pozos de alto ángulo deben atravesar zonas agotadas, ofreciendo una excelente oportunidad para perforar pozos direccionales con tubería de revestimiento y lograr ahorros significativos.

5.2- CASING DRILLING COSTA FUERA

Recientemente se han perforado las secciones superficiales de 9 5/8" en dos pozos pertenecientes a uno de los campos operados por Chevron en el Golfo de México. Las mismas alcanzaron profundidades de 982 metros y 1136 metros respectivamente. Estas fueron las primeras operaciones de perforación direccional utilizando el sistema Casing Drilling™ en una plataforma offshore.

La experiencia ganada en estos trabajos permitió establecer que utilizando el proceso Casing Drilling™ los ahorros en los tiempos requeridos para perforar y cementar secciones de pozos de similares características pueden alcanzar hasta un 20%. El ahorro se basa fundamentalmente en no tener que hacer maniobras con la tubería de perforación.

Ambas secciones superficiales fueron orientadas en forma tal de evitar la interferencia con otros pozos y posicionando el fondo de las mismas a manera de facilitar el trabajo de orientación de las secciones siguientes.

Si bien el sistema de recuperación de la herramienta fue diseñado para ser operado con cable, en estos pozos se utilizó una columna de perforación como medio de pesca y recuperación del conjunto de fondo debido al peso de la herramienta y a la falta de una unidad de cable apropiada.

El conjunto de fondo utilizado en este proyecto fue básicamente el siguiente: Barrena de 8 1/2", amplificador, motor de fondo de 6 3/4" de bajas rpm, flotador, MWD de 6 3/4", UR/HO antimagnético, lastra barrena antimagnético, estabilizador de 8 3/8", dos lastra barrenas cortos de 6 1/2" y el DLA (Drill Lock Assembly). La utilización de este conjunto de fondo hizo que la perforación de las mencionadas secciones sea muy similar a la convencional.

Las conexiones fueron realizadas posicionando el casing en la tarima de maniobras y ajustando a mano el sistema de levantamiento para que este fuera elevado con el Top Drive y proceder a darle el torque de ajuste adecuado. Perforando de esta manera, el tiempo de conexión osciló entre 7 y 10 minutos.

En el primer pozo (A-12) el objetivo direccional fue cumplido pero se requirió más deslizamiento para alcanzarlo, unos 235 metros más, que para pozos similares perforados convencionalmente.

El segundo pozo (A-13) se perforó sin mayores dificultades y fue realizado en su totalidad utilizando sarta con dos secciones de tubería. Los tiempos de conexión oscilaron entre los 6 y 12 minutos siendo 8 minutos el promedio.

Luego de la perforación del segundo pozo (A-13) se hizo evidente la aparición de una típica curva de aprendizaje. Esta curva es inevitable y se estabiliza luego del cuarto pozo perforado según las experiencias realizadas con Casing DrillingTM en tierra.

Previamente a la perforación con casing de los pozos antes citados, se perforó un pozo en forma convencional (A-14), con los mismos proveedores de servicios y el mismo equipo de perforación. El programa direccional fue prácticamente idéntico al del segundo pozo (A-13) perforado con el sistema Casing DrillingTM.

El tiempo transcurrido entre la instalación de las herramientas de perforación direccional y la cementación del casing fue de 75.5 horas en el pozo A-14. Este tiempo es típico para la perforación de una sección superficial de 12 ¼" en esa zona.

En perforación convencional, la instalación de la herramienta direccional demandó 3.5 horas mientras que en el primer pozo (A-12) y en el segundo (A-13) perforados con Casing DrillingTM tomó 8 horas y 7.5 horas respectivamente. Con mayor experiencia y algunas modificaciones en cuanto a los procedimientos de montaje se cree que estos tiempos se podrían bajar a 5.5 horas y posiblemente a menos.

El tiempo requerido para perforar convencionalmente la parte superficial del pozo A-14 hasta 1158 metros fue de 46 horas, incluyendo la toma de registros. Este tiempo es levemente menor con respecto al empleado en los pozos perforados con Casing DrillingTM.

Como ejemplo se puede citar que la tasa de penetración a una profundidad de 730 metros fue de 43 m/hr para el pozo A-12, 57 m/hr para el pozo A-13, y de 48 m/hr para el pozo A-14, perforado en forma convencional. Esto indica que el sistema Casing DrillingTM puede perforar a tasas de penetración competitivas con respecto a las que se obtienen perforando con el método convencional.

Las tasas de penetración durante una perforación convencional están limitadas por la limpieza del pozo. Al perforar con casing, el espacio anular es menor, con lo que las velocidades de flujo son mucho más elevadas por lo cual la limpieza del pozo mejora notablemente. No obstante, la tasa de penetración se ve regulada por la ECD (densidad equivalente de circulación).

Por debajo de los 730 metros, las tasas de penetración de los pozos perforados con casing fueron menores que las del pozo perforado convencionalmente.

En éste caso el factor limitante fue el peso sobre la barrena. Este no podía ser mayor a 5 Toneladas para no dañar el amplificador.

Los tiempos de conexión y actividades direccionales fueron bastante eficientes en el proceso de CD; el tiempo de perforación acumulado para el pozo A-14 (convencional) fue de 46 horas y para el A-13 fue de 50.5 horas. El tiempo real de perforación fue de 25.4 horas para el pozo A-13 y de 18.9 horas para el pozo A-14.

La diferencia entre el tiempo real de perforación y el tiempo total la representan las conexiones, registros de verticalidad y otras operaciones. Este tiempo para el pozo A-13 fue de 25.1 horas y para el pozo A-14 fue de 27.1 horas. De aquí se deduce que el sistema CD fue algo más rápido para llevar a cabo estas operaciones.

Como se ha señalado anteriormente, la herramienta de CD ha sido diseñada para ser pescada y recuperada del pozo mediante el uso de cable. En estos pozos se ha recuperado con tubería de perforación, lo que ha determinado que las horas de maniobras se extendieran un poco. Es muy probable que de utilizar una unidad de línea de acero con la capacidad necesaria para recuperar la herramienta de fondo, los tiempos de maniobra disminuyan como mínimo a la mitad.

Los tiempos de circulación previos a una maniobra convencional en estos pozos son de alrededor de dos horas. Perforando con casing, dada la mejor limpieza de pozo y las mayores velocidades anulares, los tiempos de circulación pueden reducirse a 30 minutos conservando aún una buena limpieza del pozo.

En cuanto a la cementación, con la utilización de las herramientas diseñadas para ser aplicadas en el proceso CD, el tiempo de operación puede reducirse en cuatro horas como mínimo.

En resumen, existe un potencial ahorro de tiempos, factible de realizar mediante la utilización de la técnica CD luego de pasar por la curva normal de aprendizaje.

Conclusiones

1.- El uso de esta tecnología en el momento de su aparición fue descontinuada rápidamente, debido a las bajas tasas de penetración obtenidas, la poca confiabilidad en la resistencia de las herramientas y conexiones y el poco entendimiento de los requerimientos de diseño. Sin embargo, sentó el precedente para que hoy en día, gracias a la mejora en la resistencia de los materiales, procesos de fabricación y eficiencia de operación de las herramientas, sea una realidad la exitosa aplicación de este sistema.

2.- El sistema Casing Drilling ha probado ser un proceso óptimo y exitoso en la construcción de pozos gracias a que:

- a) Se disminuyen hasta en un 30% los tiempos totales de la perforación, debido principalmente a que las tasas de penetración con respecto a la perforación convencional pueden ser igualadas y superadas, disminuye el número de entradas y salidas de la sarta dentro del pozo y una vez que es asentada la tubería no es necesario esperar el fraguado del cemento para continuar perforando la siguiente sección.
- b) Reduce los costos y aumenta la rentabilidad de los proyectos gracias a la disminución en la renta de equipo y los costos asociados con el manejo de tubería de perforación.
- c) Hace de la perforación un proceso más seguro, disminuyendo el riesgo de eventos no deseados o colocándonos en la mejor posición disponible para el control de estos.

3.- Casing Drilling como se conoce actualmente, está orientado, pero no restringido a campos con suficiente información como lo son los campos maduros o en una etapa de desarrollo avanzada, ya que se emplean las tuberías de revestimiento que se usarían normalmente para entubar el pozo con la perforación convencional, por lo que se necesitará mucha información para mantener los parámetros operativos a condiciones soportables por la tubería.

4.- Las lecciones aprendidas en la aplicación de este sistema han hecho posible ir estabilizando la curva de aprendizaje, mostrándonos que los parámetros más críticos en la perforación con tubería de revestimiento son la limpieza del agujero y los niveles de torque a los que se ve sometida la sarta (sobre todo las conexiones) y la estrecha relación entre estos dos parámetros. Se ha demostrado que incrementar el espacio entre la tubería y el pozo permite controlar mejor la hidráulica y reducir la fricción anular, lo que permite mantener el torque a niveles manejables sin la necesidad de anillos de torque especiales.

5.- Un estudio de Geomecánica del yacimiento provee información crítica que ayuda a la correcta planeación y elaboración de los programas correspondientes para alcanzar con éxito los objetivos geológicos sin eventos inesperados y de manera eficiente.

RECOMENDACIONES:

Es necesario romper con los paradigmas de la perforación de pozos petroleros en México, ya que la implementación de este sistema en nuestro país podría disminuir los problemas comunes en las operaciones de perforación convencional, como lo son formaciones hidratables, inestables o zonas de pérdida de circulación, condiciones muy comunes en los campos de nuestro país. Esto aumentaría la rentabilidad y seguridad de los proyectos a mediano y largo plazo.

Hay que considerar que es una tecnología que se encuentra en una etapa temprana de curva de aprendizaje, por lo que los mayores beneficios serán evidentes en la aplicación en un conjunto de pozos y no hay que desacreditar al sistema a la primera falla.

En materia de diseño y planeación es recomendable invertir el mayor tiempo posible en esto, para tratar de cubrir todos los aspectos de una perforación óptima y reducir al mínimo la posibilidad de eventos inesperados durante la perforación o problemas de logística.

También se recomienda que el BHA a utilizar contenga el mínimo de herramientas necesarias para ejecutar su función, economizar gastos y que sea lo más corto posible sin comprometer su capacidad de desviación, esto para disminuir el riesgo de que se atore durante su recuperación o colocación en el fondo.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- “Cien años de la perforación en México” PEMEX, Exploración y Producción 2002.
- 2.- “Las Reservas de Hidrocarburos de México” Evaluación al 1 de Enero de 2008 PEMEX Exploración y Producción.
- 3.- “Experiencias en la aplicación de casing Drillingtm en la perforación de pozos de petróleo y gas”. Luis E. Piasco. Tesco Corporation.
4. - U. S. Patent 443,070 “well sinking apparatus” Dec. 16, 1890.
5. - SPE-101819-MS-P “Drilling with Casing Reduces Cost and Risk” Tessari & Warren Tesco Corp.
- 6.-“Perforación de Pozos direccionales con tubería de Revestimiento” Kyle R. Fontenot, ConocoPhillips, Venezuela, Bill Lesso, Houston Tx.
7. - SPE-115283-MS-P “Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency” Aris Buntoro, Petroleum Engineering Dept., Pembangunan National U.
8. - SPE-59126 “Simultaneous Drill and Case Technology” Detlef Hahn Baker Hughes, Inteq.
9. - SPE-76640 “Casing Drilling: An emerging Technology” . Shepard, SPE; Warren, Tesco.
- 10.- SPE-39399 “Rotary Liner Drilling for depleted reservoirs” . L. A. Sinor, Hughes Christensen, 1998.
- 11.- SPE-59179 “Casing Drilling Application Design Considerations” . Tommy Warren, Tesco Drilling Technology, 2000.

12. – SPE-28304 “Practical Pressure Loss Predictions in Realistic Annular”. Ulysse Cartalos, Instituto Frances del Petroleo, 1994.

13. –SPE-24598 “The influence of Drilling Conditions on Annular Pressure Losses”. C. D. Marken, SPE, 1992.

14. - SPE-20304 “Laminar Annular Helical Flow of Power Law Fluids” Yuejin Luo, BP International; J. M. Peden Heriot-Watt U.

15. - SPE-111806 “Successful Application of Casing-While-Drilling Technology in Canadian Artic permafrost Application”. Vrieling, SPE; Basarab, Tesco Corporation; Ubaru, Hughes Christensen.

16. – SPE-113029 “Economic Implication of Steerable Casing While Drilling”. Oguntuberu Toyin, SPE.

17. - SPE-105413 “Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case history”. Strickler, ConocoPhillips; Pablo Solano, Halliburton.

18. - SPE-112776 “ Novel Stabilizers for Casing While Drilling Simplify BHA, Handling and Cost”. David Limbert, ConocoPhillips; Gammage, WearSox.

19. - “Applied Drilling Engineering “. Adam T. Bourgoyne Jr.; Keith K. Millheim; Chenevert; Young Jr. SPE Series 1991.

20. – “Hidráulica en agujeros reducidos para la técnica de perforar con tubería de revestimiento”. Víctor Santana Anaya, Tesis de Maestría UNAM 2005.

21. –“Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México”. María del Carmen Pérez Soto. Tesis de Licenciatura UNAM 2003.

- 22.- "Analisis of Casing Drilling's Hydraulic" Marcela Renguifo Abadia, U. de Colombia, 2006.
- 23.- J. Sanguino, TESCO Corporation, Business Line Manager, Latin America. Entrevista Personal, 2009.
- 24.- J. Micolich, TESCO Corporation, Sales & Business Development Manager, Latin America. Entrevista Personal 2008.
- 25.- "Drilling Engineering Workbook", Baker Hughes, INTEQ, 1995.
- 26.- "Aplicación de la Geomecánica en el Diseño de la Perforación de Pozos", Carlos Pérez Téllez, Revista: "Ingeniería de Perforación y Mantenimiento de Pozos", Volumen 5, No. 24, 2006.
- 27.- "Well Engineering and Construction", Hussain Rabia, 2002.
- 28.- "Maximum Permissible Doglegs in Rotary Borehole", Lubinski A. Journal Of Petroleum Technology, February, 1961.
- 29.- "Casing Design, Theory and Practice", Rahman, 1995.