



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO: UN ESTUDIO DE EVALUACIÓN Y ANÁLISIS APLICADO A LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS.

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA

EDUARDO DANIEL FAJARDO BANDA

DIRECTOR DE TESIS:

ING. CLAUDIO CÉSAR DE LA CERDA NEGRETE



MÉXICO. D.F

2013

A MI MADRE:

*POR SU AMOR, TRABAJO Y SACRIFICIO,
DEMOSTRÁNDOME SIEMPRE EJEMPLOS
DIGNOS DE SUPERACIÓN Y ENTREGA; POR
SER UN ÁNGEL QUE SIEMPRE HA ESTADO
CUIDÁNDOME Y GUIÁNDOME DESDE EL
CIELO.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme la oportunidad y la dicha de la vida; por brindarme los medios para poder alcanzar mis metas.

A mis padres

A mi madre Guadalupe Banda y a mi padre Juan Manuel Fajardo, por los ejemplos de perseverancia y constancia que me han enseñado, por el valor mostrado para salir adelante y sobre todo por su cariño y amor.

A mi familia

A mi abuelita Aurora por ser como una madre y brindarme todo su cariño y apoyo incondicional. Gracias por llevarme siempre en tus oraciones.

A mi tía Gloria por ser un pilar en mi hogar en todos los momentos difíciles, por todos sus consejos y cariño; sin lugar a dudas sin su apoyo no hubiera sido posible llegar hasta aquí. Gracias por confiar en mí y darme la oportunidad de culminar esta etapa de mi vida.

A mis hermanos Diana y Emmanuel por sus enseñanzas y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

A Yoselin por su apoyo, amor y cariño.

A toda mi familia y amigos que de una u otra manera me han acompañado y apoyado para concluir un ciclo muy importante en mi vida.

A mis profesores y sinodales

Por todos los conocimientos y experiencias transmitidas a lo largo de mi carrera, por la motivación para la culminación de mis estudios profesionales y para la elaboración de ésta tesis.

A mi director de tesis, Ing. Claudio César de la Cerda Negrete, por su tiempo y orientación en la realización de este proyecto; a mis sinodales: Ing. Manuel Villamar, Ing. Agustín Velasco, M.I Rafael Viñas, Ing. Mario Rosas, por su tiempo y dedicación en la revisión de este trabajo.

Al Ing. Juan Eliseo Álvarez Ortiz del Instituto Mexicano del Petróleo, por todo su apoyo y orientación en la realización de esta tesis.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles. A todos, espero no defraudarlos y contar siempre con su valioso apoyo, sincero e incondicional.

CONTENIDO

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. Evolución de las técnicas de perforación	2
1.1 Antecedentes de la perforación.....	3
1.2 Antecedentes históricos de la perforación en México.....	7
1.3 Generalidades de perforación y definiciones de geopresiones.....	10
1.3.1 Definición de perforación.....	11
1.3.2 Conceptos fundamentales de perforación y geopresiones.....	13
1.3.2.1 Presión hidrostática.....	13
1.3.2.2 Presión de sobrecarga.....	14
1.3.2.3 Presión de formación.....	15
1.3.2.4 Presión de fractura	16
1.3.2.5 Diferencial de presión.....	17
1.3.2.6 Gradiente de presión.....	18
1.3.2.7 Ventana operativa de perforación.....	19
1.3.2.8 Métodos para el cálculo de presión de fractura y de formación.....	20
1.3.2.9 Columna geológica.....	23
1.4 Perforación por percusión y sus características.....	24
1.5 Perforación convencional (rotatoria) y sus características.....	25
1.5.1 Sistemas básicos del equipo de perforación.....	26
1.6 Perforación no convencional.....	32
1.6.1 Perforación direccional.....	33
1.6.1.1 Razones para la aplicación de la perforación direccional.....	34
1.6.1.2 Tipos de pozos direccionales.....	37
1.6.1.3 Herramientas utilizadas en la perforación direccional.....	40
1.6.1.4 Ventajas y problemas de la perforación direccional.....	44
1.6.2 Perforación en agujero con diámetro reducido.....	45
1.6.2.1 Ventajas de la perforación con diámetro reducido.....	45
1.6.2.2 Equipos para la perforación con diámetro reducido.....	46
1.6.2.3 Limitaciones de la perforación con diámetro reducido.....	46

FACULTAD DE INGENIERÍA

1.6.3 Perforación bajo balance.....	48
1.6.3.1 Objetivo de la perforación bajo balance.....	49
1.6.3.2 Equipos para la perforación bajo balance.....	50
1.6.3.3 Ventajas y limitaciones de la perforación bajo balance.....	51
1.6.4 Perforación con Tubería de Revestimiento (TR).....	52
1.6.4.1 Breve historia de la perforación con TR.....	52
1.6.4.2 Definición y descripción de la perforación con TR.....	53
1.6.4.3 Tipos de perforación con TR.....	56
1.6.4.4 Ventajas de la perforación con TR.....	58
1.6.5 Perforación con Tubería Flexible (TF) (Coiled Tubing).....	59
1.6.5.1 Aplicaciones de la perforación con TF.....	60
1.6.5.2 Equipo para la perforación con TF.....	60
1.6.5.3 Ventajas y desventajas de la perforación con TF.....	61
1.6.6 Perforación en aguas profundas.....	62
1.6.6.1 Sistemas flotantes de perforación y producción.....	63
1.6.6.2 Sistemas submarinos.....	66
1.6.6.3 Problemáticas en la perforación en aguas profundas.....	67
1.6.7 Perforación con láser.....	68
1.6.7.1 Equipo y barrena mecánica del láser.....	69
1.6.7.2 Ventajas de la perforación con láser.....	71
CAPÍTULO 2. Comparación entre la perforación convencional y la perforación con TR.....	72
2.1 Perforación rotatoria (convencional).....	74
2.1.1 Sistema izaje.....	74
2.1.2 Sistema rotatorio.....	79
2.1.3 Sistema de circulación de lodo.....	87
2.1.4 Sistema de energía.....	90
2.1.5 Sistema para el control del pozo.....	92
2.1.6 Diseño de TR.....	95
2.1.6.1 Funciones de la TR.....	96
2.1.6.2 Tipos de TR.....	97
2.1.6.3 Selección de las tuberías de revestimiento.....	101
2.1.6.3.1 Propiedades de la TR.....	101
2.1.6.3.2 Selección de profundidad de asentamiento..	103
2.1.6.3.3 Esfuerzos de la TR.....	107
2.1.7 Diseño de la cementación.....	108
2.1.7.1 Funciones de la cementación primaria.....	109
2.1.7.2 Aditamentos para la cementación.....	109

FACULTAD DE INGENIERÍA

2.1.8 Principales problemas durante la perforación rotatoria.....	112
2.1.8.1 Manifestaciones de los fluidos en el pozo.....	113
2.2 Perforación con tubería de revestimiento.....	116
2.2.1 ¿Por qué perforar con TR?	117
2.2.2 Selección de pozos para perforación con TR.....	118
2.2.3 Tipos de perforación con TR.....	118
2.2.3.1 Aparejo recuperable (casing drilling).....	119
2.2.3.2 Perforación con liner (Liner drilling).....	124
2.2.3.3 Aparejo no recuperable (Drilling with casing).....	125
2.2.4 Efecto de Empaste o plastering.....	130
2.2.5 Procedimiento de la operación de perforación con TR.....	132
2.2.6 Características de la torre de perforación con TR.....	133
2.2.7 Características de la TR.....	135
2.2.7.1 Consideraciones para el diseño de TR.....	136
2.2.7.2 Materiales de la TR.....	140
2.2.7.3 Accesorios para proteger la TR.....	147
2.2.7.4 Conexiones de la TR.....	150
2.2.8 Cementación.....	151
2.2.9 Registros y medición de pozos para la perforación con TR.....	154
2.2.9.1 Mediciones durante la perforación (MWD).....	155
2.2.9.2 Registros durante la perforación (LWD).....	156
2.3 Comparación entre la perforación convencional y con TR.....	157
CAPÍTULO 3. Aplicaciones de la perforación con TR.....	159
3.1 Casos de estudio de la aplicación de la perforación con TR	159
3.2 Integración de tecnologías con la perforación con TR.....	167
3.2.1 Perforación direccional con TR.....	167
3.2.2 Perforación con TR bajo balance.....	170
3.2.3 Perforación con TR con tubería expansible.....	172
3.2.4 Perforación con TR con herramientas de cementación en etapa.....	174
3.3 Perforación con TR en México.....	176
3.3.1 Perforación en la región Norte.....	176
3.3.2 Perforación en la región Sur.....	184
3.3.3 Perforación en la región Marina.....	186
3.4 Conclusiones de la perforación con TR en México.....	187

CAPÍTULO 4. Análisis de eficiencia y optimización de la perforación con TR.....	188
4.1 Conceptos básicos.....	189
4.2 Ahorro de tiempos.....	193
4.3 Ahorro de costos.....	194
4.4 Revisión de casos prácticos.....	195
4.4.1 Perforación con TR en pozos del bloque cóndor, Colombia.....	195
4.4.2 Perforación con TR en pozo Tajín México.....	199
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	203
APÉNDICES	206
Apéndice A. Lista de figuras.....	207
Apéndice B. Lista de tablas.....	210
BIBLIOGRAFÍA	211

INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos se involucran una gran cantidad de factores tanto económicos como técnicos que modifican los tiempos y costos durante la operación, de esta manera se han desarrollado nuevos métodos, equipos y materiales con el fin de reducir los tiempos de ejecución, así como los costos operativos; es por ello que esta tesis tiene como objetivo analizar una alternativa de tecnología emergente como lo es la perforación con tubería de revestimiento; al recopilar información sobre este método de perforación, sus principales características, aplicaciones y sobre todo indagar sobre los beneficios y ventajas que puede ofrecer en la optimización de la perforación de pozos con respecto a la perforación convencional.

La perforación con revestimiento, es una tecnología que consiste en perforar y revestir de manera simultánea un pozo, las ventajas de esta metodología radican en la reducción de costos relacionados con el transporte, manejo, el alojamiento y la inspección de las tuberías utilizadas en la perforación convencional. Pero la importancia fundamental o más significativa es la posibilidad de reducir los problemas de la perforación relacionados con pérdidas de circulación, inestabilidad de paredes, tiempos muertos sin circular el pozo, entre otras.

En el desarrollo de los capítulos dentro de esta tesis se hará una comparación entre la perforación convencional y la perforación con revestimiento, es por ello que se describirán las ventajas y desventajas de cada una de ellas, así como una recopilación de las tecnologías existentes, su funcionamiento y aplicaciones para formar una visión más amplia de lo que es la perforación con revestimiento y su importancia en la optimización de la perforación de pozos.

Al analizar algunos casos de estudio donde se ha implementado la perforación con revestimiento, se podrán observar las aplicaciones y se podrá llevar a cabo un análisis sobre la eficiencia y optimización que ofrece dicha tecnología de perforación.

Finalmente se fundamentarán conclusiones de carácter comparativo sobre las tecnologías de perforación, y con ello se analizarán las implicaciones que pueden resultar de implementar la perforación con revestimiento, y de manera de recomendación se extrapolará para su posible aplicación en México.



CAPÍTULO 1

EVOLUCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN



CAPÍTULO 1

EVOLUCIÓN DE LAS TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

1.1 ANTECEDENTES DE LA PERFORACIÓN

La perforación de un pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento para realizar la extracción de hidrocarburos. Poco tiempo antes del año 200 A.C, los chinos utilizaron la geopresión para ayudar a explotar los primeros pozos de gas. Otros registros indican que ya en el año 1594, cerca de Bakú, Azerbaiyán, se excavaron a mano agujeros o pozos someros de hasta 35 m [115 pies] de profundidad, lo que convirtió a esta área en el primer campo petrolero real.

Al remontarnos a tiempos históricos donde existen evidencias de que los chinos fueron los primeros que realizaron de manera industrial la perforación de pozos mediante métodos mecánicos, al haber perforado alrededor de 10,000 pozos a profundidades mayores de 500 m antes del siglo XVIII para la extracción de sal; emplearon el método de perforación por percusión con el equipo fabricado en su totalidad con madera y bambú, ocupando un balancín que para transmitir el efecto de percusión lo realizaban los obreros que se impulsaban en una pendiente corta y saltaban sobre la plataforma fija en el extremo del balancín.

En sus inicios este método se utilizó en algunas otras partes del mundo con diversos propósitos, en el cual su principal aplicación fueron las salmueras y su posterior aplicación en la industria petrolera, es por ello que observamos que la necesidad de extraer las materias primas y materiales fundamentales para desarrollar las diversas industrias, llevaron consigo el desarrollo de las técnicas de perforación.

Los antecedentes de la perforación en Estados Unidos remontan al año de 1806, cuando se perforó el primer pozo para la extracción de salmuera en Virginia Occidental, empleando herramientas y equipos muy sencillos como una pértiga flexible a lo largo de un arreglo de madera con cable de perforación y en su extremo inferior se colocó la herramienta de corte de metal para realizar la percusión y para el revestimiento del agujero se utilizaban largas tiras de madera.

Antiguamente este proceso se hacía mediante el golpeteo del suelo y la roca con algún material duro (barrena) hasta desgastarlos, se retiraban los recortes de material con alguna cubeta y se continuaba con la operación de golpeo.



Siguiendo esta idea de la perforación para la extracción de salmuera, fue cuando se dio por accidente el primer pozo de petróleo que produjo aceite en el año de 1818 en el arroyo Troublesome. En 1821, los perforadores terminaron el primer pozo en EUA, destinado específicamente a la producción de gas natural. Este pozo, situado en Fredonia, Nueva York, EUA, alcanzó una profundidad de 8.2 m [27 pies] y produjo suficiente gas, por impulso de la presión natural.

Conforme se necesitaron nuevas tecnologías para la perforación, se dio la primera patente del equipo de perforación con el método de perforación rotatoria al analizar que las herramientas en su conjunto utilizadas en la perforación por percusión eran relativamente rudimentarias y tenían una gran cantidad de limitaciones en cuanto a tiempos de perforación y alcance de los pozos, la cual fue presentada en Inglaterra por Robert Bear en 1844, un año posterior un ingeniero francés, Fauvelle, observó de manera positiva la utilización de agua para limpiar los recortes del fondo del pozo y en el año de 1850 se utilizó una barrena de tipo aleta.

En 1859 se desarrolló el método como tal de perforación a percusión, iniciando propiamente la industria petrolera con el pozo perforado por Edwin L. Drake a una profundidad de 21.18 m en Pensilvania, Estados Unidos, usándose perforación a percusión. Afortunadamente para Drake, la presencia de chapopoterías de petróleo en el área impidió el incremento de la presión anormal. Utilizando una bomba manual, los perforadores produjeron aproximadamente 3.9 m³/d [25 bbl/d] de petróleo.

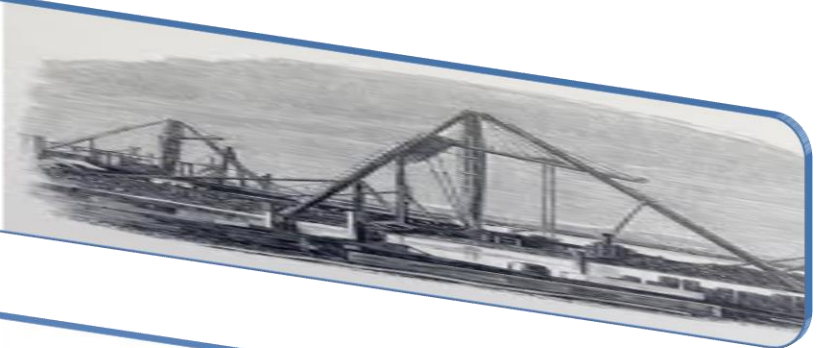
El uso de la perforación a percusión fue dominante hasta la primera década del siglo XX, cuando se estrenó el sistema de perforación rotatoria, cuya idea general fue la perforación manteniendo la barrena todo el tiempo en contacto con la roca y no en forma intermitente como el método anterior (por percusión) y que el corte de roca se hiciera mediante la rotación continua de la barrena, realizándose el primer pozo para extracción de hidrocarburos.

Actualmente para perforar un pozo, se utiliza de manera general, un sistema rotatorio que consiste en hacer girar una barrena conectada a una tubería para taladrar la roca. Los fragmentos resultantes son llevados a la superficie a través del espacio anular formado por las paredes de la formación rocosa y la tubería suspendidos en un fluido diseñado especialmente para esta operación. Esta operación de perforar un pozo se lleva a cabo mediante una herramienta denominada barrena, la cual está localizada en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para cortar o triturar la formación penetrando el subsuelo terrestre. La acción de corte de sus dientes, el movimiento rotatorio, la carga ejercida por las tuberías que soporta, el flujo de fluido a alta velocidad son los elementos que provocan cortar las diferentes capas de rocas.



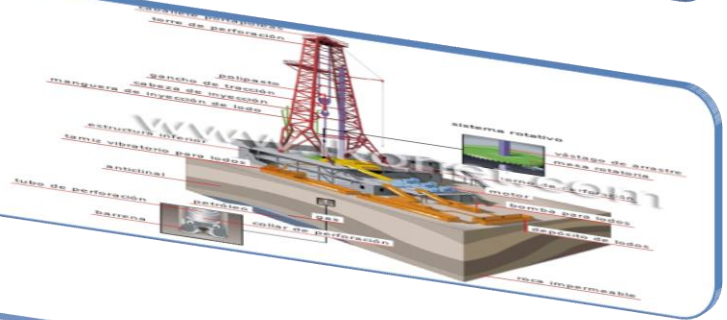
PERÍODO DE ORIGEN (1888-1928)

- Equipos de percusión
- Torres de madera
- Pricipio de la perforación rotatoria
- Diseño de TR Y cementaciones (1904)
- Primeras bombas de lodos (1910)
- Fluidos de perforación (1914)



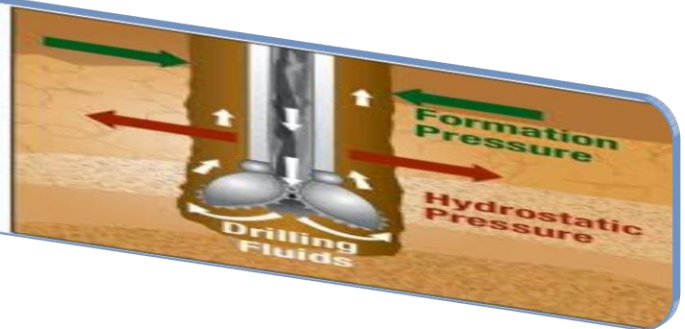
PERÍODO DE DESARROLLO (1928-1948)

- Equipos de mayor potencia
- Mejor diseño de barrenas
- Barrenas de carburo de tungsteno (1935)
- Nueva tecnología de cementaciones
- Uso de bentonita (1935)
- Fluidos especiales



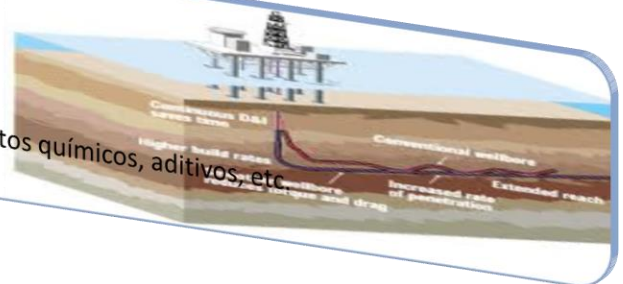
PERÍODO CIENTÍFICO (1948-1968)

- Investigación sobre la perforación
- Información de la hidráulica
- Inicio de la perforación automatizada
- Tecnología de fluidos de perforación
- Se introducen turbinas



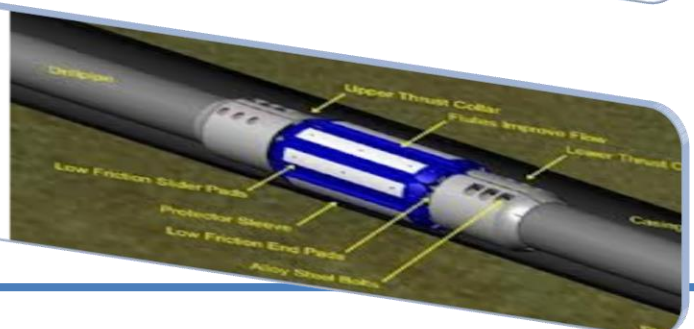
PERÍODO DE AUTOMATIZACIÓN (1968-1995)

- Se inicia la perforación horizontal
- 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



PERÍODO PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL (1995-ACTUAL)

- Perforación bajo balance
- Perforación en aguas profundas
- Perforación multilateral
- Perforación con tubería flexible
- Perforación con Tubería de Revestimiento
- Nuevas tecnologías



La gran cantidad de pozos someros que fueron perforados en la misma región fueron perforados con la ayuda de métodos manuales siendo las operaciones demasiado lentas y con grandes exigencias de fuerza laboral, por lo que se necesitaba la innovación de tecnologías que ofrecieran la fuerza necesaria para operar los equipos, siendo la fuente de energía para esta época la máquina de vapor, que proporcionaba el movimiento recíprocante al cable de perforación mediante una rueda grande conocida como rueda motora y su flecha de metal estaba conectada a un extremo de un balancín por medio de una manivela y una biela para producir el efecto de percusión. Las características de los primeros equipos dependían fundamentalmente de las profundidades someras de los pozos, requiriendo equipos pequeños y ligeros. Se efectuaron cambios y mejoras a los equipos, hasta perfeccionar el equipo de moderno de perforación por percusión con herramientas de cable.

Al requerir ampliar las profundidades de la perforación se incrementaban de manera exponencial los retos y riesgos para superar los problemas, para esta época la perforación rotatoria aunque de origen reciente prometía ser una mejor alternativa a la perforación por percusión. Para la última década del siglo XIX se dio un número importante de contratistas de perforación rotatoria para pozos en Texas e incluyendo los primeros lodos de perforación para solucionar los problemas de derrumbes en el agujero, inicialmente se utilizó la perforación rotatoria para formaciones suaves pero con la introducción del desarrollo de barrenas con cortadores para formaciones duras para la perforación rotatoria, siendo la primera barrena con dos cortadores introducida por Sharp y Hughes en 1901. Al tener la necesidad de circular los fluidos para limpiar los recortes y conservar la estabilidad del agujero, se desarrollaron las primeras bombas de lodo en 1910.

En la década de 1930 se mejoraron las pruebas de lodo, se dio el auge de las industrias de manufactura de equipos de perforación para formaciones medias a duras, y se utilizaron barrenas dentadas con el objetivo de moler la roca. En 1933, ingenieros de Hughes patentaron la barrena tricónica siendo en la actualidad la más utilizada en el mercado. En Alemania se comienza a utilizar el carburo de tungsteno en la fabricación de barrenas.

La evolución de la perforación rotatoria se dio en el incremento de la profundidad de la perforación, registros de Estados Unidos indican un incremento de 5500 m a más de 9500 m. Se perfecciona las barrenas de tungsteno y se hacen estudios sobre el uso de turbinas en la perforación.

Hacia 1968 se incrementan las tasas de penetración y la profundidad de perforación, así mismo se introduce el motor de fondo en la perforación, se incorporan los polímeros, nuevos químicos y muchos aditivos para mejorar los fluidos de perforación.



Los nuevos requerimientos y retos para la explotación de hidrocarburos debido a la demanda internacional y las condiciones de los yacimientos, han llevado a la perforación de pozos de manera no convencional que involucra de diseños de pozos y herramientas con tecnologías innovadoras para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnicos, que dependerá del tipo de actividad, profundidad y características del pozo a perforar en las que se elegirá el sistema a utilizar, de las cuales se pueden mencionar el perforar con TR, con tubería corta(liner), con tubería flexible, bajo balance, aguas profundas, entre otras.

1.2 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DE LA PERFORACIÓN EN MÉXICO

En México, el desarrollo de la industria de la perforación ha respondido históricamente a factores de tipo económico, político y social que se ven reflejados en la oferta y demanda de hidrocarburos.

Desde la época prehispánica en la que los indígenas lo utilizaban con fines medicinales, como impermeabilizante, material de construcción; lo quemaban en ceremonias religiosas y lo usaban también con fines de higiene, para limpiar la dentadura.

El principio de la industria petrolera mundial tuvo lugar con el éxito del pozo Drake, en OilCreek, Pennsylvania, en el año de 1859. Este fue perforado próximo a una chapopotera, pues en esa época era la clave para considerar la existencia de petróleo en el subsuelo. El pozo no era un suceso impresionante, con sus 23 metros de profundidad y bombeando a razón de 25 barriles por día; sin embargo es considerado el primer pozo perforado con el propósito de hallar petróleo y su descubrimiento propició el desarrollo de la producción petrolera.

A fines del siglo pasado, las compañías extranjeras comenzaron la exploración en México. El primer pozo perforado con el fin de buscar petróleo en la República Mexicana fue, aparentemente, el que hizo Adolfo Autrey a una profundidad de 40 metros cerca de las chapopoteras de Cougas, conocido después con el nombre de Furbero, en las inmediaciones de Papantla. Este pozo se perforó en 1869, sin encontrar producción.

En la década de 1880, varios pozos someros fueron perforados sin éxito, cerca de las chapopoteras, en las Haciendas Cerro Viejo y Chapopote Núñez, al Norte del Estado de Veracruz.



Ya avanzado el año de 1899, Edward L. Doheny y su socio C.A. Canfield, prósperos productores de petróleo de California, hicieron una inspección en la región de Tampico, llegaron por el norte hasta San José de las Rusias, al oeste hasta Tempoal y hacia el sur, hasta San Jerónimo y Chinampa. Impresionados por la cantidad de chapopoterías cerca de las estaciones de ferrocarril de Ebano y Chijol, en el Estado de San Luis Potosí, adquirieron en mayo de 1900 la Hacienda Tullillo y organizaron la Mexican Petroleum Company of California. Comenzaron a perforar el primero de mayo de 1901. Ya para el final de 1903 habían perforado unos 19 pozos sin ningún resultado favorable. Doheny y Canfield habían perdido una buena parte de sus fortunas en Ebano. En ese trance estaban, cuando fue consultado el Ing. Ezequiel Ordóñez, geólogo mexicano de gran prestigio, quien una vez que analizó los resultados obtenidos, recomendó la perforación de un pozo cerca del cuello volcánico, conocido como Cerro de la Pez, donde se encontraban dos chapopoterías muy grandes.

El pozo, La Pez No. 1, se terminó el día 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles de petróleo por día, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo realmente comercial que se perforó en México.

En el sur del Estado de Veracruz, fue descubierto por otra compañía, el Campo San Cristóbal en el año de 1906. Los éxitos continuaron en el territorio mexicano, otra compañía de capital inglés de Sir Weetman Pearson, llegó a la región Tampico-Tuxpan, y después de varios intentos, en mayo de 1908, terminó el Pozo No. 2, en la Hacienda San Diego de la Mar, con una producción de 2,500 barriles de petróleo al día. Con ello se descubrió la faja de campos petrolíferos muy ricos, que llegó a conocerse con el nombre de la Faja de Oro.

Las empresas internacionales siguieron la actividad petrolera. En 1910 llegaron a Tampico la Standard Oil Company y la Royal Dutch Shell, ésta última perteneciente al consorcio de holandeses e ingleses.

Los pozos productores de petróleo que tuvieron resonancia internacional, fueron muchos, destacando el Casiano No. 7, que comenzó su producción el 8 de septiembre de 1910. En 1911, se terminó el Potrero del Llano No. 4. Pero sin duda, uno de los pozos más espectaculares en los anales petrolíferos, no sólo de México sino del mundo, fue el Cerro Azul No. 4, perforado en el año de 1916, localizado por Ezequiel Ordóñez. La explotación del petróleo continuó en forma irracional por parte de las empresas extranjeras, llegando a un límite que obligó a los obreros a iniciar un movimiento de resistencia e inconformidad por las malas condiciones laborales, al mal trato y a la falta de garantías de supervivencia, logrando el apoyo del poder ejecutivo, que culminó con la nacionalización de la industria petrolera.



Con el nacimiento de Petróleos Mexicanos, en 1938, la administración para el control nacional, divide la actividad por zonas y comienza la acción de los técnicos mexicanos. Se crea la Zona Noreste, Zona Norte y Zona Sur.

Periodo 1900 – 1937 (La perforación por compañías privadas)

La historia de la industria petrolera en México no surgió con la expropiación, 30 años antes esta industria se desarrolló bajo el dominio de dos empresas: Compañía Mexicana de Petróleo "El Águila" y la Mexican Petroleum Company.

En 1900 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, perteneciente a la Mexican Petroleum, perforado a 500 m y con una producción inicial de 1,500 bpd, es así como se descubre "La Faja de Oro", donde se desarrolla el 1er campo petrolero "El Ébano" en San Luís Potosí y se perforan un total de 5,743 pozos. Sin duda uno de los pozos más espectaculares fue el "Cerro Azul 4", perforado a 545 m con producciones de más de 25,000 bpd y que actualmente continúa en producción.

Periodo 1938 – 1960 (Maduración de la perforación nacionalizada)

En este periodo se perforaron 4,669 pozos, se incrementan las reservas a un ritmo de 6% anual, se incrementó 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)

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%. 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)

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 alcanzan producciones de aceite por arriba de los 3 millones de barriles y los 5 mil millones de pies cúbicos de gas.

En 1992 Se expide una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios que define a Petróleos Mexicanos como órgano descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional. Esta Ley determina la creación de un órgano Corporativo y cuatro Organismos Subsidiarios, que es la estructura orgánica bajo la que opera actualmente.

Dichos Organismos son:

PEMEX Exploración y Producción (PEP)

PEMEX Refinación (PXR)

PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB)

PEMEX Petroquímica (PPQ)

1.3 GENERALIDADES DE PERFORACIÓN Y DEFINICIONES DE GEOPRESIONES

El diseño de la perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, este proceso requiere que algunos aspectos se determinen antes que otros, por ejemplo, la predicción de presión de fracturamiento, requiere que la presión de formación sea estimada previamente.

Las etapas a seguir durante el diseño de pozos petroleros están bien identificadas y son las siguientes (Un siglo de la perforación en México, 2000):

- Recopilación de la información disponible.
- Predicción de presión de formación y fractura.
- Determinación de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Selección de la geometría y trayectoria del pozo.
- Programa de fluidos de perforación del pozo.
- Programa de barrenas.
- Diseño de tuberías de revestimiento y programa de cementación.
- Diseño de las sargas de perforación.



- Programa hidráulico.
- Selección del equipo de perforación.
- Corte de núcleos
- Toma de registros
- Pruebas de formación
- Tiempos estimados de perforación.
- Costos de la perforación.

Debido a que este proceso es general, puede aplicarse para el diseño de cualquier tipo de pozo y cuyo único requerimiento consiste en aplicar la tecnología adecuada en cada etapa. La planeación de la perforación de un pozo, requiere de la integración de ingeniería, seguridad, ecología, costo mínimo y utilidad.

1.3.1 DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN

Definición de perforación de pozos petroleros. La perforación de un pozo en tierra o mar consiste en la penetración de las diversas capas de roca hasta llegar al yacimiento.

Una vez que se tiene delimitada un área prospectiva para realizar la perforación, se establecen los objetivos de perforación, los cuales conllevan una planificación de la trayectoria que maximice la exposición del pozo dentro de las zonas productivas y se diseñan todos los arreglos y equipos a utilizar para lograr dicho objetivo.

Se realiza un plan detallado para cada etapa del proceso de perforación donde se consideran: la profundidad total, tamaño de barrena, densidades del lodo de perforación y los programas de entubación para alcanzar el objetivo.

Al momento de elegir los equipos adecuados para la perforación se consideran los tiempos, la ubicación (en tierra o costa afuera), la potencia nominal del equipo de perforación, la profundidad que se ve reflejada directamente en el tamaño del equipo, siendo así para determinar los costos de operación del equipo de perforación.

Cuando da comienzo la perforación se introduce un arreglo de tuberías y herramientas que constituyen la sarta de perforación, que tiene como objetivo el accionar la barrena y transmitirle el movimiento de rotación; a medida que la barrena penetra en el subsuelo se colocan tramos adicionales de tubería para alcanzar la profundidad objetivo.

Para enfriar y lubricar la barrena se bombean fluidos de perforación o conocido como “lodo de perforación”, que a su vez transporta los recortes de roca generados por la barrena y siendo vital para mantener el control del pozo al compensar los incrementos de presión en el pozo.



Para prevenir el colapso de la formación y se pueda continuar la perforación se realiza la cementación de la tubería de revestimiento (TR) para estabilizar la pared del pozo, en la figura 1.1 se ilustra un arreglo de TR's. Para determinar las profundidades en que se debe cementar la TR se utilizan herramientas de adquisición de registros de pozos operados por cable o línea de acero, posteriormente se baja la tubería de revestimiento con un diámetro menor al de la barrena para permitir el paso de la lechada de cemento que será bombeada para fijar la TR. Se debe evaluar la integridad de la operación de cementación y de la formación que está debajo de la TR.



Fig. 1.1 Perfil de un pozo. (Perfil Telescópico) donde se observan diámetros cada vez más pequeños.

Fuente: www.slb.com/media/files/resources/oilfield_review/spanish11/aut11/perforacion.pdf

Se continúa el ciclo de perforación, viajes de entrada y salida, y revestimiento del pozo hasta alcanzar la profundidad establecida, para dar inicio a la terminación y posterior inicio de producción del pozo.

1.3.2 CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE PERFORACIÓN Y GEOPRESIONES

Los gases y los líquidos son fluidos, que pueden estar en movimiento o en reposo (estáticos), pero aunque estén en reposo la masa, las partículas, los átomos y las moléculas están en continua agitación por lo que ejercen presión sobre las superficies que los contienen.

La presión es la magnitud que indica cómo se distribuye la fuerza sobre la superficie a la cual está aplicada. La magnitud de la presión se puede calcular, de manera general, dividiendo la intensidad de la fuerza por el área de la superficie, mediante la ecuación 1.1:

$$P = \frac{F}{A} \quad (1.1)$$

Donde:

P: presión. (N/m²)

F: fuerza. (N*m)

A: área. (m²)

Existen varios tipos de presiones y cada una de ellas depende del medio que proporcione la fuerza.

1.3.2.1 PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Es la presión que ejerce el peso de una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del recipiente que lo contiene. Cuando actúa en un punto determinado de un fluido en reposo provoca una fuerza perpendicular a las paredes del recipiente y a la superficie de cualquier objeto sumergido que esté presente. Su valor es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna medida verticalmente.

Se puede determinar de manera general usando la ecuación 1.2:

$$P_h = FC \times \rho \times h \quad (1.2)$$

Donde:

P_h = presión hidrostática

FC = factor de conversión

ρ = densidad del fluido

h = altura de la columna hidrostática



Las unidades dependen del sistema de clasificación de medidas en que se quieran expresar dichas magnitudes. Las unidades más comunes utilizadas en campo son:

$$P_h = 0,052 \times \rho \times h$$

Donde:

P_h = presión hidrostática (psi)

ρ = densidad del fluido (lb/gal)

h = altura de la columna hidrostática (pie)

La presión hidrostática es afectada por:

- El contenido de sólidos
- Gases disueltos
- Diferencia de gradiente de temperatura del fluido

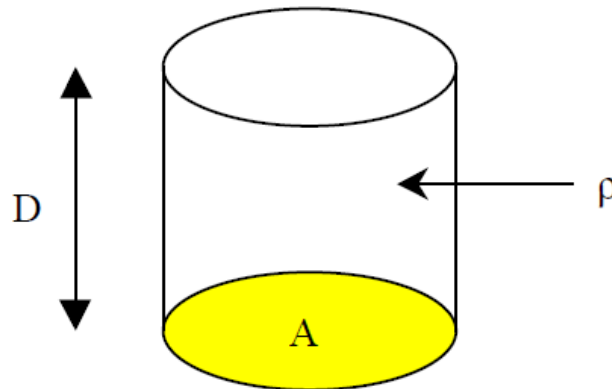


Figura 1.2 Presión hidrostática

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

1.3.2.2 PRESIÓN DE SOBRECARGA

Es la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación particular. Se expresa de la siguiente manera:

$$S = (1 - \varphi)\rho_R gD + \varphi\rho_f gD \quad (1.3)$$

La Figura 1.3 muestra la dirección en la que actúa el peso de sobrecarga sobre el espacio poroso y los fluidos contenidos en él.

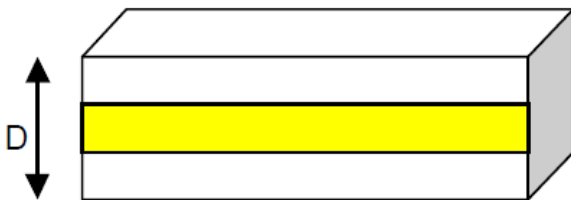


Figura 1.3 Presión de sobrecarga

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

Se expresa el gradiente de sobrecarga como:

$$G_{sc} = (1 - \varphi)\rho_R + \varphi\rho_f \quad (1.4)$$

Donde:

G_{sc} = Gradiente de sobrecarga (gr/cm^3)

φ = Porosidad promedio de las formaciones superiores ($\varphi * 100\%$)

ρ_R = Densidad promedio de las rocas superiores (gr/cm^3)

D = Espesor (cm)

ρ_f = Densidad del fluido (gr/cm^3)

1.3.2.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN

También conocida como presión de poro, presión del yacimiento o presión de la roca; es la presión ejercida por los fluidos o gases contenidos en los espacios porosos de las rocas.

El peso de sobrecarga afecta las presiones de la formación, puesto que éste es capaz de ejercer presión en los granos y los poros de la roca. La presión de formación se clasifica de acuerdo a su valor de gradiente de presión en: normal, subnormal y anormal.

- Presión de formación normal.

La presión de poro es normal cuando la formación ejerce una presión igual a la columna hidrostática de fluido contenido en los poros de la misma. Las presiones normales son causadas principalmente por el peso de la columna hidrostática de la formación que va desde el punto donde se ejerce presión hasta la superficie. La mayor parte de la sobrecarga en las formaciones con presión normal es soportada por los granos que conforman la roca.

- Presión de formación subnormal.

La presión de la formación es menor que la presión normal. Pueden encontrarse en formaciones someras, parcial o completamente agotadas y en aquellas que afloran en superficie. Esto indica que estas presiones existen, bien sea, en áreas con bajas presiones de sobrecarga o en depósitos calcáreos. Formaciones con presiones subnormales pueden ser desarrolladas cuando la sobrecarga ha sido erosionada, dejando la formación expuesta a la superficie.

- Presión de formación anormal.

Las formaciones con presión anormal ejercen una presión mayor que la presión hidrostática de los fluidos contenidos en la formación. Se caracterizan por el movimiento restringido de los fluidos en los poros, es decir, es imposible que la formación pueda liberar presión; de lo contrario se convertirían en formaciones de presión normal. Para que esto ocurra debe existir un mecanismo de entrapamiento que permita generar y mantener las presiones anormales en el sistema roca-fluidos.

Generalmente, los pozos con presión normal no cran problemas para su planeación, las densidades de lodo requeridas para su perforación varían entre 1.02 y 1.14 gr/cm³. Los pozos con presiones subnormales pueden requerir TR's adicionales para cubrir las zonas débiles o de baja presión. Las presiones anormales se definen como aquellas presiones mayores que la presión hidrostática de los fluidos de formación.

A la presión de formación generalmente se le llama gradiente de presión aunque de manera estricta no lo sea al referirse a la densidad. Sus unidades son Kg/cm²/m o lb/pg²/pie.

1.3.2.4 PRESIÓN DE FRACTURA

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca, es decir, la capacidad que tienen las formaciones expuestas en un pozo para soportar la presión del fluido de perforación más cualquier presión añadida desde la superficie bien sea de forma intencional o no. Por lo tanto, si la presión en el pozo es mayor que la presión de fractura de la formación esta se abrirá ocasionando la pérdida del fluido. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor al esfuerzo efectivo de ésta, es decir, debe ser mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga.



Es importante determinar la presión de fractura de una formación porque a través de ella se pueden conocer parámetros de control del pozo y planificar adecuadamente cualquier operación que se desee realizar en el mismo, como por ejemplo desde la velocidad de los viajes de tuberías o el control de una arremetida.

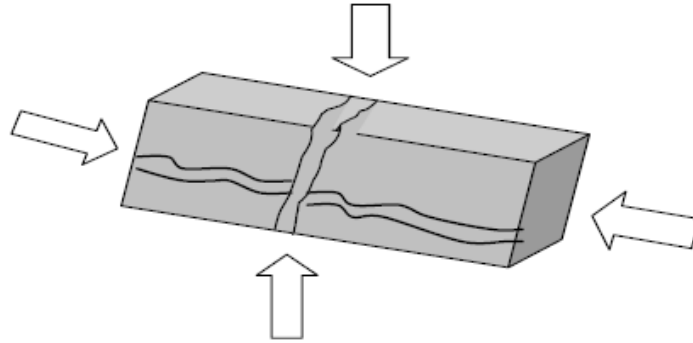


Figura 1.4 Gradientes de fractura

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

Las ventajas de conocer la presión de fractura:

- Determinar puntos de asentamiento de la tubería de revestimiento
- Minimizar pérdidas de circulación
- Determinar parámetros de control de bombeo y cementación

1.3.2.5 DIFERENCIAL DE PRESIÓN

Es la diferencia de presión entre la presión hidrostática (P_H) y la presión de la formación (P_F) ejercida por el fluido de perforación en el fondo del pozo. Se puede determinar utilizando la ecuación 1.5:

$$\Delta P = P_H - P_F \quad (1.5)$$

Se puede clasificar en tres tipos:

Presión en Balance: se dice que la presión en el agujero está en balance cuando la presión hidrostática (P_H) ejercida sobre el fondo del pozo es igual a la presión de la formación (P_F)

Presión en Sobrealance: se dice que la presión en el agujero está en sobrealance cuando la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo (P_H) es mayor que la presión de la formación (P_F).

La mayoría de los pozos son perforados en condiciones de sobrebalance para evitar el flujo de fluidos desde el yacimiento hacia el agujero. De acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute* “API” por sus siglas en inglés), el diferencial de presión (ΔP) debe estar en un rango de 200 a 500 lpc o psi.

Presión en Bajobalance: se dice que la presión en el agujero está bajobalance si la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo (P_H) es menor que la presión de la formación (P_F)

Cuando se perfora un pozo en condiciones de bajo balance, las pérdidas de circulación se reducen al máximo, por lo que la posibilidad de fracturar la formación disminuye considerablemente. En la figura 1.5 se muestran los tipos de diferencial de presión.

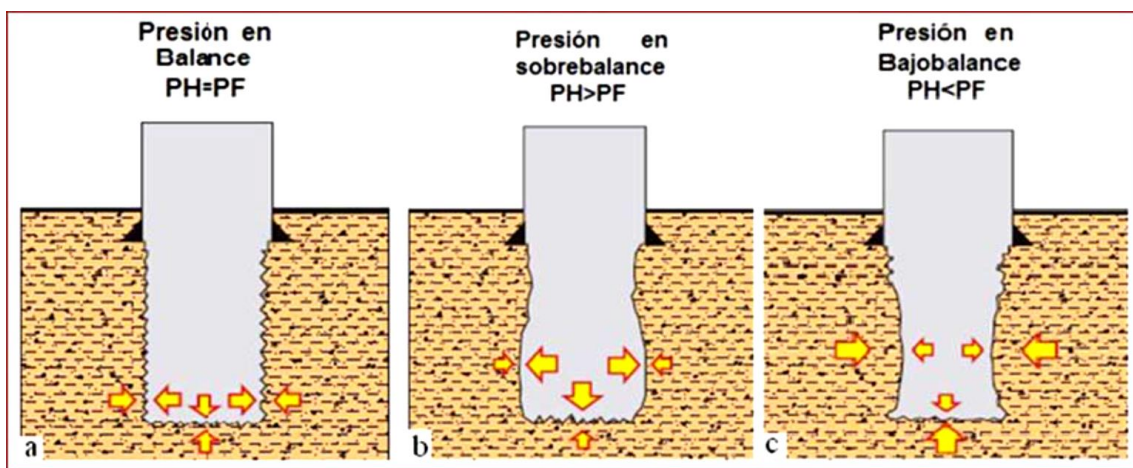


Figura 1.5. Diferencial de presión

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/52895658/5-Problemas-de-hoyo-1>

1.3.2.6 GRADIENTE DE PRESIÓN

Es la variación de la presión por unidad de profundidad o longitud. Generalmente se expresa en lpc/pie, lo que es equivalente a la razón entre la presión hidrostática y la altura de la columna hidrostática como se muestra en la ecuación 1.6:

$$G_L = \frac{P_H}{h} \quad (1.6)$$

donde:

$$P_H = (\text{psi})$$

$$h = (\text{pie})$$

La presión de formación puede ser el principal factor que afecte las operaciones de la perforación. Si esta presión no es conocida apropiadamente, puede ocasionar problemas en la perforación como pérdidas de circulación, reventones, atascamiento de tuberías, e inestabilidad de agujero. Todos estos problemas se tratarán más adelante. Desafortunadamente, no es fácil conocer con precisión los valores de la presión de la formación debido a la existencia de presiones anormales o subnormales.

1.3.2.7 VENTANA OPERATIVA DE PRESIONES EN LA PERFORACIÓN

Los problemas de estabilidad del agujero tienen lugar cuando los esfuerzos en las cercanías del agujero exceden la resistencia de la roca, para prevenir este inconveniente debe existir y mantenerse un balance entre los esfuerzos y la resistencia de la roca durante la perforación del pozo. La manera de mantener el balance entre esfuerzos, resistencia de la roca perforada y las presiones del agujero es a través de un control de la composición y peso del fluido de perforación, es decir, un programa de lodos en el cual se tome en cuenta los estados de esfuerzos presentes en el agujero, sin que el fluido de perforación provoque una reacción con las rocas de las distintas formaciones. Para ello se utiliza el concepto de “ventana operativa” o “ventana operacional de la perforación”, que se define como el área comprendida entre las curvas de presión de poros y gradientes de fractura, es decir, el límite al que se permite mantener la densidad de un lodo de perforación para que no produzca un daño en la formación, ya sea por fractura o sobrecarga y no sea menor a la presión del fondo del pozo para evitar un reventón o influjo en el pozo. Las profundidades a las cuales deben de colocarse las tuberías de revestimiento están determinadas por la presión de poro o de formación y la presión de fractura.

La ventana operacional de perforación se construye al considerar los gradientes de formación y fractura, así como un factor de seguridad. (ver figura 1.6)

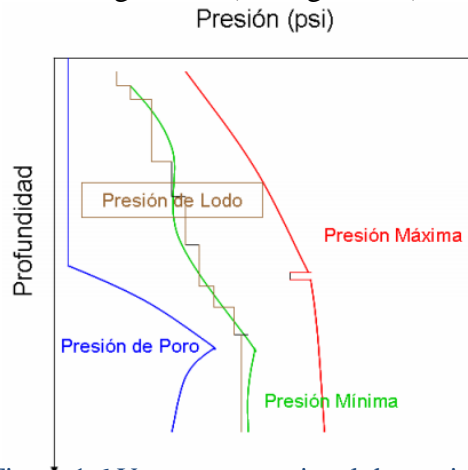


Figura 1.6 Ventana operacional de presiones.

Fuente: SANTAMARIA, R. Jorge. Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de registros de pozo, para las formaciones del campo Socorro. Tesis, Venezuela, 2006.



1.3.2.8 MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE PRESIÓN DE FRACTURA Y DE FORMACIÓN.

Existen diversos métodos aplicables para la estimación cuantitativa de las presiones de formación y de fractura, siendo los más conocidos:

- Hottman y Johnson
- Eaton
- Matthews y Kelly
- Foster y Whalen
- Profundidades equivalentes

Se describirán los dos primeros métodos por ser los más conocidos y aplicados con evaluación de registros geofísicos.

Determinación del gradiente de fractura

- **Método de Hottman y Johnson**

La presión total de sobrecarga es igual en magnitud y de sentido contrario, a la suma de la presión del fluido y esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca, para determinar el gradiente de presión de fractura:

1. Se determina el gradiente de presión de formación
2. Se determina el gradiente de presión de sobrecarga
3. Se encuentran los límites mínimo y máximo de los gradientes de presión de fractura.
4. Se obtiene un perfil del gradiente de fractura para diferentes profundidades.

- **Método de Eaton**

Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca, de tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación es posible estimarlo a partir de la siguiente ecuación:

$$FPG = \frac{P_f}{D} + \left[\frac{\nu}{1-\nu} \right] \frac{\alpha_v}{D} \quad (1.7)$$



Donde:

FPG = Gradiente de presión de fractura de la formación ($\text{kg/cm}^2/\text{m}$)

P_f = Presión de poro o de formación (kg/cm^2)

D = Profundidad (m)

ν = Relación de Poisson

$\frac{\alpha\nu}{D}$ = Gradiente de presión neto vertical soportado por la roca ($\text{kg/cm}^2/\text{m}$)

Se observa que el gradiente de presión de fractura está en función de la relación de Poisson, de la presión de formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados variables con respecto a la profundidad.

Determinación del gradiente de formación

- **Método de Hottman y Johnson**

Es un método empírico que argumenta que la presión de los fluidos en cuerpos lutíticos puede estimarse a partir del uso de los datos obtenidos de los registros de resistividad y sísmico.

La resistividad de los estratos lutíticos disminuye en zonas bajo compactadas y la porosidad aumenta, reflejando en cierto modo la presión en los poros de la lutita. El método consiste en encontrar una tendencia de resistividad, conductividad o tiempo de tránsito de la lutita contra la profundidad para un pozo, reflejando la tendencia normal de compactación en función de la profundidad. En las zonas bajocompactadas los datos graficados divergen de la tendencia normal, mostrando una alta porosidad.

Para estimar la presión de formación de las capas adyacentes a las lutitas:

1. Hacer una gráfica semilogarítmica con los valores obtenidos del registro de inducción.
2. Establecer la tendencia normal de compactación normal del pozo
3. Determinar la cima de la zona geopresionada
4. Determinar el gradiente de presión de formación al calcular el cociente entre la resistividad normal y la observada de las lutitas



- **Método de Eaton**

Se observó la relación entre los datos de los registros y las medidas de presión en los pozos, por lo tanto es un método indirecto que se basa en relaciones empíricas por ensayo y error al ajustarse con datos de campo, que relaciona la presión de formación y la resistividad de las lutitas para la zona de Luisiana, Estados Unidos.

$$\frac{P}{D} = \frac{S}{D} - \left(\frac{S}{D} - \left(\frac{P}{D} \right)_n \right) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^{1.5} \quad (1.8)$$

Donde:

$\frac{P}{D}$ = Gradiente de presión de formación (kg/cm²/m)

$\frac{S}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga (kg/cm²/m)

$\left(\frac{P}{D} \right)_n$ = Gradiente de presión normal para la zona en estudio (kg/cm²/m)

R_o = Resistividad de la lutita leída del registro (ohms*m)

R_n = Resistividad de la lutita leída sobre la tendencia normal de compactación (ohms*m)

Para el desarrollo de esta ecuación se necesitó mucha información de campo como:

- Datos de registros de inducción
- Medidas de la presión de formación en los pozos
- Datos del registro de densidad



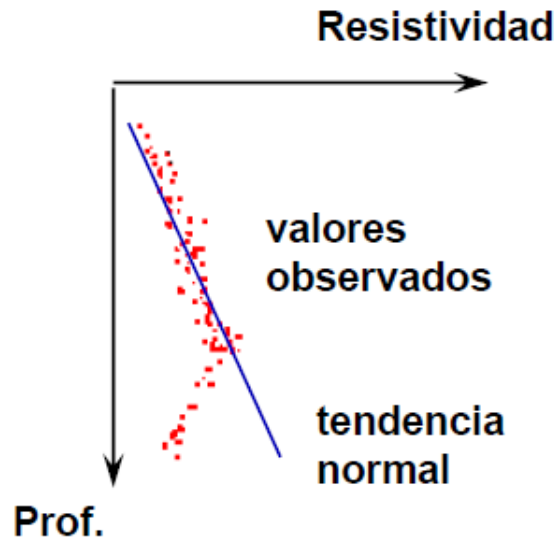


Figura 1.7 Evaluación de la presión de formación

Fuente: Tecnología y diseño de la perforación de pozos, Apuntes Facultad de Ingeniería, UNAM.

1.3.2.9 COLUMNA GEOLÓGICA

Una columna geológica o estratigráfica es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica. Es decir, es una secuencia de rocas en un orden específico que representa ambientes de depósito y tipos de rocas depositadas por estos medios a través del tiempo. La edad de las rocas en una columna estratigráfica va desde la más antigua en la parte inferior hasta la más joven en la parte superior.

Las columnas estratigráficas a menudo contienen discontinuidades, las cuales se consideran brechas en el registro geológico. Estas son causadas por la erosión o la falta de depositación de sedimentos. Las columnas en diferentes áreas pueden correlacionarse por edad y tipo de roca.

Elementos de una columna geológica o estratigráfica:

- Escala
- Espesor
- Cronología
- Línea de dureza
- Naturaleza litológica
- Variaciones litológicas
- Estructuras sedimentarias

1.4 PERFORACIÓN POR PERCUSIÓN Y SUS CARACTERÍSTICAS

El método de perforación a percusión, llamado también “a cable”, utilizó una barra de configuración, diámetro y peso adecuado, sobre la cual se enrosca una sección adicional metálica fuerte para darle más peso, rigidez y estabilidad. Por encima de esta pieza se enrosca un percutor eslabonado para hacer efectivo el momento de impacto, al tope del percutor va conectado el cable de perforación. Las herramientas se hacen subir una cierta distancia para luego dejarlas caer libremente y violentamente sobre el fondo del agujero. Esta acción repetitiva desmenuza la roca y profundiza el agujero, en la tabla 1 se presentan las ventajas y desventajas de la perforación por percusión.

Partes del equipo de perforación a cable:

1. Máquina de vapor
2. Correas de transmisión
3. Cable para achicar
4. Malacate
5. Malacate de transmisión
6. Malacate para carga pesada
7. Malacate para cable de perforación
8. Biela
9. Eje conector
10. Viga maestra (balancín)
11. Puntal mayor
12. Bases de la torre
13. Sótano
14. Patas de la torre
15. Travesaños
16. Cornisa
17. Poleas.

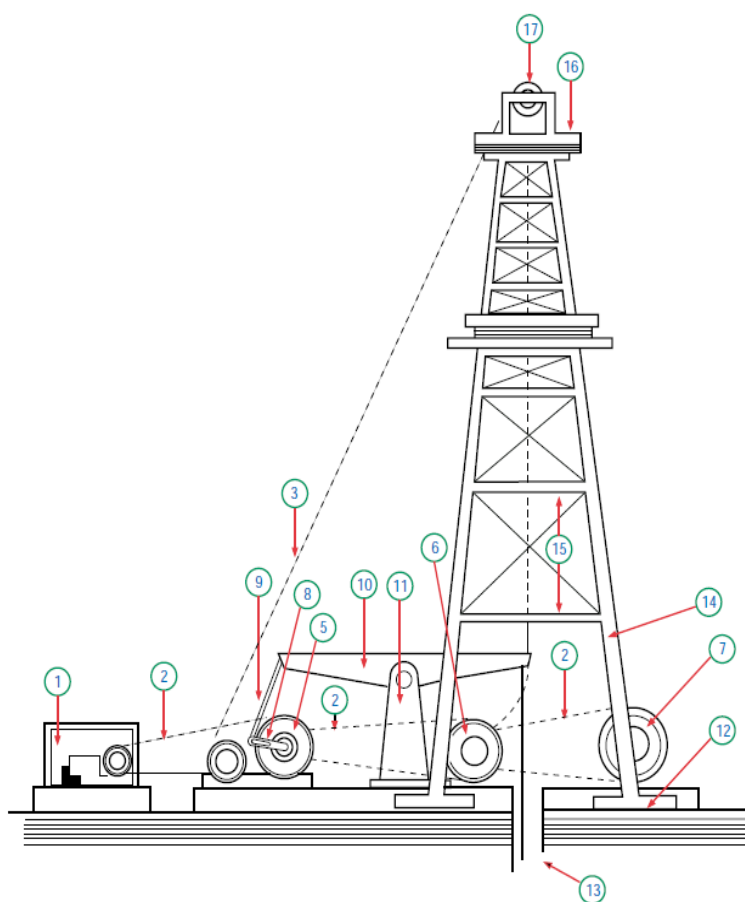


Figura 1.8 Componentes del equipo de perforación a percusión

Fuente: Efraín E.Barberii, El pozo ilustrado, 2010.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de la perforación a percusión

Ventajas	Desventajas
Se consideró para perforar formaciones someras y duras	Es lenta con formaciones duras y en formaciones blandas la efectividad de la barra disminuye.
Se podían tomar muestras grandes y fidedignas de roca del fondo del pozo	La gran cantidad de material desmenuzado en el fondo del agujero disminuye la efectividad del golpeo y reduce el avance de la perforación.
La perforación en seco no perjudicaba las características de la roca expuesta en el agujero.	Al perforar en seco, el método no ofrece sostén para la pared del y por lo tanto no hay protección contra formaciones que por presión interna aportan sus fluidos hacia el agujero.

1.5 PERFORACIÓN CONVENCIONAL (ROTATORIA) Y SUS CARACTERÍSTICAS

La perforación rotatoria se utilizó por primera vez en 1901, en el campo de Spindletop, cerca de Beaumont, Texas, descubierto por el capitán Anthony F. Lucas, pionero de la industria como explorador y sobresaliente ingeniero de minas y de petróleos.

Este nuevo método de perforar trajo innovaciones que difieren radicalmente del sistema de perforación a percusión, que por tantos años había servido a la industria. El nuevo equipo de perforación fue recibido con cierto recelo por las viejas cuadrillas de perforación a percusión.

Pero a la larga se impuso y, hasta hoy, no obstante los adelantos en sus componentes y nuevas técnicas de perforación, el principio básico de su funcionamiento es el mismo. Las innovaciones más marcadas fueron: el sistema de izaje, el sistema de circulación del fluido de perforación y los elementos componentes de la sarta de perforación.

El mecanismo que actualmente se emplea en la realización de un pozo petrolero es el de la perforación rotatoria pero este no surgió tal y como lo conocemos ahora, necesitó del paso de muchos años para llegar al estado actual, además de que se han desarrollado diferentes tecnologías que probablemente en un futuro lleguen a desplazar a la perforación rotatoria como el mecanismo más usado.



La perforación rotatoria como tal, consiste en realizar un agujero por medio de un equipo mecánico que aplica un movimiento rotatorio y una fuerza de empuje al elemento denominado barrena que actúa en una cierta superficie de roca convirtiéndola en fragmentos de roca (recortes). Este movimiento rotatorio se puede generar en la superficie transmitiéndose a la barrena por medio de otro elemento denominado sarta de perforación, o de manera diferente, el movimiento se genera de forma hidráulica cuando se ocupa un motor de fondo es cual está conectado a la barrena.

El peso de la sarta de perforación o aparejo de fondo, proporciona la fuerza de empuje a la barrena, para ir avanzando hacia la profundidad deseada. Este peso es controlado por la diferente composición de este aparejo de fondo, dependiendo de la necesidad de la operación que se lleva a cabo.

El fluido de perforación sirve como conductor de los recortes que van surgiendo, para ser llevados a la superficie, mediante un proceso de circulación. Este fluido es inyectado a través del interior de las tuberías que conforman la sarta y regresa a la superficie por el espacio anular que va dejando la perforación. Ya que el fluido está en la superficie se le separan los recortes que acarreo desde el fondo.

1.5.1 SISTEMAS BÁSICOS DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN

La función principal de una torre de perforación rotatoria es atravesar las diferentes capas de roca terrestre para obtener un agujero que nos permita explotar los hidrocarburos. Para esto, se requiere del equipo necesario y suficiente que nos permita la realización del trabajo. Estos diferentes equipos se pueden dividir en cinco sistemas principales, de acuerdo con la actividad específica que realicen. (ver figura 1.9)

Los cinco sistemas son:

1. Sistema de Izaje
2. Sistema rotatorio
3. Sistema de circulación de lodo
4. Sistema de energía
5. Sistema para el control del pozo



El término rotatoria proviene del movimiento físico de la sarta de perforación y la barrena (sistema rotatorio), el cual va aplicando una fuerza rotatoria de corte a la roca en el fondo del pozo. La rotación puede ser aplicada en superficie a toda la sarta o bien por un motor en fondo a una parte del ensamblaje de fondo (Bottom Hole assembly, BHA).

La sarta de perforación consiste en tubería de acero la cual conduce en su interior el fluido de perforación hasta la barrena de perforación. Esta sarta de perforación es una combinación de tubería estándar de perforación, tubería de perforación más pesada de mayor diámetro y calibre y lastrabarrenas aún más pesadas.

Toda esta sarta es montada en la torre de perforación que tiene un sistema para el movimiento vertical hacia adentro y hacia afuera de dicha sarta (sistema de izaje) (ver figura 1.10). Este sistema está compuesto de: el malacate, el conjunto de poleas en la corona, el bloque viajero y la línea de perforación. La rotación de la sarta en superficie es aplicada a la sarta por una de dos maneras: por medio de un sistema de flecha o kelly, o por medio de un top drive. (ver figura 1.11)

El fluido de perforación, comúnmente llamado lodo de perforación, se almacena en tanques, y desde allí el lodo puede ser bombeado a través de la tubería parada (standpipe) a la unión giratoria (swivel) donde entra al kelly o al top drive, luego por toda la sarta de perforación hasta la barrena.

Antes de regresar a la superficie a través del anular, el espacio entre la sarta de perforación y las paredes del hueco, y al regresar a la superficie el lodo es pasado por varios elementos del equipo de control de sólidos para que les sean retirados los recortes de la perforación, antes de regresar a los tanques de lodo y completar el ciclo completo (sistema de circulación de lodo) como se muestra en la figura 1.12.

Las formaciones en la sección superficial de un pozo, generalmente están aisladas por tubo conductor de acero diámetro grande, llamado tubería de revestimiento (TR) o casing. El cual ha sido cementado en su sitio. El espacio anular por el cual el lodo regresa a la superficie es ahora el espacio entre el interior de la TR y el exterior de la sarta de perforación. A este revestimiento se conectan las válvulas preventoras o BOPs “Blow Out Preventors” (Sistema para el control del pozo), siendo una serie de válvulas y sellos que pueden ser usados para cerrar el anular o la boca completa del pozo con el fin de controlar altas presiones de fondo cuando se presenten, como se muestran en la figura 1.14.

Todo el equipo completo se opera con un sistema central de suministro de energía (Sistema de energía), el cual también suministra la energía para el alumbrado eléctrico, para las compañías de servicio, entre otras. Normalmente, esta fuente de energía es una planta eléctrica generada por un motor diésel. (ver figura 1.13)



1. Cilindros para aire
2. Impulsores de ventones
3. Base para la pata
4. Brida del cabezal
5. Engranajes de transmisión
6. Cruzeta de acoplamiento
7. Cornisa (poleas fijas)
8. Cabria o torre
9. Refuerzo diagonal (travesano)
10. Piso de la torre
11. Pata de la cabria
12. Malacate
13. Motores (diesel, gas, eléctricos)
14. Caballete
15. Travesano (horizontal)
16. Conexión acodada
17. Guardacadena
18. Guardatransmisión (de la colisa)
19. Guardatransmisión (de las bombas)
20. Freno hidráulico
21. Junta kelly
22. Tubería de colimado (fluido de perforación)
23. Tuberías de descarga (bombas del fluido de perforación)
24. Cable de perforación (enlaza malacate-cornisa-bloque viajero)
25. Hoyo de encaje (para tubos de perforación)
26. Batidores fijos, fluido de perforación
27. Batidor giratorio, fluido de perforación
28. Múltiple de la tubería del fluido de perforación
29. Tolva (para mezclar fluido de perforación)
30. Canal del descarga, fluido de perforación
31. Tubería de descarga, fluido de perforación
32. Conexiones entre tanques del fluido de perforación
33. Piso de la subestructura de motores
34. Hoyo de descanso (kelly)
35. Gancho polea viajera
36. Manguera del fluido de perforación (empalme junta rotatoria-subiente)
37. Cadena de seguridad de la manguera del fluido de perforación
38. Colisa
39. Encuelladero
40. Tanque de asentamiento del fluido de perforación
41. Cernidor vibratorio de riple y fluido de perforación
42. Bombas del fluido de perforación
43. Subiente (tubería para mandar fluido de perforación al hoyo)
44. Escalera
45. Subestructura de la cabria
46. Subestructura del malacate
47. Subestructura de la rampa
48. Tubería de succión de fluido de perforación
49. Tanque para succionar fluido de perforación
50. Cámara de amortiguación (fluido de perforación)
51. Junta giratoria
52. Asa de la junta giratoria
53. Bloque viajero
54. Tubería para suministro de agua.

Fuente: Galveston - Houston Co., Petroleum Engineer International, march, 1981.

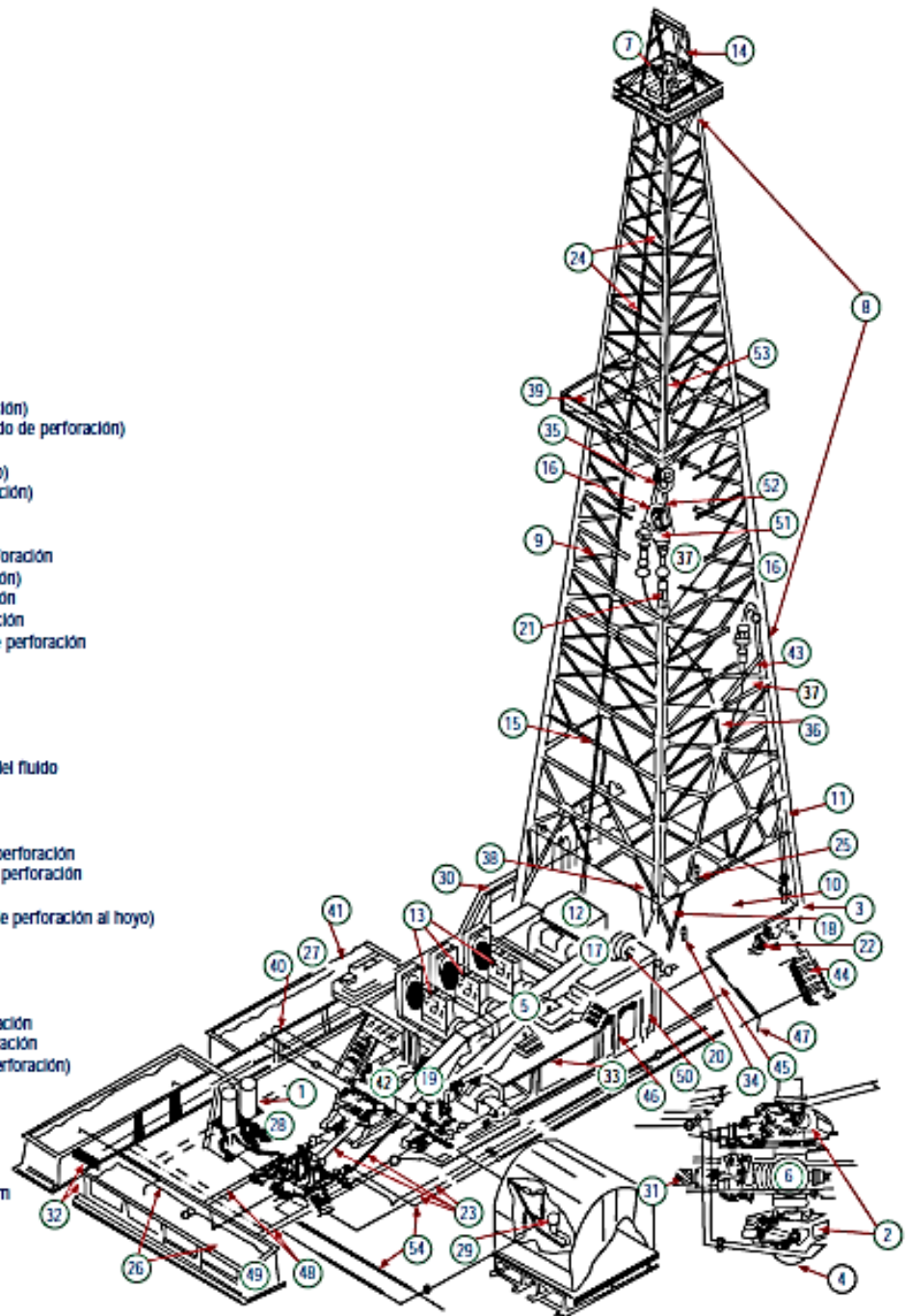
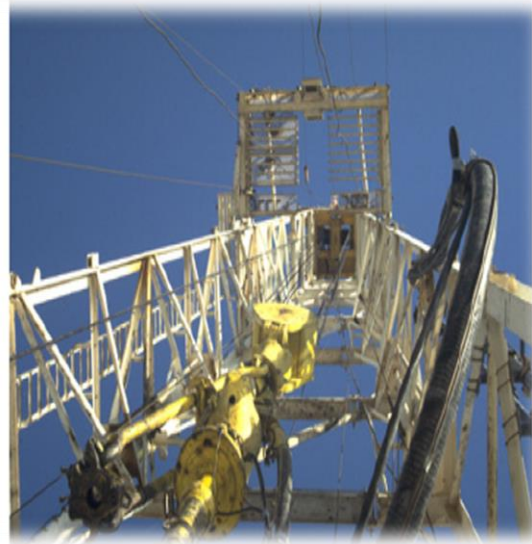


Figura 1.9 Sistemas básicos del equipo de perforación

Fuente: Efraín E.Barberii, El pozo ilustrado, 2010.

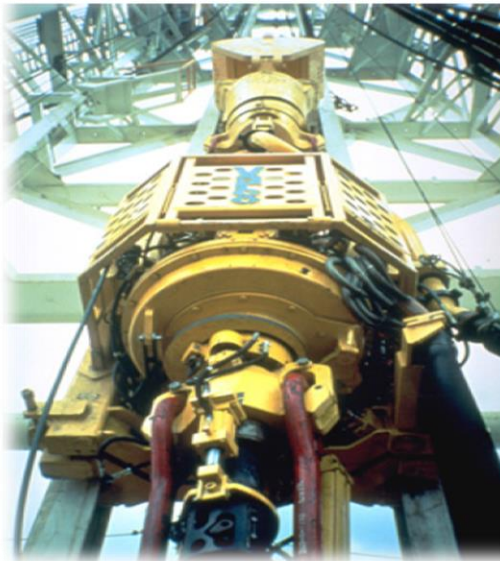


Malacate



Bloque viajero

Figura 1.10 Sistema de izaje



Top drive



Mesa rotaria

Figura 1.11 Sistema rotatorio

Fuente: Fundamentos de exploración y producción, Nous Group



Bombas de lodo



Sistema de lodo

Figuran 1.12 Sistema de circulación de lodo



Motores



Generadores

Figura 1.13 Sistema de energía

Fuente: Fundamentos de exploración y producción, Nous Group

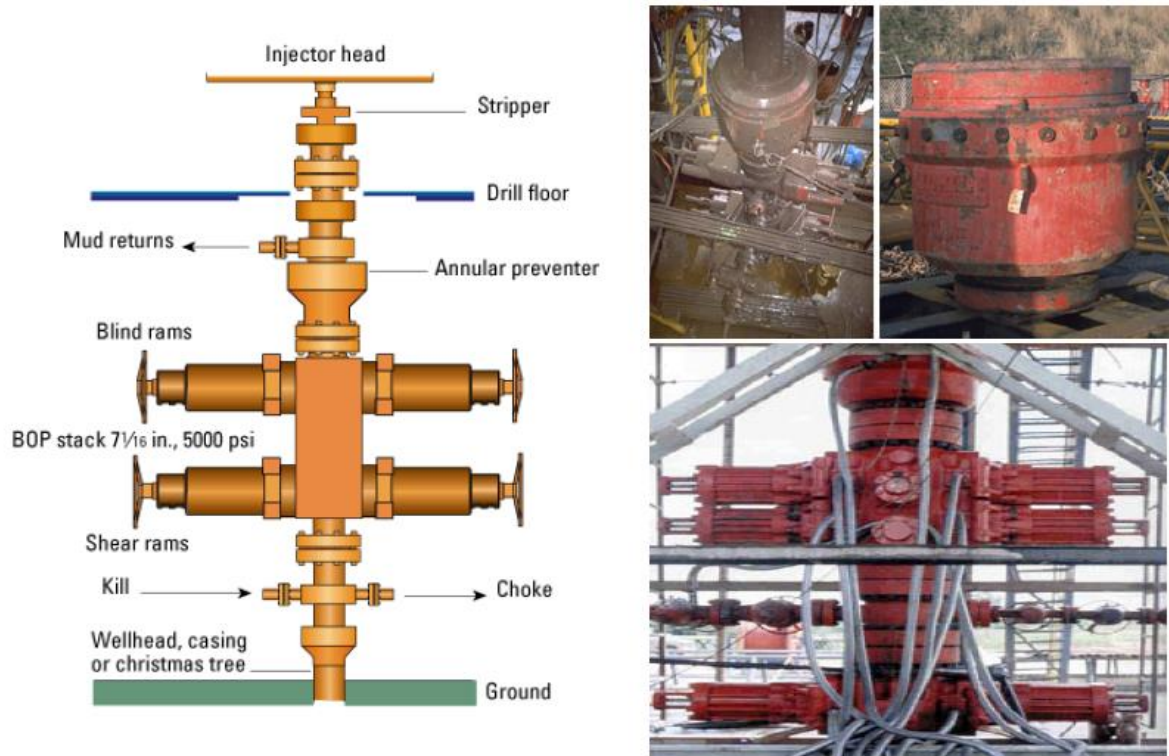


Figura 1.14 Sistema para el control del pozo

Fuente: Perforación de Pozos, Fundamentos de exploración y producción, Nous Group

En el verdadero sentido técnico y aplicación de la perforación rotatoria no es fácil mantener el agujero en rigurosa verticalidad desde la superficie hasta la profundidad final. Mientras más profundo esté el yacimiento petrolero, más control exigirá la trayectoria de la barrena para mantener el agujero recto. Varios factores mecánicos y geológicos influyen en el proceso de perforación de los pozos. Algunos de estos factores tienen marcada influencia entre sí, la cual, a veces, hace más difícil la posible aplicación de correctivos para enderezar el agujero.

Entre los factores mecánicos están: las características, diámetros y peso por unidad de longitud de los tubos que componen la sarta de perforación; el tipo de barrena; la velocidad de rotación de la sarta; el peso de la sarta que se deja actuar sobre la barrena, para que ésta, penetre y despedace la roca; el tipo y las características tixotrópicas del fluido de perforación utilizando su peso por unidad de volumen para contrarrestar las presiones de las formaciones perforadas, la velocidad y gastos suficientes de salida del fluido por las toberas de la barrena para garantizar la limpieza del fondo y el arrastre de los recortes hasta la superficie.

La intercalación de estratos de diferentes durezas y buzamientos influye en que la trayectoria de la barrena sea afectada en inclinación y dirección por tales cambios, y más si los factores mecánicos de la sarta y del fluido de perforación sincronizan con la situación planteada.

Por tanto, es necesario verificar cada cierto tiempo y a intervalos determinados la verticalidad convencional del agujero, mediante registros y análisis de los factores mencionados.

1.6 PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL

La utilización y los conocimientos logrados con la perforación rotatoria han permitido que, desde 1901 y durante el transcurso del siglo XX, la industria petrolera mundial haya obtenido provecho de circunstancias operacionales adversas al transformarlas en aplicaciones técnicas beneficiosas que han provocado desarrollos tecnológicos importantes implementando mejores técnicas y herramientas, llegando a mayores profundidades y presiones con el fin de vencer los obstáculos técnicos de mayor complicación y alcanzar los objetivos establecidos para obtener los mayores beneficios de la explotación de hidrocarburos.

La perforación de pozos de manera no convencional involucra el uso de conexiones tubulares de diseños con tecnologías innovadoras para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnicos, dependerá del tipo de actividad, profundidad y características del pozo a perforar en las que se elegirá el sistema a utilizar, de las cuales se pueden mencionar el perforar con TR, con liner, con tubería flexible, bajo balance entre otras, haciendo énfasis en la explicación de la perforación con TR.

La búsqueda alternativa de tecnologías se ha incrementado como consecuencia de los cambios producidos en los yacimientos debidos al incremento de la recuperación secundaria, a la búsqueda de nuevos horizontes productivos, a la incorporación de reservas y otros. Para mitigar estos problemas, se han desarrollado nuevos materiales, nuevos aceros, y métodos de predicción. Tal vez algunos de ellos no sean la solución total y definitiva, pero teniendo en cuenta los estudios económicos, generalmente se observa que ayudan a reducir los costos de extracción. La rentabilidad de los proyectos de perforación incluye aspectos técnicos y económicos. Utilizar métodos no convencionales de perforación proporciona una ventaja competitiva en los pozos a perforar.



1.6.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL

De las experiencias derivadas de la desviación fortuita del agujero durante la perforación rotatoria, nació, progresó y se perfeccionó la tecnología de imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el agujero desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado. Los conceptos y prácticas de perforar agujeros desviados intencionalmente comenzaron a tener aplicaciones técnicas en la década de los años treinta.

Nuevos diseños de herramientas desviadoras o guía barrenas fijos o articulados permitieron obtener con mayor seguridad el ángulo de desviación requerida. Los elementos componentes de la sarta (barrena, lastrabarrena, estabilizadores, centralizadores, tubería de perforación) y la selección de magnitud de los factores necesarios para la perforación (peso sobre las barrenas, revoluciones por minuto de la sarta, gasto de descarga, presión y velocidad ascendente del fluido de perforación) empezaron a ser combinados y ajustados debidamente, lo cual redundó en mantener el debido control de la trayectoria del agujero.

Durante el proceso de desviación se realiza la verificación y el control de la trayectoria del agujero mediante la utilización de instrumentos y/o registros directos electrónicos que al instante relacionan el comportamiento de cada uno de los factores que influyen y permiten la desviación del agujero.

En la práctica, para mostrar el rumbo, inclinación y desplazamiento lateral del agujero se hace un dibujo que incluye la profundidad desviada medida, PDM, y la profundidad vertical correspondiente, PVC.

La perforación direccional constituyó el primer paso para el desarrollo de la técnica de la perforación horizontal. La perforación direccional controlada es la técnica que permite la desviación intencional de un pozo desde la dirección vertical, siguiendo un determinado programa establecido en términos de la profundidad y ubicación relativa del objetivo, espaciamiento entre pozos, facilidades de ubicación de la localización en el punto de superficie, buzamiento y espesor del objetivo a interceptar.



1.6.1.1 RAZONES PARA LA APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Existen varias razones que hacen que se programen pozos direccionales, estas pueden ser planificadas previamente o por presentarse problemas en las operaciones que ameriten un cambio de programa en la perforación. Las más comunes son las siguientes:

A) Controlar o matar un reventón de un pozo: Es una de las aplicaciones de más riesgo en la perforación direccional; en esta aplicación se perfora un pozo direccional el cual tiene el objetivo de mermar la presión de formación, mediante la inyección de fluidos de perforación con alta densidad.

B) Pozos costa fuera: Una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional en la actualidad, es en pozos costa afuera, ya que erigir una sola plataforma de producción cuesta millones de dólares y erigir una para cada pozo no sería económico; pero usando la perforación direccional se pueden perforar varios pozos desde una sola plataforma desviándolos después, de modo que lleguen a la cima del yacimiento, se debe de respetar el espaciamiento requerido entre pozos.

C) Pozos exploratorios: También se usa la perforación direccional controlada en la perforación de pozos exploratorios, para localizar el contacto agua-aceite, y la localización exacta de planos de fallas.

D) Perforación en fallas geológicas: Esta aplicación se utiliza para el control de fallas, en este caso el pozo es desviado a través de la falla o en paralelo con ella, por lo que se elimina el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, al seguir la dirección preferencial del plano de falla con la sarta de perforación, lo que puede ocasionar el deslizamiento y perforación de las sargas de revestimiento, así mismo, se elimina el riesgo de tener que perforar a través del plano de una falla que en el caso de ocurrir un sismo, si se mueven bloques se podría mover y cortar la tubería de revestimiento.

E) Localidades inaccesibles: Esta es una de las razones por las que más se utiliza este método, cuando se tiene la necesidad de situar el equipo de perforación a cierta distancia horizontal del yacimiento, como ocurre cuando los intervalos productores se encuentran debajo de ríos, montañas, ciudades, selvas.



F) También se utiliza este método cuando los pozos en el mar se encuentran relativamente cerca de la línea de costa, y la perforación en tierra resulta ser de mayores beneficios que perforar en mar.

G) Perforación a través de domos Salinos: Este método es utilizado para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante de un diapiro de sal; el pozo se perfora primeramente cortando lo que está arriba de la estructura salina y posteriormente se desvía para que penetre bajo la protuberancia.

H) Discordancias: Estos son casos especiales debido a que pueden ocurrir múltiples cuerpos arenosos próximos que pueden ser perforadas con un simple pozo, en algunos casos las areniscas se encuentran separadas por una discordancia o por una falla; se requiere en estos casos un gran número de pozos verticales para producir cada horizonte arenoso, sin embargo, con un pozo direccional se pueden penetrar varios cuerpos arenosos lo cual significa una gran reducción en los costos de producción.

I) Desviación lateral y enderezamiento: Se utiliza primordialmente para apartarse de una obstrucción (como puede ser un pez, casquete de gas, etc), desviando el pozo y librando la zona problemática; también se aplica como una acción correctiva cuando el pozo se ha torcido gravemente.

J) Pozos horizontales y multilaterales: Estas dos aplicaciones se pueden explicar de la siguiente forma: Cuando el pozo direccional alcanza un ángulo de 90° este se vuelve un pozo Horizontal desde esta posición o en una posición indicada se pueden hacer ventanas para perforar varios pozos direccionales (pozos multilaterales); desde una sola plataforma petrolera disminuye los costos operativos al maximizar la utilización de una sola instalación en vez de una por cada pozo a perforar.



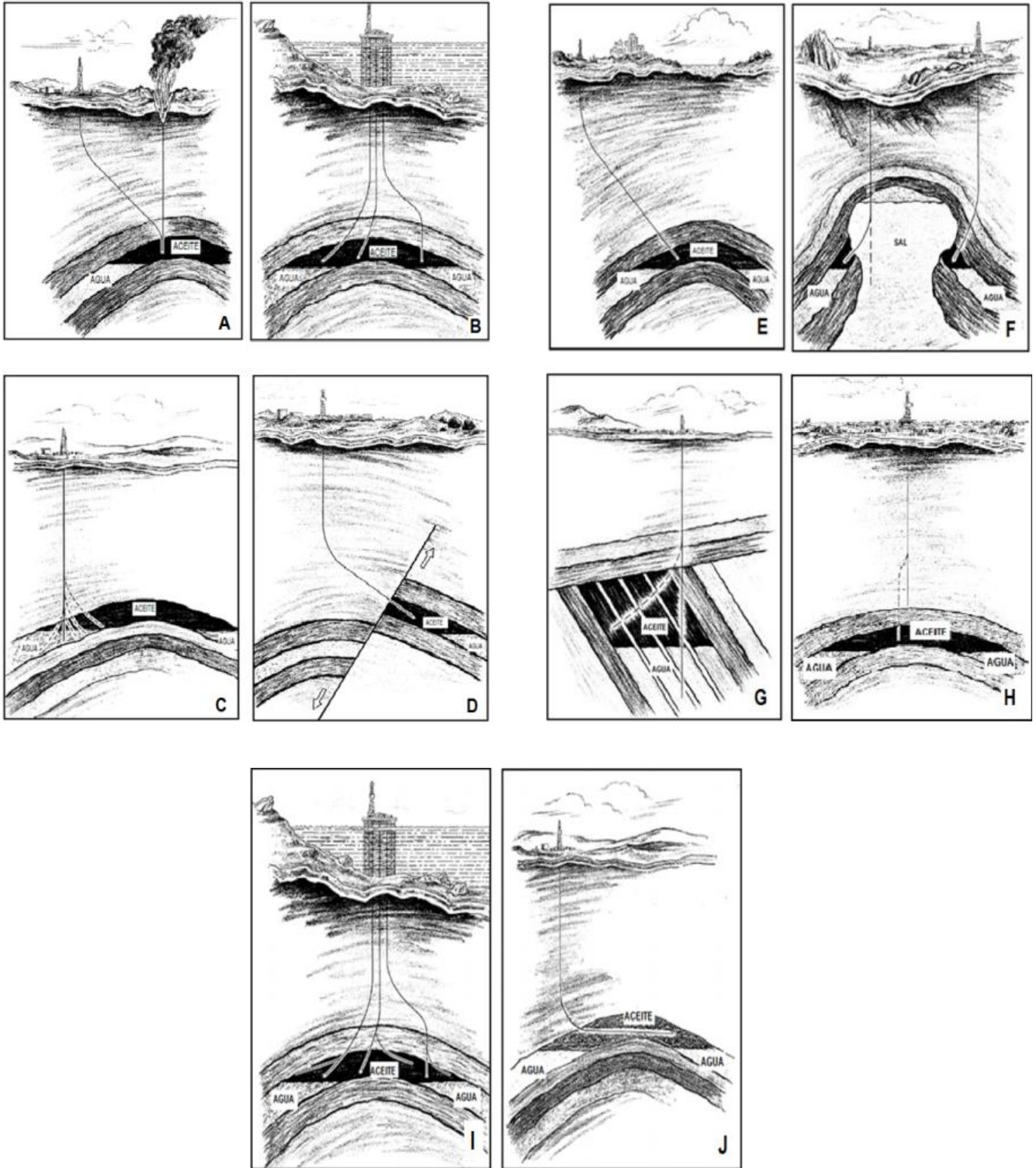


Figura 1.15 Razones para utilizar la perforación direccional.

Fuente: Salvador, Ulises, Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos, Tesis. UNAM. 2010

1.6.1.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

Los pozos direccionales pueden clasificarse de acuerdo a la forma que toma el ángulo de inclinación en:

Tipo tangencial

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente somera y esta desviación se mantiene constante hasta el objetivo. Este tipo de pozo presenta muchas ventajas tales como:

- Configuración de la curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
 - Ángulo de inclinación moderado.
 - Generalmente puntos de arranques someros.
 - Menor riesgo de pegaduras
- a) En Forma de “J”: Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el agujero comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.
- b) En Forma de “S”: En este tipo de pozo la trayectoria está configurada por una zona de incremento de ángulo, otra tangencial y una de disminución de ángulo. Estos tipos de pozos pueden ser de dos formas:
- Tipo “S”: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).
 - “S” Especial: constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.

Inclinados o de alto ángulo.

Son pozos iniciados desde superficie con un ángulo de desviación predeterminado constante, para lo cual se utilizan sargas especiales inclinadas. Los equipos pueden moverse de 90° de la horizontal hasta un máximo de 45° .

Entre las características más resaltantes del equipo se pueden mencionar:

1. Una torre de perforación inclinada para perforar desde pozos verticales hasta pozos de 45° de desviación vertical.
2. Brazo hidráulico para manejar tubulares que puede ser accionado desde el piso de la torre de perforación, eliminando el trabajo del collar de la sarga convencional.



3. Un bloque viajero, provisto de un sistema giratorio diseñado para enroscar y desenroscar la tubería, que se desliza a través de un sistema de rieles instalado en la estructura de torre.
4. Sistema hidráulico especial para darle el torque apropiado a cada conexión de los tubulares.
5. Los equipos auxiliares de la sarta permanecen fijos durante la perforación, lo que incrementa la vida útil de los mismos, por disminución el deterioro al que son sometidos durante el movimiento de equipo entre pozo y pozo.
6. Capacidad de movilización mediante un sistema de orugas, lo cual reduce los tiempos de movilización.
7. Horizontales: Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento con la finalidad de tener mayor área de producción. También se denominan pozos horizontales aquellos con un ángulo de inclinación no menor de 86° respecto a la vertical. La longitud de la sección horizontal depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar en el mismo. Adicionalmente, se requiere un ensamblaje especial de la sarta de perforación para poder obtener los grados de inclinación máximo hasta el objetivo. Según el radio de curvatura, existen cuatro tipos de pozos horizontales básicos, cada uno de los cuales poseen una técnica que va en función directa con la tasa de incremento de ángulo y del desplazamiento horizontal.

Clasificación de los pozos horizontales

Radio Ultracorto

El radio de curvatura en esta técnica de perforación horizontal varía de 1 a 2 pies, y el ángulo de construcción entre 45° y 60° por cada pie, con sección horizontal entre 100 a 200 pies.

Radio Corto

En esta técnica el radio de curvatura varía de 20 a 40 pies con variaciones del ángulo de construcción de 2° a 5° por pies, con una sección horizontal de 100 a 800 pies de longitud.

Radio Medio

El radio de curvatura varía de 300 a 800 pies, con un ángulo de construcción de 6° a 20° por cada 100 pies. La sección horizontal varía de 2000 a 4000 pies de longitud.



Radio Largo

El radio de curvatura varía de 1000 a 3000 pies y el ángulo de construcción entre 2° y 6° por cada 100 pies. La sección horizontal varía entre 1000 y 4000 pies de longitud.

Multilaterales

Consisten básicamente en un agujero primario y uno o más agujeros secundarios que parten del agujero primario, cuyo objetivo principal es reducir el número de pozos que se perforan, además de optimizar la producción de las reservas. Según la geometría del yacimiento se puede construir distintas configuraciones de pozos multilaterales para lograr drenar los yacimientos de manera más eficiente.

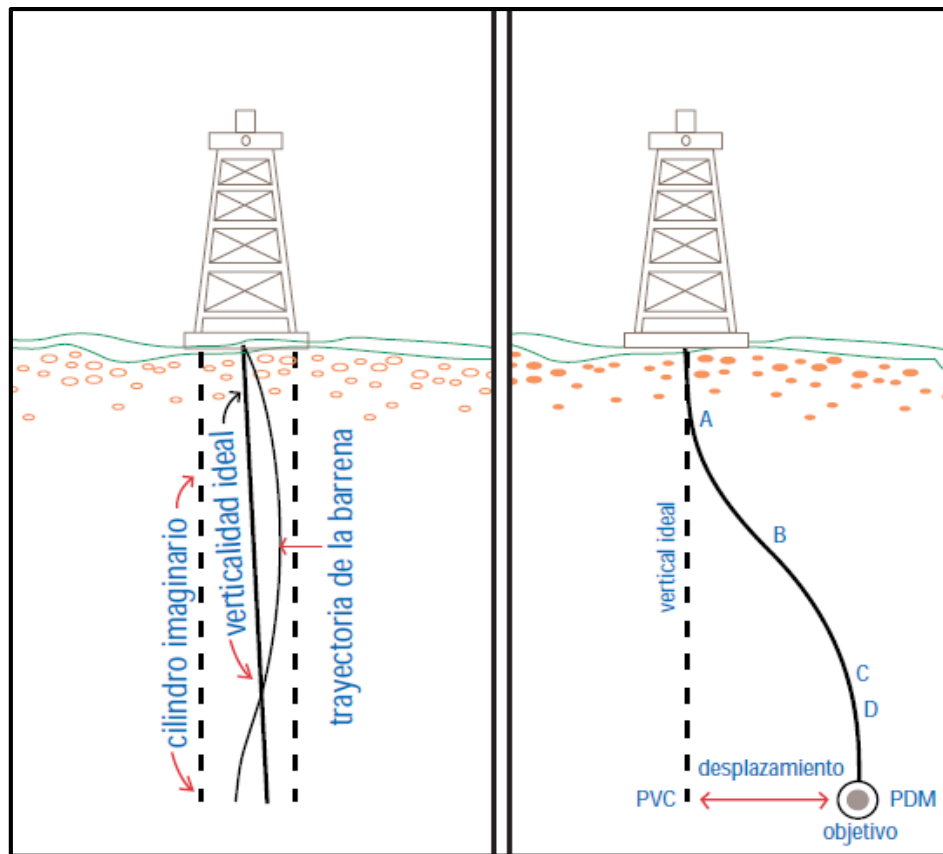


Figura 1.16 Trayectoria durante la perforación direccional

Fuente: Efraín E.Barberii, El pozo ilustrado, 2010.

1.6.1.3 HERRAMIENTAS UTILIZADAS EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Herramientas Deflectoras:

Son las encargadas de dirigir el agujero en la dirección predeterminada, dentro de las cuales se tienen:

Barrena

Constituye la herramienta básica del proceso de perforación, ya que permite cortar y penetrar las formaciones. En perforación direccional suelen utilizarse barrenas de tamaño convencional con uno o dos chorros de mayor diámetro que el tercero, o dos chorros ciegos y uno especial, a través del cual sale el fluido de perforación a altas velocidades y la fuerza hidráulica generada erosiona una cavidad en la formación, lo que permite a la barrena dirigirse en esta dirección. Este método se utiliza normalmente en formaciones blandas.

Cucharas Deflectoras (“Whipstocks”)

Son piezas de acero en forma de cuchara con una punta cincelada colocada en el agujero para iniciar la desviación. Pueden ser de tres tipos:

- Cucharas removible: consta de una larga cuña de acero, cóncava de un lado para sostener y guiar la sarta de perforación, posee una punta de cincel para evitar el giro y de un tubo portabarrena para recuperar la herramienta.
- Cuchara de circulación: su instalación es igual a la anterior, pero en este caso el fluido de perforación circula por un orificio en el fondo removiendo los recortes.
- Cuchara permanente tipo revestidor: queda permanentemente en el pozo y su principal aplicación es desviar a causa de una obstrucción colapso del revestidor o para reingresar a un pozo existente para operación de pesca.

Motores de Fondo

La idea de usar un motor de fondo en el pozo para hacer girar la barrena directamente, surgió desde 1920 con los esfuerzos de la URSS en desarrollar motores de fondo de pozo y ha seguido usándolos extensivamente en sus actividades de perforación. La primera patente para una turbina de perforación data de 1873.



El funcionamiento del mismo consiste en hacer girar la barrena con un determinado torque independientemente del resto de la sarta (Leynes, 2009). El motor de fondo consta de 3 secciones: la de potencia, de transmisión y de fuerza, las distintas secciones se ilustran en la figura 1.17.

Pueden ser:

- Tipo turbina: es una unidad axial multietapa que demuestra ser muy eficiente y confiable, especialmente en formaciones duras.
- De desplazamiento positivo: consta de un motor helicoidal de dos etapas, válvula de descarga, conjunto de bielas, conjuntos de cojinetes y ejes.

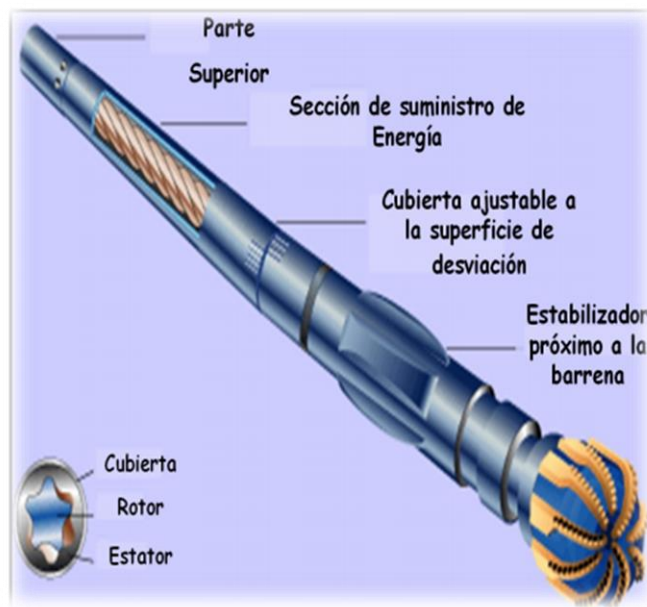


Figura 1.17 Componentes de un motor de desplazamiento positivo

Fuente: Salvador, Ulises, Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos, Tesis. UNAM. 2010

Herramientas de Medición

Cuando se está perforando un pozo direccional, se deben tener los equipos de medición para determinar precisamente la dirección e inclinación del pozo. Estos equipos o instrumentos sirven para localizar posibles “patas de perro” o excesivas curvaturas. Las herramientas de medición son los equipos disponibles para conocer la inclinación y dirección del pozo en el subsuelo. Las más usadas son:

Péndulo invertido o Totco. Es uno de los más elementales y sencillos instrumentos con los que se puede detectar la desviación.

Toma sencilla o “Single Shot” y toma múltiple o “Multishot”. Son métodos no magnéticos con el uso de una barra no magnética (monel) y ofrecen la información simultánea del rumbo e inclinación del pozo. La información es obtenida después que la sección es perforada y arroja lecturas según la calibración de un cronómetro.

Monel. Es una herramienta que corrige los efectos del campo magnético de la Tierra y el material metálico de la sarta de perforación en la obtención de los datos tanto del Measure While Drilling (MWD) y el Logging While Drilling: Registrando Mientras se perfora (LWD). Está hecho de una aleación que permite despreocuparse de la interferencia magnética y así la herramienta MWD pueda brindar datos confiables de azimuth e inclinación.

Martillo (Jar). Están diseñados para desarrollar un impacto tanto en las subidas como en las bajadas del BHA. Son empleados para pozos direccionales para que la tubería pueda liberarse en caso de agujeros ajustados o que este atascada. (ver figura 1.18)

Herramienta Double Pin. Es una herramienta cuyas conexiones son PIN x PIN, para unir juntas cuyos extremos son caja.

Estabilizador. Son necesarios para un BHA direccional. Poseen espiral hacia la derecha, se emplean para controlar la desviación del agujero, reducir el riesgo de pegadas diferenciales y dog legs (patas de perro). (ver figura 1.18)

HEL (Hostil Environment Logging). Herramienta que permite cuantificar la profundidad de la perforación. Esta herramienta permite ubicar la trayectoria de la sarta de perforación y por ende la del pozo en construcción debido a que proporciona los datos de profundidad, inclinación respecto a la vertical y azimuth (inclinación respecto al plano horizontal), con lo cual se construyen los SURVEY's, importantes datos que registran la secuencia del pozo y permiten hacer una comparación respecto a la trayectoria planificada. (ver figura 1.19)

MFR (Multiply Frequency Resistivity)

Lleva instalada la herramienta LWD, la cual permite registrar cada una de las profundidades y obtener datos para cada una de ellas. Este es un servicio primordial que permite obtener datos en tiempo real de la litología y los fluidos presentes mientras se están perforando. Lo que permitirá el estudio de las características geológicas presentes, y conllevará a la toma de decisiones, sobre todo a la hora de fijar los horizontes y bases de cada una de las formaciones, marcadores y arenas.



La medición del sistema MWD proporciona los parámetros inclinación y dirección del pozo, los cuales se determinan mediante un conjunto de acelerómetros, magnetómetros y giroscopios instalados en la herramienta. También es posible incorporar un emisor-receptor de rayos gamma a fin de permitir en tiempo real, la correlación y evaluación de las formaciones atravesadas.



Figura 1.18 Herramientas utilizadas en la perforación direccional.

Fuente: <http://achjj.blogspot.mx/2009/06/perforacion-direccional.html>



Figura 1.19 Sarta de perforación direccional

Fuente: <http://www.ips-mexico.com/catalogo/3motores.php>

1.6.1.4 VENTAJAS Y PROBLEMAS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Las principales ventajas de perforar pozos direccionales son:

- 1) Mayor área de contacto con la zona de interés, es decir, que se desplaza dentro del yacimiento, por consiguiente hay una mayor productividad del pozo.
- 2) Altos gastos de producción, se podrían decir que de 3 a 6 veces más que la tasa de un pozo vertical en la misma área.
- 3) Incremento de recuperación por acceso a más petróleo y/o gas.
- 4) Reduce la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos; también reduce los problemas de producción de arena, por lo que es probable que aumente la recuperación, ya que se tienen menores caídas de presión.
- 5) Baja el gasto de producción por unidad de longitud de la sección horizontal.
- 6) Aumenta la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.

Los principales problemas con la perforación de pozos direccionales son:

- 1) Múltiples viajes, entrando y sacando tubería.
- 2) Prevención/remediación de pegaduras de tubería por problema de presión diferencial.
- 3) Torque excesivo.
- 4) Limpieza del agujero y asentamiento de recortes de perforación en el fondo del pozo, o en una tangente muy prolongada.
- 5) Control del peso de la barrena para obtener y mantener control direccional.
- 6) Problema de cementación de la tubería de revestimiento o liner.
- 7) En el caso del costo de un pozo horizontal este es de 1.3 a 4 veces mayor que el de un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y de la técnica de terminación empleada.



1.6.2 PERFORACIÓN EN AGUJERO CON DIÁMETRO REDUCIDO

La tecnología y las prácticas de perforación con propósitos de hacer el trabajo economizando recursos y obteniendo más provecho, es el caso de la perforación de agujeros de diámetro reducido, o sea los de diámetro igual o menor de 178 milímetros, o equivalente a barrenas de 7 o menos pulgadas. Los ahorros de costos se realizan a partir del uso de diámetros de tuberías reducidos, tamaños más pequeños en los equipos de perforación, menos cantidad de cemento y fluidos de perforación, al reducir los tiempos de terminación de pozos.

La utilización de este método es muy efectiva en la exploración de hidrocarburos para pozos exploradores y para la obtención de núcleos continuos para determinar las características y estratigrafía de los estratos en pozos someros y hasta bastante profundos, unos 1,800 metros.

Sin embargo, aunque la técnica no es nada nueva, proviene de la minería, su aplicación en la industria petrolera no ha progresado mucho pero tampoco ha sido descartada ya que en ocasiones surge interés por experimentar más y perfeccionar más sus aplicaciones.

La tecnología de perforación de pozos de diámetros reducidos (slimhole), es una alternativa probada a la perforación de pozos de diámetros convencional y se ha demostrado que la perforación de pozo de agujero reducido puede alcanzar el objetivo, por lo tanto es técnica y económicamente viable; la terminación y aspectos de producción en este tipo de pozo son los que deben recibir una mayor atención.

1.6.2.1 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON DIÁMETRO REDUCIDO

Las aplicaciones más comunes para la perforación con diámetro reducido incluyen pozos exploratorios en áreas remotas donde las operaciones de logística son un problema y pozos existentes con diámetros pequeños, perforación de pozos exploradores y pozos en zonas donde se requiera un bajo impacto ambiental y en zonas urbanas al reducir el ruido.

Además este método ofrece la posibilidad de reducir significativamente los costos de producción, profundización y desviación de pozos existentes, perforación de pozos horizontales y multilaterales.



Los ahorros se dan por diversos factores como: movilización más sencilla del equipo de perforación, menores preparativos en el sitio, menores gastos de herramientas como barrenas, lodos, cementos y gasolina.

1.6.2.2 EQUIPOS PARA LA PERFORACIÓN CON DIÁMETRO REDUCIDO

Los equipos de perforación con diámetro reducido pueden adaptar equipos convencionales al reducir las dimensiones y capacidades de las diferentes partes del equipo (ver figura 1.20). Son utilizados para pozos exploratorios, reentrada de pozos existentes, y pozos de producción. De otra manera, los equipos para perforación con diámetro reducido son equipos especiales que son llamados equipos de minería, ya que son equipos de dimensiones menores a los equipos convencionales y son más fáciles de transportar, están limitados por la profundidad y por la producción que se estima en el pozo.



Figura 1.20 Equipo para perforación con diámetro reducido.

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors91/jul91/7_slimhole.pdf

1.6.2.3 LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN CON DIÁMETRO REDUCIDO

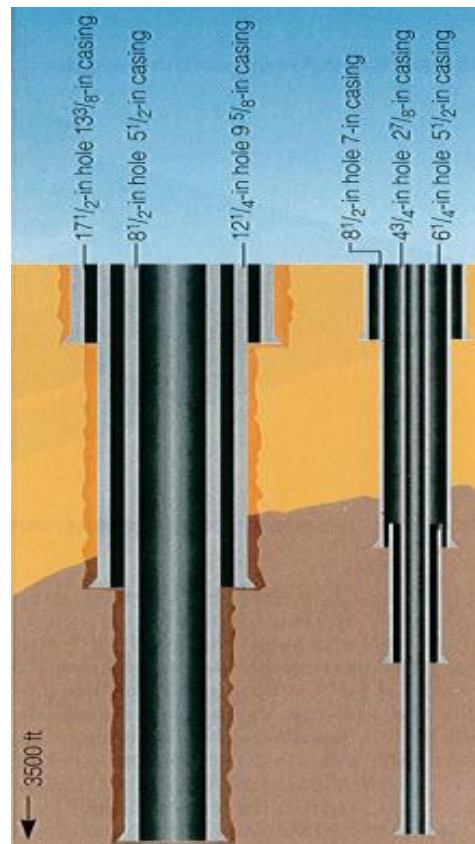
Las ventajas en ahorro de costos de perforación y terminación de pozos se pueden ver afectadas por:

- Incremento en fallas mecánicas
- Reducción de la longitud lateral del agujero
- Carencia de control direccional

- Fallas en la sarta de perforación asociada con el uso de tuberías de diámetro menores, la reducción del peso de la tubería de perforación (TP) hace que la sarta de perforación sea mecánicamente más débil.
- Fallas en las conexiones, debido a que son más delgados y pequeños y tienen la tendencia a doblarse y a torcerse.
- Pérdidas de presión. Las pérdidas de presión por fricción son muy sensibles por la velocidad de rotación de la tubería.
- Descenso en la tasa de penetración. Cuando se utilizan barrenas cónicas la tasa de penetración disminuye debido a que se reduce la estructura de los cortadores.
- Profundidad.
- Herramientas. La carencia de herramientas estándar para la perforación con diámetro reducido representa una desventaja económica. Para la perforación horizontal los equipos no tienen la capacidad ingenieril de ofrecer parámetros seguros respecto a la perforación convencional.

En la figura 1.21 se ilustran los perfiles de pozos de un pozo convencional y con diámetro reducido.

Figura 1.21 Comparación de los perfiles de Pozos: convencional y diámetro reducido.



Fuente: www.slb.com/media/files/resources/oilfield_review/ors91/_slimhole.pdf

1.6.3 PERFORACIÓN BAJO BALANCE

La perforación bajo balance es cuando la presión efectiva de circulación en el fondo del pozo, la cual es igual a la presión hidrostática de la columna de fluido más las pérdidas de fricción en el anular, es menor que la presión de poro de la formación, es decir, la perforación bajo balance es definida como la operación de perforación donde la presión hidrostática del fluido es intencionalmente diseñada para ser menor que la presión del yacimiento que está siendo perforado.

La presión hidrostática del fluido de perforación puede ser por sí sola menor que la presión de la formación, o puede ser inducida por medio de la inyección de aire, gas natural o nitrógeno dentro de la fase líquida del fluido de perforación. En cualquiera de los dos casos en que se alcance la condición bajo balance, el resultado es un influjo de fluidos de formación los cuales deben ser circulados desde el fondo del pozo y controlados en superficie.

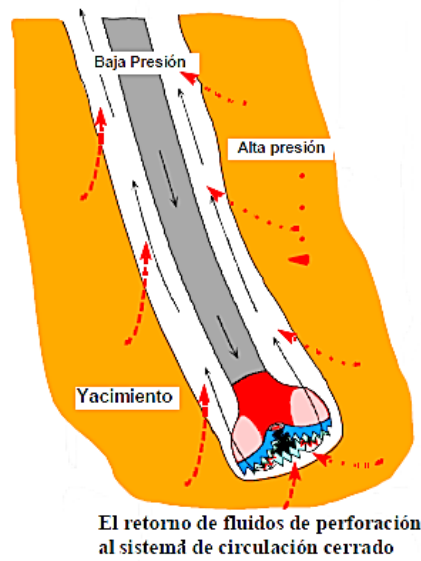
La condición bajo balance en términos prácticos resultará en un flujo desde una o más zonas hacia el pozo. Convencionalmente, los pozos son perforados sobre balance, lo cual provee la primera barrera de control sobre el yacimiento.

Una menor presión en la cabeza hidrostática evita la aparición del filtrado del lodo (enjarre) sobre las paredes del pozo, así como también la invasión de lodo y sólidos dentro de la formación, lo cual ayuda a mejorar la productividad del yacimiento y reduce los problemas de perforación.

En la perforación bajo balance, los fluidos del pozo son llevados a un sistema cerrado en superficie donde se controlan y separan, evitando descontroles en la operación. Con el pozo fluyendo, el sistema de preventores se mantiene cerrado durante la perforación, en oposición a la perforación convencional donde los fluidos son devueltos a un sistema abierto con el pozo expuesto a la presión atmosférica.



Perforación Bajobalance



Perforación Convencional

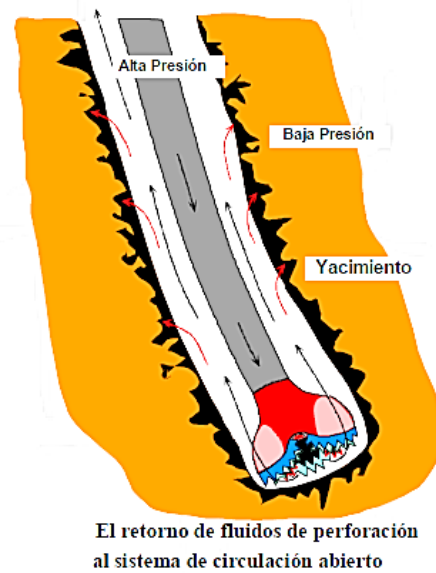


Figura 1.22 Retorno de fluidos en la perforación bajo balance (izquierda) y convencional (derecha)
Fuente: NAS, Steve, Introducción a la perforación bajo balance, Weatherford.

1.6.3.1 OBJETIVO DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Los objetivos de la perforación bajo balance se pueden dividir en dos grandes categorías:

- Maximizar la recuperación de hidrocarburos

Disminución del daño a la formación:

No se presenta invasión de sólidos de perforación o filtrado del lodo dentro de la formación productora.

Producción Temprana:

El pozo empieza a producir tan pronto como el yacimiento es perforado con la barrena. Esto puede ser una desventaja si la producción de hidrocarburos no puede ser manejada o almacenada en superficie o si no están disponibles líneas de transferencia hacia tanques de almacenamiento.

Reduce trabajos de estimulación:

Como no hay ninguna invasión de filtrado o sólidos en la formación productora en un pozo perforado bajo balance, se elimina la necesidad de trabajos de estimulación posteriores a la perforación.

Recuperación Mejorada:

Debido al incremento en la productividad de un pozo perforado bajo balance combinado con la habilidad de perforar pozos agotados en campos depresionados, la recuperación mejorada de hidrocarburos remanentes en el yacimiento es posible. Esto puede alargar la vida de un campo de forma significativa. Una alta productividad también produce una menor caída de presión en el pozo, lo cual puede sucesivamente evitar o reducir la conificación del agua de formación.

- Minimizar los problemas de perforación

Pega diferencial de tubería:

La ausencia de sobrecarga sobre la formación combinada con la ausencia de enjarre de lodo en las paredes del pozo previenen la pega diferencial de la sarta de perforación.

Pérdidas de Circulación:

En general, la reducción de la presión hidrostática en el anular reduce las pérdidas de fluido dentro de la formación productora. En la perforación bajo balance, la presión hidrostática es reducida a un nivel en donde no se presentan pérdidas de circulación.

Aumento de la Tasa de Penetración:

La disminución de la presión equivalente de circulación sobre la presión de la formación tiene un efecto significativo en la tasa de penetración. El aumento de la tasa de penetración, combinado con la efectiva remoción de recortes de la cara de la barrena, conduce a un incremento significativo en la duración de la vida útil de la barrena.

1.6.3.2 EQUIPO PARA LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

El equipo de superficie para la perforación bajo balance se puede dividir en 6 categorías principales.

Estas son:

- Sistema de perforación o sarta de perforación
- Equipo de generación de gas



- Gas natural. Se necesita un compresor de gas natural
- Nitrógeno Criogénico. Utilización de tanques, convertidor de nitrógeno, bombas.
- Equipo de control del pozo

- Sistema de empuje y retención de tubería
- Sistema de cabeza rotativa de control
- Equipo de separación de superficie

1.6.3.3 VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LA PERFORACIÓN BAJO BALANCE

Ventajas:

- Aumento de la tasa de penetración
- Disminución del daño de formación
- Elimina el riesgo de pegas diferenciales
- Reduce el riesgo de pérdidas de circulación
- Disminuye el peso requerido sobre la barrena
- Aumenta la vida útil de la barrena
- Problemas de agujeros estrechos pueden ser reducidos
- Reduce el tamaño de los cortes aumentando la capacidad de limpieza.

Desventajas:

- Inestabilidad de las paredes del pozo
- Incrementa costos dependiendo del sistema utilizado
- Incompatibilidad con herramientas de MWD convencionales.
- Efectos espontáneos de flujos en contracorriente.
- Drene gravitacional en pozos horizontales.
- Posible daño mecánico cerca a las paredes del pozo.
- Discontinuidad en la condición bajo balance.
- Generalmente más altos riesgos con más problemas inherentes.
- Aumento del peso de la sarta
- Posible exceso de erosión en las paredes del pozo.
- Incremento del torque y arrastre.



1.6.4 PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación con tubería de revestimiento es parte de la ingeniería de perforación no convencional, siendo el resultado de la implementación de técnicas de optimización en el diseño y construcción de pozos petroleros; donde convergen los principales parámetros para reducir costos, tiempo y mejorar los factores y problemas que se presentan en la perforación rotacional (convencional) al ser desarrollado en función de las condiciones operativas y las necesidades de la industria petrolera.

La perforación de pozos de manera no convencional involucra el uso de conexiones tubulares de diseños con tecnologías innovadoras para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnicos, dependerá del tipo de actividad, profundidad y características del pozo a perforar en las que se elegirá el sistema a utilizar, de las cuales se pueden mencionar el perforar con TR, con liner, con tubería flexible, bajo balance entre otras, haciendo énfasis en la explicación de la perforación con TR.

La búsqueda alternativa de tecnologías se ha incrementado como consecuencia de los cambios producidos en los yacimientos debidos al incremento de la recuperación secundaria, a la búsqueda de nuevos horizontes productivos, a la incorporación de reservas y otros. Para mitigar estos problemas, se han desarrollado nuevos materiales, nuevos aceros, y métodos de predicción. Tal vez algunos de ellos no sean la solución total y definitiva, pero teniendo en cuenta los estudios económicos, generalmente se observa que ayudan a reducir los costos de extracción.

1.6.4.1 BREVE HISTORIA DE LA PERFORACIÓN CON TR

El realizar la perforación y revestimiento de pozos de manera simultánea utilizando tuberías de revestimiento estándar ha sido concebido desde el momento en que se introdujo el concepto de perforación rotatoria a finales del siglo XIX, donde se cuenta con una patente del año 1890 que describe el proceso de perforación rotatoria con tubería de revestimiento, posteriormente para inicios de 1900, se introdujeron los motores de fondo, utilizados en Polonia y Francia posterior a la primera guerra mundial.

En los años 60's la compañía estadounidense Brown Oil Tools, que posteriormente se llamaría Baker Oil Tools, realizó el primer intento para desarrollar las herramientas y componentes necesarios para perforar con tubería de revestimiento y recuperar las barrenas, sin embargo; al comparar las tasas de penetración conseguidas con la perforación convencional frenaron la aplicación comercial de este equipo.



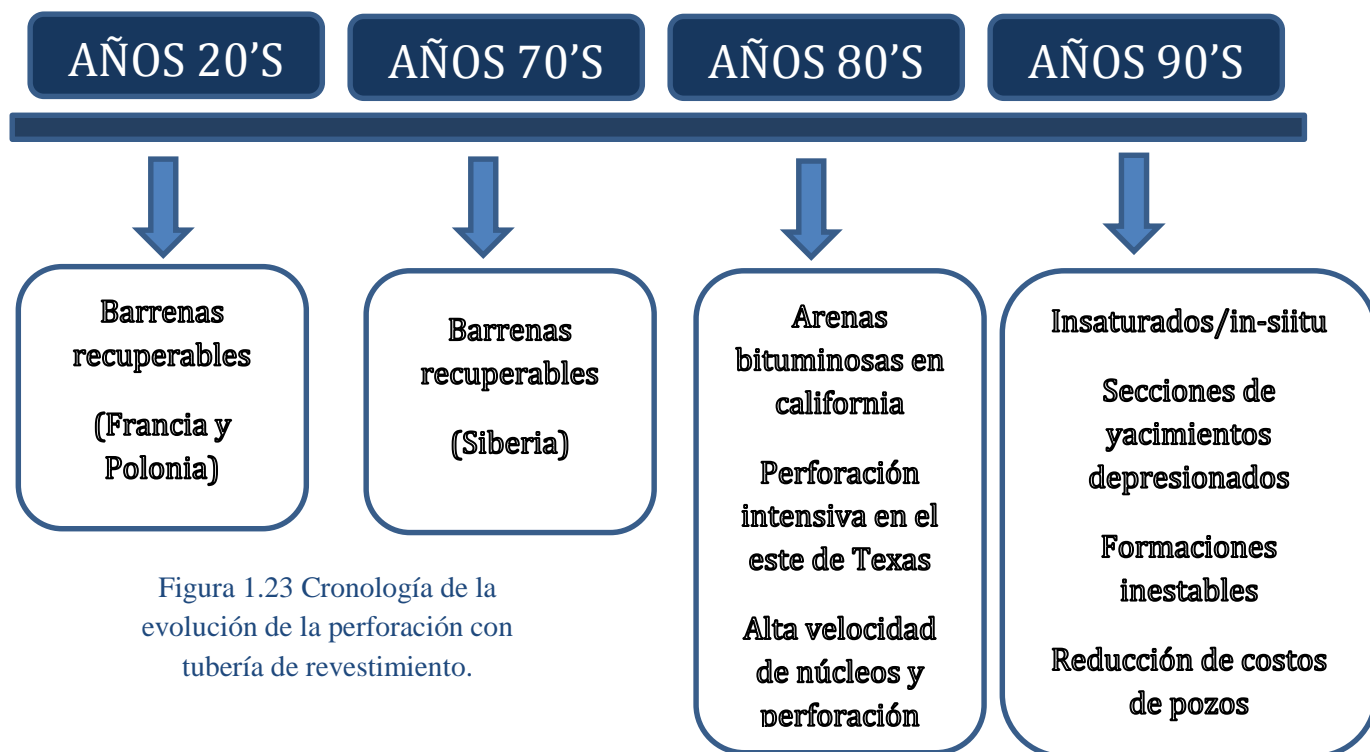


Figura 1.23 Cronología de la evolución de la perforación con tubería de revestimiento.

1.6.4.2 DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TR

La perforación con revestimiento es una tecnología emergente que permite perforar y revestir de forma simultánea. La sarta de revestimiento se usa para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena y el pozo se perfora por la rotación de esta o se usa un motor de fondo.

Esta consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla con tubería de revestimiento, con lo cual se logra un ahorro de entre el 7% y el 10% en el tiempo total de perforación, por lo cual es una alternativa más para optimizar la rentabilidad de los proyectos de inversión, sin embargo no debe utilizarse indiscriminadamente en cualquier pozo o campo, sin antes hacer una evaluación económica de los pozos donde se pretende utilizar esta técnica.

Al perforar con revestimiento, la geometría de la trayectoria del fluido es diferente a la que se tiene en la perforación convencional, por dentro del revestimiento no se tienen restricciones y las pérdidas de presión son muy pocas. Por el contrario, el anular ofrece mayor restricción al flujo y las pérdidas de presión son más altas que las que se dan en anulares convencionales.

Las exigencias económicas de los marcos geológicos complejos, los yacimientos de menor extensión con reservas recuperables limitadas y la necesidad de optimizar el desarrollo y la explotación de los campos maduros hacen que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento resulten cada vez más atractivas para las compañías operadoras.

La minimización del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de las sargas de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Al alcanzar la profundidad total, la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina el extraer la sarga de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento permanente.

El menor manipuleo de las tuberías aumenta la seguridad en la localización del pozo y permite que los perforadores utilicen equipos de perforación de tamaño estándar o más pequeños, construidos específicamente para perforar con TR. Los nuevos equipos de perforación compactos para operaciones con TR requieren menor potencia, utilizan menos combustible, producen menos emisiones y operan desde localizaciones de superficie más pequeñas, así como pueden ser transportados en forma más rápida y fácil que los equipos de perforación convencional.

En comparación con las operaciones de perforación tradicionales, la técnica de entubación durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación cuando ocurren incidentes como el atascamiento de la tubería o pérdida del control del pozo, a través del efecto de “empaste” que se produce al utilizar tuberías de mayor diámetro, permitiendo mayor estabilidad al perforar zonas de intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de lodo de perforación.

Las sargas de revestimiento poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que se traduce en una disminución de un 25% de realizar conexiones, invirtiendo menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo. Las operaciones de perforación con TR eliminan varias etapas del proceso de construcción de pozos convencional y mejoran la circulación del fluido de control y con ello la remoción de recortes producidos por la barrena, logrando una limpieza más eficaz del pozo.



El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con TR indica que se puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta un 50% y acortar el tiempo de perforación que está entre el 10 y 35% por pozo.

Para llevar a cabo esta técnica es necesario contar con las juntas adecuadas en las tuberías de revestimiento para que se puedan ir armando los diferentes tramos de tubería.

La manera de perforar se hace básicamente de dos formas diferentes:

1. Utilizando un conjunto de fondo que es recuperable mediante maniobras con cable que permiten acceder rápidamente a la barrena, motor de fondo y demás componentes. (ver figura 1.24)
2. Sin conjunto de fondo, con la barrena y accesorios de flotación directamente unidos a la TR, los cuales quedarán cementados en el fondo con la tubería

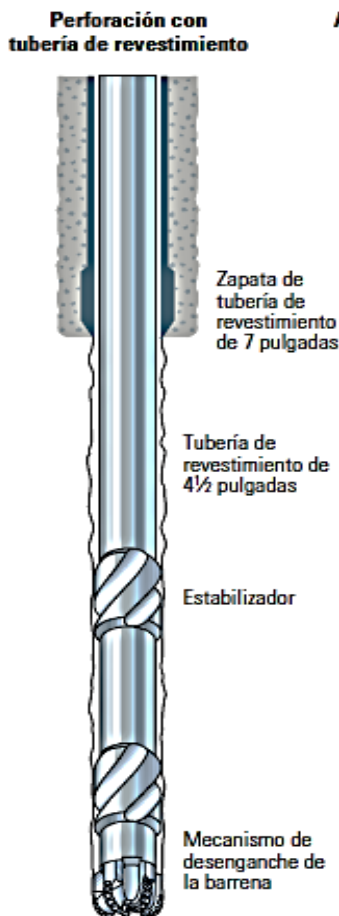


Figura 1.24 Perforación con tubería de revestimiento

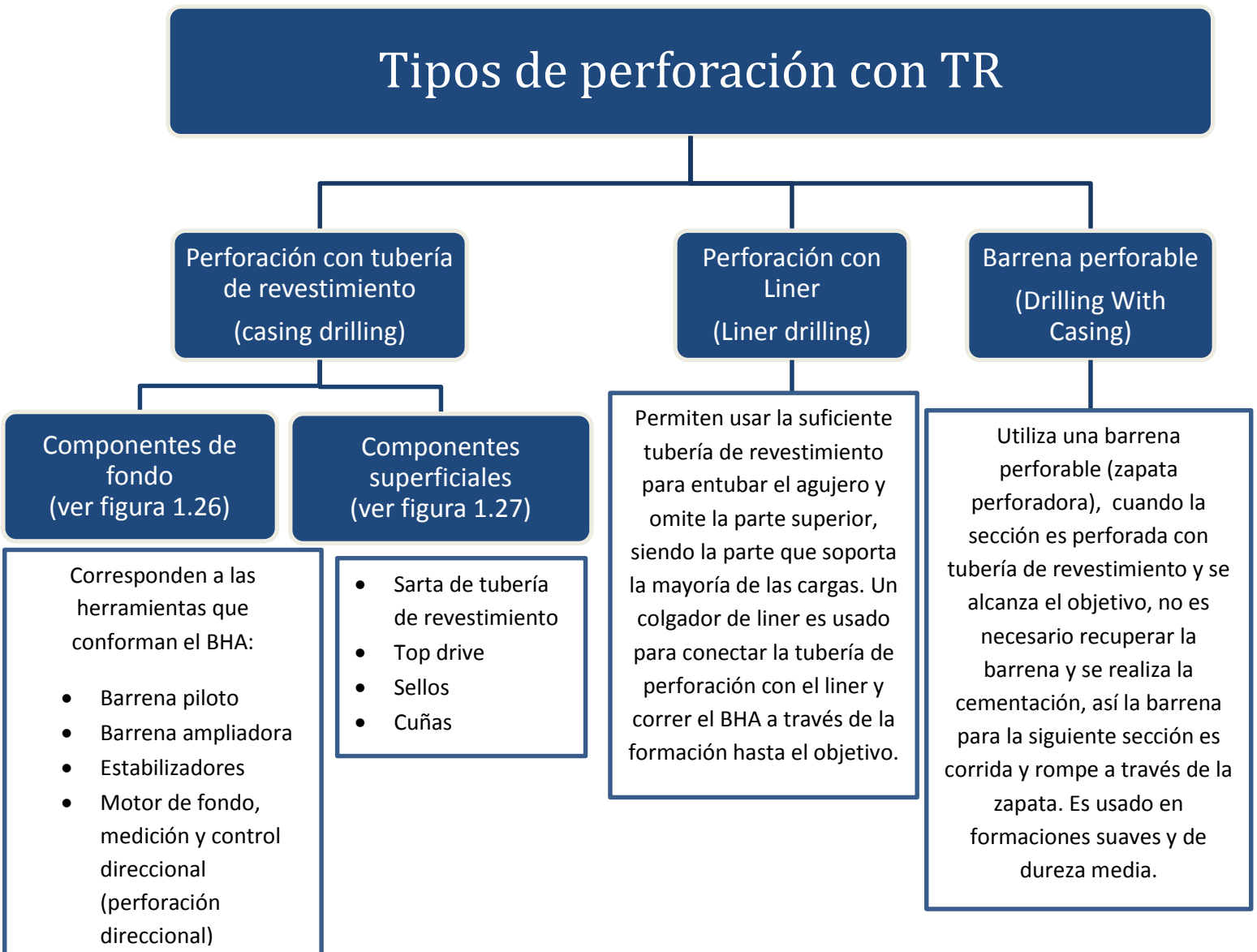
Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

1.6.4.3 TIPOS DE PERFORACIÓN CON TR

La Perforación con TR es una tecnología que está cobrando auge debido a la posibilidad que ofrece de perforar y entubar simultáneamente un pozo.

Los conceptos aplican para las tres modalidades de perforación con tuberías de revestimiento, las cuales se muestran en la figura 1.25 y son:

- Aparejo recuperable (Casing Drilling)
- Perforación con Liner (Liner Drilling)
- Barrena perforable o aparejo no recuperable (Drilling with casing)



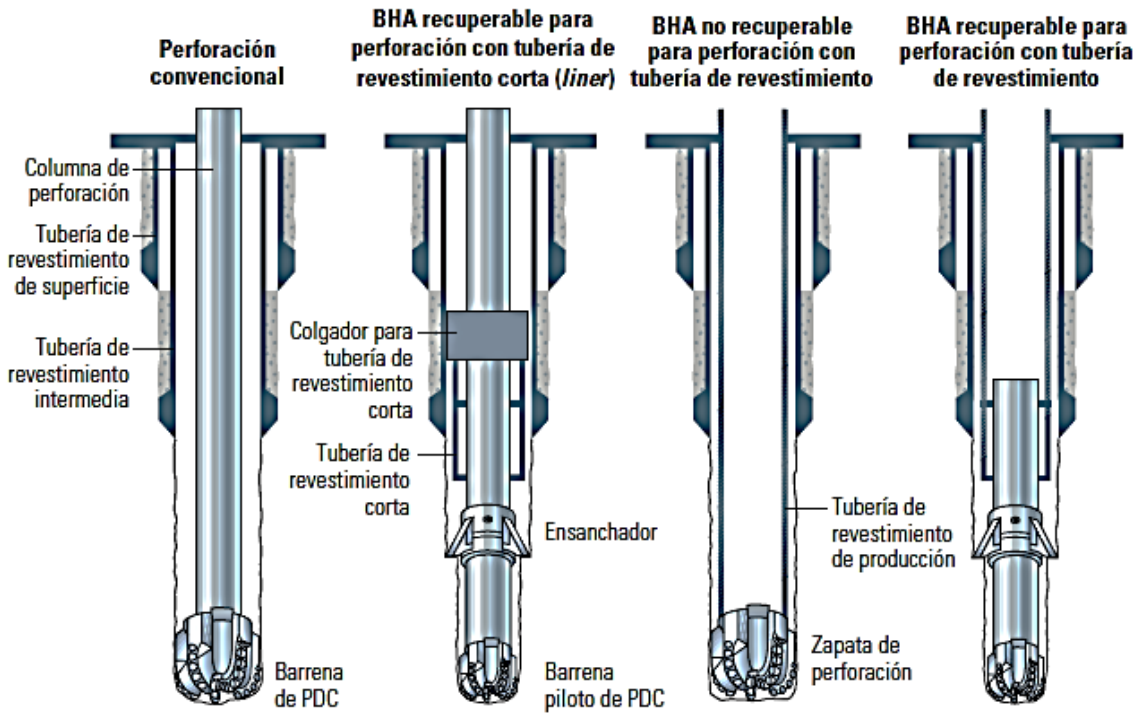


Figura 1.25 Operaciones de perforación y entubación simultáneas con tuberías de revestimiento cortas (*liners*) o sargas de revestimiento completas.

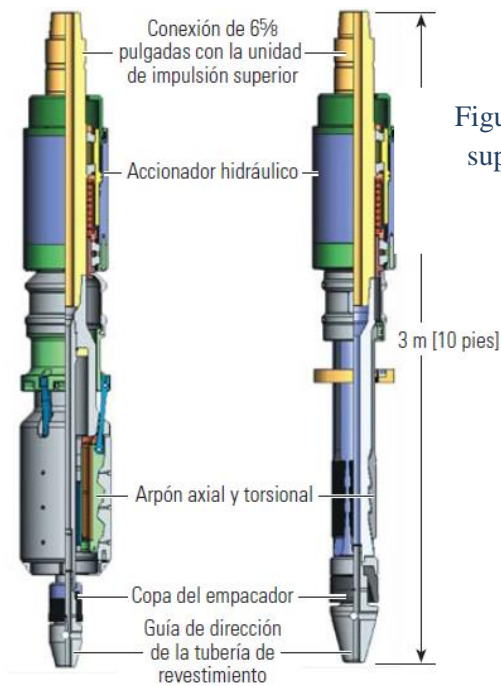


Figura. 1.26 Componentes de superficie de la perforación con TR

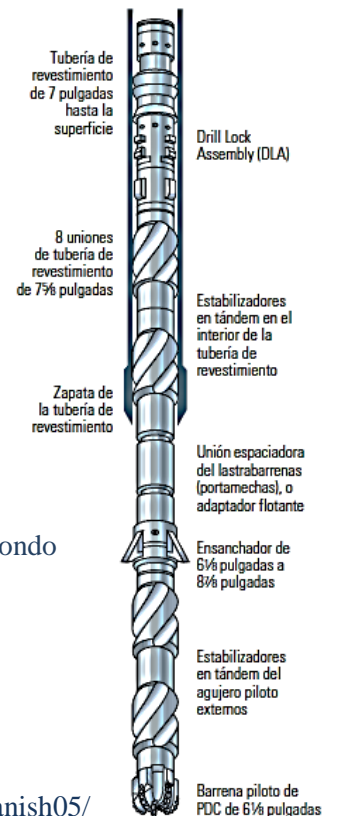
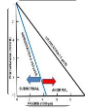


Figura 1. 27 Componentes de fondo de la perforación con TR

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

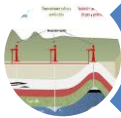
1.6.4.4 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON TR



Resolver y minimizar problemas en zonas de presión anormal, subnormal.



Reduce tiempos de perforación al disminuir viajes en un 30%.



Resolver y minimizar problemas en formaciones inestables y no consolidadas.



La seguridad del equipo es mayor, al no sacar la tubería y se tiene mayor control del pozo.



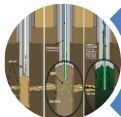
Resolver y minimizar problemas en zonas de pérdida de circulación.



Reducción de los costos de operación asociados al movimiento y renta de equipos.



Elimina el uso de la tubería de perforación, que se verá reflejado directamente en la disminución de los costos de operación y transporte de tuberías.



Se tiene una limpieza más eficiente del pozo con una geometría anular de diámetro único



Requiere menor potencia del equipo y menor gasto de combustible

1.6.5 PERFORACIÓN CON TUBERÍA FLEXIBLE (TF) (COILED TUBING)

La tubería flexible es una estructura de múltiples capas metálicas entrelazadas y enrolladas elípticamente, complementadas con cintas y polímeros extruidos. La tecnología de la tubería flexible está basada en el uso de un tubo continuo de acero flexible, el cual se enrolla en un carrete para su transporte y almacenamiento; en la superficie la tubería es conectada a una unión giratoria de alta presión en el extremo del rollo para fluir por dentro de la tubería. La tubería flexible es introducida y sacada del pozo por medio de la cabeza inyectora, la cual combina varias operaciones hidráulicas que permiten al operador tener el control sobre la posición y movimiento de la tubería.

Un ensamblaje con un sello prensa estopa colocado debajo de la cabeza inyectora, produce un sello dinámico alrededor de la tubería y permite ser introducida y sacada del pozo en condiciones seguras. A continuación se encuentra el preventor BOP (Blow Out Preventor), montado entre el sello y el árbol de válvulas del pozo, cuyas funciones se relacionan con la seguridad y el control sobre las presiones. La unidad de tubería flexible se opera desde la cabina de control que es un único punto de control y estación de monitoreo para las funciones primarias de la unidad y de los equipos anexos. (ver figura 1.28)

Originalmente esta técnica fue desarrollada en los años 60 para operar en pozos con presión, flujo y/o pérdida con el fin de remover puentes de arenas, pero en la actualidad se ha convertido en una tecnología multifacética, que va desde la intervención de pozos hasta la perforación y terminación al ir evolucionando las tecnologías de perforación y materiales para la tubería flexible.

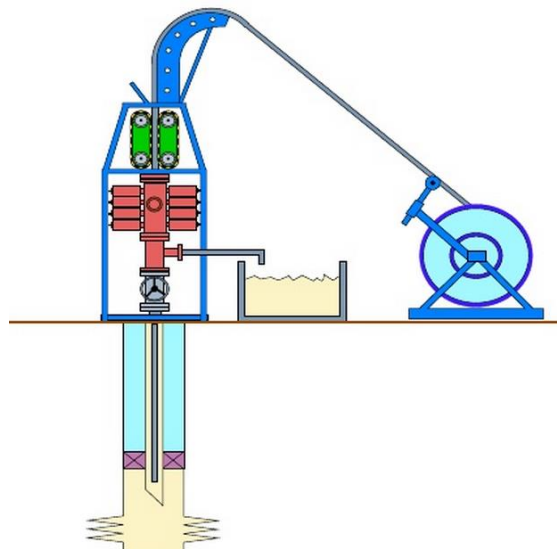


Figura 1.28 Arreglo para la perforación con tubería flexible
Fuente: Well Control School, capítulo 15, Tubería Flexible.

1.6.5.1 APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN CON TF

- Lavado de arenas y sólidos
- Limpieza de parafinas y asfáltenos
- Descarga del pozo e inicio de la producción
- Estimulación de formaciones
- Cementación
- Consolidación de arenas
- Ensamble de perforación
- Circulación de fluidos
- Colocación de herramientas de ensayo y punzado
- Pesca y herramientas de colocación
- Tubería de producción
- Terminación sin tubería (tubingless)

1.6.5.2 EQUIPOS PARA LA PERFORACIÓN CON TF

Los componentes del equipo de Tubería Flexible (TF) se muestran en la figura 1.29:

Unidad de bombeo.
 Unidad de Potencia.
 Carrete y tubería flexible.
 Cabina de control.
 Cabeza inyectora.
 Conjunto de preventores.
 Grúa y subestructura.

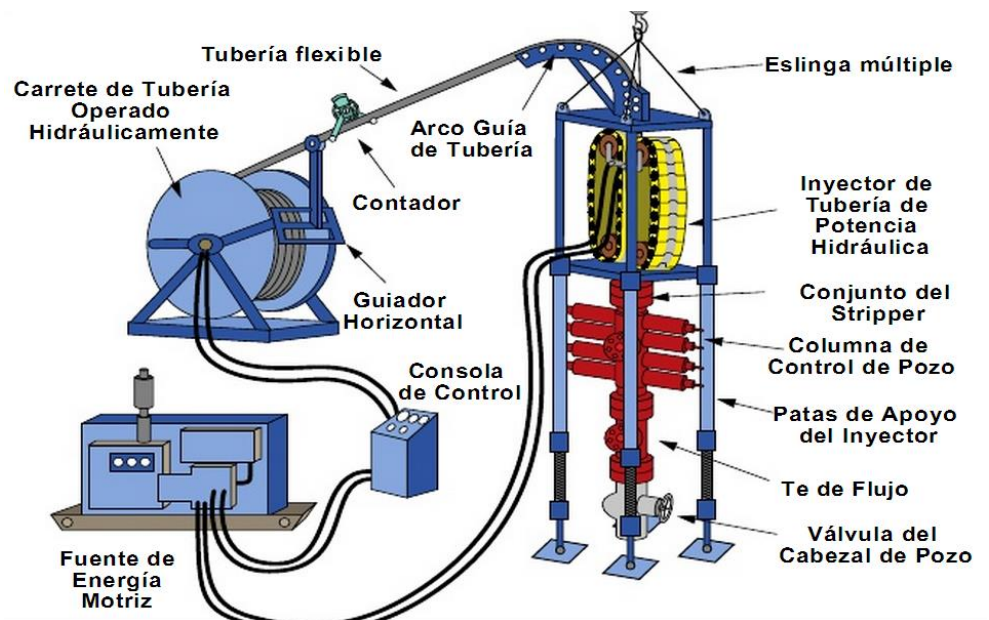


Figura 1.29 Equipo para la perforación con TF

Fuente: Well Control School, capítulo 15, Tubería Flexible.

1.6.5.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON TF

Ventajas

- Eficiencia y seguridad en intervenciones de pozos
- Capacidad de movilización rápida, instalación y preparación del equipo en la localización
- Capacidad de circular mientras se trabaja la sarta
- Reduce el tiempo de una corrida y el tiempo que el pozo no produce
- Menor impacto ambiental y riesgo operativo
- Menor cantidad de requerimiento de las cuadrillas de trabajo
- Menor costo con mayor flexibilidad de trabajo
- El cuerpo de la tubería flexible no necesita que se hagan o deshagan conexiones
- Se aumenta la seguridad del personal debido a las necesidades reducidas de manipulación de la tubería.
- El daño a la formación se minimiza cuando la terminación o reparación se realiza sin matar el pozo.

Desventajas:

- La tubería flexible es susceptible a torcerse enroscándose, lo cual causa la fatiga de la tubería, debilitamiento y requiere frecuente remplazo de la tubería.
- La tubería flexible tendrá un espesor de pared más delgado comparado con la tubería por tramos. Esto limita la resistencia a la carga de tensión de la tubería.
- Debido a los efectos de la fatiga cíclica por doblado, la resistencia específica a la fluencia del material de la TF se reducirá, afectando la resistencia de la tubería contra reventones y colapso.
- Se tienen una longitud limitada por el carrete
- Los tamaños para tubería flexible son limitados
- Debido a los pequeños diámetros y longitudes considerables de la sarta, las pérdidas de presión son muy altas cuando se están bombeando fluidos a través de la tubería.
- La tubería flexible no puede rotarse desde la superficie, por lo que es necesario un motor de fondo para realizar la perforación.



1.6.6 PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Se consideran aguas profundas aquellas con tirantes de agua mayores a 400 y 500 metros. Para operar se utilizan equipos marinos, como son: barcos perforadores, plataformas semisumergibles, plataformas de patas tensionadas (TLP). Estos equipos normalmente cuentan con un sistema sofisticado de posicionamiento dinámico. Se considera que las aguas ultraprofundas comienzan a los 1500 m, profundidad para la que generalmente se diseña la mayor parte del equipo de producción convencional. En la figura 1.30 se esquematizan las regiones de aguas profundas.

Para la perforación en aguas profundas se utilizan sistemas de flotación avanzados que cuentan con sistemas de anclaje y/o posicionamiento dinámico, tienen un alto grado de automatización, disponen de suficiente capacidad para realizar pruebas de producción de pozo para obtener parámetros del yacimiento, además pueden operar en condiciones climáticas severas y cuentan con mayor autonomía de operación.

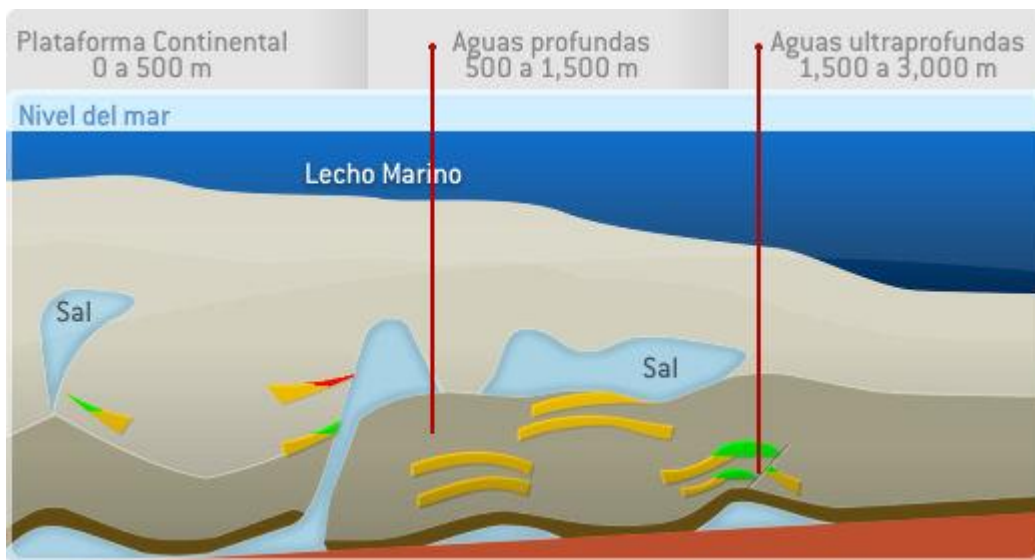


Figura 1.30 Regiones de aguas profundas

Fuente:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionid=8&catid=11300&contentid=17758#1>

1.6.6.1 SISTEMAS FLOTANTES DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera son más complejas y costosas que aquellas en tierra, por lo que los equipos y estructuras de perforación deben soportar condiciones climáticas severas y se requieren: equipamientos de control y comunicaciones, sistemas de anclaje o posicionamiento, sistemas de generación de energía, área de almacenamiento de químicos y materiales, zona de tratamiento de desechos, equipo de seguridad y contra incendios e instalaciones de para abastecimiento.

Existen dos tipos de sistemas flotantes, los sistemas empleados para llevar a cabo la etapa de perforación y los que son empleados para la producción, ambos son posicionados en la zona de operación por medio de sistemas de cables y cadenas o posicionamiento dinámico. La producción de los pozos submarinos se transporta a la superficie a través de ductos verticales (risers) que están diseñados para soportar las condiciones marinas.

Plataforma semisumergible

Permiten perforar a cualquier profundidad, tienen pontones y columnas que se llenan de agua para sumergir la estructura a la profundidad deseada, cuentan con sistemas que monitorean las condiciones de carga y la capacidad del proceso de perforación. (ver figura 1.31)

Plataforma TLP

Las plataformas de piernas tensionadas TLP (Tension leg platform), pueden ser TLP de 4 piernas para operaciones de perforación y producción y Mini TLP de 3 piernas utilizadas únicamente para operaciones de producción. Se utilizan tensores fijados en el lecho marino por pilotes, que reducen los movimientos originados por las corrientes marinas. (ver figura 1.32)

Boya Spar

Una plataforma Spar se compone principalmente de un casco y la cubierta, equipos de producción y sistema de anclaje. El casco se mantiene a flote mediante un cilindro central que se extiende 200 m bajo la superficie, en el fondo del cilindro hay lastre sólido, generalmente hierro, proporcionando estabilidad. La cubierta cuenta con instalaciones de perforación, producción, reparación de pozos, y puede almacenar la producción en el interior del cilindro. (ver figura 1.33)



Buque perforador

Es un equipo de perforación flotante capaz de realizar perforaciones en localizaciones remotas, además de soportar las corrientes y el oleaje, así como la fuerza del viento. La forma y capacidad de la cubierta, le permite almacenar una gran cantidad de equipo y herramientas para la perforación, siendo capaces de perforar en tirantes de agua de más de 300 m de profundidad y perforar más de 10000 m sobre el lecho marino. Su torre de perforación está ubicada en el centro de la embarcación, donde una abertura en el casco (moon-pool) permite el paso del aparejo de perforación. (ver figura 1.34)

Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga

El sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga, Floating Production Storage and Offloading (FPSO), es un buque con que cuenta con la más alta tecnología para llevar a cabo las actividades de explotación de hidrocarburos hasta tirantes de agua hasta 3000 m. Está formado por un casco que integra las funciones de flotador y almacenaje, y por una cubierta que funciona como una planta de proceso. También recibe los hidrocarburos producidos por plataformas cercanas para procesarlos, almacenarlos y descargarlos a los buques cisternas. (ver figura 1.35)

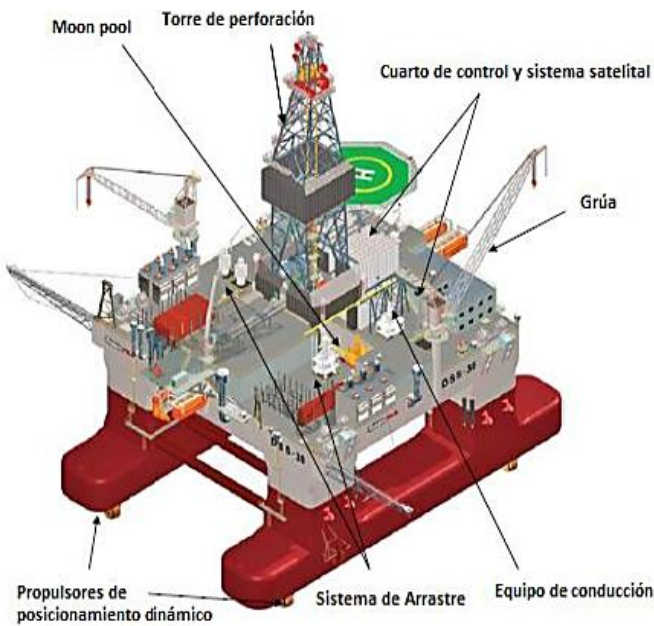


Figura 1.31 Componentes de la plataforma semisumergible

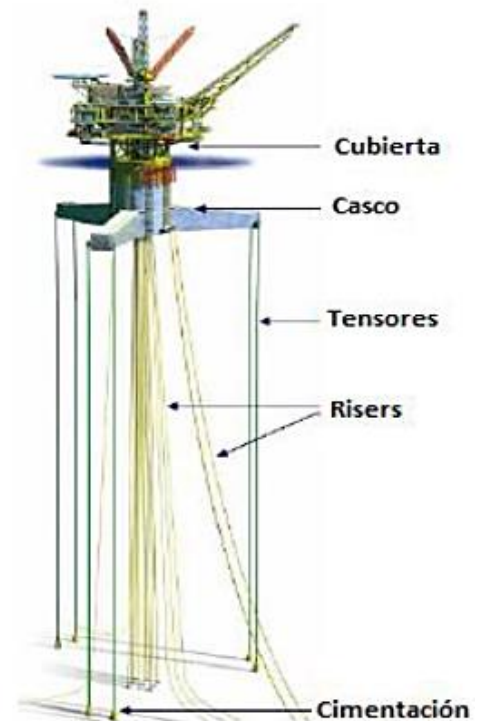


Figura 1.32 Plataforma TLP

Fuente: SÁNCHEZ, Casas Oscar, Explotación de campos petroleros en aguas profundas, Tesis, UNAM, 2012



Figura 1.33 Componentes de la Boya Spar



Figura 1.34 Buque perforador

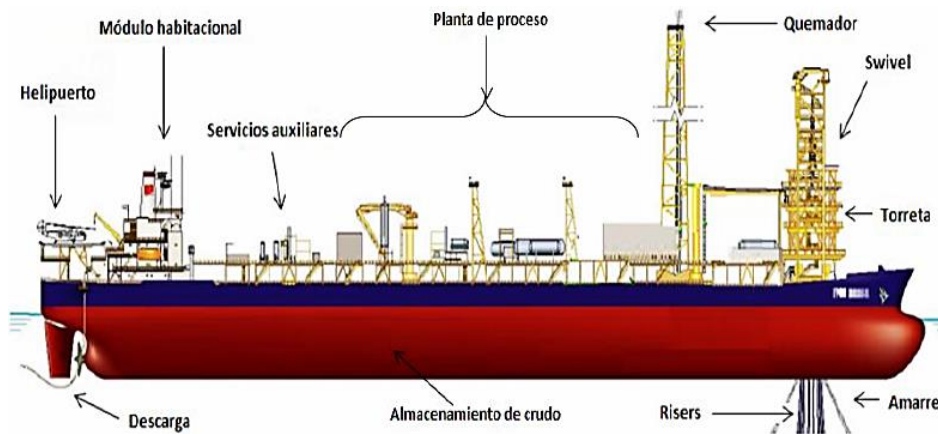


Figura 1.35 Componentes del FPSO

Fuente: SÁNCHEZ, Casas Oscar, Explotación de campos petroleros en aguas profundas, Tesis, UNAM, 2012

1.6.6.2 SISTEMAS SUBMARINOS

Para asegurar una adecuada explotación de los yacimientos ubicados en aguas profundas, se necesitan equipos que tengan la capacidad de soportar las condiciones y sean de la más alta tecnología, es por ello que a los sistemas que se encuentran sumergidos en el agua se les llama sistemas submarinos y son el conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios submarinos que permiten la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, en la figura 1.36 se muestran los componentes del sistema submarino y se componen de:

- Sistemas de recolección de la producción
 1. Cabezales
 2. Árboles submarinos (verticales y horizontales)
 3. Múltiple de válvulas (Manifold)
 4. Jumpers (well jumper y jumper de línea de flujo)

- Sistemas de control
 1. Módulo de control submarino (MCS)
 2. Umbilicales
 3. Unidad de potencia eléctrica, Electrical Potencial Unit (EPU)
 4. Unidad de potencia hidráulica, Hydraulic Potencial Unit (HPU)
 5. Ensamble de terminación umbilical submarino, Subsea Umbilical Termination Assembly (SUTA)
 6. Unidad de distribución submarina, Subsea Distribution Unit (SDU)
 7. Sistema de control submarino, Subsea Control Module, SCM

- Sistemas de distribución de la producción
 1. Ductos
 2. Líneas de flujo

- Procesamiento submarino
 1. Bomba multifásica
 2. Compresión submarina
 3. Separación submarina

Los fluidos provenientes del yacimiento fluyen a través del pozo con la ayuda de sistemas de bombeo (Bombeo electrosumergible), que desplazan a los fluidos para llegar al cabezal de producción o árbol de producción submarino y desde ahí al conector, al múltiple de distribución y a las líneas de flujo, antes de llegar al riser de producción que lo enviará a la superficie para su procesamiento.



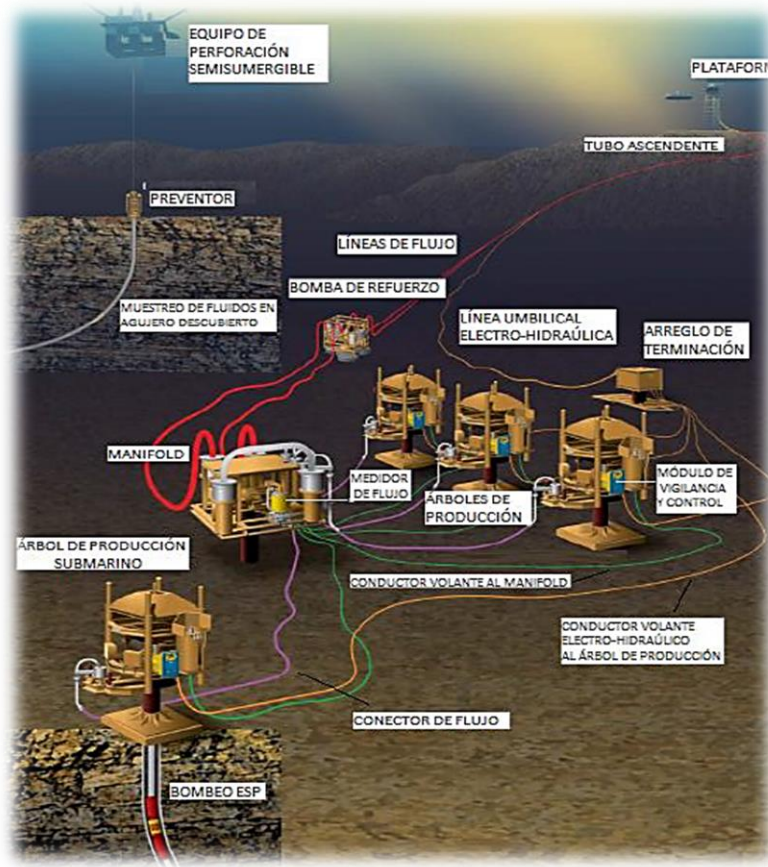


Figura 1.36 Componentes de un sistema submarino
 Fuente: SÁNCHEZ, Casas Oscar, Explotación de campos petroleros en aguas profundas, Tesis, UNAM, 2012

1.6.6.3 PROBLEMÁTICAS EN LA PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

- Tirantes de agua
- Pérdidas de circulación
- Estabilidad del agujero
- Flujo de agua y gas
- Cementación en aguas profundas
- Tubería atascada
- Efectos de presión y temperatura
- Aseguramiento de flujo
- Optimización de la hidráulica
- Formación de hidratos
- Problemas ambientales
- Tratamiento de residuos
- Fluidos de perforación y terminación
- Logística

1.6.7 PERFORACIÓN CON LÁSER

Los láseres producen una intensa radiación electromagnética, la cual se puede ocupar para derretir o vaporizar formando agujeros en las rocas. Los destellos láser son producidos por excitación de átomos hasta altísimos estados de energía.

Cuando los átomos caen sobre estados más bajos de energía, dan una radiación electrónica monofrecuencial, la cual puede ser enfocada dentro de los intensos destellos láser. Al incidir estos destellos en la roca van eliminando una parte de ésta pero producen una cierta zona de fracturamiento que al estar en conjunto con un sistema mecánico de perforación la penetración es más eficiente.

LASER básicamente es un anacrónico para Ampliación de Luz por Emisión Estimulada de Radiación (Light Amplification by Stimulated Emission of Radiation). El láser es fundamentalmente un dispositivo que convierte la energía en una forma de haces radioactivos electromagnéticos (fotones).

Estos fotones son principalmente producidos debido a la regresión de los átomos a su más bajo estado de energía después de su excitación a los más altos niveles. Cuando esto sucede un fotón es liberado. Esta alta energía conforme con la luz radioactiva pueden ser enfocadas para formar un haz potente de alta intensidad, el cual puede ser empleado para fragmentar la roca, fundirla o evaporarla, dependiendo de la potencia de entrada, del tipo de láser, del ajuste focal y de las características de interacción del láser con el tipo de roca particular presente.

Los otros parámetros del láser incluyen: el método de descarga (pulsado o continuo), la longitud de onda, el tiempo de exposición, la amplitud del pulso, la tasa de repetición, la potencia media y sus picos. Estos parámetros determinan la transferencia de energía efectiva a la roca.

La mayoría de las investigaciones en el campo de la perforación a laser están enfocadas únicamente al uso del láser para evaporar la roca.



Hay cuatro mecanismos básicos de remoción o desintegración de la roca, estos son:

1. **Fusión y Vaporización**, el cual toma lugar cuando la roca está sujeta a temperaturas por encima de su punto de fusión.
2. **Fractura Térmica**, la cual ocurre debido al calentamiento de la superficie de la roca producido por una alta cantidad de tensiones, la cual excede la fuerza de la roca.
3. **Fractura Mecánica**, el cual es causado mecánicamente por la perforación de la roca.
4. **Reacciones Químicas**, este ocurre cuando los químicos disuelven la roca.

Los láseres de alta potencia pueden debilitar, fracturar, fundir y vaporizar la roca, siendo la fractura termal el mecanismo de mayor eficiencia energética de remoción de la roca. La fracturación a laser es un proceso de remoción de la roca que usa un láser termal que induce tensiones para fracturar la roca en pequeños fragmentos antes de fundirla. Cuando la energía de un láser de alta intensidad está enfocada en una roca que posee una conductividad termal baja, produce un incremento instantáneo de la temperatura de la roca. Esto resulta en una tensión termal local que fractura la roca.

1.6.7.1 EQUIPO Y BARRENA MECÁNICA DEL LÁSER

La barrena mecánica del láser trabaja principalmente en la primera fractura de la roca usando un rayo láser. Se ha comprobado que las temperaturas inducidas por el láser debilitan la roca. Esto es debido al desarrollo de la fractura, la deshidratación mineral y la vaporización que resulta en un incremento del espacio poroso. Esta roca debilitada es entonces perforada por técnicas de barrenas mecánicas normales, así esta barrena alcanza tasa de eficiencia mayores. Las características del láser pueden ser ajustadas desde superficie dependiendo de la información de registro y de las características de la formación.

Esta configuración consiste en un aparato de producción de laser en superficie. El láser produce haces los cuales se transfieren agujero abajo usando cables de fibra óptica usados ampliamente en varias máquinas industriales a láser. Aunque este ensamblaje parece relativamente sencillo, la transferencia de los rayos por la fibra óptica podría provocar un problema debido a las largas profundidades que recorre para alcanzar la profundidad de perforación. Después de la transferencia de los rayos desde superficie a través del cable, el haz es alimentado dentro del cabezal del láser que está ubicado como una parte integral de la barrena mecánica usada comúnmente.(ver figura 1.37)



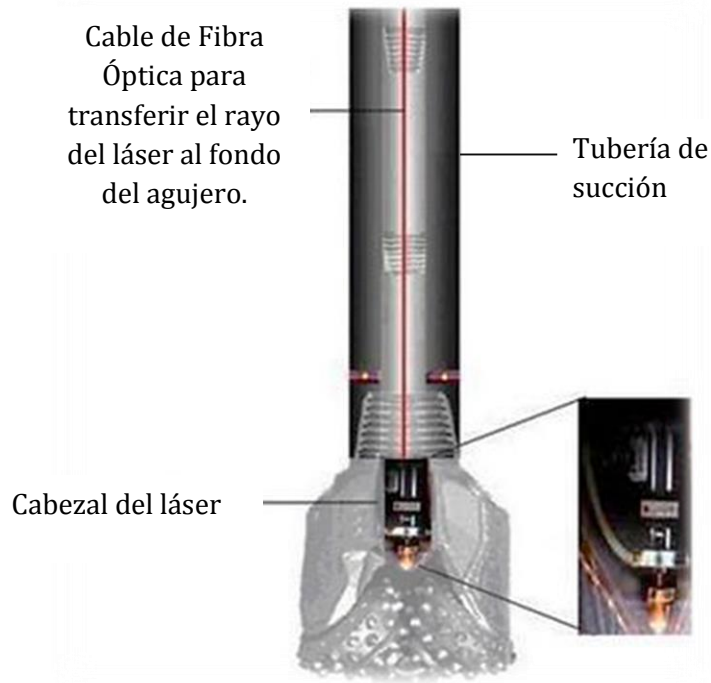


Figura 1.37 Barrena tricónica con láser

Fuente: Shahvir Pooniwalla, SPE-104223 “Lasers: The Next Bit”

Cabezal del Láser

El cabezal del láser es la etapa final del sistema de producción de láser, es básicamente una toma de corriente para el rayo láser a la roca. Consiste en unos lentes convergentes o divergentes que ajustan las propiedades del haz o rayo. Estos lentes ayudan a controlar la potencia, el área de exposición (diámetro del rayo) y la distancia del foco del rayo desde la barrena a la formación.

Como parte integral de cualquier cabezal del láser de perforación, una tubería de succión siempre está presente. Esta tubería o conducto limpia las partículas que salen del área de perforación. Estas partículas si no son limpiadas pueden obstruir los lentes del láser reduciendo la eficiencia del mismo.

El diseño de las barrenas mecánicas usadas actualmente, debe ser modificado para que el cabezal del láser encaje perfectamente en la barrena. Se debe tomar mucho cuidado durante el diseño del cabezal del láser, ya que debe quedar perfectamente alineado con la abertura del centro de la barrena, para que el rayo no encuentre ninguna obstrucción.

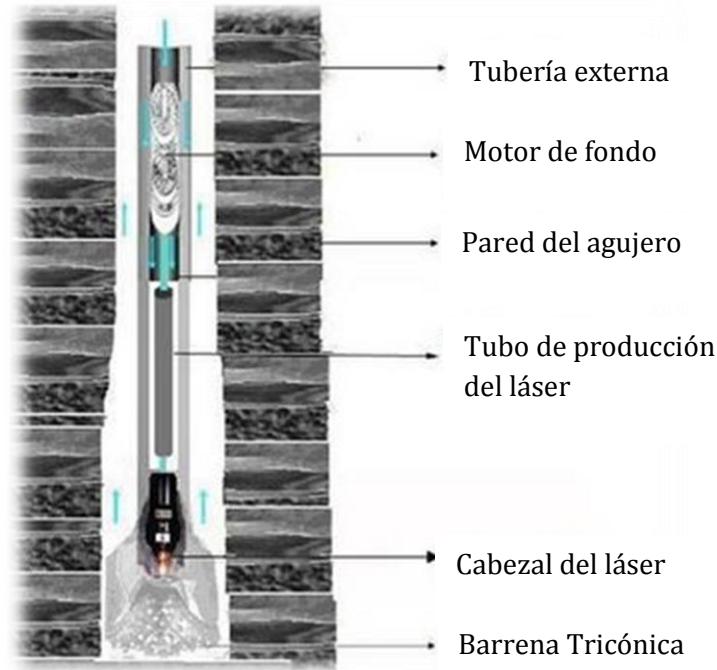


Figura 1.38 Barrena triconica con láser con ensamblaje de fondo

Fuente: Shahvir Pooniwala, SPE-104223 "Lasers: The Next Bit"

1.6.7.2 VENTAJAS DE LA PERFORACIÓN CON LÁSER

Estos métodos son propuestos para tener varias ventajas sobre la implementación de técnicas de perforación rotatoria, las cuales incluyen:

1. Incremento de la Tasa de Penetración (ROP). La perforación a laser muestra el potencial de tener un ROP que representa ser más de 100 veces los ROP presentes.
2. Equipar de revestidores temporales.
3. Reducción del tiempo de viaje y un incremento de la vida útil de la barrena.
4. El láser depende de los parámetros como: el peso de la barrena, la tasa de circulación del lodo, la velocidad de rotación y el diseño de la barrena
5. Perforaciones exactas y precisas, ya que la barrena viaja sin problemas para mantener una línea recta a lo largo del trayecto.
6. Proporcionar mayor control, la perforando y con capacidad de seguimiento lateral.
7. Diámetro de agujero único.
8. El logro de estos avances, siendo atractivos ambientalmente y ofreciendo tecnología rentable y segura.

CAPÍTULO 2

COMPARACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO



CAPÍTULO 2

COMPARACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y LA PERFORACIÓN CON TR

Con las innovaciones en el área de la perforación de pozos se han desarrollado y diseñado nuevas tecnologías durante la perforación que ayuden a solucionar los principales problemas técnicos y limitaciones que se presentan en la perforación convencional para la optimización de tiempos, costos y mejoras en las operaciones en cuanto a la seguridad y en manejo de los equipos y herramientas.

Mientras surjan mayores retos para lidiar con el aprovechamiento óptimo de los recursos petroleros, así como la extracción de los mismos ofrece grandes desafíos tanto tecnológicos como económicos, se debe tener presente incorporar las mejores y más innovadoras tecnologías que puedan cubrir las necesidades de la industria petrolera.

La perforación con tubería de revestimiento es una gran alternativa técnica y económica que se enfoca en la optimización del tiempo de perforación que puede ser traducido en mayores ahorros en la inversión y como solución a los problemas que se pueden presentar en la perforación rotatoria.

Para ello en éste capítulo se analizarán los principales equipos y sistemas que componen a la perforación rotatoria, así como las herramientas que componen dichos sistemas, es con ello que se realizará una comparación con los equipos que componen el sistema para la perforación con tubería de revestimiento, aunque ambas tecnologías de perforación utilizan herramientas y equipos similares, se hará énfasis en las diferencias principales entre ambos sistemas para dejar más clara la tecnología de perforación con tubería de revestimiento.



2.1 PERFORACIÓN ROTATORIA (CONVENCIONAL)

La perforación tiene como propósito la exploración, delimitación y el desarrollo de campos petrolíferos. La función principal de una torre de perforación rotatoria es atravesar las diferentes capas de roca terrestre para obtener un agujero que permita explotar los hidrocarburos. Para esto, se requiere del equipo necesario y suficiente que nos permita la realización del trabajo. Estos diferentes equipos se pueden dividir en cinco sistemas principales, de acuerdo con la actividad específica que realicen.

Los cinco sistemas son:

1. Sistema de Izaje
2. Sistema rotatorio
3. Sistema de circulación de lodo
4. Sistema de energía
5. Sistema para el control del pozo

2.1.1 SISTEMA DE IZAJE

Su objetivo es aportar los medios para levantar y bajar la sarta de perforación, revestimiento y otros equipos subsuperficiales, para realizar conexiones y viajes.

Este sistema suministra un medio por el cual se da movimiento vertical a la tubería que está dentro del pozo.

Los principales componentes de este sistema son:

- Torre o Mástil y subestructura
- El malacate.
- La corona y la polea viajera (sistema de poleas) y el cable de perforación.



Torre o mástil.

Aporta la altura vertical (y el soporte) requerido para levantar secciones de tubería del pozo o hacia el pozo, es una estructura de acero arriba de la perforación situada para soportar el ensamble de las herramientas y el equipo utilizado en el proceso de perforación rotatoria. La longitud más común es de 27 a 30 pies (9 m), lo correspondiente a la altura de una “lingada” o tres tubos unidos.

Una torre estándar es una estructura con cuatro patas de apoyo que descansa sobre una base cuadrada, el mástil es ensamblado una sola vez cuando es fabricado, luego de ser instalado se mantiene como una sola unidad. (Figura 2.1)

El equipo que debe de ser soportado por la torre o el mástil es:

- La corona. Es una plataforma localizada en la parte superior de la torre o el mástil, donde está también el lugar para el bloque de la corona.
- La changuera. Es una plataforma de trabajo localizada arriba del piso de perforación de la torre o el mástil, el cual soporta al personal que trabaja en ella para poner de pie la tubería de perforación y los lastrararenas durante las operaciones de perforación.
- Rampa de tuberías. La rampa en la parte frontal de la torre o el mástil donde la tubería es elevada y puesta en el piso de perforación, cuando se adhieren secciones de tuberías.
- Contrapozo. El agujero en el suelo está localizado debajo del piso de perforación el cual provee una altura adicional entre el piso de perforación y del cabezal de la TR para poder acomodar los preventores.

Consideraciones para su diseño:

1. El mástil debe soportar con seguridad todas las cargas (jalón) y cargas que excedan la capacidad del cable.
2. Deberá soportar el empuje máximo por la velocidad del viento.
3. La plataforma de trabajo tiene que estar a la altura apropiada para el buen manejo de la tubería (lingadas).



Subestructura.

Es el soporte de la torre, tiene el espacio para colocar los preventores, a su vez soporta todos los equipos instalados sobre el piso de perforación. La subestructura es una estructura de trabajo larga de acero (Figura 2.2) la cual es ensamblada directamente sobre el sitio de perforación. No solo soporta el peso de la mesa rotaria, sino el peso completo de la torre, el equipo de izaje, la mesa rotatoria y la sarta de perforación (incluyendo la tubería de perforación, los lastrarbarrenas, etc.) cuando la sarta está suspendida en el agujero por las cuñas. También soporta una sarta de tubería de revestimiento cuando la tubería se está instalando en el agujero utilizando las cuñas que van asentadas dentro de la mesa rotaria o cuando se está almacenando a la tubería temporalmente en la subestructura. El piso de la instalación también sostiene al malacate, los controles del perforador, etc.

La base de la subestructura descansa directamente sobre el piso a perforar. El equipo de perforación cuenta con una plataforma de trabajo en la parte más alta de la subestructura, la cual es denominada piso de perforación. La subestructura se eleva de 3 a 12 metros sobre el suelo. El elevar el piso de perforación deja un espacio bajo la torre para las válvulas especiales de alta presión (preventores) y otros equipos, que la cuadrilla conecta a la cima del pozo. La altura exacta de una subestructura depende del espacio que se necesite para colocar estos equipos.

El equipo y las herramientas que tiene que soportar la subestructura son:

- La mesa rotatoria. Provee la rotación y puede mantener suspendidas las tuberías (tubería de perforación, lastrarbarrenas, etc.), las cuales hacen girar a la barrena en el fondo del pozo.
- Los malacates. Es el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.
- Sistema de transmisión de la rotaria. Transmite el poder del malacate a la mesa rotaria
- Consola del perforador. Centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- Las llaves de apriete y el agujero de ratón. Usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrarbarrenas, TR, etc., para su conexión o desconexión.
- La casa del perro. Es un cobertizo chico usado como oficina del perforador y donde se guardan las herramientas pequeñas.



El American Petroleum Institute, API, ha publicado especificaciones estándares para torres y mástiles, así como para subestructuras y todo el equipo de perforación.

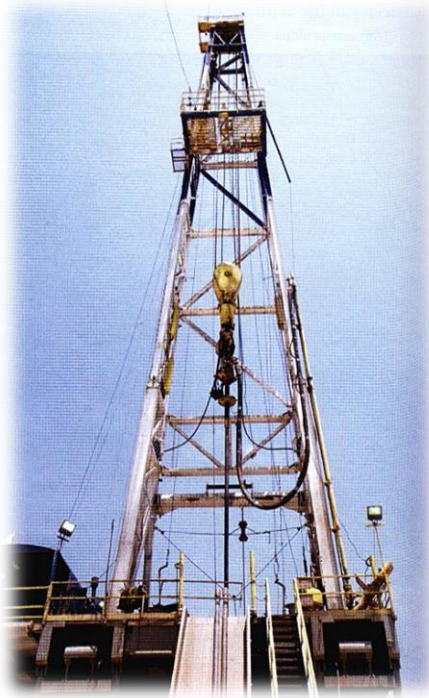


Figura 2.1 Torres de perforación



Figura 2.2 Subestructura

El malacate

El malacate es la pieza principal del equipo, es grande y pesado, consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual se enrolla un cable de acero, llamado cable de perforación. También tiene un eje que atraviesa el malacate y que tiene dos tambores que giran en cada extremo de este eje. Es el elemento que utiliza la energía del sistema de potencia para aplicarle una fuerza al cable de perforación. Está provisto de un sistema de frenos para controlar las altas cargas y un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción en las balatas. (ver figura 2.3)



Figura 2.3 El malacate

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

El malacate consiste del carrete principal, de diámetro y longitud proporcionales según el modelo y especificaciones generales. El carrete sirve para devanar y mantener enrollados cientos de metros de cable de perforación. Por medio de adecuadas cadenas de transmisión, acoplamientos, embragues y mandos, la potencia que le transmite la planta de fuerza motriz puede ser aplicada al carrete principal o a los ejes que accionan los carretes auxiliares, utilizados para enroscar y desenroscar la tubería de perforación y las de revestimiento o para manejar tubos, herramientas pesadas u otros implementos que sean necesarios llevar al piso del taladro. De igual manera, la fuerza motriz puede ser dirigida y aplicada a la rotación de la sarta de perforación.

Corona y polea viajera (Sistema de poleas) y cable de perforación (ver figura 2.4)

Sistema de poleas

Es el que une al malacate con la tubería de perforación o revestimiento y proporciona un medio mecánico para bajar o levantar dichas tuberías.

Corona. Poleas fijas ubicadas en la parte superior de la torre o mástil de perforación, conjuntamente con el block viajero permiten el movimiento vertical.

Bloque viajero. La polea viajera, como su nombre lo indica, es de libre movilidad. También se le conoce como: Block y Gancho.

Compuesto por:

- Gancho
- Elevador

Cable. Este elemento en especial debe tener continua supervisión, para evitar rupturas que provoquen daño al personal, al equipo o pérdida de la sarta.

El cable de perforación esta generalmente construido con cable de acero de 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas (2.86 a 3.81 cm) de diámetro. El cable de acero, se fabrica a su vez de alambres de acero, este también requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, ya que unos van rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque de la corona y de la polea viajera. Ya que es un artículo que se desgasta y se tiene que reponer, puede ser un gasto apreciable en cualquier instalación.



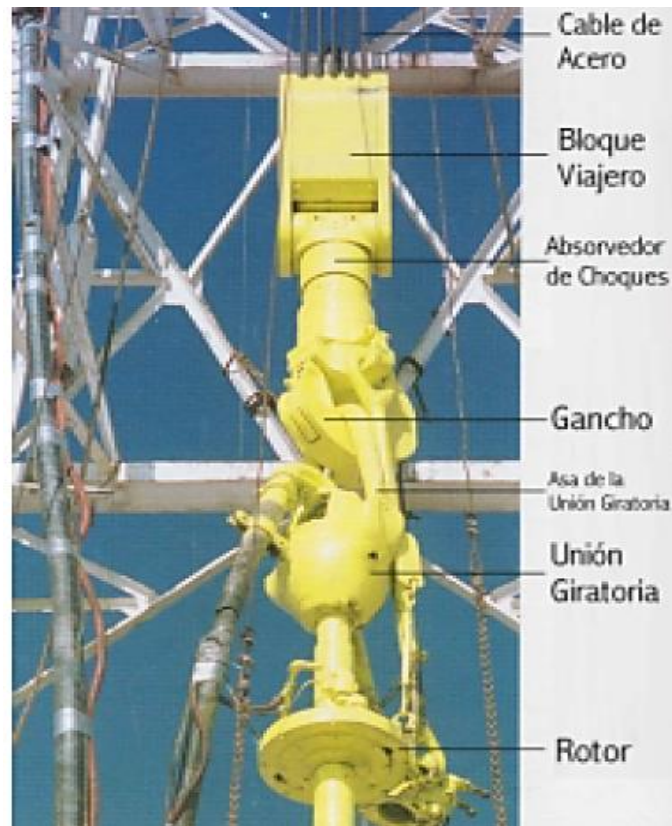


Figura 2.4 Sistema de poleas y cable de acero.

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

2.1.2 SISTEMA ROTATORIO

El sistema rotatorio es el encargado de proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la acción de perforar. La sarta de perforación es el ensamble del equipo entre la unión giratoria y la barrena, incluyendo a la flecha, la tubería de perforación y a los lastrabarrenas. El término sarta de perforación se refiere sencillamente a la tubería de perforación y a los lastrabarrenas; sin embargo en el campo petrolero, la sarta de perforación a menudo se utiliza refiriéndose a todo el ensamble.

En la actualidad existen tres formas de aplicar rotación a la barrena:

- El Sistema Rotatorio Convencional
- El Sistema Top Drive
- Motores De Fondo

El sistema rotatorio convencional.

Este sistema es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación y está a su vez a la barrena. Este sistema está compuesto por:

El equipo rotatorio consiste en:

- La mesa rotatoria.
- La unión giratoria.
- La flecha o el Kelly.
- Sarta de perforación
- La barrena.
- Accesorios Especiales.

Mesa rotaria

La rotaria es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero y muy pesada, tiene generalmente forma rectangular. Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria, produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria la transfiera a la tubería y a la barrena. Un motor eléctrico y los trabajos del aparejo accionan el poder de esta. El equipo adicional transfiere el movimiento que da vuelta de la mesa rotaria a la tubería de perforación y a la barrena.

Esta es un ensamble que provee de rotación, está localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba del agujero donde se va a perforar, consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro, y dos importantes accesorios que son el buje de la flecha, el cual es usado durante la perforación y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente. Un buje es una guarnición que va dentro de una apertura en una máquina. El buje maestro tiene una apertura con la cual los miembros del equipo puedan maniobrar y es donde se establece el contacto con la tubería con el pozo.



Figura 2.5 Mesa rotaria

Fuente:

http://es.sdyuanzheng.com/products_detail..html

Unión giratoria o swivel

Es un aparato mecánico pesado que tiene la principal característica de girar y que va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas, por lo tanto interconecta el sistema rotatorio con el sistema de izaje. El gancho suspende a la unión giratoria y a la tubería de perforación.

La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

- Soportar el peso de la sarta de perforación.
- Permitir que la sarta de perforación gire libremente.
- Proveer de un sello hermético y un conducto para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

Flecha o Kelly

La flecha (kelly).- Es un elemento de acero de forma cuadrada y hexagonal que se instala en la parte superior de la tubería de perforación, en ella se instalan válvulas de seguridad en ambos extremos para el control de flujos del pozo.

Las flechas estándar miden 12.20 m (40 pies). Es el elemento encargado de transmitir la rotación hacia la tubería de perforación, lastrabarrenas y la barrena. En la parte superior de la flecha se conecta la unión giratoria.

La válvula de seguridad de la flecha o válvula de tapón de la flecha, es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior de la flecha. La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión que sale por la sarta de perforación, la mayoría de las válvulas de tapón requieren de una llave especial para cerrarse, por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar, en general, una flecha hexagonal es más fuerte que una flecha cuadrada.



Por consiguiente, se tiende a utilizar flechas hexagonales en equipos grandes para perforar los pozos profundos debido a su fuerza adicional. Los equipos pequeños utilizan a menudo flechas cuadradas porque son menos costosas.

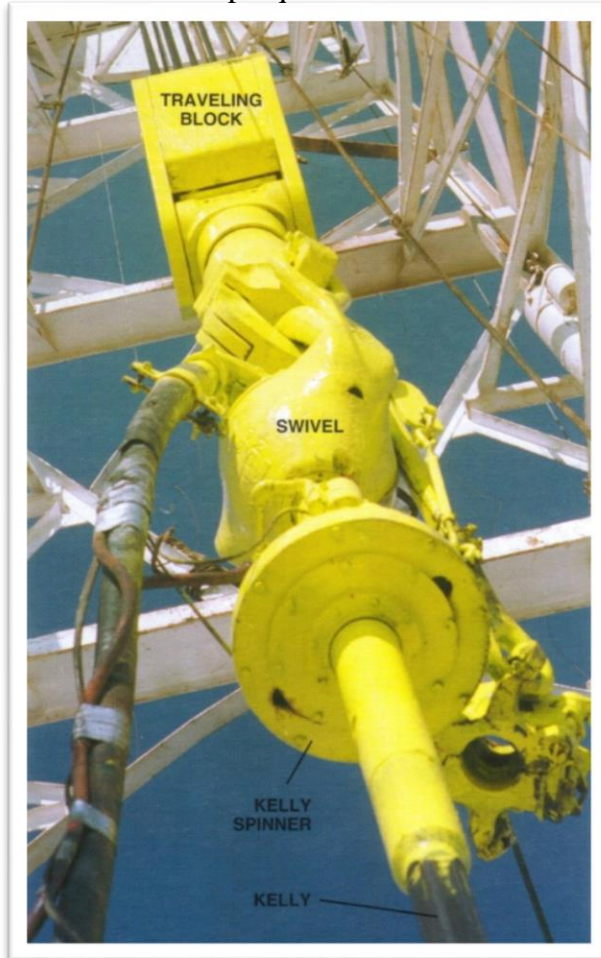


Figura 2.6 Componentes de sistema rotatorio, swivel y flecha o kelly

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

Sarta de perforación

Está compuesta de la tubería de perforación y la tubería de paredes gruesas llamada lastrarrenas. Cada junta de tubería de perforación mide 9 m (30 ft). Cada extremo de la junta contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como piñón. Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conocen como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante suelda a la parte exterior de la junta del tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas especificadas por la industria.

Los lastrabarrenas, como la tubería de perforación, son tubos de acero a través de los cuales se puede bombear lodo. Los lastrabarrenas son más pesados que la tubería de perforación y se utilizan en el extremo inferior de la sarta para poner peso sobre la barrena. Este peso es lo que le permite a la barrena perforar. Los lastrabarrenas tienen las uniones de tubería soldadas, las roscas son cortadas directamente en los lastrabarrenas.

Existen diferentes tipos de lastrabarrenas como son los lastrabarrenas estándar, en espiral y de diámetro reducido (zipped).

De manera general la sarta de perforación está compuesta por los siguientes elementos:

- Flecha.
- Tubería de perforación.
- Aparejo de fondo.
- Barrena.

Las funciones que como conjunto realizan son:

- Sirve como conducto del fluido de superficie a la barrena.
- Transmite el movimiento rotatorio.
- Da el peso necesario a la barrena.

El aparejo de fondo, es el conjunto de tuberías y aditamentos que se encuentra trabajando en el fondo del pozo y los que realizan propiamente la demolición de la roca, entre sus elementos se encuentran:

- Lastrabarrenas.
- Tubería extrapesada.
- Estabilizadores.
- Martillo.
- Amortiguador
- Portabarrena
- Barrena
- Motor de fondo
- MWD.
- Canasta



El tipo de aparejo de fondo se diseñará de acuerdo a las necesidades que presente la perforación del pozo a realizar. Como funciones de este aparejo de fondo se encuentra que aporta el peso sobre barrena, da el control de la dirección del pozo, aporta estabilidad a la barrena, trabaja bajo compresión, etc.

Las tuberías de perforación más comunes son:

- 3 ½ pg. de diámetro con 13.30 lb/ft de peso nominal.
- 4 ½ pg. de diámetro con 16.60 lb/ft de peso nominal.
- 5 pg. de diámetro con 19.50 lb/ft de peso nominal.

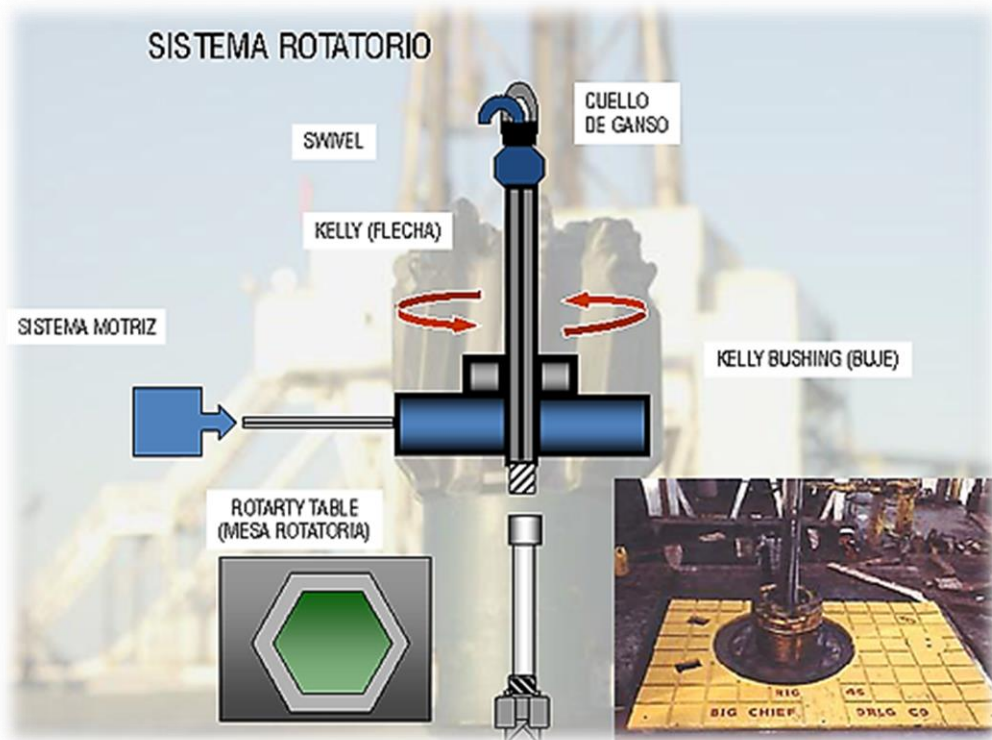


Figura 2.7 Sistema rotatorio

Fuente: www.cedip.edu.mx/tomos/tomo03.pdf

Barrena

El trabajo primario de las barrenas es rotar en el fondo del agujero. La barrena es el final del aparejo de perforación, porque la barrena es la que perfora el pozo. En la industria que se dedica a la fabricación de barrenas, se ofrecen varios tipos, en muchos tamaños y diseños, se diseñan para perforar un diámetro determinado de agujero y en una clase específica de formación. Las barrenas las hay en dos categorías principales:

- Cabezal con movimiento (cónicas)
- Cabezales fijos.

Ambas tienen cortadores, que muelen la roca mientras que la barrena perfora. Las barrenas tienen varias clases de cortadores dependiendo del tipo de barrena. Los cortadores para las barrenas cónicas son dientes de acero o de carburo de tungsteno. Los cortadores para las barrenas de cabeza fija son de diamantes naturales, diamantes sintéticos, o una combinación (híbrido) de ellos.

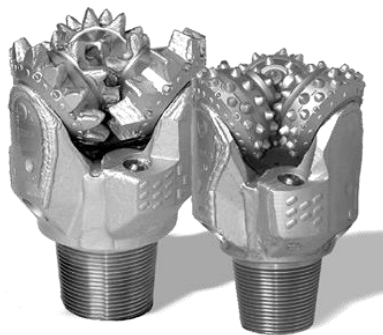


Figura 2.8 Barrenas tricónicas

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

El sistema Top Drive

Este sistema también es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación y está a su vez a la barrena. Este sistema elimina varios elementos de la perforación rotatoria convencional, en su lugar se tiene un mecanismo impulsor superior, también llamado “unión giratoria de poder” que hace girar la tubería de perforación y la barrena. Como una unión giratoria regular, el motor elevable cuelga del gancho del sistema de izaje y tiene un conducto para que el lodo de perforación pase hacia la tubería de perforación. Sin embargo, el motor elevable viene equipado de un motor eléctrico (algunos motores elevables grandes tienen dos motores). Los perforadores accionan el motor elevable desde su consola de control, el motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda para que se pueda conectar la parte superior de la sarta de perforación. Cuando se enciende el motor, la tubería de perforación y la barrena rotan. Un motor elevable elimina la necesidad de una unión giratoria convencional, de una flecha y de un buje de la flecha. (ver figura 2.9)

Este sistema está compuesto por:

- Unión giratoria
- Motor eléctrico
- Sistema de frenado
- Control de torque
- Control remoto para el gancho
- Válvula de control
- Elevador

Al ser un elemento de reciente innovación, su utilización es muy costosa, razón por la cual únicamente se utiliza en:

- Pozos altamente desviados
- Pozos horizontales
- Pozos multilaterales
- Perforación bajo balance

El Sistema Motor De Fondo

Este sistema es subsuperficial, ya que se instala inmediatamente arriba de la barrena y la acción de rotar es generada por el fluido de perforación. El equipo puede utilizar un motor de fondo para rotar la barrena, que a diferencia de un sistema de mesa rotatoria convencional o un sistema del motor elevable, el motor de fondo no gira la tubería de perforación, sino solamente la barrena, el lodo de perforación acciona la mayoría de los motores de fondo, que normalmente se instalan sobre la barrena. (ver figura 2.10)

Para hacer que el lodo de perforación rote la barrena, este tipo de motores cuentan con un eje espiral, que va dentro de una cubierta tubular. El eje y la cubierta están de una manera tal que la presión del lodo causa el movimiento rotatorio, como la barrena está asociada al eje del motor, el eje hace que esta gire. Después de que el lodo propicia el movimiento, este sale fuera de la barrena como de costumbre.



Los equipos de motor de fondo se usan a menudo para perforar los pozos direccionales o verticales.



Figura 2.9 Sistema Top drive

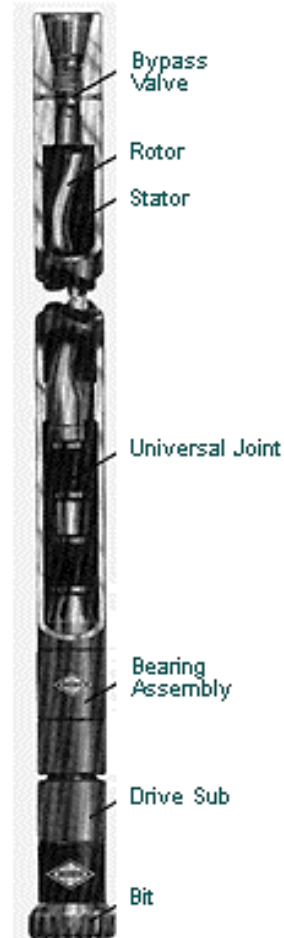


Figura 2.10 Sarta con motor de fondo

Fuente: <http://blog-petrolero.blogspot.mx/2010/04/ventajas-del-top-drive-perforacion.html>

2.1.3 SISTEMA DE CIRCULACIÓN DE LODO

El sistema de circulación del fluido de perforación es parte esencial de la sarta de perforación. Sus dos componentes principales son: el equipo que forma el circuito de circulación y el fluido propiamente.

El bombeo del líquido de perforación al fondo del pozo para recoger los cortes hechos por la barrena y levantarlos hasta la superficie. Pero no solo estos recortes son los que se llevan a superficie, al mismo tiempo se levantan las partículas sólidas de las caras del pozo de las formaciones que se van atravesando.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria, la flecha (Kelly), la tubería de perforación, los lastrabarrenas, la barrena, la espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión.

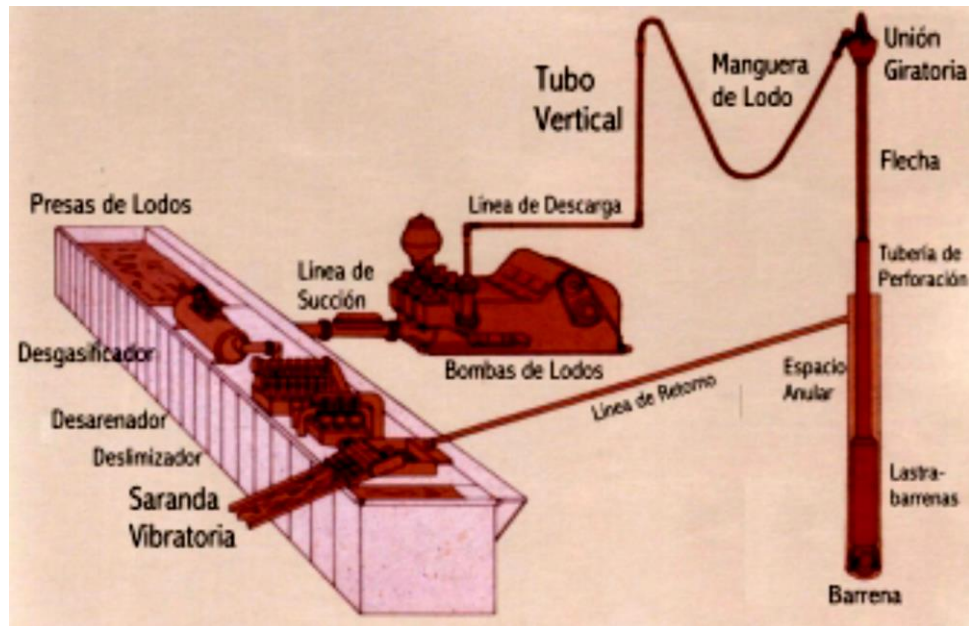


Figura 2.11 Sistema de circulación de lodo de perforación

Fuente: http://achjjj.blogspot.mx/2012_04_01_archive.html

El lodo es bombeado desde la presa de succión, a través del tubo vertical que es una sección de tubo de acero montado verticalmente en una pata del mástil o de la torre. El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo, ésta va conectada a la unión giratoria, el lodo entra a la unión giratoria, luego baja por la flecha o kelly, por la tubería de perforación, por el portabarrenas y sale por la barrena. Aquí vira hacia arriba por el espacio anular, (espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo).

Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamada línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada zaranda vibratoria o temblorina. La temblorina separa los recortes del lodo y los echa a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento, luego a la de mezcla y por fin a la presa de succión para volver a circular el lodo impulsado por la bomba.

El fluido, debido a sus componentes, actúa como un lubricante, lo cual ayuda a mantener la rotación de los elementos cortantes de la barrena. Los chorros de fluido que salen a alta velocidad por las boquillas de la barrena limpian los elementos cortantes, asegurando así su mejor funcionamiento.

Funciones:

- Arrastrar hacia la superficie la roca desmenuzada (recortes) por la barrena. Para lograr que el arrastre sea eficaz y continuo, el fluido tiene que ser bombeado a la presión y volumen adecuado, de manera que el fondo del agujero se mantenga limpio y la barrena avance eficazmente.
- Enfriar y lubricar la barrena, acciones cuyos efectos tienden a prolongar la durabilidad de todos los elementos de la barrena. La velocidad del fluido por el espacio anular y sus características tixotrópicas son muy importantes para lograr la limpieza del agujero.
- Depositar sobre la pared del agujero un enjarre delgado y flexible y lo más impermeable posible que impida la filtración excesiva de la parte líquida del fluido hacia las formaciones. El espesor del enjarre, expresado en milímetros, está en función de los constituyentes y otras cualidades del fluido.

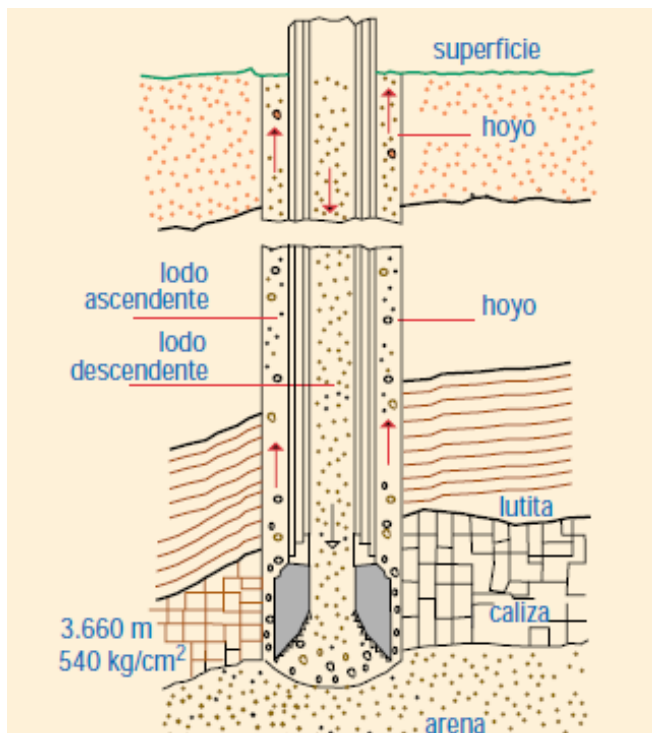


Figura 2.12 Movimiento ascendente y descendente del fluido de control en el pozo

Fuente: Efraín E.Barberii, el pozo ilustrado, 2010.

2.1.4 SISTEMA DE ENERGÍA

Toda torre necesita una fuente de energía para mantener el sistema circulatorio y el de izaje funcionando, y en muchos casos también el sistema rotatorio requiere de esta energía para hacer un agujero.

Se transmite la energía a algunas partes del equipo como son: el malacate, las bombas, el sistema de rotación y algunos sistemas auxiliares. El sistema de potencia en un equipo de perforación generalmente consiste de una fuente primaria de potencia.

La potencia primaria puede ser transmitida hacia el equipo que la utilizará por medio de los siguientes medios:

- Sistema Diésel Mecánico (Convencional).
- Sistema Diésel Eléctrico CD/CD).
- Sistema Diésel Eléctrico CA/CD).

Sistema diésel mecánico (convencional)

La transmisión de energía se efectúa a través de convertidores de torsión, flechas, cadenas, transmisiones, cuya eficiencia mecánica promedio es del 65%.

Sistema diésel eléctrico CD/CD

Estos sistemas usan generadores y motores de corriente directa con una eficiencia real en conjunto del 85%. En este sistema, la energía disponible se encuentra limitada por la razón de que sólo un generador CD se puede enlazar eléctricamente a un motor CD dando como resultado 1,600 HP disponibles para impulsar el malacate.

Sistema Diésel Eléctrico CA/CD

Están compuestos por generadores de CA y por rectificadores de corriente directa (SCR). Estos sistemas obtienen una eficiencia del 98%, la energía disponible se puede canalizarse parcial y totalmente a la maquinaria que la usará (rotaria, malacate y bombas). La ventaja de este sistema es que toda la potencia podría dirigirse o impulsar al malacate teniendo una disponibilidad de potencia de 2,000 HP. Estos motores ofrecen una vida más larga y menor costo.



Hay dos métodos para transmitir la potencia hasta los componentes del equipo:

Transmisión mecánica de energía

En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues, uniones, engranes, correas, poleas y ejes, todos los cuales funcionan para lograr la transmisión de energía. (ver figura 2.13)

Transmisión eléctrica de energía

Las instalaciones diésel-eléctricas utilizan motores diésel, los cuales le proporcionan energía a grandes generadores de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución en una cabina de control, de ahí la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, el malacate, las bombas de lodo y la mesa rotaría.

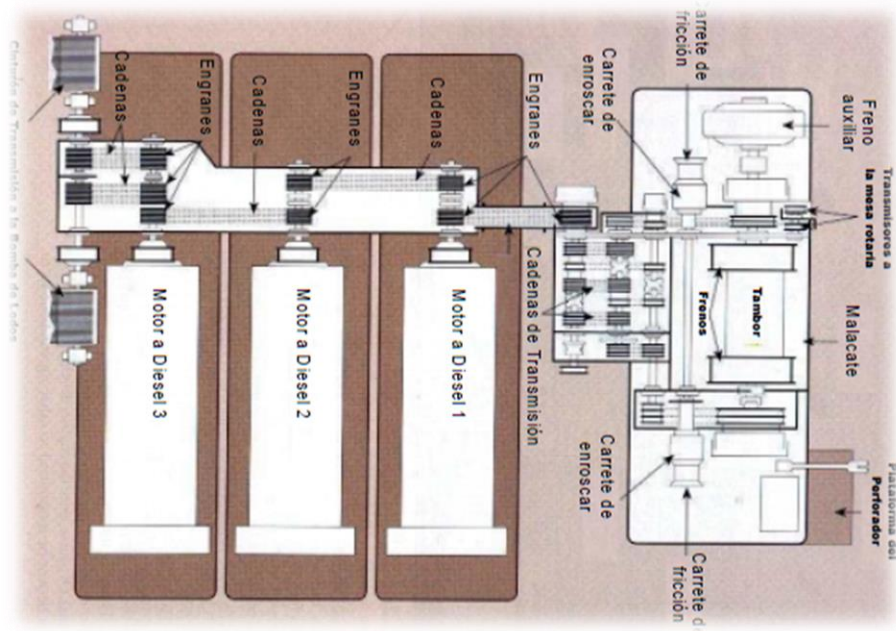


Figura 2.13 Transmisión mecánica de energía

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

2.1.5 SISTEMA PARA EL CONTROL DEL POZO

Preventores.

La función de los preventores es el de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción o de trabajo, ya sean gas, aceite, o agua.

El sistema de control también es conocido como “Conexiones superficiales de control” y es el que proporciona la seguridad en el pozo en situaciones de aportación de fluidos imprevista de las formaciones perforadas.

Clasificación de los preventores:

- De interiores.
- De ariete.
- Esféricos.
- Anular mecánico.

Existen diferentes tipos de arreglos de los preventores con Normas API. La clasificación de los mismos, es en base a la presión que manejarán:

Clase 2M, Clase 3M, Clase 5M, Clase 10M y 15M

El arreglo óptimo deberá considerar los siguientes factores:

- Presiones en las Formaciones a perforar.
- Tipo de yacimiento
- Áreas (pobladas, sensibles, etc.).
- Tipo de equipo de perforación (terrestre o marino)

Preventores de interiores.

Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo.

(Válvula de contra presión).- Es un preventor de revestimiento interno para sarta de perforación que cierra eficazmente el recinto de la tubería para sellar la presión del pozo, cuando se introduce al pozo se abre apenas se restaura la circulación.



El recinto de la sarta de perforación se cierra herméticamente y automáticamente bajo la acción de un resorte de cierre ayudado por la presión del pozo la válvula se abre automáticamente al reanudarse la circulación.

Preventores de ariete.

Se utilizan como control superficial en un pozo, para sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente, funciona casi siempre hidráulicamente para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo, los arietes para tubería deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.

Se usan unidades sencillas y dobles y se colocan sobre el cabezal de tubería de revestimiento o de producción, sus bridas deben tener las mismas especificaciones API que el cabezal donde se instalen, si no es de la misma medida, se utilizará un carrete o brida adaptada para efectuar el enlace correspondiente.

Preventores esféricos.

Se utilizan principalmente para sellar el espacio anular o el pozo franco, cuando se detecta una señal de cabeceo al momento de estar moliendo, metiendo o sacando tubería del pozo. Es el accesorio que forma parte del conjunto de preventores y tiene la habilidad de efectuar cierres herméticos a presión, en cualquier cuerpo que esté dentro del pozo, sin importar su forma o en pozo franco, para ello utilizan como elemento una unidad de caucho de alta calidad con insertos, haciéndolos más efectivos y alargando su vida útil, la forma y tamaño de sello está regido por la marca del preventor.

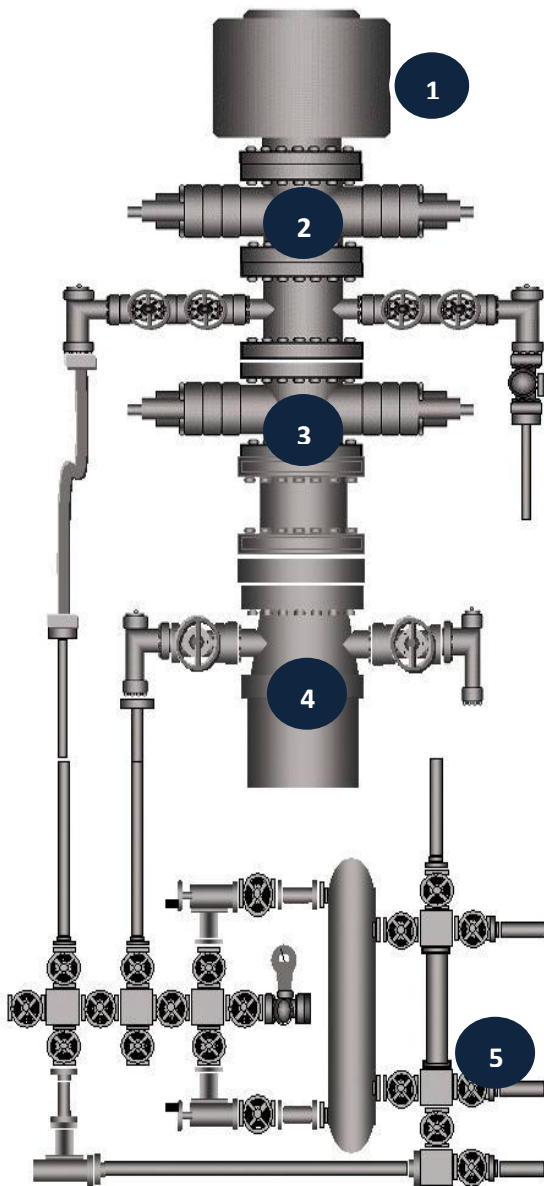
Preventor anular mecánico.

Se utiliza en donde se operan pozos de bombeo mecánico o hay operaciones donde se hace necesario introducir tubería bajo presión, es así que se utilizan los preventores de reventones anulares.

Los preventores anulares mecánicos son diseñados variando únicamente los hules que se colocan de acuerdo a la tubería que se manejará, así como los topes superiores, ya que éstos varían de acuerdo a su diámetro interior.



Análisis de un arreglo de preventores



- 1) El preventor anular o Hydrill, tiene la particularidad de proporcionar un sello hidráulico por el espacio anular de la tubería de perforación sin importar el diámetro, su elemento de empaque se ajusta a la forma de la tubería.
- 2) Es el preventor ciego o de corte, este elemento cuando es accionado corta la tubería que se encuentre en ese momento.
- 3) Es el preventor anular, ya que al accionarlo hace un sello hidráulico.
- 4) Carrete de control, utilizado para el control del pozo en caso de presentarse algún brote o manifestación.
- 5) Árbol de estrangulación, utilizado para el control del pozo y en las pruebas de producción.

Figura 2.14 Arreglo de preventores

Fuente: Presentación curso de elementos de perforación, UNAM.

2.1.6 DISEÑO DE TR

El diseñar y asentar las tuberías de revestimiento es un proceso fundamental para mantener la integridad del pozo, por ello la selección de materiales a utilizar es de suma importancia, ya que de estos dependerá la protección de las paredes del agujero para evitar derrumbes y aislar manifestaciones de hidrocarburos, esta protección la ofrecen las tuberías de revestimiento de manera telescopiada, es decir, se utilizan tramos de tuberías de revestimiento de diámetros cada vez menores hasta alcanzar la profundidad debido a razones técnicas y económicas.

Durante la perforación se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes como zonas de bajos gradientes de fractura, intervalos con presiones anormalmente altas, formaciones inestables, yacimientos depresionados, entre otros. Esto provoca que se deban aislar los intervalos que ocasionan dichos problemas para continuar con la perforación mediante la cementación de tuberías de revestimiento.

El objetivo de diseñar una tubería de revestimiento, es seleccionar de manera óptima los tamaños, profundidades y características de la TR como son el grado, el peso y las juntas que ofrezcan un beneficio técnico óptimo, es decir, que no existan fallas y resista a la fuerza que será sometida y que sea con una inversión económica óptima.

Las condiciones del pozo que se realizará, deben ser analizadas con la finalidad de determinar el tipo y cantidad de tubería necesaria para perforarlo. Por lo que no en todos los pozos se requerirá el mismo diseño, ni estarán presentes todos los tipos de tuberías de revestimiento, en la figura 2.15 se muestran las etapas de la perforación para ilustrar el diseño de las TR's.

Las tuberías de revestimiento representan el 18% del costo total del pozo, es por ello que se debe optimizar los diseños con el objetivo de seleccionar la que cubra con las necesidades técnicas con el menor costo posible.

Al ser colocada dentro del pozo, la TR estará sujeta a tres fuerzas principales durante el proceso de perforación, terminación, reparación y durante su vida productiva, estas fuerzas que debe soportar la TR seleccionada son: presión al colapso, presión interna y carga axial y longitudinal (tensión y compresión).



2.1.6.1 FUNCIONES DE LA TR

- Evitar derrumbes y concavidades
- Aislar las diferentes formaciones atravesadas para minimizar problemas de perforación o maximizar la producción.
- Proporcionar un pozo estable y de diámetro conocido, a través del cual se puedan realizar operaciones futuras de perforación, terminación y reparación del pozo.
- Proporcionar un medio seguro para instalar el equipo superficial de control del pozo
- Prevenir la contaminación de acuíferos
- Confinar la producción del intervalo seleccionado
- Facilitar la instalación del equipo de terminación, así como los sistemas artificiales de producción.
- Sostiene el cabezal de pozo y sargas de tubería de revestimiento adicionales.
- Sostiene el BOP y el árbol de válvulas

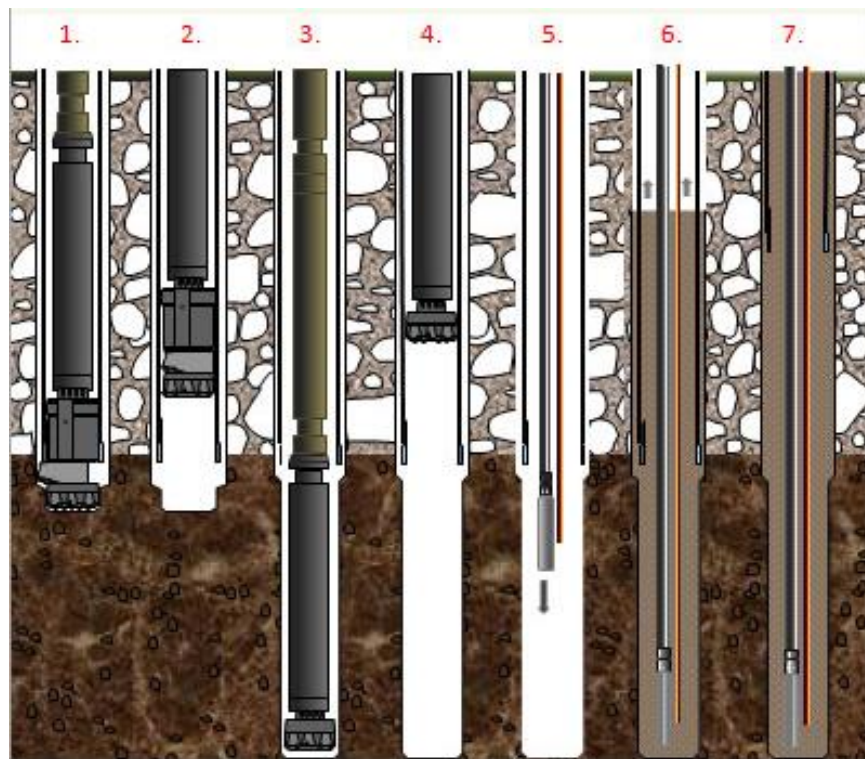


Figura 2.15 Etapas de la perforación

Fuente: <http://www.geotermiavertical.es/sistemas2.html>

2.1.6.2 TIPOS DE TR

Existen seis tipos de tuberías de revestimiento cada una con diferentes funciones especializadas pero en conjunto tienen varias funciones dentro de los trabajos de perforación de un pozo. Los tipos de TR's son:

- Conductora.
- Estructural.
- Superficial.
- Intermedia.
- Cortas (Liners).
- Explotación.

Tubería de revestimiento conductora.

La tubería de revestimiento conductora es la primera sarta de tubería corrida o cementada en el pozo, llegando a una profundidad aproximada entre los 90 y 150 m. La tubería conductora puede ser una tubería especial sin costura, tubería de línea o simplemente una serie de tambores metálicos soldados. La profundidad de asentamiento varía de 20 m a 250 m. El propósito principal de esta tubería es el de proporcionar un primer conducto para la circulación del fluido de perforación desde la superficie hasta la barrena y de regreso hasta la superficie; debido a que las formaciones superiores, por lo general, tienden a ser erosionadas severamente por el flujo del lodo y por lo tanto se deben de proteger con tubería. La mayoría de las formaciones superficiales exhiben problemas de pérdida de circulación, los cuales deben ser minimizados. Una función adicional de la tubería conductora es el de minimizar los problemas de derrumbes. Las formaciones no consolidadas se derrumban si no están protegidas con revestimiento.

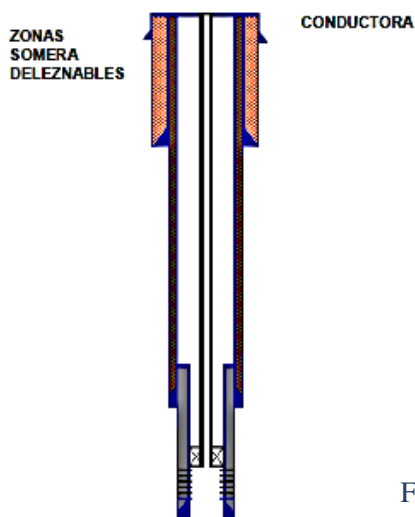


Figura 2.16 Tubería de revestimiento conductora

Tubería de revestimiento estructural

En ciertas ocasiones, las condiciones de perforación requieren de una sarta de tubería de revestimiento adicional entre la tubería conductora y la superficial, comentada a profundidades que varían entre los 183 y 3050 metros.

Las funciones de la tubería de revestimiento estructural son: resolver problemas adicionales de pérdida de circulación, evitar derrumbes y minimizar los problemas de brotes en zonas someras con gas.

Tubería de revestimiento superficial.

La tubería de revestimiento superficial cubre y protege los acuíferos que intercepte el pozo, mantiene la integridad del pozo, minimiza las pérdidas de circulación del fluido de perforación en las zonas someras que atraviesa el pozo, cubre la zonas débiles de posibles brotes más profundos, esta es la primer tubería de revestimiento que permite la colocación del conjunto de preventores del pozo, además de que soportará el peso de las sarta de revestimiento subsecuentes. Estas tuberías se introducen a profundidades que varían entre 500 y 1000 m., cabe aclarar que los diámetros se seleccionan de acuerdo a la profundidad total del pozo.

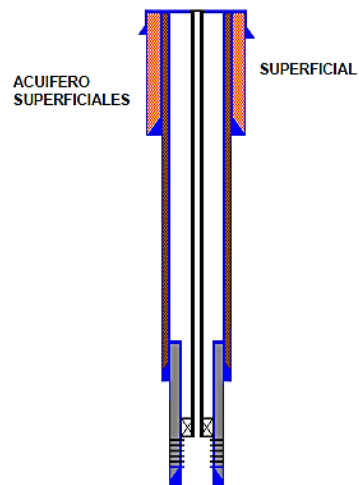


Figura 2.17 Tubería de revestimiento superficial

Tubería de revestimiento intermedia.

La función principal de la tubería de revestimiento intermedia es la de aislar zonas con presión anormalmente alta. Debido a que las zonas con presión anormal requieren densidades altas del fluido para su control, las formaciones superiores más débiles deberán ser protegidas para evitar pérdidas de circulación o que ocurra alguna pegadura por presión diferencial.

Frecuentemente se emplea tubería de revestimiento Intermedia para aislar formaciones salinas o zonas que presenten problemas tales como lutitas hinchables o deleznales.

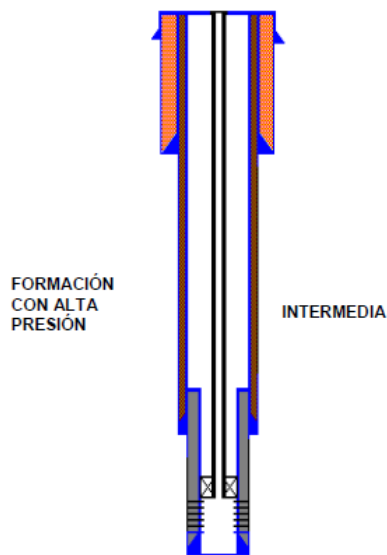


Figura 2.18 Tubería de revestimiento intermedia

Fuente: Perforación de pozos petroleros, apuntes Facultad de Ingeniería. UNAM.

Tubería de revestimiento corta.

Las tuberías de revestimiento cortas o liners no se corren hasta la superficie, solo se cementan en el fondo a una profundidad determinada con un traslape entre las tuberías de aproximadamente 90 a 150 m. Se emplean principalmente por economía o por limitaciones de la capacidad de carga del equipo, siendo una alternativa para tener un control de las presiones de formación o fractura a un costo menor que el que implica correr una sarta hasta la superficie. Cuando se emplea una TR corta, la sarta de tubería de revestimiento superior expuesta, comúnmente la sarta intermedia, deberá de ser evaluada con las consideraciones de presión interna y de colapso de la perforación del agujero debajo del liner.

Una sarta de revestimiento hasta la superficie puede ser empleada en lugar de una TR corta si se requiere, es decir, es posible emplear dos sartas de revestimiento Intermedias. Es frecuente que la introducción de una TR corta sea debido a limitación en la capacidad de carga del equipo, pero se requiere cubrir todo el pozo, por lo que se introduce el complemento de la TR, en una segunda etapa enlazándose a la parte inferior por medio de un accesorio de anclaje denominado tie-back.

Tubería de revestimiento explotación.

La tubería de revestimiento de explotación o producción se coloca ligeramente arriba, a la mitad o pasando la formación productora. Sus funciones son: aislar la zona productora de otras formaciones, proporcionar un conducto de trabajo de diámetro conocido en el intervalo productor, proteger al equipo y/o sarta de producción, así como para la instalación de empacadores de producción y accesorios utilizados en la terminación del mismo.

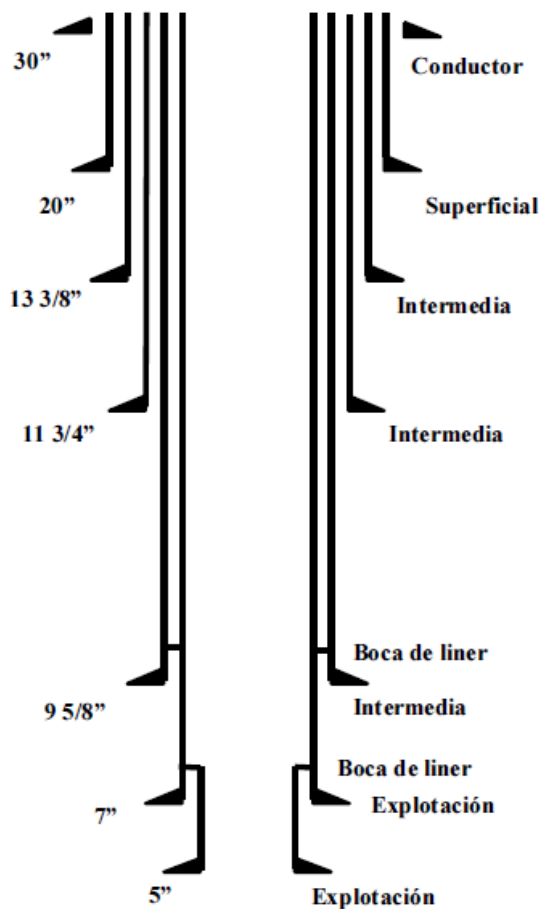


Figura 2.19 Ejemplo de arreglo de las diferentes tuberías de revestimiento

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

2.1.6.3 SELECCIÓN DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

De una manera general y siguiendo el criterio principal que se basa en el control de las presiones de formación anormales altas, en un diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento se deben considerar los siguientes aspectos:

- La presión diferencial.
- El margen por movimiento de la tubería ya sea por jalón o empuje
- El factor de seguridad.
- Los efectos de brotes.

El diseño se tiene que realizar desde la profundidad máxima del pozo hasta la superficie, en ese orden, es decir, de abajo hacia arriba.

2.1.6.3.1 PROPIEDADES DE LA TR

Tabla 2. Propiedades de la Tubería de revestimiento

PROPIEDADES DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	
Rango	Longitud aproximada de cada tramo
Tamaño	Diámetro externo en el cuerpo del tubo
Peso	Peso por unidad de longitud del tubular
Conexión	Diseño geométrico de las roscas y el cople
Grado	Resistencia a la tensión (Punto de cedencia)

Diámetro exterior y grosor de la pared

El diámetro exterior se refiere al cuerpo de la tubería y no a los coples, El diámetro de los coples es importante, ya que determina el tamaño mínimo del agujero en el que puede ser corrida la tubería de revestimiento. El grosor de la pared determina el diámetro interno de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la barrena que puede ser corrida a través de la tubería.



La tolerancia permitida en lo que se refiere a diámetro exterior y grosor de la pared, es dictada por API Spec. 5CT. Como regla general:

Diámetro exterior de la TR $\geq 4\frac{1}{2}$ " Resistencia + 1.00%, - 0.50%

Diámetro exterior de la TR $< 4\frac{1}{2}$ " Resistencia $\pm 0.031\%$

Grosor de la pared Resistencia - 12.5%

Peso por Unidad de Longitud

El peso nominal de la tubería de revestimiento es utilizado principalmente para identificar tubería de revestimiento durante el ordenado. Los pesos nominales no son exactos y están basados en el peso teórico calculado de una tubería con roscas y coples, de 6 m de longitud.

Grado del Acero

Las propiedades mecánicas y físicas de la tubería de revestimiento dependen de la composición química del acero y el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación.

API define nueve grados de acero para tubería de revestimiento:

H40 J55 K55 C75 L80 N80 C95 P110 Q125

El número de designaciones da el mínimo de API para el esfuerzo de resistencia o cedencia, en miles de psi. Por lo tanto una tubería de revestimiento L80 tiene un esfuerzo de resistencia de 80,000 psi. La carta de designación da una indicación sobre el tipo de acero y el tratamiento que recibió durante su fabricación.

Tipo de Conexión

Hoy en día existen múltiples tipos de conexiones disponibles en el mercado. La selección de una conexión adecuada debe ser basada en la intención de aplicación, el desempeño requerido y el costo.



Tubería de Revestimiento de Producción

LÍQUIDOS	API Threads	<5000 Psi>	Premium Threads
GAS	API Threads	<3500 Psi>	Premium Threads
LÍQUIDOS	API Threads	<7500 Psi>	Premium Threads
GAS	API Threads	<5000 Psi>	Premium Threads

Tabla 3. Guía para selección de rosca API o Premium. Fuente: Sección 7, Diseño de tubería de revestimiento, Schlumberger Drilling School.

2.1.6.3.2 SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento es el inicio de la planeación de un pozo petrolero. A partir de la estimación de las presiones de formación y de fractura se hace esta selección. La determinación de la profundidad en donde colocar las tuberías de revestimiento para aislar formaciones problemáticas es fundamental para llevar a cabo la construcción de un pozo, ya que la selección del diámetro y longitud de las tuberías de revestimiento determinarán la funcionalidad de este.

Por la tanto, para este propósito, el ingeniero de perforación deberá considerar las condiciones geológicas, los problemas del agujero, las experiencias de perforación en el área, las políticas internas de la compañía y en muchos casos una gran variedad de regulaciones gubernamentales.

La combinación entre los principios básicos de la perforación de pozos y el conocimiento de las condiciones geológicas del área, son en gran medida una ayuda importante en la determinación adecuada de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y por lo tanto es posible garantizar la perforación segura y eficiente de un pozo o continuar la perforación del mismo sin dificultades.



El primer paso es la determinación de los gradientes de presión de formación y de fractura durante la perforación del pozo. Una vez que éstos han sido establecidos, se deberá diseñar un programa de tuberías de revestimiento basado en la suposición de que el comportamiento del pozo es conocido antes de ser perforado. En la programación de la perforación de pozos de desarrollo, donde las condiciones de perforación conocidas dictan los programas de asentamiento de las tuberías de revestimiento, este principio deberá de ser empleado en forma extensiva y rutinaria. El empleo de los lineamientos presentados permitirá la planeación apropiada del pozo y la selección del programa de tuberías de revestimiento más efectivo, que reunirá los requerimientos necesarios para el control de las presiones y minimizará el costo del revestimiento del pozo.

La selección de la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento profundas e intermedias, se realiza primeramente para la sarta más profunda que será introducida en el pozo y así sucesivamente hasta la superficial. Una vez que las profundidades de asentamiento han sido establecidas, se deberán tomar en cuenta los problemas de pegadura por presión diferencial para determinar si una sarta de tubería de revestimiento pudiera pegarse cuando sea introducida al pozo. Esta consideración deber de ser realizada en sentido inverso a la consideración anterior; es decir, desde la superficie hasta el fondo del pozo.

Las presiones que deberán ser consideradas incluyen un margen de viaje en el peso del lodo para el control de presiones de succión (peso real del lodo), un incremento equivalente en el peso del lodo debido a las presiones de empuje cuando se introduce la tubería (peso equivalente del lodo) y un factor de seguridad (peso equivalente del lodo). Estas presiones varían comúnmente entre 0.2 y 0.3 lb/gal y pueden variar debido a la geometría del pozo o la viscosidad del lodo. El siguiente paso consiste en determinar si cuando se introduce la tubería de revestimiento ocurrirá una pegadura por presión diferencial, esta pegadura generalmente ocurre en el punto donde se encuentra la máxima presión diferencial la cual en la mayoría de los casos es la profundidad de la zona de presión normal más profunda, es decir, en la zona de transición donde termina la presión normal e inicia la zona de alta presión.

De una manera general y siguiendo el criterio principal que se basa en el control de las presiones de formación anormales altas, en un diseño de asentamiento de tuberías de revestimiento se deben considerar los siguientes aspectos:

- La presión diferencial.
- El margen por movimiento de la tubería ya sea por jalón o empuje
- El factor de seguridad.
- Los efectos de brotes.



El diseño se tiene que realizar desde la profundidad máxima del pozo hasta la superficie, en ese orden, es decir, de abajo hacia arriba.

Se realiza la evaluación para que el fluido no exceda a la presión diferencial máxima establecida por medio de la expresión:

$$P_{dif} = (\rho_l - G_f) * 0.052 * prof \quad (1.9)$$

Donde:

P_{dif} = Presión diferencial [*psi*]

ρ_l = Densidad del lodo [*lb/gal*]

G_f = Gradiente de formación [*lb/gal*]

$prof$ = Profundidad [*pies*]

Se evalúa también, tomando en cuenta los efectos de brote con la expresión:

$$EB = \frac{(PA)}{PI} * IB + \rho_l \quad (1.10)$$

Donde:

EB = Efecto de brote [*lb/gal*]

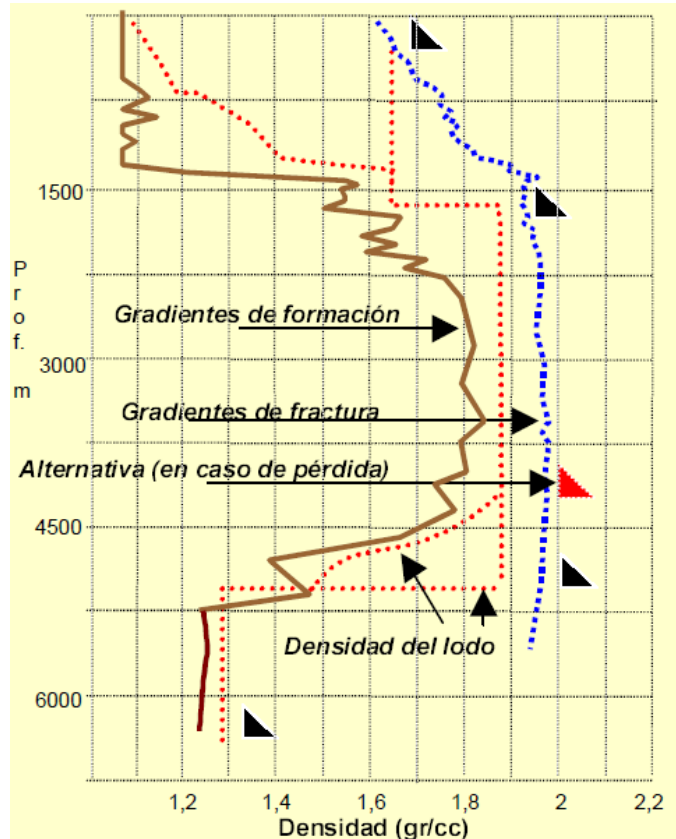
PA = Profundidad de asentamiento [*pies*]

PI = Profundidad de interés [*pies*]

IB = Índice de brote [*lb/gal*]

ρ_l = Densidad del lodo [*lb/gal*]





DETERMINACIÓN DE LA PROF. DE ASENTAMIENTO DE LAS TR's

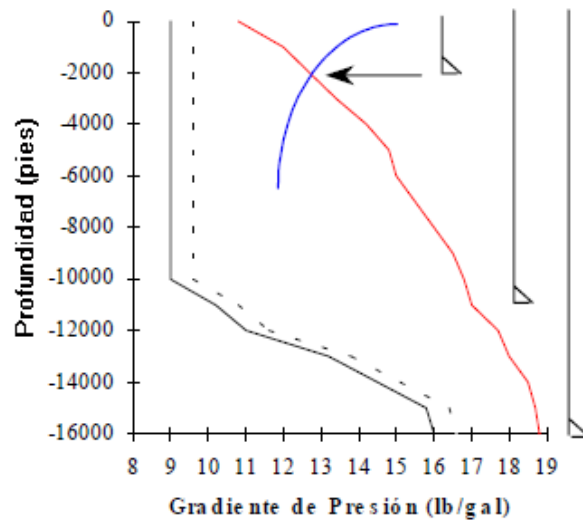


Figura 2.20 Ejemplo de Asentamiento de TR considerando los gradientes de presión y la densidad de los fluidos (Arriba) y considerando el efecto de brote (abajo)

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.



2.1.6.3.3 ESFUERZOS DE LA TR

Durante las operaciones de perforación, las tuberías empleadas se someten a los siguientes esfuerzos que pueden ocasionar que los tiempos y costos de la operación se eleven:

Tabla 4. Esfuerzos a los que se encuentra sometida la TR

ESFUERZOS DE LA TR				
Cambios en la presión externa	Cambios en la presión interna	Efectos térmicos	Efecto de flexión	Efecto de choque
Las condiciones de carga por presión externa se basan en la densidad del lodo en el exterior de la TR, un incremento en la presión externa causa un decremento en el esfuerzo tangencial tensional (un incremento compresivo tangencial), es decir el diámetro de la TR disminuye, la longitud incrementa.	Pueden ocurrir durante y después de la cementación. Durante la cementación la TR está expuesta a cambios en la presión interna debido a la presión hidrostática de la lechada de cemento y la presión de desplazamiento produciendo esfuerzos tangenciales y axiales.	Se debe considerar cuando se tengan grandes variaciones de temperatura como: <ul style="list-style-type: none"> • Pozos de inyección de vapor • Pozos geotérmicos • Pozos costafuera • Pozos en locaciones frías 	Se debe considerar el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la tubería y el cople. Cuando la tubería es forzada a doblarse la tensión en el lado convexo de la curva se incrementa.	Si la introducción de la tubería se suspende súbitamente provocado por los cambios altos de velocidades de inserción de las tuberías.



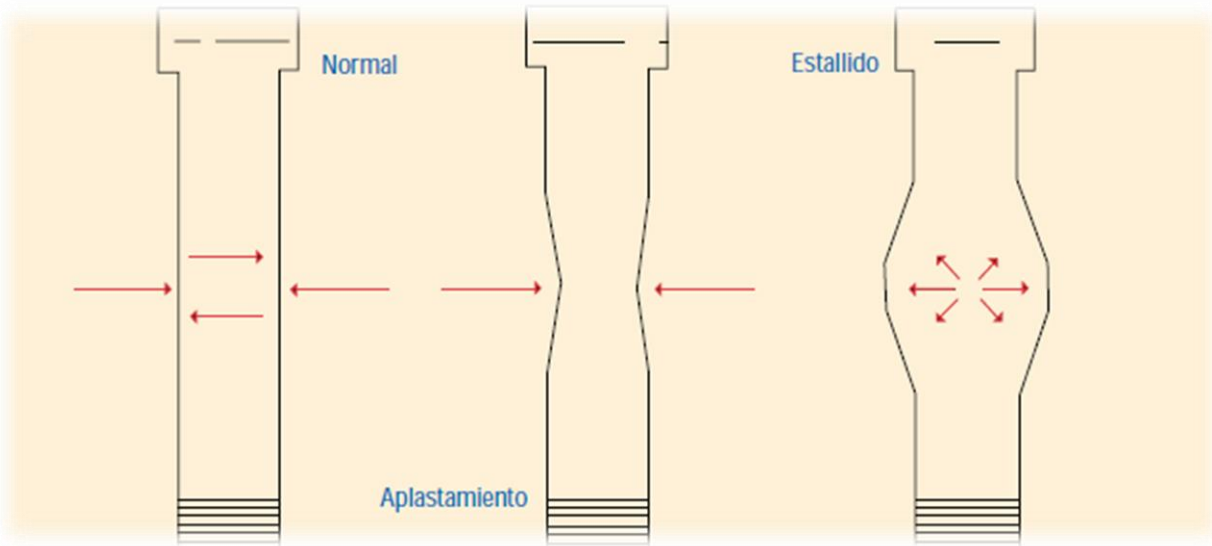


Figura 2.21 Efectos de presión en la TR

Fuente: Efraín E.Barberii, el pozo ilustrado, 2010.

2.1.7 DISEÑO DE LA CEMENTACIÓN

La cementación de pozos se define como “un procedimiento combinado de mezcla de cemento y agua, y la inyección de ésta a través de la tubería de revestimiento o la de producción en zonas críticas, esto es, alrededor del fondo de la zapata de la tubería revestidora, en el espacio anular, en el agujero no revestido y más abajo de la zapata, o bien en una formación permeable”.

A la cementación de las tuberías de revestimiento se les conoce con el nombre de cementación primaria, y puede ser superficial, intermedia o de explotación.

Debe de ser un procedimiento que se realice con una gran exactitud y eficiencia, debido a que alguna falla en dichas operaciones de cementación puede resultar en grandes gastos en la vida del pozo o incluso provocar que sea un pozo no comercial o no productivo. Para evitar los inconvenientes de una mala cementación, se debe llevar una adecuada planeación del proceso de cementación de las tuberías de revestimiento para asegurar la integridad y la seguridad del pozo al margen de las leyes de protección ambiental y seguridad industrial.

2.1.7.1 FUNCIONES DE LA CEMENTACIÓN PRIMARIA

La cementación primaria se realiza a presiones suficientes, para que la mezcla de cemento bombeada por el interior de la sarta revestidora sea desplazada a través de la zapata que lleva el extremo inferior de la sarta. La zapata siempre se deja a cierta distancia del fondo del agujero. La mezcla que se desplaza por la zapata asciende por el espacio anular hasta cubrir la distancia calculada que debe quedar rellena de cemento.

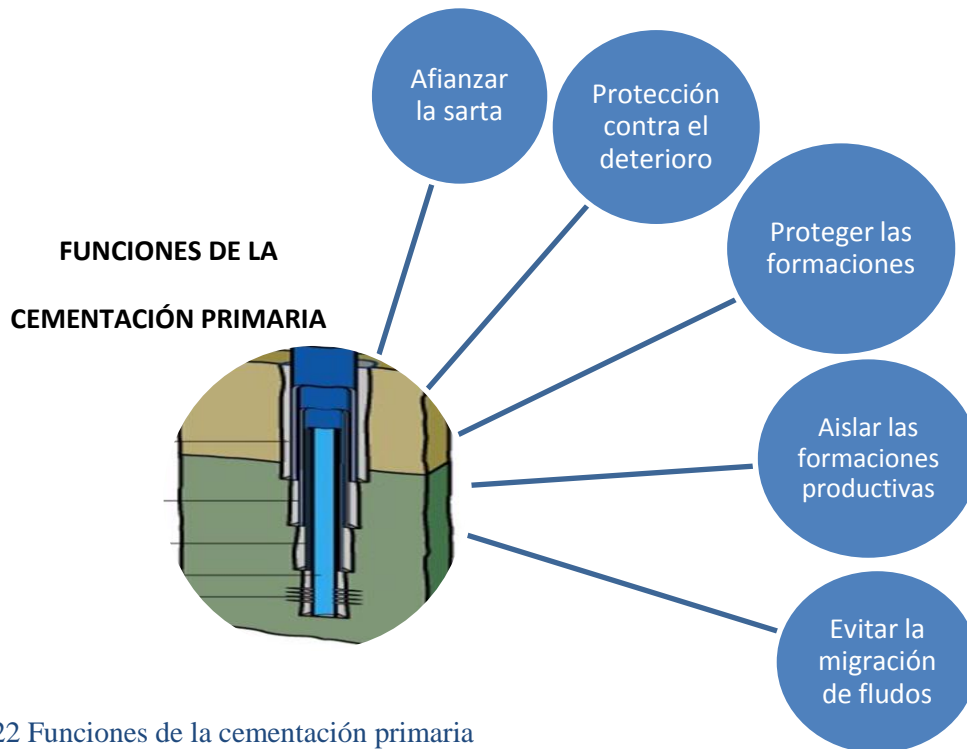


Figura 2.22 Funciones de la cementación primaria

2.1.7.2 ADITAMENTOS PARA LA CEMENTACIÓN

Zapata de cementación

La zapata sirve para guiar la tubería en su descenso hasta la profundidad donde se va a cementar, en la figura 2.23 se muestran los componentes de la zapata de perforación. En su parte interna lleva un mecanismo de obturación que actúa como una válvula de un solo paso, la cual no permite que el fluido de perforación en el agujero entre en la sarta pero sí que el fluido que se ponga en la sarta pueda bombearse hacia el espacio anular. Todo el material interno que compone el mecanismo y configuración de la zapata puede ser perforado con barrena en caso necesario, como es requerido tratándose de la primera y sarta intermedia para llegar a la profundidad final. En el caso de la última sarta, la zapata no se perfora.

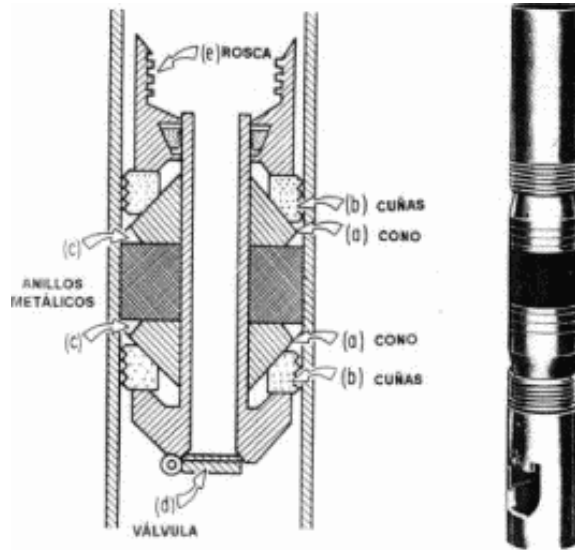


Figura 2.23 Zapata de cementación

Fuente: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/cementacion-de-revestidores.html>

Unión o collar flotador

Para reforzar la función de la zapata y contribuir en la mecánica de la cementación, se dispone que a cierta distancia del primer tubo se coloque entre dos tubos una unión o collar flotador. La unión permite el flujo por la tubería hacia el agujero pero impide, por el mecanismo de su válvula de un solo paso, que fluidos del agujero entren a la tubería. Este tapón, al llegar al collar flotador, no puede pasar y el aumento de presión en la sarta indica que ya todo el cemento pasó por el collar y ha concluido el desplazamiento.

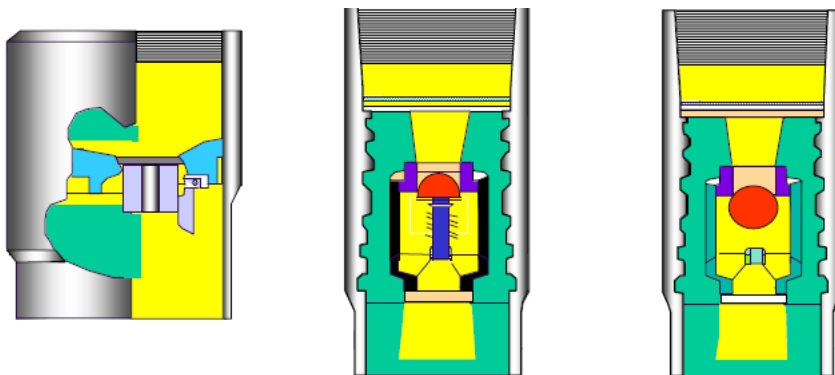


Figura 2.24 Collar flotador

Fuente: Programa de entrenamiento, Revestimiento y cementación, Schlumberger

Centralizadores

Para que la sarta quede bien centrada en el agujero, y a objeto de evitar que se recueste contra la pared del agujero, ocasionando luego defectos en la continuidad del cemento en el espacio anular, se le instalan a la sarta centralizadores en aquellos puntos que se consideren necesarios. Los centralizadores, por sus anillos que rodean el tubo y fijados con puntos de soldadura, quedan a las profundidades deseadas. Los resortes que unen los anillos tienen una curvatura hacia afuera para hacer contacto con la pared del agujero.



Figura 2.25 Centralizadores

Fuente: Programa de entrenamiento, Revestimiento y cementación, Schlumberger

Raspadores

Para lograr mejor adhesión entre el cemento y la pared del agujero, se le añaden raspadores a la sarta. Estos raspadores, que pueden consistir de láminas en formas de tiras largas donde van incrustadas los alambres o de anillos cuyos alambres sobresalen circunferencialmente, raspan la pared del agujero con el fin de desprender el exceso de enjarre que la cubre para facilitar que el cemento cubra directamente las formaciones.



Figura 2.26 Raspadores

Fuente: Efraín E.Barberii, El pozo ilustrado, 2010.

2.1.8 PRINCIPALES PROBLEMAS DURANTE LA PERFORACIÓN ROTATORIA

Aunque se disponga de los mejores equipos, herramientas, materiales, tecnología y personal capacitado durante la perforación del pozo, pueden presentarse una serie de problemas. Estos problemas están asociados con la formación, las condiciones operacionales y los problemas mecánicos en el agujero que puedan impedir que las operaciones de perforación continúen.

Entre los más comunes se encuentran: derrumbes de la formación o inestabilidad del agujero, pérdidas de circulación parcial o total del fluido de perforación, desviación crítica del agujero, atascamiento de la sarta de perforación o desprendimiento de una parte de la misma, arremetidas, y reventones.

Prevenir estas situaciones que puedan alterar el ritmo de la perforación y los costos asociados en el proceso es el principal interés para el personal de perforación; ya que si no son controladas a tiempo o el operador no puede solucionarlas utilizando las técnicas convencionales, pueden causar la pérdida total del pozo.

Uno de los principales problemas durante la perforación del pozo es ocasionado cuando la sarta de perforación o una herramienta se atascan en el agujero. En estos casos se deben utilizar herramientas especiales para recuperarlas, lo cual puede ocasionar daño a la formación. Sin embargo, algunas formaciones pueden ser dañadas forzando fluido de perforación a través de ella, cuando se utiliza una presión de sobrebalance muy grande mientras se perfora, logrando que la permeabilidad de la roca disminuya en las cercanías del agujero. Esta situación también puede ocasionar pérdidas de circulación cuando se encuentra una formación muy porosa y permeable.

Por otra parte, una presión inesperada en el subsuelo; puede ocasionar una arremetida en el pozo, así como también las operaciones de viaje de tubería, específicamente cuando se extrae la sarta del agujero, ya que disminuye el nivel de fluido de perforación en el pozo, provocando que la presión disminuya en el fondo, lo que se conoce como presiones de achique.

En ambas situaciones se pierde el sobrebalance en el pozo y los fluidos fluyen hacia la superficie de manera descontrolada. El influjo o arremetida puede ser de petróleo, agua o gas, sin embargo, cuando esta es causada por gas natural o sulfuro de hidrógeno, puede ser más peligrosa.



Cuando esta situación ocurre tan rápido que los perforadores no tienen tiempo de cerrar los preventores se produce un reventón en el pozo. Por el contrario si los preventores son cerrados a tiempo, es posible bombear un fluido de perforación de mayor densidad para circular el influjo.

2.1.8.1 MANIFESTACIONES DE LOS FLUIDOS EN EL POZO

Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro las vidas de la cuadrilla, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y puede hacerle daño al medio ambiente.

Un fluido ya sea líquido o gas brota el pozo, casi siempre con una gran fuerza y muchas veces se incendia, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la que se tiene en el pozo, la cual mantenida por medio del tipo y cantidad del fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas condiciones este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, es decir, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo de circulación es empujado fuera del pozo, si la cuadrilla no se da cuenta a estos primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo saldrá del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable, resultando un reventón.

Por lo tanto existen dos tipos de entrada de fluidos al pozo dependiendo de su magnitud y los problemas que ocasionen, estos son los siguientes:

Un brote o cabeceo se define como la entrada de los fluidos provenientes de la formación al pozo, tales como aceite, gas o agua. Esto ocurre cuando la presión de la formación o de fondo no está equilibrada por la columna de fluidos de control utilizados.

Esta manifestación se controla usando los arreglos de control superficial disponibles, aplicando adecuadamente los procedimientos de cierre establecidos. Un descontrol o reventón se define como el flujo incontrolado de fluidos de la formación hacia fuera del pozo, el cual no se puede manejar a voluntad.



Existen diversas causas por las cuales se puede presentar un brote o cabeceo, las cuales son:

1. Densidad del lodo de control inadecuada.- Puede originarse por la preparación incorrecta del fluido de control o por contaminación del lodo por los fluidos de la formación, agua del sistema o de lluvia, para evitarlo se debe conocer con anticipación la presión del yacimiento, así como el tipo de densidad del fluido que aporta el yacimiento, con la finalidad de calcular la densidad del lodo de control requerida.
2. Llenado inapropiado del pozo al sacar la tubería.- Al sacar la tubería el nivel del fluido de control baja una distancia equivalente al volumen que desplaza el acero de la tubería, si no se repone o se lleva un control eficiente del mismo, se ocasionará una disminución en la presión hidrostática ejercida por la columna de fluido de control sobre la formación, la cual puede ocasionar un brote.
3. Efecto de sondeo y pistoneo.- Se refiere al efecto de pistón y cilindro que ejerce la sarta de perforación dentro del pozo, cuando se mueve la sarta hacia arriba demasiado rápido, está tiende a levantar el lodo con mayor rapidez que la que el lodo tiene para caer por la sarta y la barrena. Al introducir la sarta demasiado rápido dentro del pozo se tiene el efecto de pistón que en ocasiones fractura a la formación. Entre las variables que influyen en el efecto de sondeo son:
 - Propiedades reológicas (viscosidad alta, gelatinosidad alta, enjarre grueso).
 - Velocidad de extracción de la tubería.
 - Geometría del pozo.

Siendo la velocidad de extracción de la tubería la única variable que pudiera sufrir modificaciones.

4. Contaminación del lodo con gas.- Al perforar demasiado rápido se puede desprender el gas contenido en los recortes, en tal cantidad que reduzca sustancialmente la densidad del lodo. Al reducir ésta lógicamente también se reduce la presión hidrostática en el pozo, de manera que si ésta es menor que la presión de formación, una cantidad adicional de gas entrará al pozo.



Han ocurrido brotes por esta causa, los cuales se han transformado en reventones, por lo que para reducir su efecto se recomienda efectuar las prácticas siguientes:

- Reducir el ritmo de perforación.
- Aumentar el gasto de circulación.
- Circular el tiempo necesario para desgasificar el lodo.

5. Pérdidas de circulación.- Estas son uno de los problemas más comunes durante la perforación de un pozo y se clasifican en dos tipos:

- Pérdidas naturales o intrínsecas
- Pérdidas mecánicas o inducidas

Si las pérdidas de circulación se presentan durante el proceso de la perforación de un pozo, se corre el riesgo de tener un brote, eso se incrementa al estar en zonas de alta presión o de yacimiento.



2.2 PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación con tubería de revestimiento es una tecnología emergente que permite perforar y revestir de forma simultánea. La sarta de revestimiento se usa para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena y el pozo se perfora por la rotación de esta o se usa un motor de fondo.

Esta consiste en eliminar la sarta de perforación y sustituirla con tubería de revestimiento, con lo cual se logra un ahorro de entre el 7% y el 10% en el tiempo total de perforación, por lo cual es una alternativa más para optimizar la rentabilidad de los proyectos de inversión, sin embargo no debe utilizarse indiscriminadamente en cualquier pozo o campo, sin antes hacer una evaluación económica de los pozos donde se pretende utilizar esta técnica.

La perforación con tubería de revestimiento es parte de la ingeniería de perforación no convencional, siendo el resultado de la implementación de técnicas de optimización en el diseño y construcción de pozos petroleros; donde convergen los principales parámetros para reducir costos, tiempo y mejorar los factores y problemas que se presentan en la perforación rotacional (convencional) al ser desarrollado en función de las condiciones operativas y las necesidades de la industria petrolera.

La perforación de pozos de manera no convencional involucra el uso de conexiones tubulares de diseños con tecnologías innovadoras para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnicos, dependerá del tipo de actividad, profundidad y características del pozo a perforar en las que se elegirá el sistema a utilizar, de las cuales se pueden mencionar el perforar con TR, con liner, con tubería flexible, bajo balance entre otras, haciendo énfasis en la explicación de la perforación con TR.

La perforación con tubería de revestimiento ha demostrado también su eficiencia en la reducción en los costos de los fluidos de perforación y en el impacto ambiental a través del efecto de empaste o enjarre, siendo un proceso más rápido y eficiente para perforar y revestir pozos de manera simultánea con grandes ventajas sobre la perforación convencional.



2.2.1 ¿POR QUÉ PERFORAR CON TR?

Tabla 5. Ventajas y desventajas de la perforación con TR

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Reduce los tiempos de perforación hasta un 35% o más.	Las conexiones de la tubería de revestimiento no son diseñadas para soportar altos torques y cargas compresivas, es decir no son diseñadas para resistir la torsión excesiva por lo que se utilizan bajos torques y pesos sobre la barrena para reducir la torsión.
Elimina el uso de la tubería de perforación	Bajas tasas de penetración
Minimiza el número de viajes con la tubería	Poca experiencia en la aplicación de la perforación con TR
Mejora el control y manejo del pozo	Se debe contar con una unidad de línea de acero con suficiente potencia para recuperar el aparejo de fondo
La seguridad del equipo es mayor	Al tener revestido el pozo desde un inicio no permite la toma de registros con las herramientas convencionales, por lo que se requieren herramientas especiales y maniobras para dejar descubierto el agujero y realizar la toma de registros.
Reduce los tiempos no productivos y minimiza los problemas que se presentan durante la perforación	
Menores pérdidas de circulación e inestabilidad del pozo	
Minimiza las maniobras con la sarta de perforación	
Ofrece una limpieza eficiente del pozo	
Geometría del pozo más uniforme y estable	
Disminuye el torque e incidentes de pegadura de la TR	
Menor daño a la formación y ofrece una mejor cementación	
Resuelve los problemas al perforar en formaciones problemáticas	
Utilización de lodos más ligeros y menos costosos	
Requiere menor potencia del equipo	
Optimiza los costos	
Subestructura más ligera y fácil de transportar	



2.2.2 SELECCIÓN DE POZOS PARA PERFORACIÓN CON TR



Figura 2.27 Requisitos de selección de pozos para perforación con TR.

2.2.3 TIPOS DE PERFORACIÓN CON TR

La Perforación con TR es una tecnología que está cobrando auge debido a la posibilidad que ofrece de perforar y entubar simultáneamente un pozo.

Los conceptos aplican para las tres modalidades de perforación con tuberías de revestimiento, las cuales pueden ser clasificadas de acuerdo a la composición de la herramienta y la técnica de perforación:

- Perforación con tubería de revestimiento o aparejo recuperable (Casing Drilling)
- Perforación con Liner (Liner Drilling)
- Barrena perforable o aparejo no recuperable (Drilling with casing)

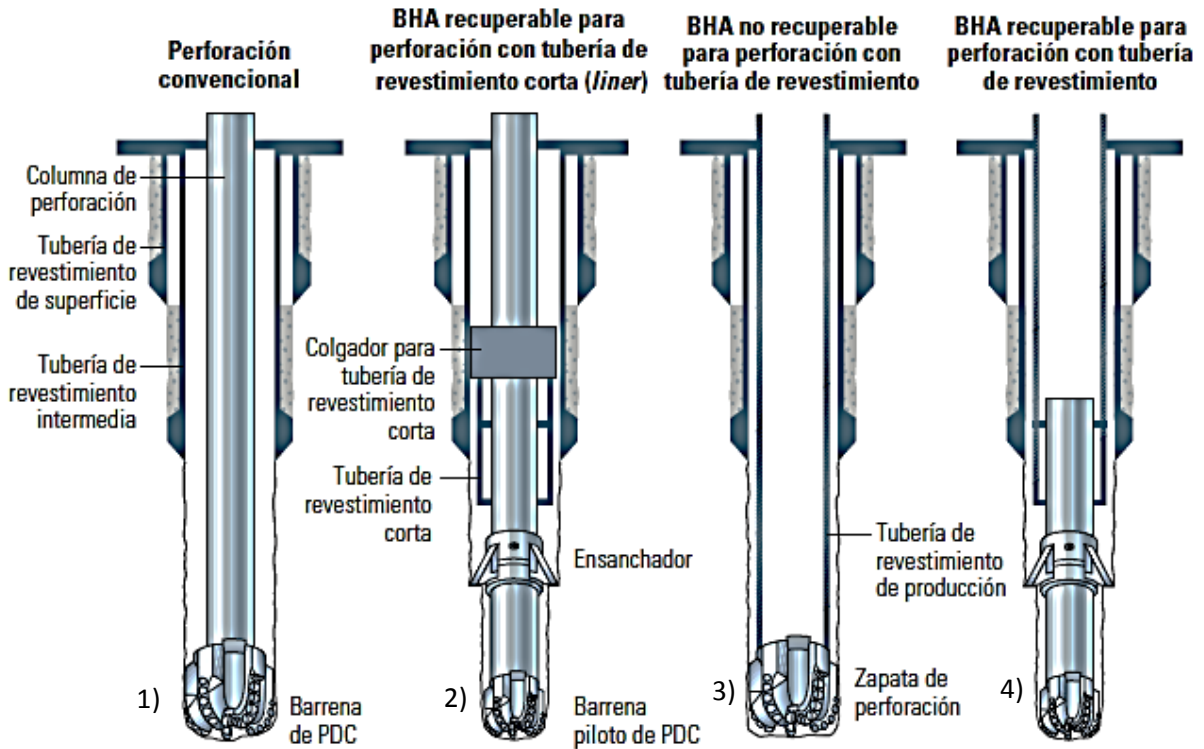


Figura 2.28 Tipos de perforación con TR, 1) Perforación convencional, 2) Perforación con liner, 3) Aparejo no recuperable y 4) aparejo recuperable

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

2.2.3.1 APAREJO RECUPERABLE (CASING DRILLING)

El método de aparejo recuperable, comprende un BHA convencional de perforación fijado a la base de la sarta de revestimiento junto con una barrena piloto y una barrena ampliadora, también consta de línea de acero que es utilizada para recuperar el ensamble de perforación permitiendo que la barrena piloto sea remplazada o se mantenga fuera del agujero antes de realizar la operación de cementación.

Se tiene como objetivo el 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 o arreglo de fondo de pozo puede ser pescado con cable o tubería flexible.

Tesco Corporation Ltd es el principal proveedor de perforación con tubería de revestimiento con aparejo recuperable. Houtchens et al, 2007 afirma que más de 280 pozos y más de 2 millones de pies se han perforado con éste método de perforación entre 1999 y 2007. Estos pozos han sido perforados en formaciones con diversas litologías tanto para los entornos en costa afuera y en tierra.

La Tabla 6 presenta un resumen de las estadísticas sobre los BHA recuperables que se han aplicado en pozos comerciales, que fueron perforados entre enero de 2001 y junio de 2006 Tesco Corporation Ltd para aplicaciones verticales y direccionales. A partir de la tabla, un total de 890 BHA recuperaciones se llevaron a cabo, 822 recuperaciones en pozos verticales y 68 recuperaciones en pozos direccionales. A partir de los resultados mostrados, 857 del número total de las consultas tuvieron éxito, mostrando un excelente rendimiento de 96%, dejando sólo 4% como la fracción de las recuperaciones de fallidos.

Tabla 6. Estadísticas de aparejos de fondo recuperados con éxito

Recuperable BHA	Vertical BHA	Direccional BHA	Recuperaciones exitosas	Recuperaciones fallidas
890	822	68	857	33
100%	92%	8%	96%	4%

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

El sistema de perforación con tubería de revestimiento con aparejo recuperable se lleva a cabo con la ayuda de herramientas de fondo de pozo y de superficie. Estas herramientas se describen brevemente como sigue:

Componentes de fondo

Corresponden a las herramientas que conforman el BHA como son: Barrena piloto, una barrena ampliadora de brazos retráctiles que tiene como objetivo el ensanchar el agujero hecho por la barrena, estabilizadores y cuando se tenga un pozo direccional puede tener un motor de fondo y las herramientas necesarias para la medición y control de parámetros de dirección. (ver figura 2.29)

El tamaño de la barrena piloto es generalmente más pequeño que el diámetro interno de la TR para permitir que pase a través de ella. La barrena ampliadora tiene un diámetro mayor que la TR y que perfora el agujero a un tamaño utilizado para el funcionamiento normal de la TR. Por ejemplo, una barrena piloto de 6 ¼" se usa normalmente con un barrena ampliadora 8 ½" para perforar con una TR de 7" de peso 23 lbm / ft.



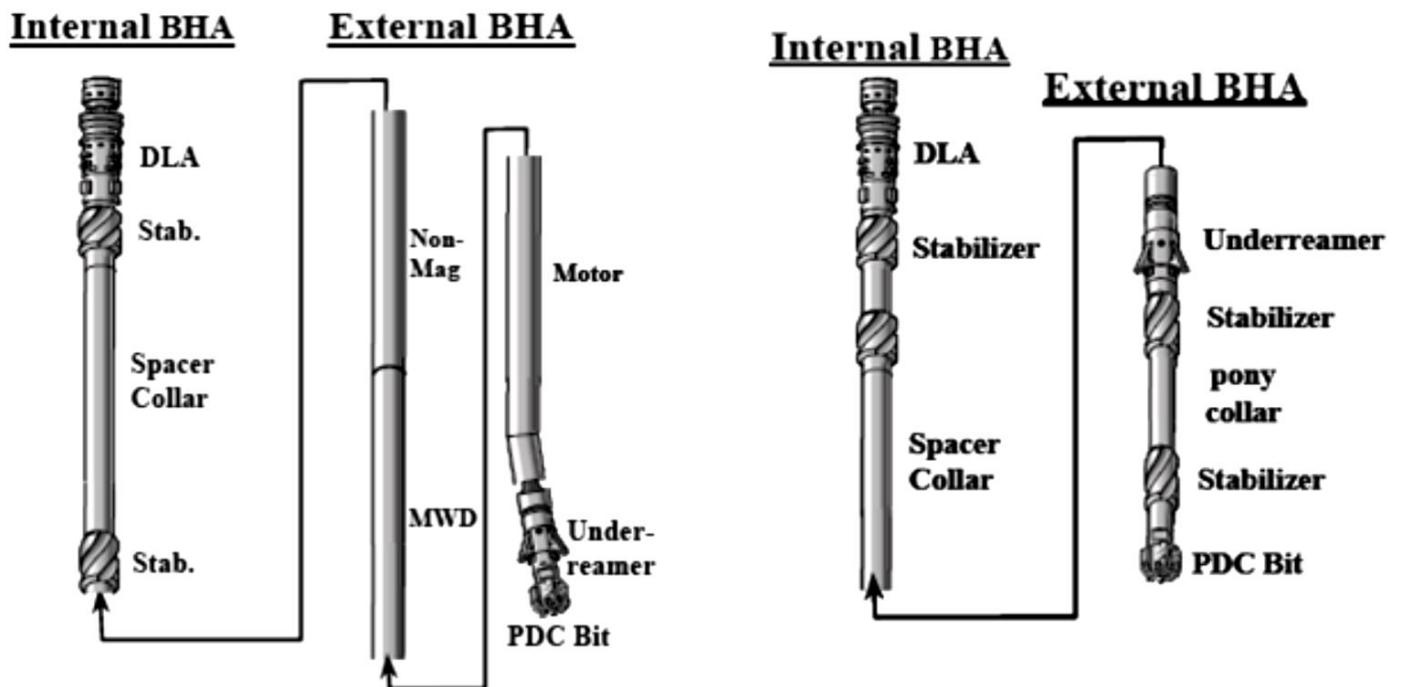


Figura 2.29 Vista interna y externa del BHA para perforación vertical (derecha) y direccional (izquierda)

Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling, 2012

El componente principal del BHA es el ensamblaje de cierre de perforación, Drill Lock Assembly (DLA) (ver figura 2.30), 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. Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la tubería de revestimiento, reducen las vibraciones del BHA y protegen el DLA.

Se puede incluir un motor de desplazamiento positivo (PDM) o un sistema rotativo direccional (RSS), lastrabarrenas pesados, sistemas de adquisición mediciones durante la perforación (MWD) herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD).

El DLA se baja con cable y se coloca en un niple con un perfil característico, cerca del extremo inferior de la tubería de revestimiento. El BHA se posiciona en la última unión de la tubería de revestimiento, de manera que 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.

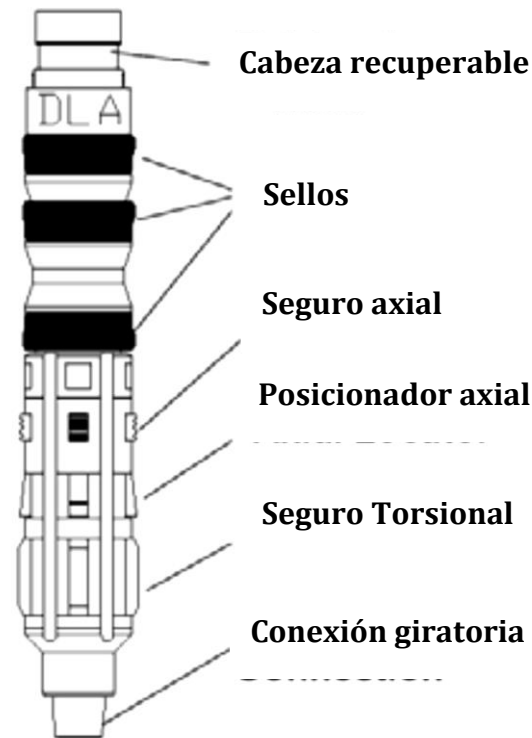


Figura 2.30 Drill lock Assembly (DLA)

Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling, 2012.

Componentes superficiales

La sarta de tubería de revestimiento es fijada en el sistema de impulsión superior (Top drive) a través del sistema Tesco Ltd Casing Drive System (CDS), también conocido como conexión rápida de TR es un sistema de perforación y revestimiento que se ilustra en la figura 2.31. Contiene un ensamblaje interno, que actúa como un sello de fluido a la TR, y un conjunto de deslizamiento que cubre la parte externa e interna del revestimiento. El uso del sistema de accionamiento de la TR acelera el proceso de manejo de la tubería de revestimiento y también elimina un ciclo de cierre / apertura, evitando así el daño a las roscas de la TR. Este sistema conecta la sarta de revestimiento a una unidad superior sin necesidad de atornillar el acoplamiento superior.

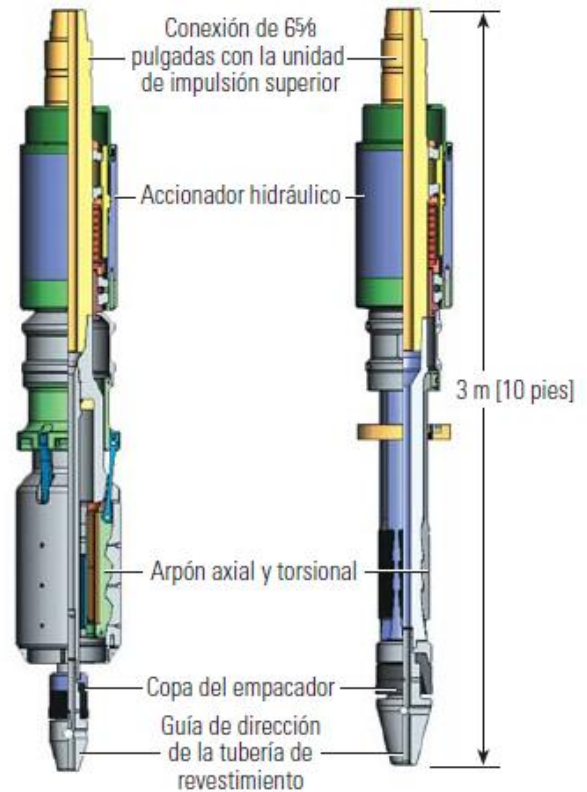


Figura 2.31 Equipo de superficie para la perforación con tubería de revestimiento con aparejo recuperable. El CDS consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que se sujeta el exterior (centro), o bien el interior (derecha) de la tubería de revestimiento. También fija la TR al sistema topdrive sin conexiones roscadas. El CDS es operado por un sistema de impulsión superior suspendido desde el aparejo de la torre de perforación por lo que se puede desplazarse libremente (izquierda). El sistema de impulsión superior difiere radicalmente de la mesa rotaria del equipo convencional al permitir que la perforación se lleve a cabo con tiros triples y además permite que el perforador conecte rápidamente los sistemas de bombeo lo que reduce la frecuencia de estancamiento y el costo por incidente.

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

2.2.3.2 PERFORACIÓN CON LINER (LINER DRILLING)

La perforación con liner reduce el tiempo improductivo y reducir al mínimo los riesgos y problemas asociados con la perforación convencional. Además de reducir así el control, la estabilidad del pozo, y los problemas de pérdida de circulación, la tecnología también elimina el riesgo asociado con la manipulación de la columna de perforación pesada para mejorar la seguridad.

La perforación con liner es una manera muy efectiva de perforar, entubar y cementar de la tubería de revestimiento, en intervalos problemáticos, que incluyen derrumbes excesivos, formaciones móviles o que se hinchan severamente.

La perforación con liner es ideal para:

- Formaciones depresionadas.
- Formaciones inestables o hinchables
- Zonas de pérdida de fluidos de perforación
- Zonas de presión, en un solo viaje perforar y aislar flujos de gas y agua
- Domos salinos
- Pozos problemáticos

La máxima distancia que se puede perforar con este sistema es un factor importante, la principal diferencia entre la perforación con liner y la perforación con tubería de revestimiento con aparejo recuperable 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.

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 utilizado 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 solo se puede recuperar el BHA hasta llegar a la profundidad objetivo.



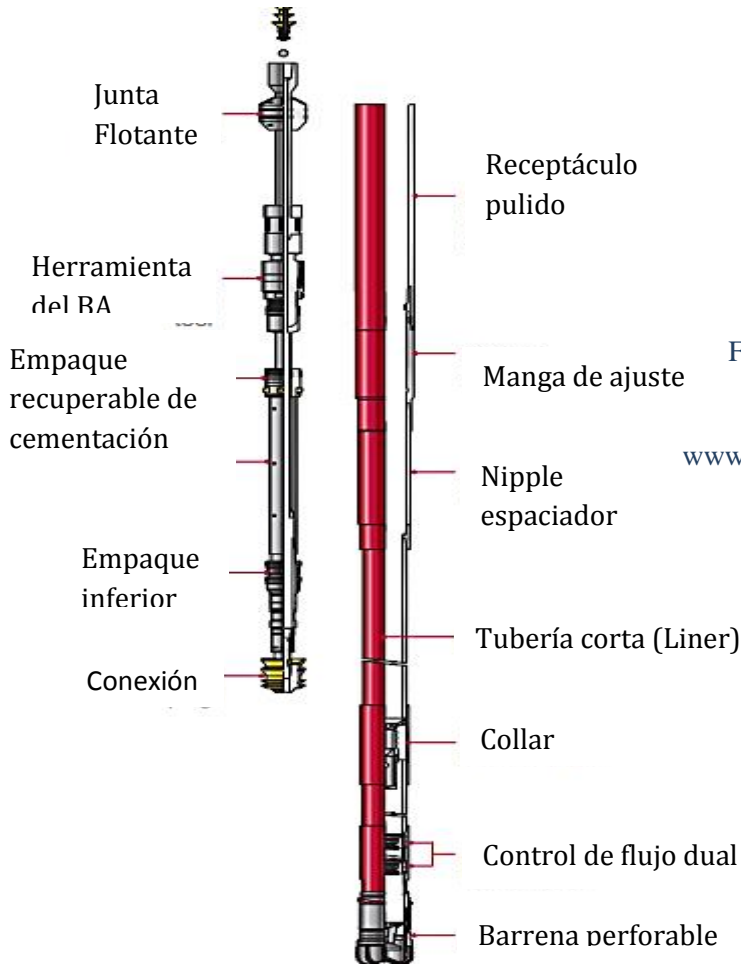


Figura 2.32. Sistema de perforación con liner

Fuente:

www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft13046.pdf

2.2.3.3 APAREJO NO RECUPERABLE (DRILLING WITH CASING)

Aproximadamente el 80% de la actividad de perforación con TR se realiza mediante sistemas no recuperables. La perforación con aparejo no recuperable es un sistema más sencillo y menos caro que el sistema de perforación con aparejo recuperable. Lo que implica la perforación de pozos verticales con un zapato de perforación conectado al extremo de la secuencia de la TR que se podría dejar en el suelo o perforado a cabo una vez que la profundidad para el establecimiento de la tubería de revestimiento se alcanza.

Weatherford es el principal proveedor del sistema de perforación con aparejo no recuperable. El sistema patentado de Weatherford se ha aplicado en más de 300 proyectos de perforación con tubería de revestimiento desde enero de 2000. La eficiencia de perforación aumenta y la exposición al riesgo disminuye, porque reemplaza la tubería de perforación y el conjunto de fondo.

Aplicaciones

- Las condiciones van desde formaciones de pozo con superficie muy blanda hasta sartas de revestimiento de producción profunda
- La perforación de una tubería inicial o sartas de superficie en una sola pasada, para eliminar los tiempos improductivos
- La perforación con tubería de revestimiento a través de zonas problemáticas, como las zonas con pérdida de circulación, cambios de presión y formaciones inestables
- La perforación con liner para atravesar, entubar y cementar la superficie de la tubería de revestimiento en intervalos problemáticos
- La perforación y la colocación simultánea de tapones de cemento u otros agentes utilizados para aislar zonas con pérdidas de circulación, zonas presurizadas o condiciones de pozo inestables
- El rimado con tuberías de revestimiento o liners en condiciones inestables del pozo, durante derrumbes excesivos, o en formaciones móviles o que se hinchan severamente

A medida que los yacimientos envejecen, comienzan a aparecer, con más frecuencia, riesgos durante la perforación, desde yacimientos con recursos agotados con cambios de presión hasta problemas de estabilidad en el pozo. Estos problemas incrementan, entre un 10 y un 20 por ciento, el tiempo de perforación. Además, los métodos convencionales empleados para controlar la pérdida de circulación, como los aditivos para lodo de perforación, el bombeo de tapones de cemento, la cementación y las resinas suelen llevar mucho tiempo, son costosos y, muchas veces, ineficaces.

Elimina la necesidad de maniobrar tuberías y el conjunto de fondo, lo que, a su vez, acelera la perforación y disminuye la exposición al riesgo ya que mantiene siempre la tubería de revestimiento sobre o cerca del fondo. El sistema simplifica la arquitectura del pozo mediante la reducción potencial del tamaño de la tubería de seguridad, así como la sarta de revestimiento o la liner. Es posible eliminar la sarta de revestimiento o la liner si se perfora, con éxito, a través de una zona de transición de presión o zona perdida. Al limitar la maniobra de la barra de perforación (surgencia/golpe de presión) y demás peligros vinculados, los problemas del control de pozo se reducen.



Ventajas

- Brinda una limpieza mejor del pozo con circulación casi continua (no interrumpida por maniobras), una geometría anular de diámetro único, y velocidades anulares más elevadas
- Posibilita la utilización de lodos más livianos (y, por lo tanto, menos costos) mediante la eliminación del margen de maniobra, dado que no es necesario maniobrar para salir del pozo; el efecto de la alta calidad del pozo y de la densidad de circulación equivalente (equivalent circulating density, ECD) también contribuye a contener la formación
- Disminuye el torque, los problemas de arrastre y limpieza del agujero, y mejora la calidad del pozo. Evita la formación de ojos de llave en la barra de perforación y otros incidentes de tuberías atascadas, y proporciona una sarta de perforación más rígida
- Crea un pozo menos tortuoso y más concéntrico, y mejora la calidad potencial del cemento
- Reduce la exposición del pozo a los daños de formación y terminación
- Asiste en la corrida de sartas de tuberías de revestimiento y tubería corta (liners) hacia el fondo del pozo, en condiciones de pozo complejas.

El sistema de overdrive

Es un sistema de tubería de revestimiento de Weatherford y se ejecuta en conjunto con el sistema de accionamiento con aparejo recuperable. Esta herramienta combina todas las herramientas para tuberías de revestimiento en un solo sistema que elimina la operación manual de los equipos sobre el piso de perforación y mejora la seguridad, está unido al sistema de Topdrive de la plataforma y que puede ser utilizado con cualquier sistema de Topdrive. (ver figura 2.35)

El collar del flotador, la barrena perforable o zapata perforadora

La zapata perforadora es una barrena perforable que se encuentra acoplada en el extremo inferior de la sarta de revestimiento. Se hacen generalmente hasta una articulación de la TR antes de transportar a la ubicación de la perforación. Después de perforar a la profundidad total (TD), la operación de cementación puede comenzar de inmediato ya que el collar del flotador ya está instalado dentro de la sarta de perforación a lo largo de la operación de perforación. Este enfoque logra un procedimiento de un solo viaje, lo que reduce significativamente los costos operativos y el tiempo. Mientras la tubería gira, la zapata perfora la roca con el mismo mecanismo de una barrena de PDC, cuando se alcanza la profundidad de asentamiento la zapata perforadora funciona como una zapata convencional para la TR, y el trabajo de cementación comienza con la activación de una válvula de no retorno y un pistón hecho de materiales perforables. (ver figura 2.36)



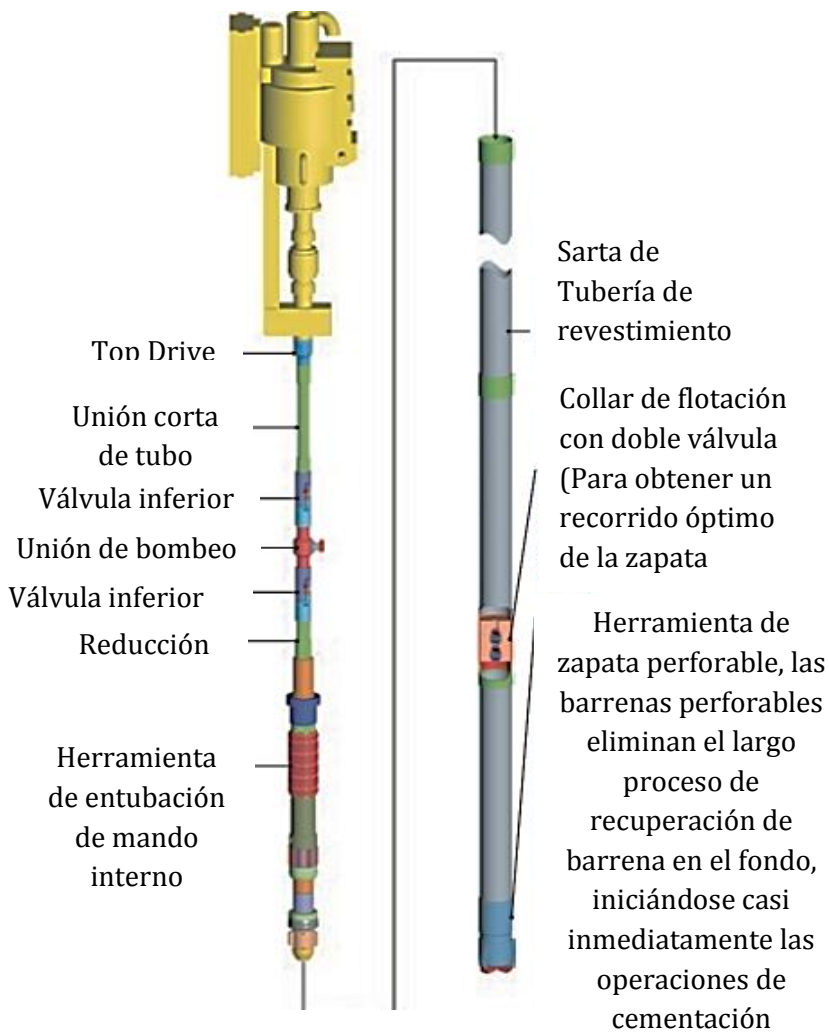


Figura 2.33 Sistema de perforación recuperable (Drilling with Casing)

Fuente:

www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft13046.pdf

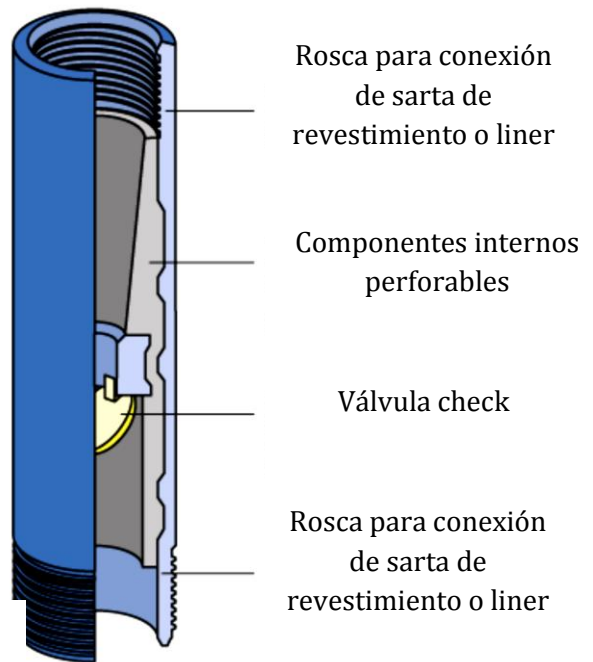


Figura 2.34. Collar de flotación

Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012



Figura 2.35. Sistema Overdrive

Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012

	Zapata perforadora I	Zapata perforadora II (3 aletas)	Zapata perforadora II (4 aletas)	Zapata perforadora II (5 aletas)	Zapata perforadora III
Formación	Muy suave y formaciones suaves no consolidadas	Suaves a medias	Suaves a medias	Suaves a medias	Medias a Duras
Resistencia a la compresión	2000	7000	7000	7000	15000
Estructura de corte (En el cuerpo de la TR)	Carburo	Diamante policristalino térmicamente estable (TSP)	Diamante TSP	Diamante TSP	Carburo
Estructura de corte (núcleo perforable)	Denso, con una delgada capa de carburo de tungsteno	Diamante Policristalino compacto (PDC)	PDC	PDC	PDC en aspas de acero
Número de aletas	3	3	4	5	5 a 6
Tamaños (Pulgadas)	9 5/8 a 20	4 1/2 a 30	4 1/2 a 30	13 3/8 x 17	7 x 8 1/2 , 9 5/8 x 12 1/4
Unión de la sarta de revestimiento	Conductora y superficial	Superficial o intermedia	Superficial o intermedia	Superficial o intermedia	Superficial o intermedia

Tabla 7. Características de los distintos tipos de zapatas perforadoras. (Modificado de ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling.2012).



Figura 2.36. Zapatas perforadoras, Tipo I (izquierda), II (centro) y III (derecha)

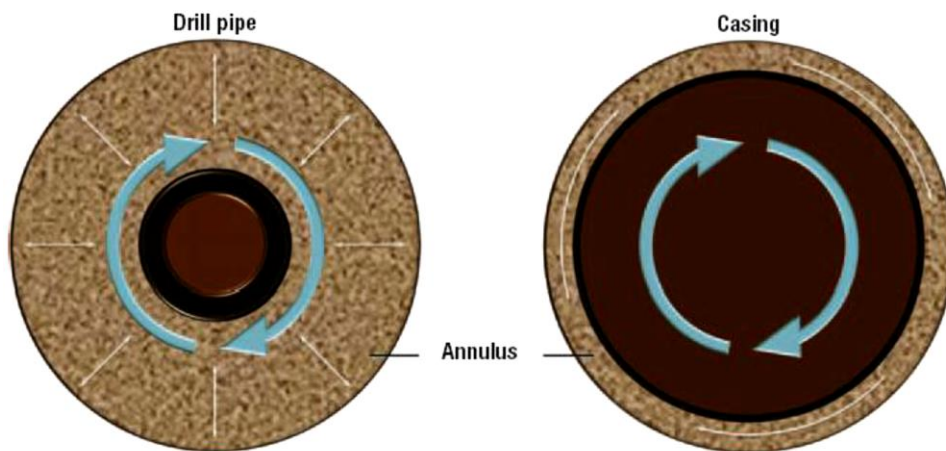
Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012

2.2.4 EFECTO DE EMPASTE O PLATERING

Un beneficio añadido del proceso de perforación con TR es el efecto de empaste o frisado, este efecto es causado por el continuo enjarre de los recortes de perforación que salen a través del anular al mezclarse con los fluidos de perforación contra las paredes del pozo, mejorando la retorta de lodo, siendo que los cortes son trabajados continuamente por la fricción de los coples de la TR al rotar contra las paredes del pozo formando un nuevo enjarre de alta resistencia, impermeable y de difícil fractura, haciendo las paredes del pozo más resistentes a la exposición causada por el tiempo, invasión de fluidos y ayudando a minimizar las pérdidas de circulación y mejorando el acabado y el proceso de cementación.

El espacio anular formado cuando se perfora con TR es menor que la obtenida con la tubería de perforación, como se muestra en la figura 2.37.

El efecto de empaste potencialmente resuelve los problemas del pozo, tales como la estabilidad del pozo, patadas, vibraciones, alto torque y de pérdida de circulación, y también reduce el riesgo de quedar pegada la TR durante el proceso de perforación. Sin embargo, es pertinente observar que el efecto de empaste no tiene lugar todo el tiempo y también es impredecible.



2.37 Efecto de empaste o frisado, se observa que el espacio anular en la perforación con TR (derecha) es menor que con la perforación convencional (izquierda).

Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012

Mecanismo del Proceso del efecto de empaste

Con el fortalecimiento mecánico del pozo por la perforación con TR, el gradiente de fractura se aumenta por lo que hay una amplia ventana de operación que permite un mejor diseño de TR para las profundidades de asentamiento de las TR's o la omisión de uno o más TR's o liners debido a la estabilidad del pozo.



Figura 2.38 La tubería de revestimiento es forzada en la pared del pozo a medida que avanza dentro del agujero.



Figura 2.39 Los recortes y el lodo de perforación se mezclan produciendo un enjarre en la formación, creando una retorta en la pared del pozo.

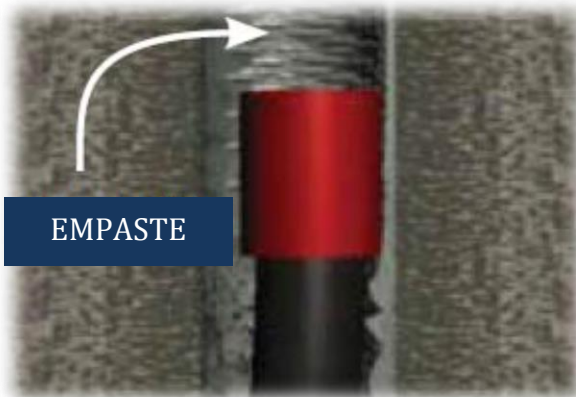


Figura 2.40 El enjarre y los recortes son trabajados por la acción de la TR sobre la pared del pozo, sellando las formaciones.

Fuente: MOELLENDICK, Eric, "How Casing Drilling Improves Wellbore Stability", AADE-11-NTCE-64, 2011

2.2.5 PROCEDIMIENTO DE LA OPERACIÓN DE PERFORACIÓN CON TR

Un ensamble recuperable con cable de acero es suspendido cerca del niple localizado cerca del fondo de la TR, el fluido de perforación es circulado hacia abajo por el diámetro interior de la TR y regresa por el espacio anular entre la TR y las paredes del pozo, la TR es rotada desde la superficie con sistema de top drive, a excepción de las operaciones de perforación direccional que utilizan un motor de fondo. Juntas individuales de la TR son levantadas hidráulicamente y activadas con elevadores de juntas simples. Cada junta es unida al top drive con un ensamble de conexión rápida que sujeta la TR sin enroscarlo al cople superior de la TR, un ensamble interior provee un sello de fluido a la tubería.

El top drive es utilizado para hacer las conexiones con la sarta de revestimiento, la conexión rápida previene el daño a las roscas y permite la conexión de manera más rápida que en la perforación convencional, minimiza la actividad en el piso de perforación al realizar una conexión e incrementa la seguridad en el piso de la torre de perforación.

El ensamble de perforación es unido en el fondo de la TR con DLA, que provee la habilidad de conectar herramientas de perforación convencional y facilita la corrida de herramientas dentro y fuera de la TR, además posee la capacidad para sellar y abrir axial y torsionalmente el BHA a la TR, así como los sellos en la TR para dirigir el flujo de los fluidos de perforación a través de la barrena y permite el bypass de fluidos para correr herramientas o recuperarlas.

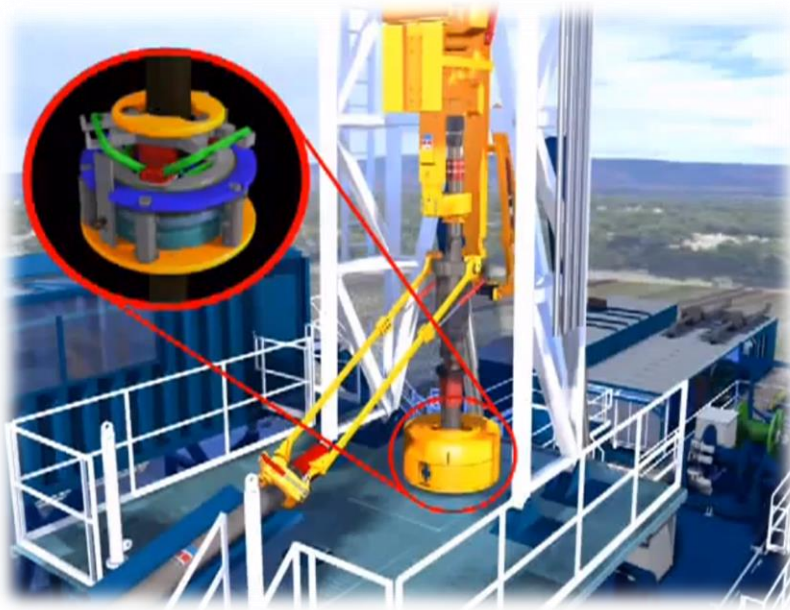


Figura 2.41 Procedimiento de perforación con TR

Fuente: Tomado del video: www.tescocorp.com/data/rec_docs/casing_drilling.wmv

2.2.6 CARACTERÍSTICAS DE LA TORRE DE PERFORACIÓN CON TR

Los Equipos de perforación utilizados para la perforación con revestimiento pueden ser especialmente desarrollados para esta tecnología (figura 2.42), o modificadas plataformas de perforación convencionales (Fontenot et al., 2003).

La compatibilidad entre el equipo de perforación y el sistema de Casing drilling es de gran importancia para asegurar que la TR se mantenga firmemente y se pueda recoger, girar, aflojar y empacar para mantener la circulación, el CDS se ejecuta hidráulicamente, y transmite la torsión y el lodo de perforación a la secuencia de la tubería de revestimiento.

Una de las vitales modificaciones realizadas para el equipo de perforación convencional es la unión de una bomba de lodo adicional y la mejora en el equipo de manejo de gas y del control de pozo. Estas mejoras hacen posible que grandes flujos de gas sean manejados con seguridad por la plataforma en situaciones en que los gases de alta presión se experimentan en las fracturas naturales. Además, una abrazadera para la TR está incluido en el equipo de perforación para aumentar su capacidad para perforar eficazmente con la tubería de revestimiento.

El diseño de la pinza es tal que es ideal para los tamaños de tubería de revestimiento que oscilan entre 4 ½" y 9" 5/8 y que no requiere la aplicación de la conexión roscada entre la parte superior de la TR y la unidad superior.

En el equipo de perforación convencional, la unidad superior se atornilla a cada junta de la tubería con una rosca específica. Esto expone la rosca a un mayor riesgo de daño.

Un equipo diseñado para la perforación con tubería de revestimiento es más compacto, y son diseñados sobre patines para campos petroleros estándar, de modo que el equipo de perforación entero puede ser trasladado en 12 cargas en lugar de 23 cargas requeridas para los equipos de perforación convencionales. Los equipos de perforación convencionales más modernos requieren 33 viajes para efectuar un traslado, con un tiempo promedio de 2.2 días.



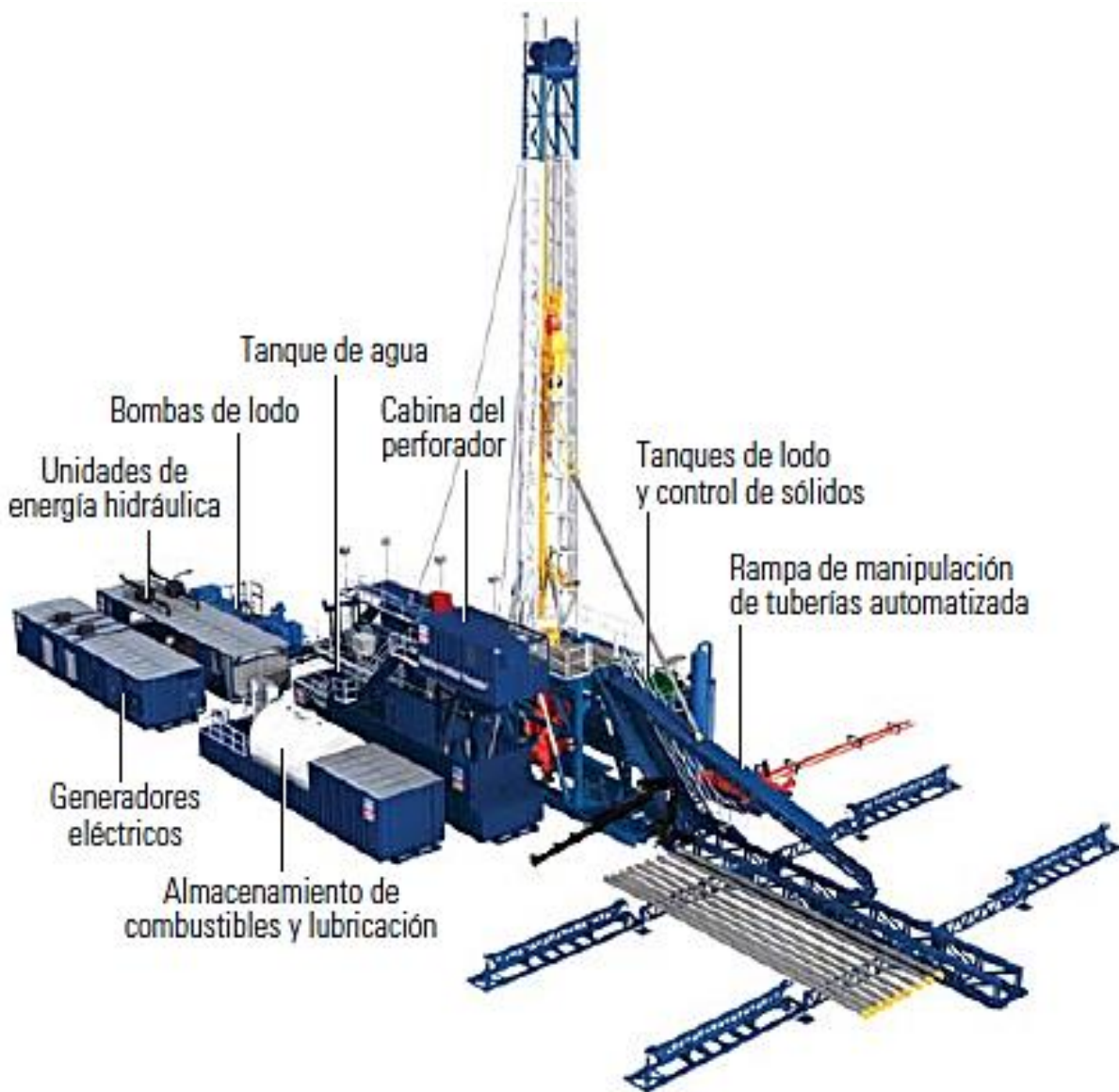


Figura 2.42 Equipo de perforación especialmente diseñado por Tesco Corporation Ltd. La plataforma también contiene el sistema de accionamiento para girar la TR, Topdrive y el cable de acero para ejecutar y recuperar las herramientas de fondo.

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

2.2.7 CARACTERÍSTICAS DE LA TR

El desafío presente en el diseño y selección, para un pozo de petróleo y gas, está dado por las exigencias que implica ir a buscar los yacimientos a mayor profundidad, en donde los valores de presión externa, presencia de H_2S , CO_2 , temperatura, y otros, muchas veces indican como procedente el uso de aceros especialmente formulados para estos ambientes o el uso de conexiones especialmente diseñadas.

Esta búsqueda alternativa, se ha incrementado como consecuencia de los cambios producidos en los yacimientos debidos al incremento de la recuperación secundaria, a la búsqueda de nuevos horizontes productivos, a la depresión de las capas, y otros. Para mitigar estos problemas, se han desarrollado nuevos materiales, nuevos aceros, y métodos de predicción.

En cuanto a la ingeniería, diseñar un pozo para aplicar la perforación con tubería de revestimiento es de alguna manera muy similar a diseñar un pozo convencional. Las consideraciones sobre estabilidad del pozo, control de brotes, profundidades de asentamiento de las zapatas, el plan direccional y la selección de la barrena son tomadas de la misma manera que en la perforación convencional.

La diferencia más significativa es que en la perforación con TR, ésta puede estar sometida a esfuerzos y tensiones bastante más diferentes que en los usos convencionales. El proceso de diseño de un pozo perforado con TR comienza de la misma manera que para un pozo convencional. Los puntos de asentamiento de las distintas TR's se seleccionan basados en la estabilidad y el control del pozo además de los requerimientos de producción. Se diseña el programa direccional del pozo para perforar los objetivos seleccionados y se desarrolla el programa de lodos.

Una vez que el proceso de diseño convencional se llevó a cabo, el diseño final deberá adaptarse al proceso de perforación con TR para lograr los objetivos exitosamente y asegurar que la tubería mantenga sus propiedades y especificaciones.



2.2.7.1 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE TR

En la mayoría de los casos analizados para perforar con tuberías, los aspectos técnicos y las consideraciones que se tienen en cuenta no difieren demasiado de aquellas usadas para el diseño de la perforación convencional. Datos como gradientes de formación y de fractura, gradientes de temperatura, litología del terreno son requeridos tanto para el diseño convencional de una sarta como para el diseño de una TR para perforar.

Una significativa diferencia es que la TR es sometida a tensiones adicionales que la tubería de perforación que surgen con la incorporación de tensiones adicionales provenientes de efectos dinámicos, por lo que el pandeo, fatiga e hidráulica merecen una atención especial.

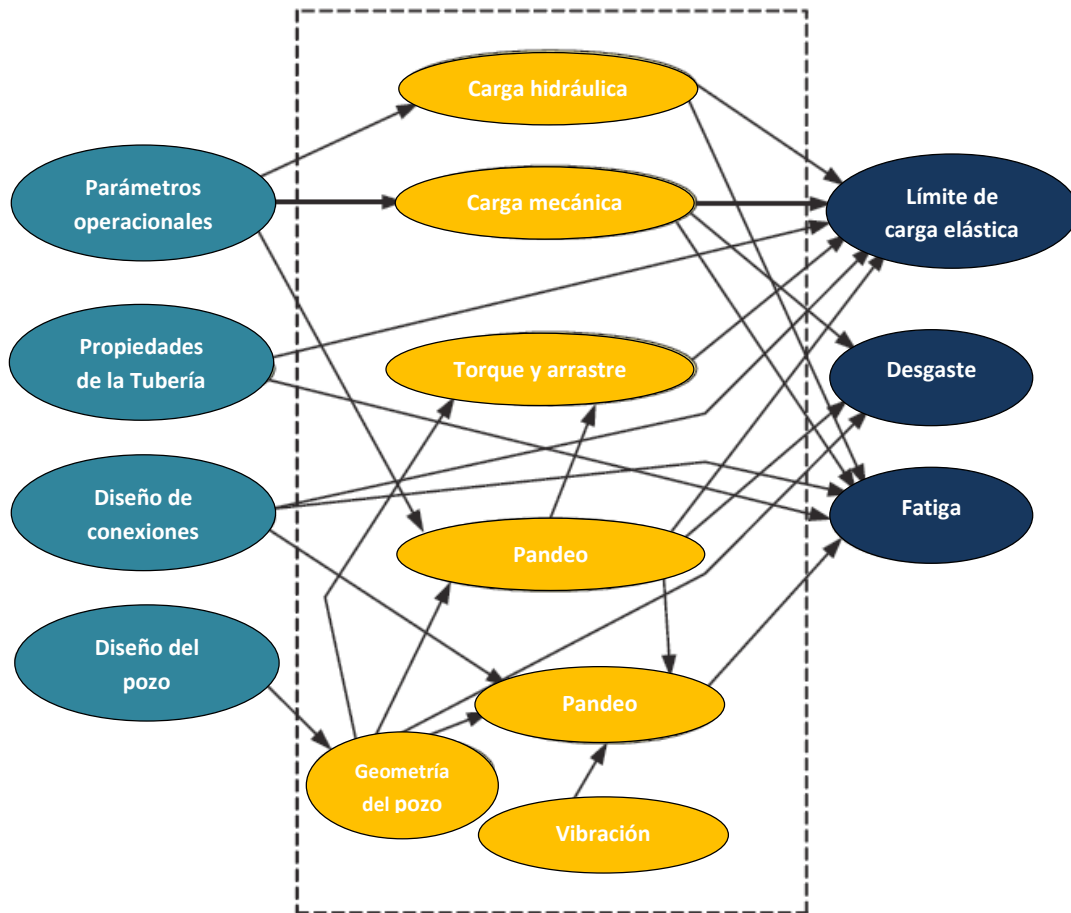


Figura 2.43 Factores que afectan la integridad de la TR para aplicaciones en la perforación con TR

Fuente: ABUBAKAr Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012

Pandeo

En este tipo de perforación, una de las principales diferencias con el método tradicional es que las tuberías de perforación no se utilizan para proveer de peso a la barrena, mientras que en la perforación con TR la tubería si lo hace. El pandeo va a ocurrir cuando la carga compresiva sobre la TR, en combinación con la geometría de la tubería y el pozo se conjuga para que la columna se torne inestable, esto no significa que la tubería vaya a tener una falla estructural.

El hecho de que una tubería haya pandeado no implica una falla destructiva, más bien va a obligar al ingeniero de Diseño a verificar las dos consecuencias de este pandeo: 1°) el incremento de la fuerza lateral de contacto (por lo tanto el desgaste) y 2°) la tendencia a la curvatura que incrementa las vibraciones en la columna.

El pandeo es resultado de la creación de momentos de flexión por la geometría de la TR / agujero y carga de compresión en la tubería por lo que es inestable. Esta condición inestable hace que la TR no pueda soportar las cargas de compresión.

Para agujeros rectos, el pandeo lo forman carga de compresión, que se establece por la fuerza lateral de gravedad (peso del orificio y el tubo de inclinación), la rigidez del tubo y la holgura radial (distancia del pozo). En agujeros desviados, la estabilidad de la tubería aumenta al aumentar la inclinación y también puede perder la estabilidad con la disminución de inclinación a baja curvatura

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 sargas 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.

Para que ocurra una falla por fatiga, la parte debe estar expuesta a un alto esfuerzo de tensión, existen dos esfuerzos: el de curvatura, resultado de rotar la sarga a través de un pozo desviado y la segunda es la vibración, generándose en la sección inferior de la sarga de perforación en vez de la parte superior que es donde se encuentra la mayor tensión.



Las fallas por fatiga en trabajos de perforación generalmente ocurren debido a problemas de flexión (o bending) más que debido a problemas de torsión. Debido a que las conexiones de las tuberías nunca antes han sido expuestas a trabajos de fatiga, excepto en "risers" de plataformas off-shore. Debido a esto un número importante de ensayos se ha realizado con el propósito de conocer los límites de dichas conexiones frente a cargas alternativas. Por lo general las conexiones ensayadas han demostrado un desempeño más que adecuada para el uso en operaciones de perforación.

Hidráulica del pozo

Otra diferencia notable entre la perforación convencional y la perforación con TR se encuentra en la geometría proporcionada por la trayectoria de flujo de fluido. Este camino hacia abajo del diámetro interno de la TR es excesivo y sin restricciones resultante en una muy pequeña pérdida de presión dentro del diámetro interno de la TR. El anular de la tubería de revestimiento durante la perforación generalmente es más grande y proporciona una ruta de flujo restringido causando una mayor caída de presión. Con más restricciones a la trayectoria de flujo, aumenta, haciendo las velocidades anulares a ser casi uniforme en la zapata de la TR a la superficie.

Dado que el espacio anular es más pequeño cuando se lo compara con una perforación hecha tubería de perforación, la caída de presión en el anular será mayor. También, debido a que se tiene una sección más uniforme, se consigue una velocidad ascenso casi uniforme durante la perforación. El hecho de tener un espacio anular reducido hace que se pueda mantener limpio el pozo con un gasto menor.

Torque y arrastre

El torque generado cuando se ejecuta la perforación con tubería de revestimiento es como un resultado de las fuerzas de fricción que actúan entre el pozo y la TR. El torque y arrastre para la perforación con revestimiento por lo general es más alto que el de la perforación convencional ya que la TR del pozo experimenta problemas tales como lutitas deleznales, condiciones agujero reducido, diferenciales que provocan pegaduras y deslizamiento durante el proceso de perforación. El tamaño y el peso de la TR es también mayor que la tubería de perforación. El torque y el arrastre es una consideración muy esencial en la determinación de la idoneidad del pozo (especialmente pozo direccional) para la perforación con TR.



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: la primer el 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, y la segunda el no exceder la máxima resistencia al torque de la tubería y las conexiones para evitar daños.

Arrastre

Es necesario analizar las cargas por arrastre que sufre la tubería, ya que la tensión generada podría ser suficiente para ocasionar el fallo, se define el arrastre en la tubería como el incremento de la fuerza requerida para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo, dentro del agujero. Las causas que generan excesivas magnitudes de torque y arrastre, son entre otras la continua reducción del agujero, derrumbes en el pozo, fricción de la tubería con la pared del pozo durante el deslizamiento y fricción con la TR.

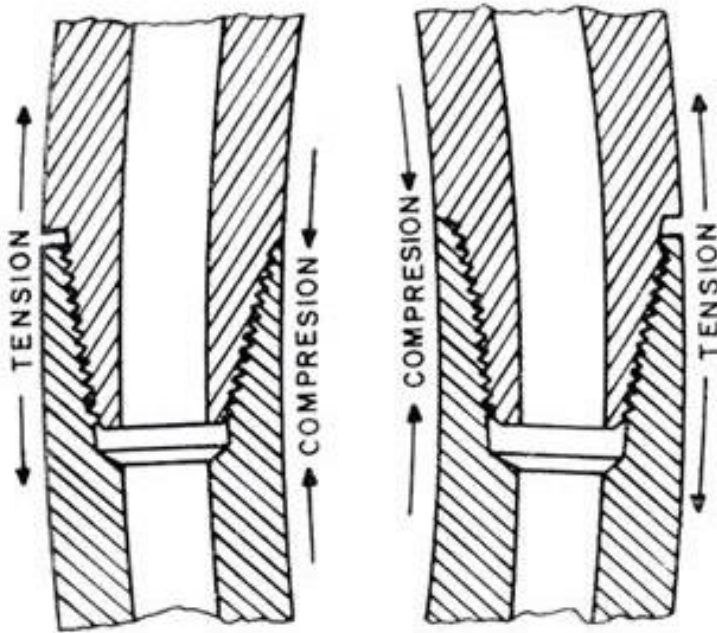


Figura 2.44 Efecto de Pandeo

Fuente: http://ingeniera-petrolera.blogspot.mx/2012_07_01_archive.html

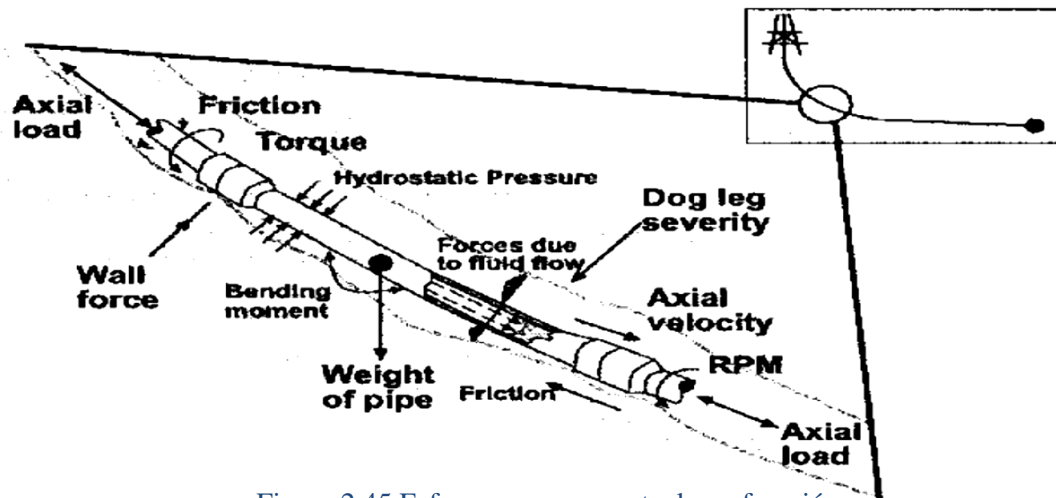


Figura 2.45 Esfuerzos en una sarta de perforación

Fuente: <http://es.scribd.com/doc/91871081/Buckling-o-pandeo-en-las-tuberias>

2.2.7.2 MATERIALES DE LA TR

Es de suma importancia que las tuberías tengan uniformidad micro y macroestructuralmente a través del espesor. Esto obviamente resulta en propiedades mecánicas sumamente homogéneas, aspecto de particular importancia en las tuberías de mayor espesor como los semielaborados para cuplas o par de fuerzas. En otras palabras, todo elemento de material dentro de una sección de tubo o cupla debe reaccionar de igual modo ante un sistema de cargas impuesto.

Los usos y servicios hoy imperantes en los distintos yacimientos implican la utilización de aceros limpios (bajo contenido de inclusiones no metálicas, sin segregación central y con bajos residuales).

Un aspecto importante es el fenómeno de la macrosegregación o también llamado “Segregación Central”. El fenómeno ocurre siempre que una pieza de acero solidifica, y consiste en una migración de ciertos elementos –en el caso del acero P, Mn, S, Cr- hacia el centro de la pieza a medida que la misma solidifica. Este fenómeno es crítico en los tubos soldados, ya que la segregación presente en la chapa permanece inalterada y termina en el tubo. Esta zona es claramente de menor limpieza y debido al distinto contenido de aleantes, es en general más dura y constituida por microestructuras diferentes al resto del espesor. Este fenómeno no existe en los tubos sin costura por cuanto la segregación de la barra de colada continua se destruye durante el proceso de perforación y posterior laminación.

La segregación central y eventuales inclusiones alargadas son responsables de defectos conocidos como “hook cracks”, los que debilitan la resistencia de la unión.

Es importante el mantenimiento de un alto grado de isotropía en las propiedades mecánicas para enfrentar condiciones de tracción, colapso y estallido simultáneamente. En general los tubos sin costura, independientemente del tratamiento térmico, presentan un coeficiente de anisotropía muy cercano a 1.

Si bien hoy día los procesos de soldadura de ERW (Soldado por Resistencia eléctrica) y alta frecuencia (HFI) han evolucionado en forma apreciable, muchos fabricantes aún mantienen en operación equipamiento que por su edad tienen típicas limitaciones.

Es importante tener presente que grados como H, J y K no son tratados térmicamente luego de soldados de modo que las heterogeneidades de tipos mecánicas no son eliminadas. Por otro lado, aun en los casos en los cuales se trata térmicamente al tubo, heterogeneidades del tipo segregación central e inclusiones alargadas permanecen inalteradas luego del tratamiento.

Todos estos hechos hablan de la existencia de limitaciones para los tubos soldados, en particular para prestaciones de cierta severidad. Las tuberías de revestimiento se fabrican de acero de la más alta calidad y bajo estrictos controles de seguridad en los procesos de fabricación. Son del tipo sin costura, obtenidas por fusión en horno y soldadas eléctricamente. El API ha desarrollado especificaciones para la tubería de revestimiento, aceptadas internacionalmente por la industria petrolera. Entre las especificaciones incluidas para los revestidores y las conexiones están características físicas, propiedades de resistencias a los diferentes esfuerzos y procedimientos de pruebas de control de calidad. En los diseños se deben tomar en cuenta tales especificaciones para minimizar las posibilidades de fallas. Se deberán seleccionar tuberías de fabricantes acreditados, con procesos de fabricación de buena calidad, para asegurar instalaciones confiables en los pozos.



Figura 2.46 Tuberías ERW

Fuente: http://primesteelpipe.com/product/product20_en.html

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)			
Grupo	Grado	Tipo	Fuerza de Cedencia		Fuerza de Tensión, Mínima (psi)	Dureza, Máxima		Espesor de Pared Especificado (pulgadas)	Variación Permisible de Dureza (HRC)		
			Mínima (psi)	Máxima (psi)	(psi)	HRC BHN					
						HRC	BHN				
1		H40	40,000	80,000	60,000	—	—				
		J55	55,000	80,000	75,000	—	—				
		K55	55,000	80,000	95,000	—	—				
		N80	80,000	110,000	100,000	—	—				
2		L80 1	80,000	95,000	95,000	23	241				
		L80 9Cr	80,000	95,000	95,000	23	241				
		L80 13Cr	80,000	95,000	95,000	23	241				
		C90 1, 2	90,000	105,000	100,000	25.4	255			0.500 o menor	3.0
		C90 1, 2	90,000	105,000	100,000	25.4	255			0.501 a 0.749	4.0
		C90 1, 2	90,000	105,000	100,000	25.4	255			0.750 a 0.999	5.0
		C90 1, 2	90,000	105,000	100,000	25.4	255			1.000 y mayor	6.0
		C95	95,000	110,000	105,000	—	—				
		T95 1, 2	95,000	110,000	105,000	25.4	255			0.500 o menor	3.0
		T95 1, 2	95,000	110,000	105,000	25.4	255			0.501 a 0.749	4.0
T95 1, 2	95,000	110,000	105,000	25.4	255	0.750 a 0.999	5.0				
3		P110	110,000	140,000	125,000	—	—				
4		Q125 1-4	125,000	150,000	135,000	—	—	0.500 o menor	3.0		
		Q125 1-4	125,000	150,000	135,000	—	—	0.501 a 0.749	4.0		
		Q125 1-4	125,000	150,000	135,000	—	—	0.750 y mayor	5.0		

Figura 2.47 Requerimientos API para tubulares

Fuente: Selección de materiales, Programa de entrenamiento acelerado para supervisores, Schlumberger.

Hoy en día, es común la perforación de pozos de gran profundidad, con altas presiones, y altas temperaturas. Estos ambientes tan exigentes lo son más cuando se involucran fluidos corrosivos.

También las nuevas tecnologías de perforación o de estimulación exigen de materiales y productos capaces de asegurar la integridad del pozo. Mediante investigación y desarrollo, se han realizado análisis de casos complejos de colapso, corrosión, uniones especiales, y otros, a los efectos de desarrollar productos o técnicas de producción particulares que nos permitan contar con tubulares capaces de hacer frente a las exigencias que representan pozos profundos, pozos para estimulación térmica, presencia de domos de sal, presencia de CO₂ y H₂S, perforación con tubería de revestimiento o liner etc.

Considerando este espectro de materiales y productos candidatos, el objetivo es seleccionar aquel que ofrezca la mejor resistencia mecánica y a la corrosión, tratando de optimizar la ecuación económica del pozo. A los efectos de contar con las herramientas adecuadas para poder efectuar tal selección, se presentan las principales características de los productos.



Tipo de Servicio	Límite de Fluencia (ksi)												
	55	65	70	75	80	85	90	95	100	110	125	140	150
Servicio Agrio					X		X	X	X	X			
Alto Colapso					X			X		X		X	
Alto Colapso y Servicio Agrio					X		X	X		X			
Pozos Profundos											X	X	X
Baja Temperatura	X				X			X		X	X		
Servicio Crítico	X		X	X									
Cr 13					X	X		X					
Cr 15					X			X		X			
Cr 13S								X		X			
Duplex Cr 22 -25		X		X						X	X	X	

Figura 2.48 Tipos de aceros comerciales

Fuente: GHIDINA, Daniel, Productos tubulares para reducir el costo total

Acero al carbono

Si no existe problema de índole corrosivo o de esfuerzos de carga, el uso de aceros al carbono (API o propietarios) es la alternativa más conveniente y económica.

El acero al carbono no es, básicamente, resistente a la corrosión dulce o corrosión por CO₂, por lo que su uso no debería ser considerado en estos casos, al menos que se lo acompañe con un programa de monitoreo y de inhibición, o bien ante la presencia de ciertos tipos de petróleo de carácter protector. Cuando el problema se debe a H₂S, es posible el uso de aceros al carbono bajo ciertas condiciones, en otros casos (según sea el nivel de fluencia requerido, la temperatura y los esfuerzos actuantes) se deberá optar por aceros propietarios para Servicio Agrio.

Los límites y criterios de aplicación para estos aceros se pueden obtener de varios trabajos y normas, entre las que se puede mencionar NACE Standart MR0175 o bien las publicaciones y los trabajos del Eurocorr.



Acero para servicio agrío

Si bien el H_2S no es corrosivo en ausencia de agua, cualquier vestigio de humedad, el petróleo y el gas que lo contengan se tornarán corrosivos. En ese escenario, el principal problema será el riesgo de Corrosión Bajo Tensión en Ambiente Sulhídrico (SSCC), la ocurrencia de una falla violenta es la principal característica, la cual resulta de la combinación de: tensiones axiales, susceptibilidad por parte del material y contenido de hidrógeno.

El ión hidrógeno es lo suficientemente pequeño como para penetrar en el acero, alojarse en lugares preferenciales y fragilizar al acero, la presencia de tensiones hace el resto.

Para uso en estas situaciones, Tenaris ha desarrollado aceros de baja aleación que se obtienen sobre la base de la última tecnología en procesos que aseguran las propiedades mecánicas, químicas y metalúrgicas que se requieren para hacer frente al problema de ruptura frágil. Las principales características de estos aceros son:

- Limpieza microinclusionaria
- Aceros des-sulfurados
- Bajo contenido de elementos residuales
- Tensiones residuales bajas
- Excelente templabilidad
- Excelente tenacidad
- Estructura de grano fino
- Homogeneidad de propiedades a través del espesor

Aceros para alto colapso

Fueron diseñados para uso en pozos con altas presiones de formación. Debido a condiciones de pozo cada vez más complejas, fue necesario el desarrollo de una tubería que pueda soportar condiciones de carga externa extrema. Trabajando sobre el diseño y la fabricación se obtuvo un producto de altas propiedades mecánicas que supera a los productos estándar API para el mismo grado de acero en su resistencia al colapso.

Las características dimensionales son fundamentales para asegurar el desempeño de este producto. Las dos principales son, la baja variación del espesor (excentricidad) y la baja variación en el diámetro (ovalidad). La excentricidad y la ovalidad reducen sensiblemente la capacidad de resistir cargas externas de una columna tubular. En lo que se refiere a las propiedades mecánicas, la importancia recae sobre las bajas tensiones residuales, homogeneidad en la microestructura y composición química.



Aceros para pozos profundos

El uso de tuberías en pozos cada vez más profundos ha llevado al desarrollo de un grado de acero que permita combinar gran resistencia con buena ductilidad. Esto es importante dado que, generalmente en metalurgia, el incremento en la tensión de fluencia del material, implica una disminución en la tenacidad del mismo. Tenaris ha desarrollado estos grados propietarios con tensiones de fluencia que van desde 140000 psi hasta 150000 psi al mismo tiempo que presentan gran ductilidad y tenacidad.

Como la mayoría de las propiedades mecánicas de los aceros, la tenacidad puede ser determinada directamente por la microestructura. Aceros que tienen una microestructura de martensita revenida (con un tamaño de grano fino) ofrecen la mejor combinación entre resistencia y tenacidad.

Aceros para baja temperatura

Tienen especial aplicación en ambientes de muy baja temperatura, incluyendo regiones árticas.

En las zonas de bajas temperaturas, debido a posibles problemas de fragilización por frío, una gran tenacidad y ductilidad es requerida, a los efectos de poder soportar perfectamente golpes durante el transporte y manipuleo, así como también el enrosque y la bajada al pozo.

Aceros para servicio crítico

Los grados para Servicio Crítico tienen aplicación en ambientes con presencia de gas carbónico (CO_2) en cantidades bajas. Se utilizan en conjunto con inhibidores de corrosión como el caso del 1%Cr o sin inhibidores como el 3% Cr.

En ambos se recomienda el seguimiento con programas de computación y monitoreo continuo.

En general, cuando se habla de corrosión por CO_2 , esta puede ser controlada utilizando aceros con alto contenido de cromo (13Cr, 15 Cr). Los aceros para Servicio Crítico son una alternativa económica que hay que evaluar en cada caso.



Aceros Cr13, Cr15 y Cr13S

Para uso en ambientes con CO_2 . La selección de este tipo de aceros por lo general es la solución definitiva al ataque por dióxido de carbono.

La resistencia a la corrosión de estos aceros se basa principalmente en la formación de una film estable de óxido de cromo sobre la superficie que hace de barrera entre el acero y el ambiente corrosivo. Este film estable puede ser obtenido con un porcentaje de 13 % de Cr, de allí el éxito de los aceros 13 Cr en ambientes con CO_2 .

Ambientes más severos, con mayor presión parcial de CO_2 , mayor temperatura y contenido de Cloruros requieren un mayor porcentaje de elementos aleantes, tales como níquel y molibdeno. Generalmente la adición de Ni mejora la resistencia al fracturamiento mientras que el incremento de Mo mejora la resistencia al fracturamiento y al picado.

Adicionalmente, se han desarrollado los aceros Cr15 y Cr13S que ocupan un escalón intermedio entre el tradicional L80 Cr13 y los sofisticados aceros Dúplex

Aceros Duplex Cr22, Duplex CR25

Para aplicación en ambientes muy corrosivos, generalmente caracterizados por alta concentración de cloruros, altas temperaturas y presiones elevadas de CO_2 y H_2S . En estos casos la solución al problema es el uso de aceros de muy alta aleación con alta concentración de Cr así como también Ni y Mo.

Los aceros Dúplex y SuperDúplex tienen una excelente resistencia al picado, pueden ser utilizados en ambientes con alta presión de CO_2 y trazas de H_2S , también con alta concentración de cloruros y en los que aceros de alto límite de fluencia se requiera, estos aceros también presentan una gran resistencia a la corrosión por agua marina. Por otro lado, los aceros Austeníticos son recomendados en ambientes con temperaturas de hasta $200\text{ }^\circ\text{C}$ y presencia de CO_2 , H_2S y cloruros.



2.2.7.3 ACCESORIOS PARA PROTEGER LA TR

Los accesorios de protección contra el desgaste se proporcionan para asegurar que la TR no está dañada después del proceso de perforación. Esto es importante porque después de la perforación, la TR se utiliza para la terminación del pozo.

Banda de desgaste o Wear band.

Es un anillo metálico recubierto con carburo de tungsteno (TC), que se coloca a continuación el acoplamiento para mantener la fuerza de la conexión. Mide aproximadamente 6.5 cm.

Manga de desgaste o Wear sleeve

Es un cilindro de acero largo que se superpone en las juntas para protegerlas de desgates o de cualquier daño que pueda sufrir durante la perforación, con una amplia área de contacto que se instala en cualquier parte de la articulación como se requiera. Las mangas no están recubiertas con carburo de tungsteno.



Figura 2.49 Banda de desgaste (izquierda) y Manga de desgaste (Derecha)
Fuente: ABUBAKAR Mohammed, Current Trends and Future Development in Casing Drilling. 2012

Perfil del niple de la TR (CPN).

Es un accesorio de 90 cm a 1.20 m de largo que se ubica en la parte inferior de la sarta, cumple la función de sostener y evitar el movimiento del DLA (“Drill Lock Assembly”) dentro del revestimiento. Otra de las funciones del CPN es ser el punto de posicionamiento del DLA para las operaciones de recuperación y anclaje.



Figura 2.50 Perfil del niple de la TR

Fuente:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/109_74000e_casing_profile_Nipple_\(CPN\).pdf](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/109_74000e_casing_profile_Nipple_(CPN).pdf)

Centralizadores

Los centralizadores se colocan en el diámetro exterior de la carcasa para proporcionar estabilización, el rendimiento direccional, la gestión de desgaste, control de llaves-asiento y centralización para la cementación. El centralizador, tiene hojas duras y fuertes de cara conectados a la carcasa con un ajuste de fricción para permitir la rotación de la carcasa. Centralizadores no giratorias hechas de aleación de zinc se han utilizado en la carcasa de perforación direccional para reducir el torque.

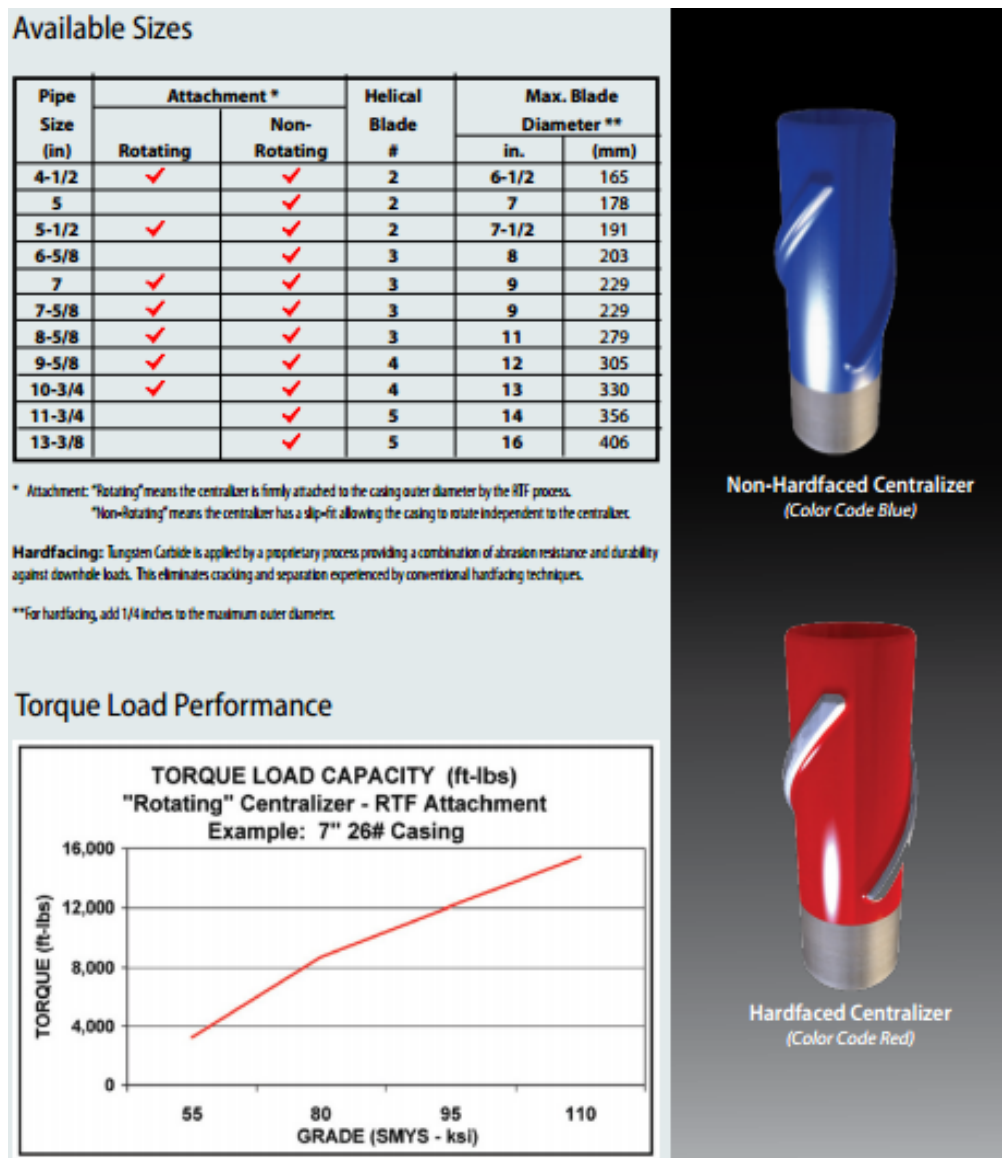


Figura 2.51 Centralizador convencional (arriba) y centralizador con carburo de tungsteno (abajo)
 /data/1/rec_docs/875_65500_hydro-form_Centralizers_RevF.pdf

2.2.7.4 CONEXIONES DE LA TR

Las conexiones de la TR usadas para la perforación con tubería de revestimiento difieren de las conexiones utilizadas en la perforación convencional, las conexiones en la perforación con TR están sometidas a severas condiciones del pozo, estas conexiones son requeridas para tener una resistencia al torque adecuada, asegurar el paso del flujo, capacidad de sellado adecuado y fuerte capacidad de resistir la fatiga. Los proveedores de las conexiones para perforación con TR son Hydril, Vam, Hunting Energy Services, GB Tubulars y Grant Prideco.

En el diseño de las conexiones se tienen en cuenta aspectos como pleno pasaje interior, alta eficiencia a la tracción, buen rendimiento frente a cargas de compresión elevadas, tensiones circunferenciales reducidas, alta resistencia al engrane, de fácil reparación, entre otros.

Para las aplicaciones no convencionales se han diseñado especialmente conexiones con coples, hombro de torque, sello interno y rosca mejorada, entre otros aspectos. Estos aseguran una muy buena prestación aún en las condiciones más extremas. Se debe lograr siempre que la conexión no sea la parte débil de la columna.

Análisis de elementos finitos (FEA) se utiliza ahora para evaluar el rendimiento de la conexión antes de la perforación con revestimiento. El par y el análisis de resistencia también pueden hacerse con un par Wellplan y el módulo de arrastrar desde el software de punto de referencia.

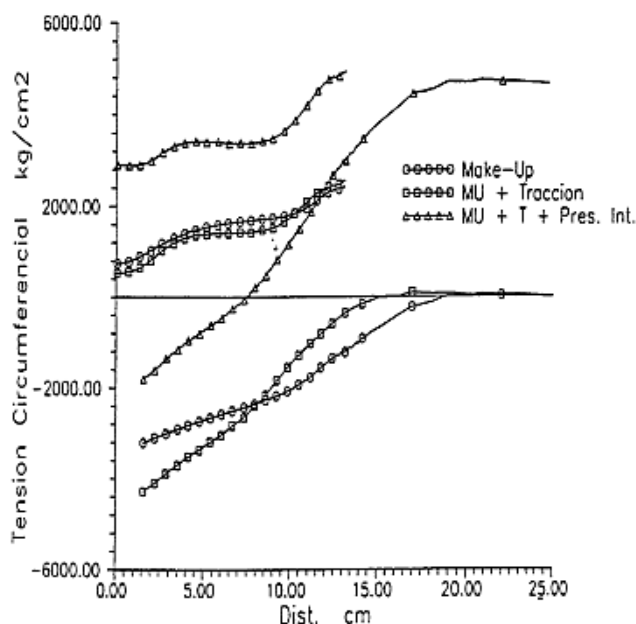


Figura 2.52 Ejemplo de los esfuerzos obtenidos por FEA.

Fuente: GHIDINA, Daniel, Productos tubulares para reducir el costo total



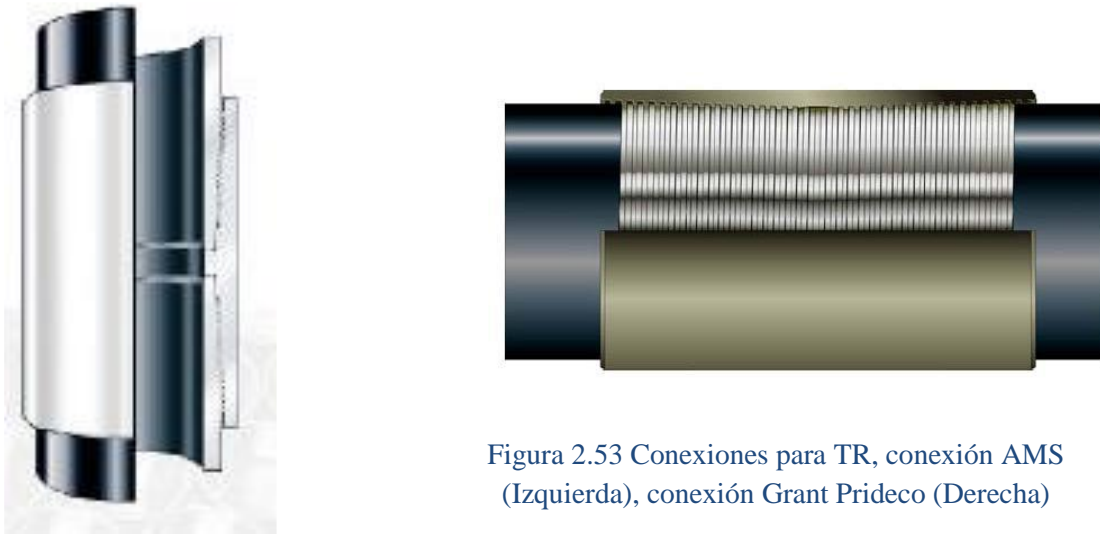


Figura 2.53 Conexiones para TR, conexión AMS (Izquierda), conexión Grant Prideco (Derecha)

Fuente: GHIDINA, Daniel, Productos tubulares para reducir el costo total

2.2.8 CEMENTACIÓN

La operación de cementación implica la colocación de cemento dentro del espacio anular para formar un enlace entre la carcasa y la formación. En el método convencional de cementación, los tapones de cemento descienden a un equipo conocido como collar flotador, que se fija cerca de la parte inferior de la TR.

En el sistema recuperable, donde la barrena tiene que ser reemplazada antes de perforar para el siguiente asentamiento de la TR, el proceso de perforación con tubería de revestimiento requiere acceso de paso completo para permitir el funcionamiento y la recuperación de la BHA a través del diámetro interno de la TR. Esto hace que no sea adecuado usar el equipo flotante.

La solución inicial a este desafío fue el bombear el tapón limpiador antes del cemento y luego el cierre hacia abajo detrás de la lechada de cemento un tapón de cemento, que llega al perfil de bloqueo DLA.

El problema con este procedimiento era el riesgo de que el tapón de cemento llegaría incorrectamente. Con el avance de la tecnología, la bomba hasta la válvula del flotador se lanzó y asentó en el niple utilizado por el DLA. La válvula sirve como un collar flotador convencional para retener la presión de retorno desde el trabajo de cementación después de bombear el tapón de cemento. Sin embargo, con el sistema no recuperable, la zapata perforable es perforada y el collar flotador es corrido en la TR. Esto permite que la operación de cementación para comenzar inmediatamente la profundidad total del pozo es alcanzado.

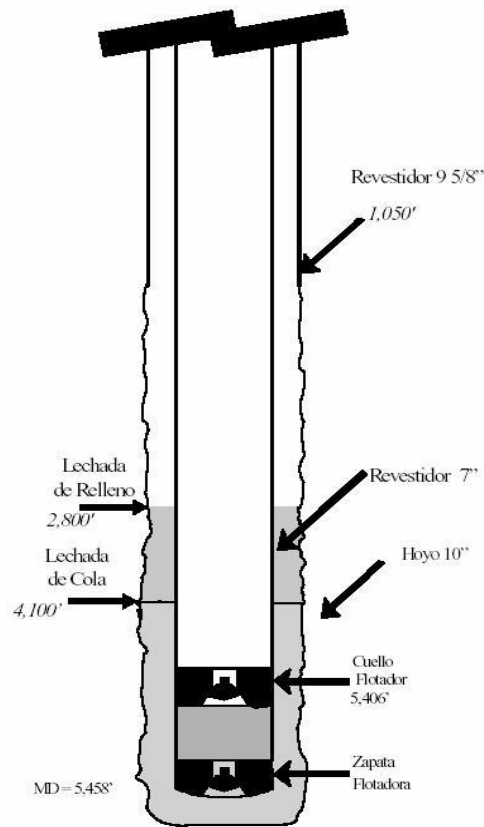


Figura 2.54 Ejemplo de un proceso de cementación

Fuente: <http://achjjj.blogspot.mx/2009/05/operaciones-corrída-de-tubulares-de.html>

La cementación con la perforación con TR difiere en algunos aspectos de la cementación convencional:

El uso de accesorios para la TR como centralizadores para proveer la correcta colocación de la TR.

El equipo de flotación requerido es diferente al convencional, ya que existe la posibilidad de alcanzar un objetivo más de una barrena; por lo que el sistema de perforación con TR debe permitir el libre acceso del BHA del fondo del agujero a la superficie, permitiendo su recuperación con cable de acero.

Cuando se instala el equipo de flotación estará expuesto a altos gastos de circulación por un tiempo considerable mientras se perfora la sección entera del agujero.

El volumen de cemento para la cementación de tuberías superficiales, intermedias y de explotación se calcula con valor excedente .

En las operaciones con TR, los registros para la evaluación de la formación son normalmente realizados en agujero entubado, no es posible correr el registro de calibración.

Sin embargo de manera general, las operaciones de cementación con la perforación con tubería de revestimiento no difieren mucho a las convencionales, se utilizan los baches lavadores y espaciadores al mejorar la remoción del enjarre y permiten un mejor fraguado.



2.2.9 REGISTRO Y MEDICIÓN DE POZOS EN LA PERFORACIÓN CON TR

La técnica para correr registros con línea de acero en agujero abierto para la evaluación de formaciones, consiste en perforar hasta la profundidad total con la tubería de revestimiento para luego desenganchar la barrena. El paso siguiente implica subir la tubería de revestimiento hasta la zapata de la tubería de revestimiento anterior, de manera que se puedan obtener registros en agujero abierto a través de la tubería de revestimiento como si se tratara de una perforación convencional. Finalmente se baja la tubería de revestimiento para nuevamente acoplarla con la barrena y seguir con el proceso de perforación hasta alcanzar la profundidad total.

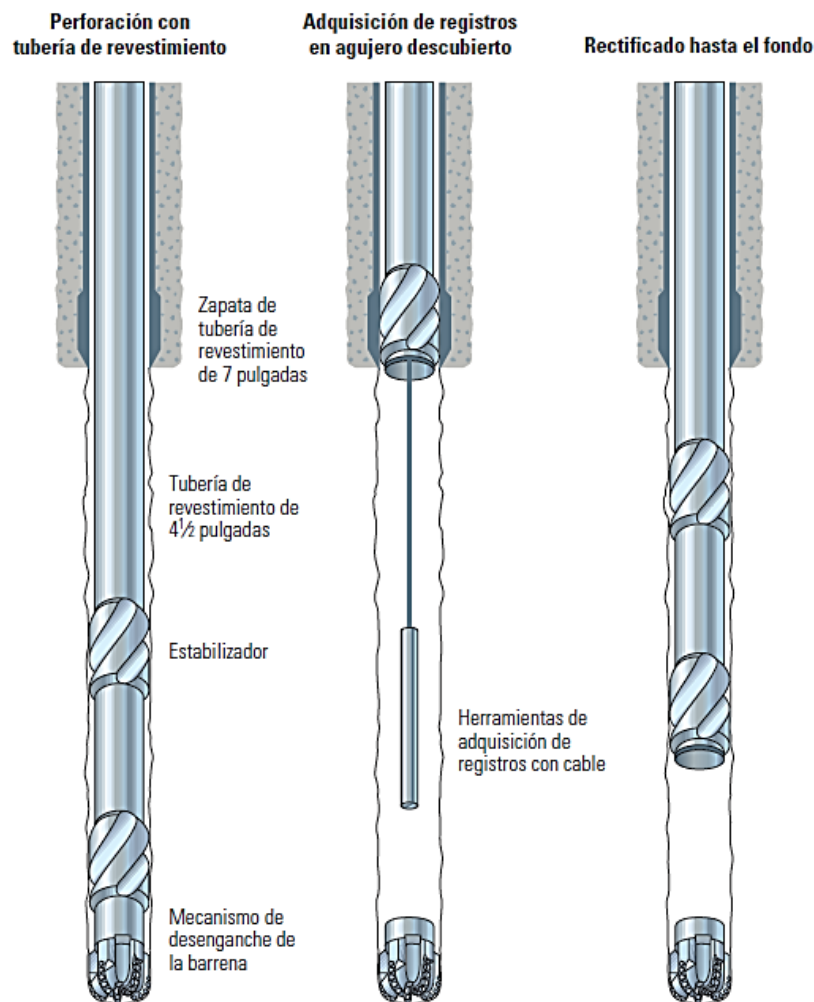


Figura 2.55 Procedimiento para la adquisición de registros después de perforar con tubería de revestimiento.

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

2.2.9.1 MEDICIONES DURANTE LA PERFORACIÓN (MWD)

La tecnología Measurement While Drilling (MWD) permite minimizar los daños en la formación y vida útil de las herramientas, además permite la adquisición de datos en la superficie en tiempo real, lo que permite ahorrar tiempo en la toma de decisiones y la producción.

Información obtenida

- Temperatura en el pozo
- Presión (poro, anular y formación)
- Pruebas de impacto
- Pruebas de fluidos, presión y temperatura
- Torque y peso en la barrena (WOB)
- Volumen del flujo de lodo
- Geonavegación
- En la perforación direccional (Profundidad, inclinación, dirección, azimut)

La herramienta MWD consiste en tres secciones básicas: Transmisor

- Fuente de energía
- Sección de sensores
- Transmisores

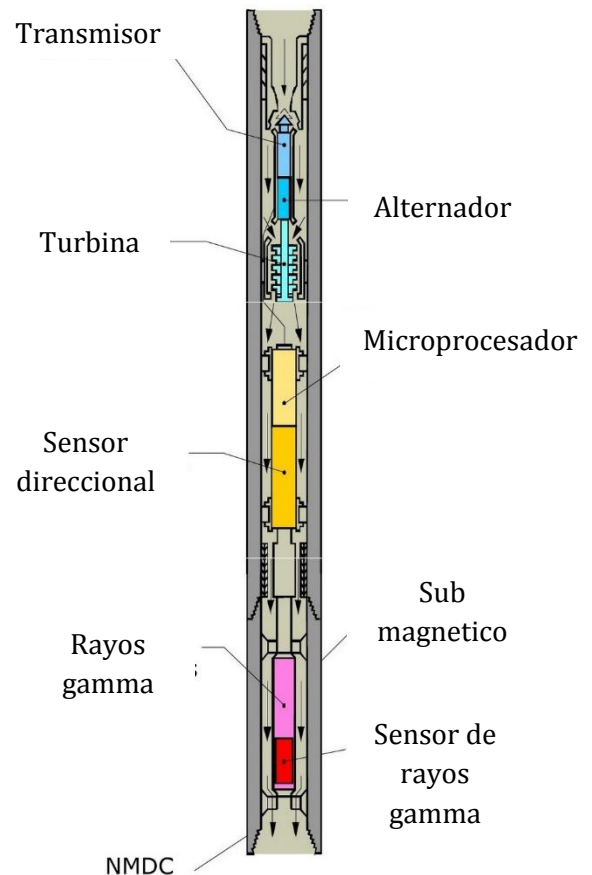


Figura 2.56 Sección de una herramienta MWD

Fuente: <http://directionaldrilling.blogspot.com>

2.2.9.2 REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN (LWD)

La tecnología Logging While Drilling (LWD) proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora. Tienen la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de que exista el efecto de invasión.

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- Rayos Gamma
- Resistividad de formación
- Propiedades acústicas
- Sísmica
- Mediciones nucleares
- Imágenes durante la perforación
- Resonancia magnética

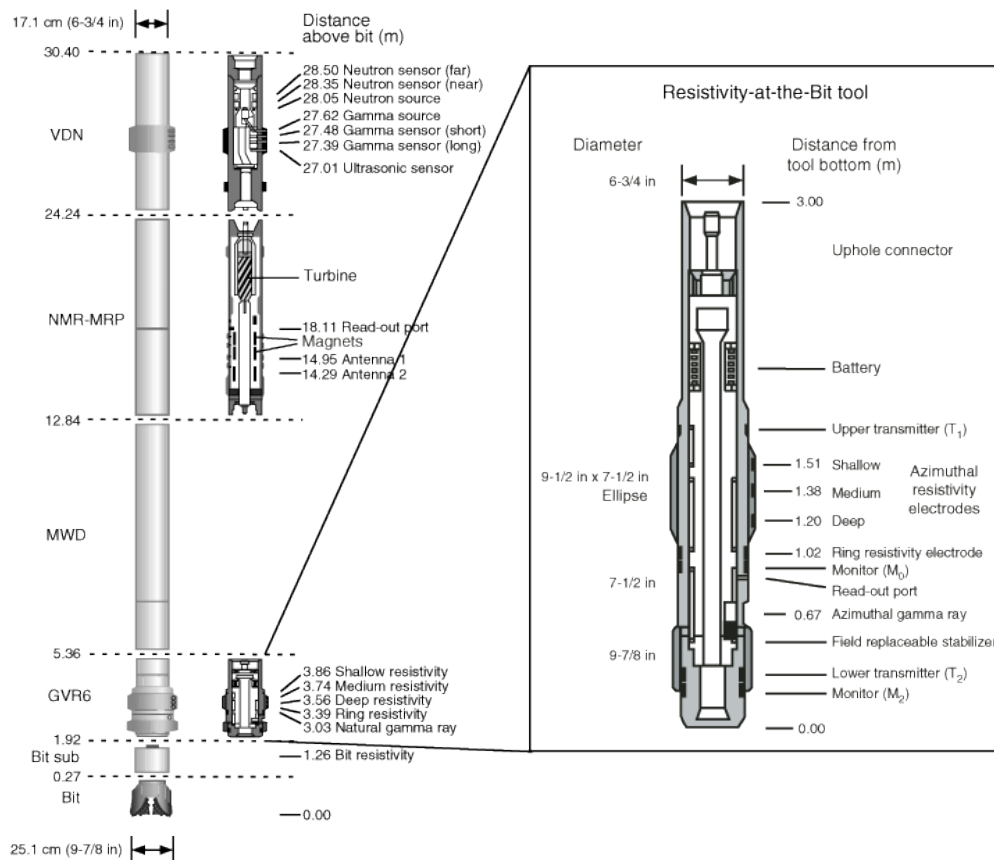


Figura 2.57 Sarta de herramientas de LWD

Fuente: <http://www.spec2000.net/08-lwd.htm>

2.3 COMPARACIÓN ENTRE LA PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y CON TR

Tabla 8. Comparación entre la perforación convencional y con TR

PERFORACIÓN CONVENCIONAL	PERFORACIÓN CON TR
Se utiliza tubería de perforación y ensamblajes de fondo para transmitir el movimiento rotatorio a la barrena.	Se utiliza la tubería de revestimiento para transmitir la energía mecánica e hidráulica a la barrena.
Se producen mayores caídas de presión al realizar los viajes de la tubería.	Menores caídas de presión
Es necesario el contar con mayor número de personal para operar el equipo.	Se puede necesitar menor personal para realizar las maniobras de perforación
Se producen más viajes de sacar y meter tubería al atravesar las formaciones.	Se reducen los viajes hasta un 30 %, que se ven reflejados en la optimización de costos.
Mayores tiempos de operación durante la perforación.	Optimización del tiempo al haber menor tiempo con el equipo detenido.
El movimiento de equipo es tardado y difícil de transportar.	Al reducir el tamaño del equipo se puede transportar con facilidad.
El 80% de los influjos y procesos de control del pozo son ocasionados durante el viaje de tuberías.	Se posee un mayor control del pozo.
Al entrar en zonas débiles o en zonas de presión subnormal o anormal se puede presentar la pérdida de lodo de perforación.	Se tienen menores pérdidas de circulación.
La geometría del pozo es irregular, lo que ocasiona pegaduras o problemas de circulación en el espacio anular entre la TR y la TP.	Se genera una geometría del pozo más uniforme y estable.
Las tuberías de perforación están diseñadas para resistir altos torques y esfuerzos de compresión y altas tensiones.	Las conexiones de la tubería de revestimiento no se diseñan para soportar altos torques y cargas y esfuerzos compresivos.
Se pueden tomar registros convencionales de las paredes del agujero al estar perforando.	No se pueden tomar registros de agujero descubierto con herramientas de registros convencionales, por lo que se requieren herramientas especiales y maniobras para dejar descubierto el agujero y realizar la toma de registros.



CAPÍTULO 3

APLICACIONES



CAPÍTULO 3

APLICACIONES

3.1 CASOS DE ESTUDIO DE LA APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TR

La literatura acerca de la operación de perforación con tubería de revestimiento está llena de operaciones completadas con éxito en zonas con problemas de estabilidad del pozo y que no podrían haberse logrado con técnicas convencionales. Un breve repaso de los últimos casos de estudio donde la perforación con TR se ha demostrado sus aplicaciones en grandes desafíos es el siguiente:

PAÍS	AÑO	DESCRIPCIÓN	FUENTE
Surde Texas, Estados Unidos de América	2012	La aplicación de la perforación con revestimiento en el campo Lobo demostró ser una técnica de perforación más eficaz y beneficioso que el método convencional en las áreas de reducción de costos, la seguridad del personal, eliminación de tiempos no productivos y problemas del pozo. El ajuste de la sarta de revestimiento de 7" en el punto de asentamiento, se consiguió en 10 días con el método de perforación con TR y tomó 19 días con el método convencional. Este valor muestra una reducción de aproximadamente 50% en el tiempo para esta operación particular que reduce invariablemente el costo del equipo de perforación. La reducción de los viajes de la tubería trajo consigo la reducción de los tiempos no productivos y un mejor control del pozo, además los problemas del agujero como pérdidas de circulación se redujeron con el efecto de empaste que mejoró la estabilidad de las paredes del pozo. La experiencia en el campo Lobo demostró que existe un menor riesgo de pegaduras de tubería durante la perforación con TR en comparación con las pegaduras de la sarta de perforación convencional. El método de perforación con TR proporciona una ventana de operación mejor para el peso del lodo y la presión de fractura, por tanto, más confiable cuando se perfora a través de las áreas con márgenes pequeños de presión. Finalmente los valores de velocidad anular altos proveen una mejor limpieza del agujero en comparación con la perforación convencional.	“A Comparative Analysis of the Trouble Time for Conventional and Casing Drilling Wells: A Case Study on the Lobo Trend” (Abubakar et al)



FACULTAD DE INGENIERÍA

Omán	2010	<p>Se reportó el éxito de la aplicación de la perforación con TR en lutitas FIQA en Omán, De acuerdo a los autores dos secciones de superficie fueron perforadas exitosamente con grandes diámetros externos de la TR a través de formaciones con notorios problemas de inestabilidad del agujero, zonas de pérdida, y problemas de lutitas reactivas. Los beneficios al utilizar la técnica de perforación con TR fueron el “reducir la fase de perforación entre un 40-45% con respecto al promedio del campo, el tiempo de exposición a zonas conflictivas se redujo considerablemente al eliminar los viajes y el tiempo no productivo asociado con la estabilidad del agujero. El volumen total del cemento bombeado recuperado en la superficie alcanzo el 98% del exceso bombeado (contra 25% en el campo), que es una indicación de la buena calidad del agujero, así como reducción de costos en cuanto al lodo de perforación base aceite para las zonas problemáticas de lutitas.</p>	<p>Casing while Drilling (CwD); a new approach drilling Fiqa Shale in Oman. A success story.</p> <p>(Sánchez et al)</p>
Colombia	2010	<p>Se presentó la aplicación exitosa de la perforación con TR en el campo Cira infantas en Colombia. Este campo es a travesado por fallas y se caracteriza por formaciones someras depresionadas con gas que resulta en retos para las operaciones de perforación para pérdidas de circulación y control del pozo. Al utilizar la perforación con TR se redujeron los tiempos no productivos asociados con la inestabilidad del agujero por medio del efecto de empaste formado alrededor de las paredes del pozo.</p>	<p>Casing Drilling Application With Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in La Cira Infantas Field.</p> <p>(Lopez et al)</p>
Malasia	2010	<p>Las formaciones en el campo Angsi en Malasia son zonas suaves y no consolidadas y tienen un historial de problemas de inestabilidades en el agujero y pérdidas severas. Sus conclusiones: “La perforación con TR trajo ventajas adicionales al ocurrir las pérdidas de lodo, el lodo se podría cambiar por agua de mar mientras se continua con la perforación siguiente. No se gastó tiempo en la mitigación de las pérdidas incurridas. Los finos recortes de la perforación y el proceso de perforación continuo que ofrece la perforación con TR han sido efectivos en el combare de las cuestiones de inestabilidad del agujero y esenciales en el éxito de la aplicación del sistema de perforación con TR”.</p>	<p>Directional casing while drilling applied to improve high-angle top-hole drilling from producing platform</p> <p>(Dawson et al)</p>



<p>Perú</p>	<p>2010</p>	<p>Un estudio realizado para mitigar las pérdidas de fluidos en el campo Cashiriari en la selva peruana. Las pérdidas de fluidos parciales y totales en secciones someras convierten a la perforación convencional en una manera no efectiva en costo y técnica para la perforación de esa área. “El principal propósito de utilizar la perforación con TR en las zonas someras del agujero fue el perforar los intervalos superiores de manera rápida y minimizar los problemas del agujero resultado de los factores de inestabilidad del agujero. La aplicación del método con TR fue capaz de cumplir con los objetivos planteados en la perforación de las secciones someras en un escenario de pérdida total sin incidentes”.</p>	<p>“Casing-Drilling Technology (CwD) Mitigates Fluid Losses in Peruvian Jungle” (Gallardo et al)</p>
<p>Perú</p>	<p>2010</p>	<p>Otra aplicación exitosa en la utilización de la perforación con TR en los campos peruanos. “El principal problema en esta fue el tiempo consumido en los eventos de gumbo (formaciones de arcilla suaves, deleznable y hinchables) en el agujero intermedio. Un alto arrastre y espacios reducidos llevan a riesgos elevados en los viajes fuera del agujero. Los problemas potenciales asociados con la inestabilidad del agujero, hinchamiento de arcilla, pegaduras de tubería, limpieza del agujero, gumbo, tiempo de inactividad del equipo y pérdidas de filtración fueron totalmente mitigados con la aplicación de la perforación con TR.</p>	<p>“First Retrievable Directional Casing While Drilling (DCwD) Application in Peruvian Fields Generates Time Reduction and Improves Drilling Performance Preventing Potential Non-Planned Downtime” (Beaumont et al)</p>
<p>Noruega</p>	<p>2010</p>	<p>Una exitosa aplicación de la tecnología de la perforación con liner en la plataforma continental noruega, donde varios campos tienen formaciones inestables y/o historia de declinación. El intervalo planeado fue perforado direccionalmente y el pozo fue sellado por liner y cementado después de ser perforado.</p>	<p>“Rotary Steerable Drilling Liner System that Enables Simultaneous Directional Drilling and Lining of the Wellbore” (Torsvoll et al)</p>



FACULTAD DE INGENIERÍA

<p style="text-align: center;">Estados Unidos de America</p>	<p style="text-align: center;">2010</p>	<p>La perforación con liner ha sido exitosamente aplicada en el golfo de México para mitigar los problemas de inestabilidad del agujero. Previos intentos para perforar los problemas de formación no pudieron alcanzar la profundidad objetivo debido a la inestabilidad de las paredes del pozo y pérdidas de circulación. De acuerdo a los resultados, la perforación con liner fue exitosamente aplicada a través de las formaciones inestables y fueron colocados los liners en las profundidades planeadas, minimizando el tiempo de exposición del agujero abierto.</p>	<p style="text-align: center;">“Liner Drilling Technology as a Mitigation to Hole Instability and Loss Intervals: A Case Study in the Gulf of Mexico”</p> <p style="text-align: center;">(Rosenberg et al)</p>
<p style="text-align: center;">Aguas profundas</p>	<p style="text-align: center;">2010</p>	<p>El proponer perforación con TR sin riser como una tecnología que permite configurar un nuevo paradigma para el diseño del pozo en aguas profundas.</p> <p>La capacidad única para superar los problemas de inestabilidad del pozo permite asentamientos de TR más profunda. Los autores creen que esto mejorará la capacidad de manejar riesgos como: peligros en la perforación, gas somero, flujos de agua someros, inestabilidad del agujero, y pérdidas de circulación, teniendo el potencial de eliminar las contingencias de la sarta en aguas profundas.</p>	<p style="text-align: center;">“Riserless Drilling With Casing: A New Paradigm for Deepwater Well Design”</p> <p style="text-align: center;">(Kotow et al)</p>
<p style="text-align: center;">Estados Unidos de America</p>	<p style="text-align: center;">2010</p>	<p>Se demostró que el efecto de empaste de la perforación con tubería de revestimiento permite la perforación con éxito a través de zonas inestables de pérdida de fluidos. “Si el fortalecimiento del pozo se puede lograr de manera sistemática, entonces los pozos pueden ser perforados en áreas de pérdidas de fluidos conocidas sin problemas en la sarta de revestimiento. A demás, los pozos perforados en campos maduros donde los horizontes de producción han alterado las presiones, ya sea por la declinación o por mantenimiento, pueden ser perforados con menos sarta de revestimiento.</p> <p>Su estudio muestra que un avance significativo en los gradientes de fractura se puede alcanzar con el adecuado espacio entre el agujero y la TR, y el adecuado tamaño de las partículas que se añade al lodo de perforación. Con la confianza de que el fortalecimiento se puede lograr a los niveles de mejora comprobada, los pozos se pueden evaluar con un ahorro significativo de costos mediante la eliminación de tuberías de revestimiento y conservar el tamaño del agujero para terminaciones o más perforaciones futuras.</p>	<p style="text-align: center;">“Particle Size Distribution Improves Casing-While-Drilling Wellbore Strengthening Results”</p> <p style="text-align: center;">(Watts et al)</p>



FACULTAD DE INGENIERÍA

Indonesia	2010	La aplicación de la perforación con liner como solución para la inestabilidad del agujero y pérdida de circulación en costa afuera en Indonesia. De acuerdo al estudio, la perforación con liner fue utilizada para perforar exitosamente a través de zonas conocidas de pérdidas de circulación con un liner de 7 pulgadas cementado en el sitio. Esto permitió a los operadores alcanzar sus objetivos de terminación mientras se realizaba un ahorro de más de 1 millón de dólares (usd).	“Use of Liner Drilling Technology as a Solution to Hole Instability and Loss Intervals: A Case Study Offshore Indonesia” (Jianhua et al)
Aguas profundas Golfo de México	2010	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 alcanzan profundidades de 982 metros y 1136 metros respectivamente. Esta fue la primera operación de perforación direccional utilizando el sistema de perforación con TR en una plataforma costa afuera. Los ahorros en los tiempos requeridos para perforar y cementar secciones de pozos de similares características pueden alcanzar hasta un 20%. El sistema 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 TR, el espacio anular es menor, por lo cual la limpieza del pozo mejora notablemente. hay un potencial ahorro de tiempos factible de realizar mediante la utilización de la técnica	“Experiencias en la aplicación de casing drilling en la perforación de pozos de petróleo y gas” (Luis E. Piasco)
Canada	2010	La tecnología de perforación con TR ha sido empleada en campos ubicados al Norte de British Columbia en Canadá para perforar secciones superficiales de 12 1/4” entubadas con casing de 9 5/8”. Estos pozos alcanzaron profundidades entre 250 metros y 600 metros dependiendo del objetivo direccional. Estos pozos han sido perforados en un área donde los problemas más frecuentes se dan en las secciones superficiales, éstos son los derrumbes y las pérdidas de circulación. Todos los pozos han sido considerados ser mejores o iguales en cuanto a rendimiento con respecto a los pozos convencionales vecinos. Por lo tanto hay potencial para poder optimizar las operaciones en los próximos pozos y adicionalmente reducir el riesgo causado por los eventos no programados (especialmente los relacionados con la dificultad para entubar el pozo).	“Experiencias en la aplicación de casing drilling en la perforación de pozos de petróleo y gas” (Luis E. Piasco)



FACULTAD DE INGENIERÍA

Qatar	2009	<p>Un estudio sobre un gran ángulo de perforación direccional con 9 5/8 de pulgadas de la TR costa afuera de Qatar. “El problema fue la interfase entre las zonas de formación de lutitas y la formación productora es a veces un punto donde las fallas altamente conductivas se pueden encontrar.</p> <p>Grandes pérdidas de lodo de perforación ocurren a menudo en esta interfase, lo que resulta en una reducción dramática de la presión hidrostática como el nivel de líquido del espacio anular disminuye. Esta pérdida de presión causa que la formación inestable colapse en la sarta de perforación y en el BHA atrapando el ensamblaje y haciendo imposible su recuperación. Una solución potencial a este problema fue la perforación con TR con BHA recuperable.</p>	<p>“High Angle Directional Drilling with 9 5/8 Casing in Offshore Qatar”</p> <p>(Avery et al)</p>
Colombia	2008	<p>Lukoil Overseas Colombia Ltd. realizó una aplicación de la tecnología de perforación con TR en el campo Cóndor, buscando obtener beneficios sustanciales durante la perforación en zonas de pérdidas de circulación. Se perforaron dos secciones en dos pozos del campo con tecnología de ensamble no recuperable con sección de revestimiento de 20” y tecnología recuperable para la sección de 13 3/8”.</p> <p>Se lograron aislar las zonas de pérdida de circulación de forma exitosa, se dio la reducción debido al efecto de empaste, se redujeron los tiempos de operación, así como costos asociados a los fluidos de perforación al utilizar menor volumen de fluidos. En cuanto a la cementación no fue necesario utilizar tapones de cemento para controlar las pérdidas además de reducir los viajes de tubería, se logró una continuidad de los programas de perforación en el área de forma segura y eficiente.</p>	<p>“Aplicación de la tecnología casing drilling en los pozos del bloque Cóndor”</p> <p>(Durán V.M)</p>
Argentina	2007	<p>Entre marzo del 2006 y febrero del 2007 en la Cuenca Neuquina, en el yacimiento Loma de la Lata, se han perforado 3 pozos usando la técnica de perforación con TR, aprovechando la evolución de la tecnología tanto en trépanos como en equipamiento de rotación, es decir Top Drive.</p> <p>Lo que principalmente se buscaba al aplicar esta técnica de perforación era atravesar lo más rápido posible una zona de pérdidas muy severas de circulación situadas entre 300 y 500 m de profundidad lo cual dificultaba la perforación de los pozos en esta zona. El rendimiento de la tasa de penetración</p>	<p>“Experiencias de repsol YPF argentina en casing Drilling”</p> <p>(Sierra et al)</p>



FACULTAD DE INGENIERÍA

		(ROP) fue similar al rendimiento de la perforación convencional con la ventaja de tener parámetros como caudal y presión de bomba, revoluciones por minuto (rpm) y peso sobre barrena menores. Se mejoraron los tiempos de conexión, permitió avanzar la búsqueda de una solución a la problemática de pérdidas, mejora la estabilidad de la sarta, minimiza el tiempo de exposición a las arcillas reactivas, elimina grandes volúmenes de lodos.	
Venezuela	2006	La perforación con TR se aplicó específicamente en el Bloque XII de la Segregación Lagomar del Lago de Maracaibo, en yacimientos que se caracterizan por presentar formaciones arcillosas y además presenta bajo gradiente de presión, cuyas condiciones en conjunto representan un gran problema al momento de perforar y bajar el revestidor superficial, ya que generalmente se presenta pérdida de circulación, La perforación con TR de 9-5/8” en el pozo LLB-0071 fue llevada a cabo con un total éxito sin ningún tipo de incidentes o accidentes y logrando reducir los costos asociados a las pérdidas de circulación y viajes de las tuberías.	Primera Aplicación En Venezuela De La Tecnología Casing Drilling Con Zapata Perforadora Massirubi (PDVSA)
Brasil	2005	El sistema de perforación con TR ha presentado un gran potencial para superar las zonas problemáticas, pero también es propenso a tener falta de confiabilidad mecánica. Cuatro pruebas de este sistema se han realizado en Brasil por más de 18 meses; durante este periodo las herramientas se han cambiado significativamente y la complejidad de la aplicación se ha incrementado. Se tuvieron aspectos positivos como: el tiempo de los viajes se redujo considerablemente, el equipo de perforación es más seguro, se eliminó la sarta de perforación, la operación de perforación direccional es efectiva; en cuanto a los aspectos negativos: Las barrenas ampliadoras son limitadas en formaciones abrasivas y duras, se debe mejorar el sistema de recuperación del BHA, se improvisaron algunas herramientas para manejar el BHA que comprometían la seguridad en el piso del equipo de perforación, los planes de contingencia no cubren todas las posibilidades operativas.	“Casing drillin- Experience in Brazil” (Plácido et al)



<p>Brunei</p>	<p>2004</p>	<p>Shell Brunei Petroleum (BSP), llevó a cabo un trabajo de perforación con TR con el objetivo de reducir los costos en el campo de Seria en la costa oeste de Brunei, el sistema mantiene una excelente calidad del agujero, se mantiene una buena limpieza del pozo y el tamaño del agujero, así como no se presentan pérdidas inducidas.</p> <p>Zapata perforable. La primer zapata perforable convertible del mundo se realiza en Brunéi en septiembre de 2003.</p> <p>La zapata perforable convertible tiene una característica novedosa que permite a la estructura de corte y las cuchillas para ser extruidos hacia el exterior una vez que se alcanza la profundidad objetivo, la zapata perforable se convierte en una zapata de cementación, lo que permite cementar la TR en su lugar.</p> <p>La zapata de cementación y la próxima sección del pozo a continuación pueden ser perforados sin la interferencia de la estructura de corte de la zapata.</p>	<p>“Extending the Boundaris of Casing Drilling”</p> <p>(Fisher et al)</p>
<p>Wyoming, Estados unidos de América</p>	<p>2003</p>	<p>BP y Tesco llevaron a cabo un proyecto de perforación de cinco pozos de gas en la zona Wamsutter de Wyoming usando el proceso de perforación con TR para evaluar la tecnología para su uso tanto en esta ubicación y para la aplicación más amplia en todo el mundo en las operaciones de BP. El proyecto se llevó a cabo específicamente como una unión de tecnología y de evaluación entre una empresa operadora y de una empresa de servicio. La compañía Tesco proporcionó el sistema de perforación con TR, las experiencias demostraron que el sistema puede reducir el tiempo requerido para perforar y cementar la TR superficial, al eliminar tiempos en cuanto a la condición del pozo, eliminando viajes de tubería de la perforación convencional, así como se redujo el riesgo de algunas formaciones problemáticas.</p>	<p>“Casing Drilling Expands in South Texas”</p> <p>(Fontenot et al)</p>

Tabla 9. Casos de estudio de la perforación con TR



3.2 INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS CON LA PERFORACIÓN CON TR

La perforación con TR profiere ventajas en la perforación como otras tecnologías de perforación. Las ventajas de los métodos individuales pueden ser maximizadas por su combinación. Esto ha resultado en una fusión entre la perforación con TR y otras tecnologías, tales como la perforación bajo balance, los sistemas direccionales, herramienta de la etapa de cementación y los tubulares expansibles. Estas combinaciones tienen en general resultados en una producción óptima y la reducción de costos de los pozos.

3.2.1 PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TR

Para lograr mayor flexibilidad y para aplicaciones que requieren control direccional, se puede desplegar, fijar en su lugar y luego recuperar con cable un arreglo de fondo de pozo (BHA) recuperable para la perforación, la bajada y recuperación de este BHA a través de la tubería de revestimiento elimina viajes de entrada y salida del pozo y provee protección adicional para los sistemas de avanzada utilizados en las mediciones de fondo de pozo y en la perforación direccional.

La introducción del motor PDM de fondo en la década de 1960 facilitó la perforación sin rotación de la sarta completa. Estos sistemas utilizan el lodo que fluye a través de una turbina o una sección de potencia de rotor-estator para generar esfuerzo de torsión en el fondo del pozo. A finales de la década de 1990, los sistemas rotativos direccionales ayudaron a los operadores a establecer nuevos récords en términos de perforación de pozos de alcance extendido (ERD), facilita el control direccional y orientación de la barrena mientras la columna de perforación entera rota en forma continua.

Tabla 10. Pozos direccionales perforados con TR

Pozo	Tamaño de la tubería de revestimiento, pulgadas	Profundidad inicial, pies	Distancia perforada, pies	Inclinación máxima, grados	Tasa de incremento angular, grados/100 pies	Tipo de aplicación	Tipo de BHA
1	9 ⁵ / ₈	339	2,993	4	2	Evitar colisión	PDM
2	9 ⁵ / ₈	370	3,468	4	2	Evitar colisión	PDM
3	7	6,000	705	8	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
4	9 ⁵ / ₈	393	2,247	40	3	Incrementar y mantener ángulo	PDM
5	9 ⁵ / ₈	393	3,172	17	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
6	9 ⁵ / ₈	492	1,968	16	1.5	Incrementar y mantener ángulo	PDM
7	7	2,115	4,418	16	—	Perforar sección tangencial	PDM
8	9 ⁵ / ₈	633	2,739	17	2	Vertical e incrementar ángulo	PDM
9	7	4,434	3,427	15	2.5	Perfil en S	PDM
10	7	1,278	4,672	29	2.5	Perfil en S	RSS
11	9 ⁵ / ₈	8,987	1,118	80	1.5 de incremento 1.5 de giro	Incrementar ángulo y girar	PDM
12	7	5,007	2,843	25	3	Perfil en S	RSS y PDM



Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento y motores direccionales identificaron tres limitaciones: geometría de los BHA, desempeño de los motores y prácticas operacionales. En un BHA recuperable para entubación, el motor y la cubierta acodada se encuentran ubicados por encima de la barrena ampliadora y la barrena piloto para producir la rotación de ambos. Esta configuración permite la perforación por deslizamiento sin hacer rotar la sarta entera para efectuar las correcciones direccionales.

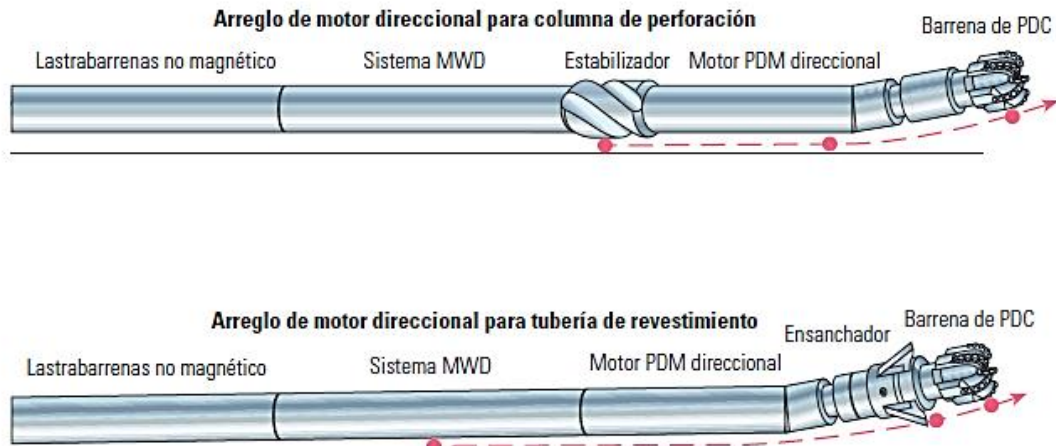


Figura 3.1 Geometría de la perforación direccional y puntos de control. En la parte superior es un arreglo de BHA para la perforación direccional convencional con tres puntos característicos: la barrena, un patín estabilizador en la cubierta del motor y un estabilizador encima del motor. En la perforación direccional con TR(abajo), también posee tres puntos característicos: la barrena, el segundo punto no va en la cubierta del motor debido a que el motor debe ser más pequeño para entrar en la TR, siendo el segundo punto un estabilizador rotativo no cortante debajo de la barrena ampliadora, y por último el control direccional.

Fuente:http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

Los sistemas de perforación para perforar pozos direccionales con TR deben pasar a través de la TR, de manera que el BHA y el motor de fondo son de menor diámetro que el pozo, por el tamaño menor es más difícil mantener el control direccional, así como aumenta el peso sobre la barrena como el esfuerzo de torsión del motor rotacional requerido e incrementa la presión de circulación.

El empleo de las tecnologías se puso de manifiesto en las operaciones de perforación con TR llevadas a cabo en el sur de Texas, ConocoPhillips perforó dos pozos en el área Lobo utilizando un BHA recuperable utilizando motores direccionales.

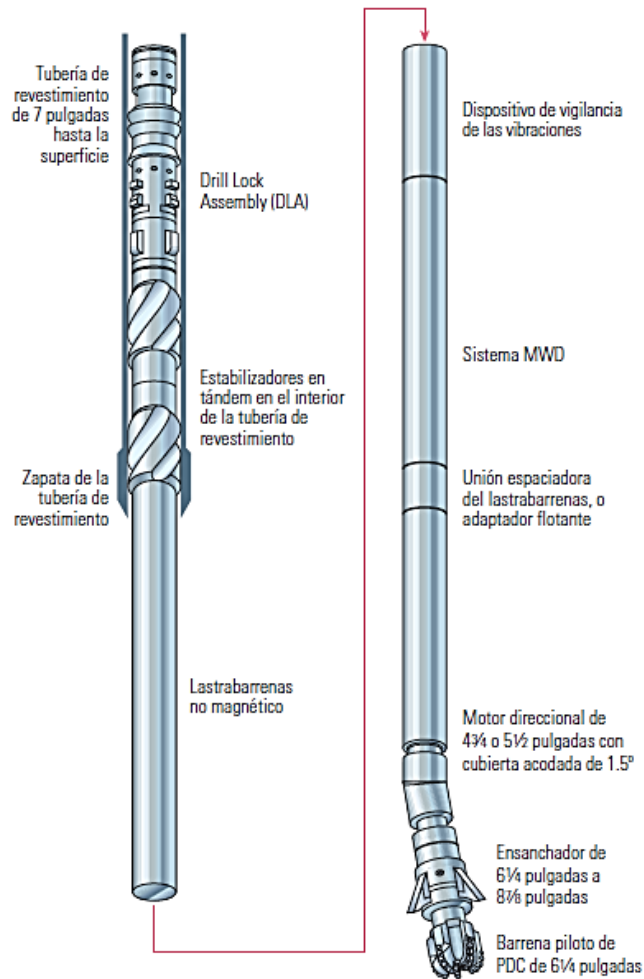


Figura 3.2 Arreglo de fondo de pozo recuperable para un motor de fondo direccional, para perforar un intervalo direccional con TR de 7 pulgadas.

Fuente: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish05/aut05/04_casing_drilling.pdf

La capacidad de perforar pozos direccionales hace que la técnica de entubación durante la perforación resulte atractiva para aplicaciones marinas, en áreas propensas a los problemas de pérdida de circulación cuya perforación con los procesos y técnicas convencionales resultaba previamente antieconómico.

La mayoría de las sartas de revestimiento utilizadas en aguas profundas se emplazan como tuberías de revestimiento cortas. Existen numerosas aplicaciones potenciales que requieren avances en las técnicas y equipos.

3.2.2 PERFORACIÓN CON TR BAJO BALANCE

La perforación bajo balance es una técnica de perforación que requiere la presión hidrostática en el pozo se mantenga más baja que la presión de la formación, que normalmente daría lugar a una arremetida (afluencia del fluido de formación en el pozo). La invasión controlada del fluido de la formación en el pozo se lleva a cabo para reducir o evitar por completo los problemas del pozo, tales como daño de la formación. La perforación bajo balance reduce la pérdida de circulación, elimina las pegaduras diferenciales y aumenta la tasa de penetración. Esta técnica de perforación es cara y difiere del método normal en el que la presión de la formación es siempre menor que la presión hidrostática del pozo evitando de este modo el flujo de fluido de la formación en el pozo. La perforación bajo balance es a menudo aplicada en la construcción de secciones horizontales, para evitar que a lo largo del yacimiento horizontal este sea dañado por el fluido de perforación. Solo unas cuantas pulgadas de daño alrededor del agujero del pozo en una sección horizontal pueden reducir drásticamente el desarrollo del yacimiento.

Ventajas de la perforación bajo balance

- Disminuye el tiempo de limpieza del pozo
- Incrementa la productividad del pozo
- Incrementa la recuperación final
- Elimina las pegaduras diferenciales de la tubería
- Limita la pérdida de fluidos de perforación
- Incrementa la tasa de penetración

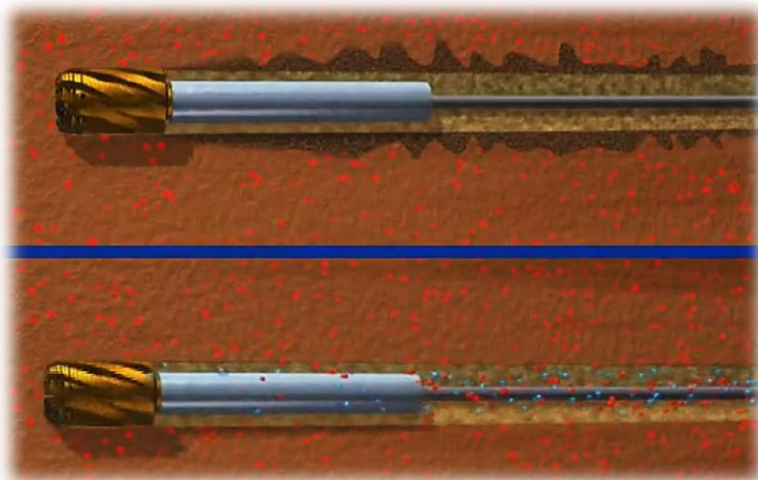


Figura 3.3 Comparación entre la perforación bajo balance con la perforación convencional

Fuente: Tomado de video Perforación bajo balance Shell en español,
<http://achjj.blogspot.mx/2011/09/perforacion-en-bajo-balance.html>

La fusión de la perforación con TR con el método de perforación bajo balance ha mejorado ambas tecnologías de manera significativa. Los métodos combinados han demostrado efectivamente mejor efecto y mayores valores alcanzados en comparación con la aplicación de la tecnología de forma individual. Las principales ventajas de la perforación bajo balance son: incremento de las tasas de penetración y la disminución del daño a la formación mientras que las de la perforación con TR son reducciones en los costos de perforación de pozos y la eliminación de tiempos no productivos. (ver figura 3.4)

La aplicación combinada de estas dos tecnologías ha dado lugar a una mayor productividad, en comparación con su aplicación individual. El alto costo de la perforación bajo balance junto con el riesgo de los viajes sería eliminado. El Control del pozo adecuado se puede lograr mediante el aumento de la densidad de circulación equivalente y la fricción resultante de la perforación con TR. La perforación bajo balance y la perforación con tubería de revestimiento se han aplicado con éxito en los campos maduros del sur de Texas que conducen a la reducción de costos de un aproximadamente 30%.

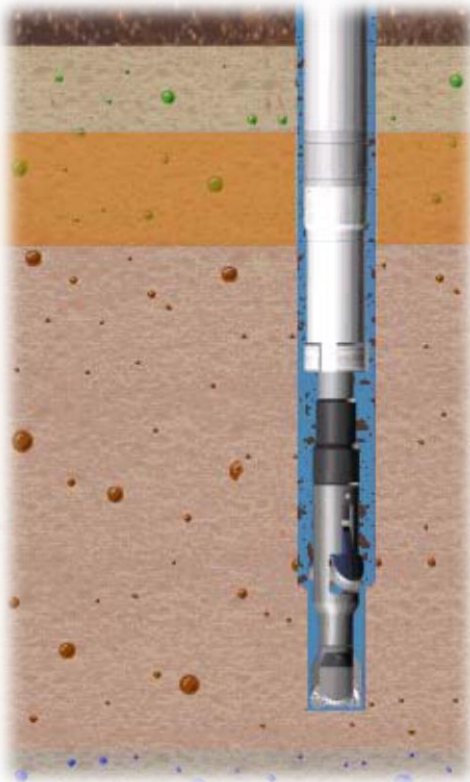


Figura 3.4 Perforación bajo balance, todas las zonas contribuyen, se incrementa la tasa de penetración y la vida de la barrena.

Fuente: <http://cmtoti.blogspot.mx/2011/04/perforacion-bajo-balance-underbalance.html>

3.2.3 PERFORACIÓN CON TR CON TUBERÍA EXPANSIBLE

La tecnología de tubería expansible es un proceso de ampliación de acero por su montaje de fondo de pozo hasta el diámetro deseado en el pozo de petrolero. Esta tecnología implica el trabajo en frío del acero sin exceder la región plástica como se muestra en la curva de esfuerzo-deformación (ver figura 3.5). La tubería se deforma permanentemente durante el proceso y por lo tanto, el material debe ser de alta ductilidad. La Tecnología de perforación convencional produce perforaciones que comienzan con una amplia diámetro y se hacen progresivamente más estrecho es el más profundo (telescopiado). Esto se debe a ciertos intervalos, la sarta de perforación se recoge y las TR son asentadas en el pozo para estabilizarlo.

Para mantener el diámetro de la perforación lo más amplia posible (también para los propósitos de producción posteriores) se trata de ampliar la TR utilizando tubos deformables especiales. Inmediatamente después de la instalación, estos tubos se expanden por la presión hidráulica utilizando un cono en forma de embudo. El resultado es una construcción denominada monodíámetro - una perforación del mismo diámetro de arriba a abajo. Maximizar el tamaño del agujero y reducir al mínimo el tiempo no productivo en agujero descubierto. Esto es importante en el agujero abierto cuando se planifican expansibles en el diseño inicial en lugar de utilizar como una contingencia, especialmente cuando TNP ya ha acumulado más allá de los límites aceptables.

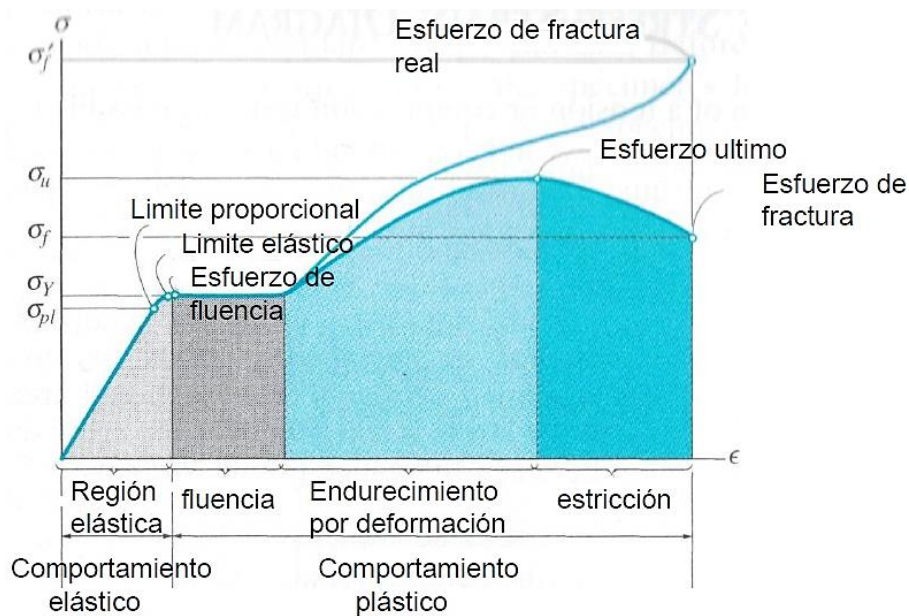


Figura 3.5 Diagrama esfuerzo deformación unitaria para un material dúctil.

Fuente: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2012/07/propiedades-mecanicas-de-los-materiales/>

Ambas tecnologías tienen la práctica operativa similar, que permite su combinación en un único procedimiento. La idea es usar la sarta de revestimiento expandible para la operación de perforación y, al mismo tiempo, ampliar la carcasa cuando se alcanza el TD. La expansión de la TR sólo será posible con el proceso de perforación con TR de perforación donde un ensanchador inicialmente perfora en la formación para producir un agujero más grande y el BHA se cambia por un BHA expansible. Sin embargo, la combinación de ambas tecnologías es meramente teórica, que está a punto de aprovechar las ventajas ofrecidas por cada una de las tecnologías. Los evidentes beneficios de la fusión de ambos métodos son ahorros monetarios, reducción de tiempo de equipo y un mejor control del pozo.

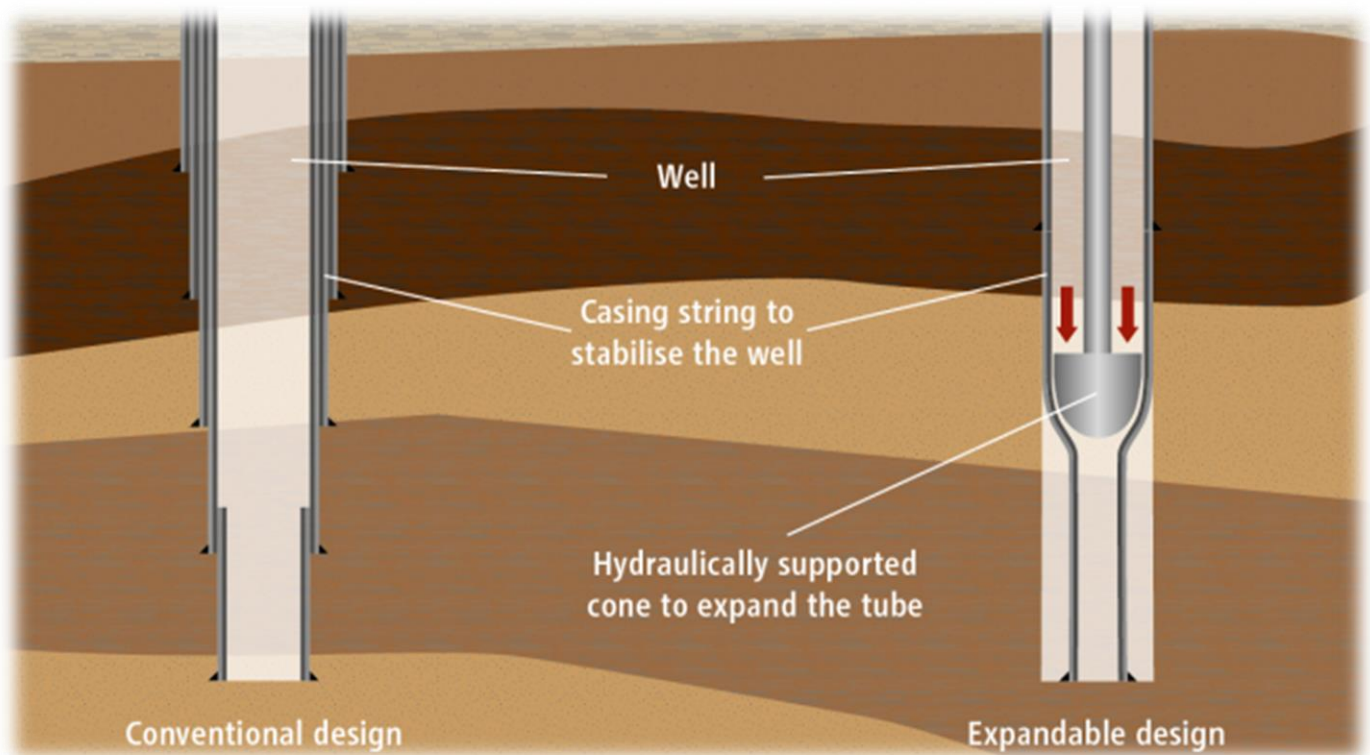


Figura 3.6 Perforación con tubería expansible.

Fuente: <http://www.rwe.com/web/cms/en/1475774/rwe-dea/know-how/drilling/expandable-tubular-technology/>

3.2.4 PERFORACIÓN CON TR CON HERRAMIENTAS DE CEMENTACIÓN EN ETAPA

En la cementación de la sarta de revestimiento a la superficie o sarta intermedia, los retos, tales como las altas presiones de bombeo, tiempos largos de bombeo y presiones hidrostáticas excesivas de la columna de cemento. Estos problemas requieren la necesidad de llevar a cabo la operación de cementación en dos o más etapas a que se refiere como la etapa de cementación. Este procedimiento de cementación se lleva a cabo con la ayuda de un collar de la etapa de cementación, conocido de otra manera como herramienta etapa de cementación. El uso de la herramienta de la etapa de cementación mejora la colocación de lechada de cemento en secciones seleccionadas entre el agujero del pozo y la sarta de revestimiento. La Etapa de cementación y la perforación con TR se han combinado para proporcionar una perforación eficaz y operación de la TR, que a su vez, disminuye el costo y el tiempo no productivo. Esta combinación de tecnología también ha demostrado ser eficaz en la reducción de la desviación del agujero, colocar la TR hasta la profundidad total planeada, minimizando la pérdida de circulación y, sobre todo, mejorar la operación de cementación cuando se aplica en los campos, un ejemplo típico visto en el Piceance Occidental, Noreste del Colorado.

Herramientas de cementación de múltiples etapas permiten intervalos seleccionados alrededor de la sarta de revestimiento sean cementados en momentos distintos o en etapas. (ver figura 3.8). Dos etapas de cementación es la más común de las técnicas de cementación de múltiples etapas, pero un método de tres etapas se puede utilizar. Las nuevas tecnologías y técnicas han dado lugar a la utilización de soluciones de cemento de peso ligero en algunas situaciones que usar convencionalmente para la cementación de múltiples etapas.

Se recomiendan las herramientas de cementación de múltiples etapas (ver figura 3.8) en las siguientes circunstancias:

- Pozos donde la presión hidrostática del cemento es mayor que la presión de formación en algunos intervalos
- Cemento de peso ligero se requiere en la sección de formación de baja presión con el fin de evitar la ruptura de la formación y reducir la posibilidad de pérdida de circulación
- Cemento de mayor peso sería necesario en las secciones de formación de alta presión con el fin de mantener el control del pozo



- En agujeros profundos y calientes donde el tiempo para bombear la calidad deseada y la cantidad de cemento es limitado y por lo tanto se mantiene mejor bombeabilidad.
- Reduciendo la suspensión del volumen total a ser colocado en un intervalo durante cualquier operación de bombeo en particular.
- Cuando sólo ciertas partes de la boca del pozo requieren aislamiento zonal
- En las condiciones de fondo que requieren diferentes mezclas de lechada para hacer frente a desafíos únicos para cada segmento y lograr la integridad zonal y aislamiento deseado.
- En los pozos horizontales, donde el radio de curvatura del pozo requiere de cementación.

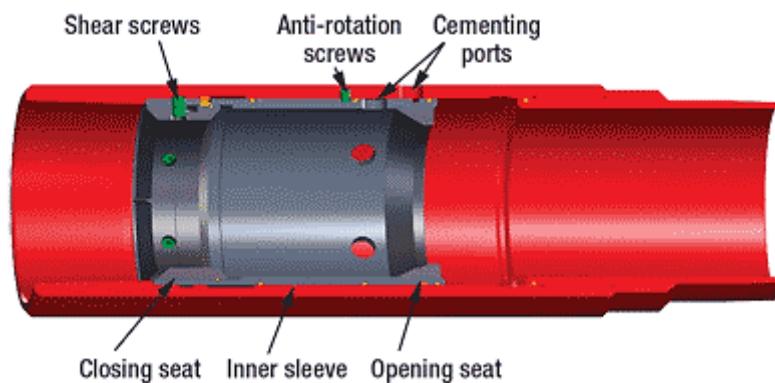


Figura 3.7 Herramientas de cementación en etapas



Figura 3.8 Proceso de cementación por etapas

Fuente: http://www.tamintl.com/index.php?option=com_content&task=view&id=93&Itemid=191

Fuente: <http://www.worldoil.com/March-2007-Casing-while-drilling-and-stage-tool-cementing-combined-to-mitigate-downhole-conditions.html>

3.3 PERFORACIÓN CON TR EN MÉXICO

La industria de la perforación, como toda empresa preocupada por su permanencia en el mercado, tiene entre sus principales objetivos estar a la vanguardia en la tecnología de perforación para ser competitiva en el mercado nacional e internacional, encaminado en la reducción de costos y/o a incrementar las utilidades.

Las aplicaciones de la perforación con tubería de revestimiento en campos mexicanos no incorporan toda la tecnología existente en su aplicación, siendo su característica básica es el eliminar la sarta de perforación y sustituirla por la tubería de revestimiento, en México se continúan utilizando lastrabarrenas y mesa rotaria, además que el ensamble de fondo no es recuperable con línea de acero, para quitar la barrena y las herramientas de perforación en cada caso, se deberá sacar la TR a la superficie.

En el distrito de Reynosa, se adecuó un equipo para poder perforar rotando la tubería de revestimiento hasta el objetivo y poder evaluar tanto la resistencia de la junta como el de la tubería a los esfuerzos de torque y arrastre dando origen a lo se le llama: “ La técnica mexicana de perforación con TR”.

3.3.1 PERFORACIÓN EN LA REGIÓN NORTE

Cuenca de Burgos

El objetivo de la región Norte de México es el tener una reducción de costos, materiales y servicios en los que se incurren en la perforación de pozos de gas, con la finalidad de incrementar la rentabilidad de la cuenca de Burgos, ya que de acuerdo con estudios económicos dichas actividades de perforación representan el 80% de la inversión total.

Antecedentes

La cuenca de Burgos corresponde al distrito Reynosa en la zona noreste de la república mexicana. Se caracteriza por ser un yacimiento productor de gas. Entre los campos que componen la cuenca de Burgos se encuentra el campo Arcabuz-Culebra, que tiene una producción promedio diaria de 404 MMPCD. Dentro del campo se perforan formaciones compuestas de lutitas y arenas del terciario, el objetivo es continuar con el desarrollo y explotación de la formación de arenisca productora del campo.

La perforación de estos pozos tiene una duración aproximada de 24 días para un pozo vertical y 27 días para un pozo direccional, los tiempos de perforación se han optimizado con el desarrollo del campo.



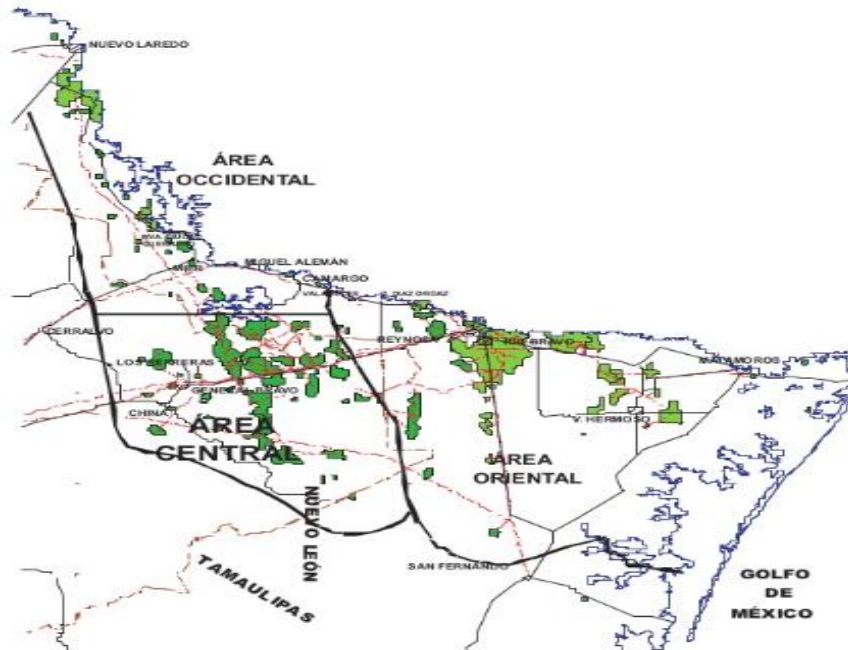


Figura 3.9 Cuenca de Burgos

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

Se utilizó un equipo de perforación convencional y se requirieron modificaciones como el acondicionamiento del equipo para utilizar una flecha (Kelly) de 15 metros de longitud, para lo cual se necesitó modificar la profundidad del agujero auxiliar y aumentar la longitud del stand pipe y la manguera del cuello de ganso, los peines de la changuera debieron abrirse entre 4 y 6 centímetros más que el diámetro exterior de la tubería de revestimiento a utilizar.

Herramientas para perforar con tubería de revestimiento



Figura 3.10 Barrena de 8 ½” PDC



Figura 3.11 Estabilizadores de 6 ½” x 8 3/8”



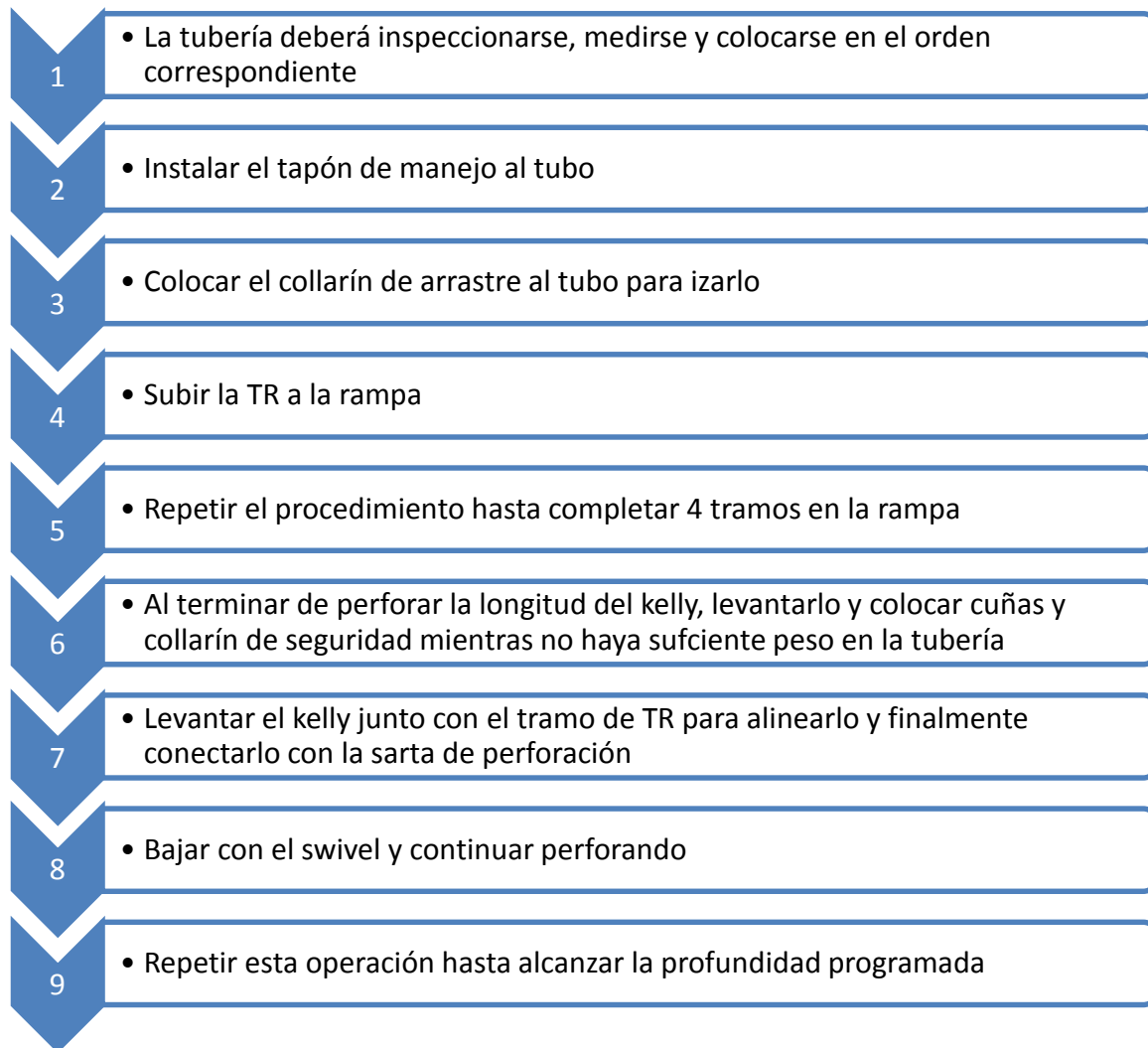
Figura 3.12 Lastrabarrenas (Drill collar) de 6 ½” helicoidales

Fuente: Un siglo de la perforación en México PEMEX, 2000.

Otras herramientas:

- Martillo de 6 ½”
- Junta de seguridad de 6 ½”
- La tubería de revestimiento de 5 ½” 17 lb/pie N-80, en lingada de 3 de acuerdo a la norma API 5CT, para que su longitud varíe entre 13.90 y 14.5 metros
- Conexiones hydrill tipo 521

Procedimiento de manejo de la TR durante la perforación



La perforación del pozo culebra 281 tuvo una duración aproximada de 20 días, las propiedades de los fluidos requeridas para perforar el pozo fue de tres etapas:

Tabla 11. Propiedades de los fluidos de perforación

ETAPA	PROFUNDIDAD (m)	LODO	DENSIDAD (gr/cm ³)
1	150	Base agua	1.15-1.20
2	1500	Base aceite	1.43-1.45
3	2900	Base aceite	1.82-1.85

Diseño de la TR

Para perforar eficazmente con la técnica de perforación con TR, es necesario diseñar la tubería de revestimiento tomando en cuenta tanto el diseño de la tubería de perforación como el de revestimiento. (ver figura 3.13)

La primera etapa se diseña normal a 250 m, sustituyendo únicamente la tubería de perforación por la de revestimiento, utilizándose de 5 ½”, N-80, 17 lb/pie, HD-521

Para perforar la segunda etapa de 250 a 1500 m, se utiliza lastrabarrenas para darle peso inicialmente y poder perforar el cople, cemento y la formación a 400 m, posteriormente perforar de 400 a 1500 con sólo barrena y tubería de revestimiento cuidando las condiciones de operación para mantener la verticalidad del pozo.

En la perforación de la tercera etapa se utilizan lastrabarrenas de 3 1/8” de alta torsión, baja velocidad de rotación y barrena PDC de 4 ¾” para perforar hasta 2800 m.

- **TR Superficial**

Objetivo: Instalar C S C y aislar acuífero somero,

Características: Intervalo 0-150 m, diámetro 9 5/8”, grado J-55, Peso 3600 lb/pie

Se efectúa cementación en una sola etapa hasta la superficie con 68 toneladas de cemento de densidad 1.89 gr/cm³

- **TR Intermedia**

Objetivo: aislar la parte inferior del Eoceno Queen City para estar en condiciones de incrementar la densidad del fluido y continuar la perforación.

Características: Intervalo 0-1500, una tubería de 5 ½”, grado N-80 de 17 lb/pie



Se efectúa la cementación en una sola etapa cubriendo el intervalo de 800 a 1400 m con 13.6 Toneladas de cemento de 1.60 gr/cm³ y de 1400-1500 m con 3.4 Ton de cemento de 1.89 g/cm³.

- **TR de explotación**

Objetivo: Cubrir la formación productora del campo y terminar el pozo.

Características: Intervalo 0-2600, diámetro de 2 7/8", grado P-110 de 650 lb/pie

Se efectúa la cementación hasta la superficie con 311 Ton de cemento de densidad de 1.89 gr/cm³

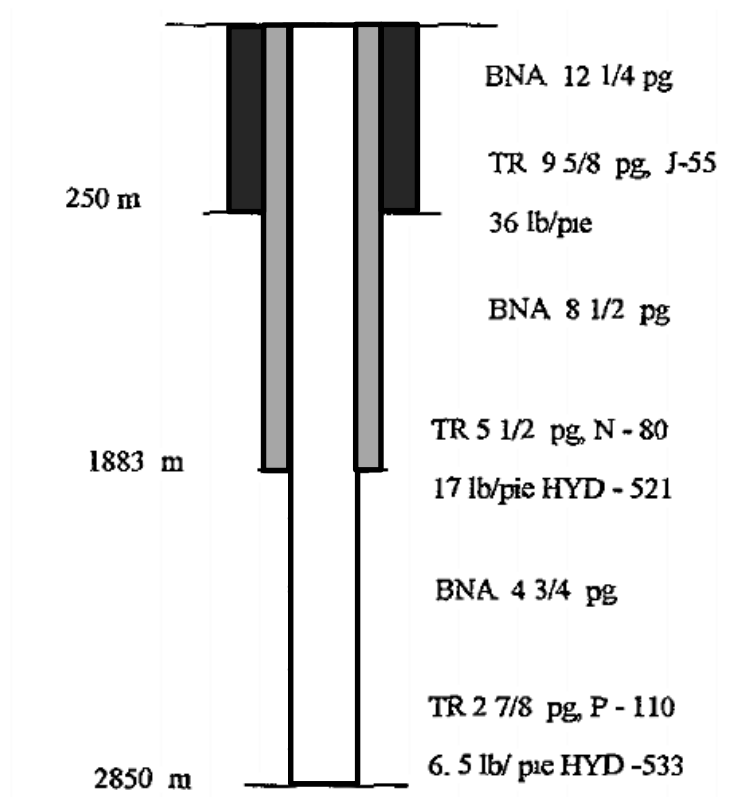


Figura 3.13 Estado mecánico final del pozo culebra 281

Fuente: ARAIZA DE LA ROSA, Gabriela, Tecnología de perforación con tubería de producción y con tubería de revestimiento, Tesis. UNAM, 2001

Activo integral aceite terciario del Golfo, Pozo Tajín 61

El pozo Tajín 61 fue perforado en el campo Tajín del activo de producción Poza Rica a una profundidad de 1835 m, utilizando la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, perforándose direccionalmente desde la plataforma Tajín 64.

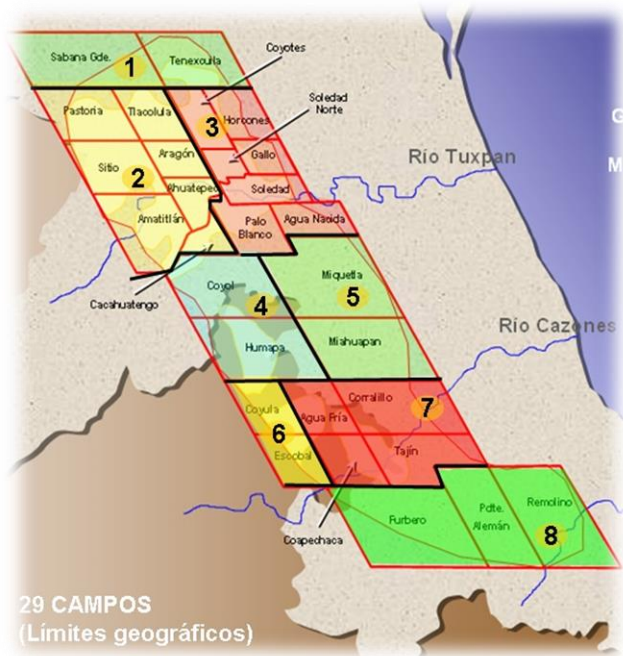


Figura 3.14 Campos del Activo Integral Aceite Terciario del golfo

Fuente:
[www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/.../Anexo %20A-Gas%20LP.doc](http://www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/.../Anexo%20A-Gas%20LP.doc)

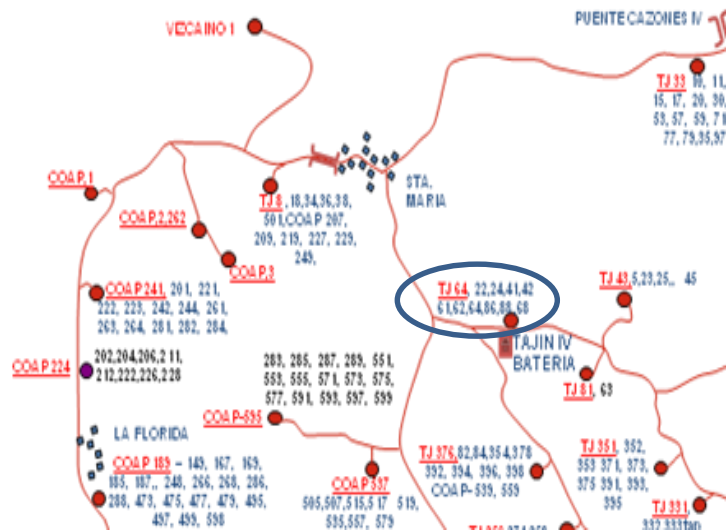


Figura 3.15 Pozos en el área Tajín-Coapechaca

Fuente:
[www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/.../Anexo %20A-Gas%20LP.doc](http://www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/.../Anexo%20A-Gas%20LP.doc)

Para la primera etapa de perforación se alcanzó la profundidad programada a 102 m, utilizando una barrena ampliadora de 16” y una barrena piloto de 12 ¼”, y como tubería de perforación una TR de 13 3/8. J55.53.5 lb/pie, cementándose hasta la superficie, instalando un cabezal de 13 3/8”x 13 5/8”.

En la segunda etapa se alcanzó una profundidad de 1054 m utilizando una barrena ampliadora de 12 ¼”, barrena ampliadora de 8 ½” y una TR de 9 5/8” N-80, 40 lb/pie, se presentaron problemas mecánicos en las bombas de lodo que ocasionaron demoras, se perforó hasta 1085 m y se recuperó el aparejo de fondo verificándose la ruptura del motor de fondo, se cementó e instaló el cabezal de 9 5/8”.



Para la tercera etapa se presentaron problemas adicionales y fue necesario cambiar constantemente los aparejos de fondo, se utilizó inicialmente una barrena ampliadora de 8 1/2" con barrena piloto de 6 1/8", TR de 7", N-80, 29 lb/pie, concluyéndose la perforación a 1981 m y se corrieron los registros y se cementó la TR de 7", el desplazamiento del cemento se llevó a cabo por el método volumétrico debido a la imposibilidad de bombear la válvula flotadora.

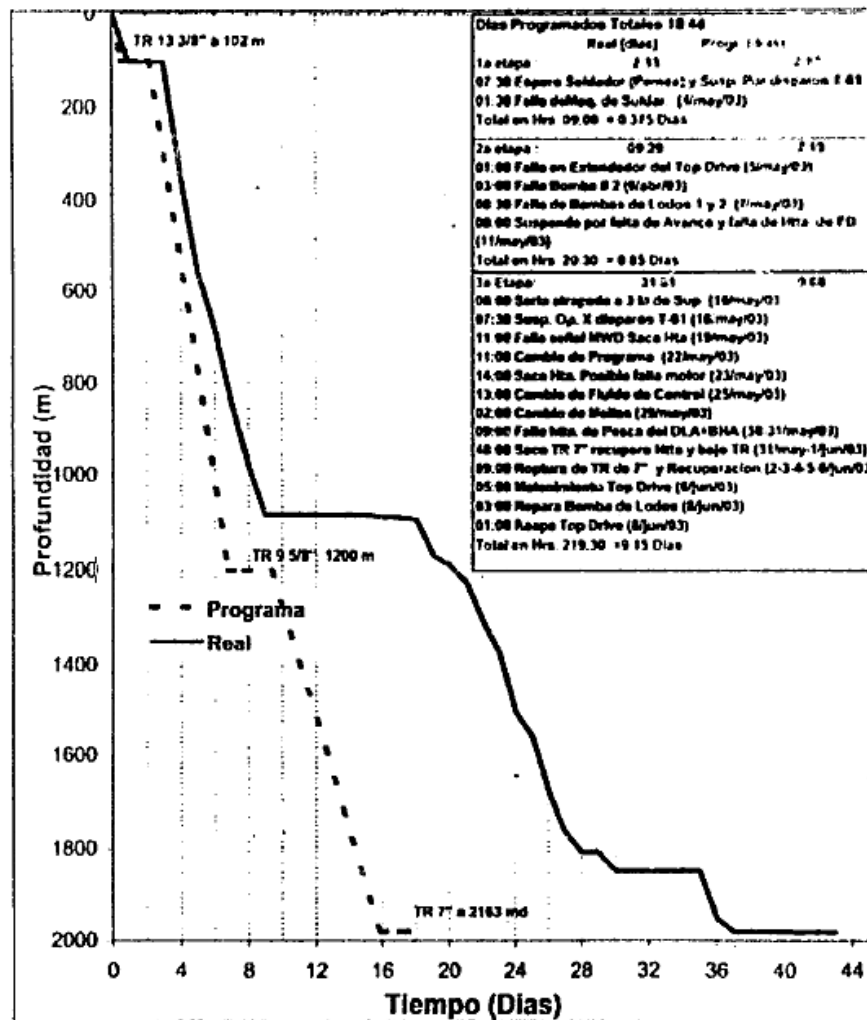


Figura 3.16 Grafica de tiempo vs profundidad para la comparación entre el programa de perforación y la operación real de perforación en el pozo Tajín 61.

Fuente: PÉREZ, Soto María del Carmen, Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México, Tesis UNAM, 2003



Estado mecánico programado pozo Tajín 61

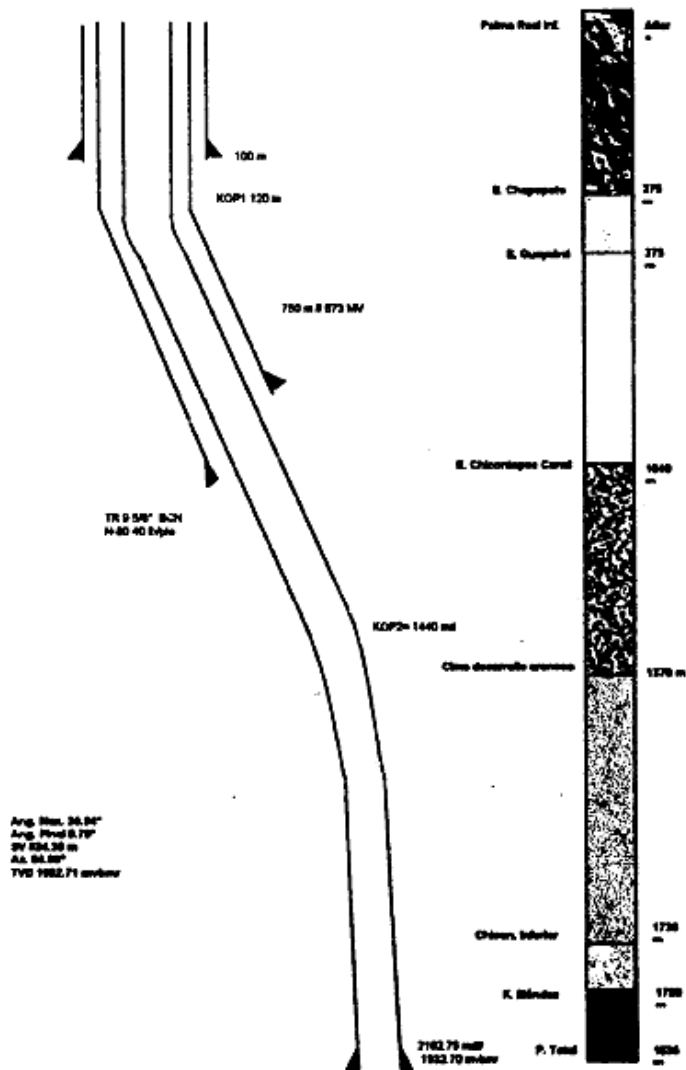


Figura 3.17 Estado mecánico programado para el pozo Tajín 61.

Fuente: PÉREZ, Soto María del Carmen, Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México, Tesis UNAM, 2003

La aplicación de la tecnología de perforación con TR no reflejó el ahorro de tiempo y costos de dicha tecnología esto puede deberse a que la tecnología de perforación con TR en México se encuentra en una etapa incipiente de aplicación y aprendizaje a pesar que las inversiones requeridas para su aplicación son menores.

3.3.2 PERFORACIÓN EN LA REGIÓN SUR

Se tiene el pozo Fortuna Nacional número 9, perforado a 13 km de Ciudad Pemex, la explotación de este campo se inició en 1949 con una producción promedio anual de 32 barriles de aceite y 390 MPC de gas. El pozo Fortuna Nacional número 9 se perforó en junio de 1955 y se terminó en Septiembre del mismo año, con una profundidad de 1139 m, con una producción de 10,414 m³/día de gas, pero debido a su baja producción se cerró en 1960. En 1998 se propuso la profundización del pozo, obturando el intervalo actual y aplicando tecnología de Tubingless con una profundidad objetivo de 2000 m, el pozo se terminó empleando una tubería de 3 1/2" Hydrill 533 que servirá como tubería de perforación, de revestimiento y de producción, además de eliminar el aparejo de producción, obteniéndose ahorros en tiempo y costos al eliminar el empleo de la tubería de perforación, aparejo de producción.

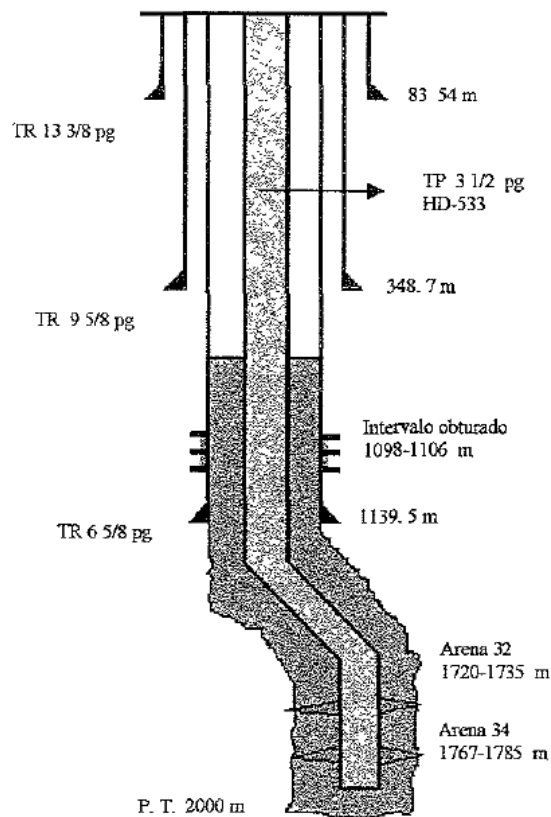


Figura 3.18 Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional Núm. 9

Fuente: ARAIZA DE LA ROSA, Gabriela, Tecnología de perforación con tubería de producción y tubería de revestimiento, Tesis, UNAM, 2001.

Ventajas y desventajas de aplicar Tubingless al pozo Fortuna Nacional núm. 9

Ventajas

- Eliminación de la tubería de perforación convencional
- Reducción del costo total en la intervención del pozo
- Reducción del tiempo de perforación
- Menor cantidad de acero empleado en tuberías
- Disminución del volumen de fluidos de perforación y de terminación.
- Eliminación del empacador

Desventajas

- Requiere una buena cementación de las tuberías anteriores, así como materiales y equipos a utilizar
- Aplicación restringida a profundidades menores de 3200 m
- Reducción del diámetro en el pozo
- Las intervenciones posteriores requieren TF



3.3.3 PERFORACIÓN EN LA REGIÓN MARINA

PEMEX utilizó la conexión 20” TenarisHydrill ER™ para perforar con tubería de revestimiento en el Activo Abkatun Pol Chuc en el campo Ixtal A de la región marina.

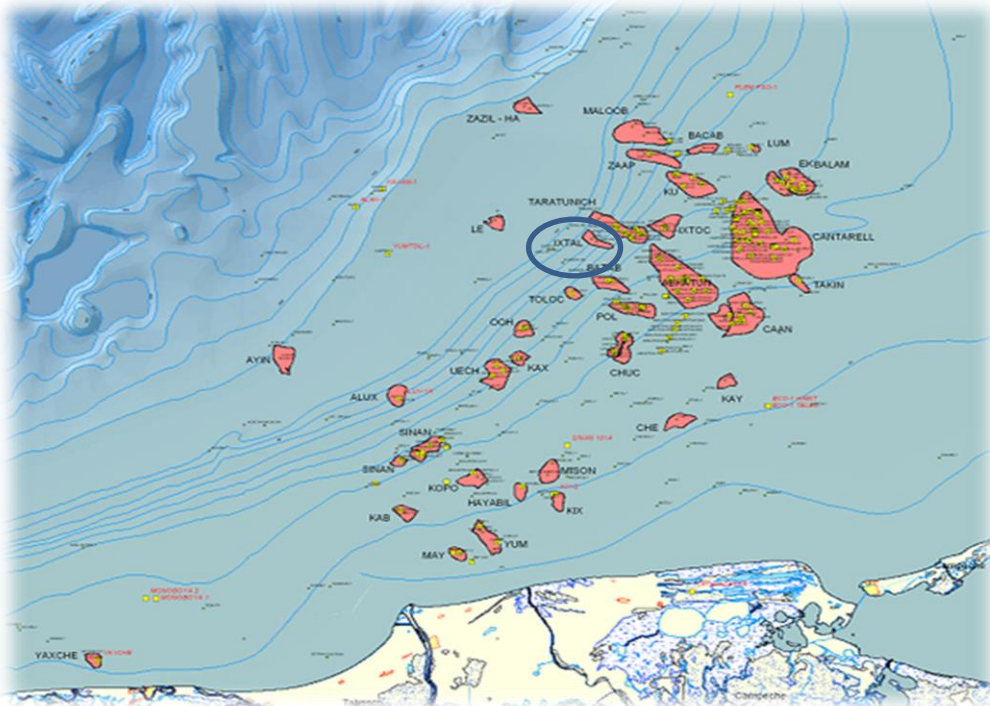


Figura 3.19 Campos de la región marina

Fuente: <http://www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/LISTA/DispForm.aspx?ID=714>

Las profundidades de asentamiento de las tuberías conductoras de 30” quedaron muy arriba, y al perforar convencionalmente en la siguiente etapa de 20” se produce pérdida total de circulación, atrapamiento y pegaduras de tubería, no alcanzándose el objetivo.

Para poder lograrlo se eligió la tecnología de la conexión TenarisHydrill para perforar el pozo Ixtal, con la técnica de perforación con tubería de revestimiento.

La estructura tiene un tirante de agua de 72 m, y el objetivo de este pozo era asentar la TR de 20” a 850 m, debido al riesgo de colisionar con el pozo Ixtal 2, se perforó de manera convencional con una barrena de 26” y tubería de perforación de 5” y tomar los debidos registros para evitar la colisión, una vez superado de ahí en adelante se utilizó la perforación con tubería de revestimiento hasta el objetivo. Durante el desarrollo del pozo se perforaron 698 m de manera convencional y se continuó otros 152 m con Perforación con TR a un promedio de penetración de 16 minutos por metro hasta el objetivo. Se presentaron ahorros en tiempos de al menos dos días en los tiempos de operación.

3.4 CONCLUSIONES DE LA PERFORACIÓN CON TR EN MÉXICO

- La aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en México se encuentra en una fase de aprendizaje, donde en algunos casos de estudio no se han presentado los beneficios de ahorro en tiempos debido a problemas operativos y la falta de experiencia en su aplicación; sin embargo, con una correcta retroalimentación de los casos de estudio puede generar mejoras en la técnica de perforación con tubería de revestimiento en México.
- Actualmente ésta tecnología de perforación no convencional se encuentra orientada para campos donde se posee la información necesaria, es decir, para campos en etapa de desarrollo avanzada y campos maduros; por ello puede ser una alternativa para las licitaciones de campos maduros en México.
- Se necesita la aplicación de los sistemas y tecnologías de la perforación con tubería de revestimiento en su totalidad para poder observar los resultados y ventajas que esta tecnología puede ofrecer en la optimización de pozos.



CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE EFICIENCIA Y OPTIMIZACIÓN



CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE EFICIENCIA Y OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TR

Al tener presentes los conceptos, herramientas y aplicaciones de la perforación con TR, así como el analizar las diferencias, ventajas y desventajas que ofrece en comparación con la perforación convencional, con ello se puede realizar la comparación entre los dos métodos a través de aplicaciones entre pozos similares perforados en México y alrededor del mundo, en los que se enfatizará en los ahorros tanto en tiempos y en costos, así como en las diferencias operativas en la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento.

Considerando los aspectos técnicos de la perforación convencional y no convencional, se encuentra implícito que para realizar ambas operaciones de perforación son indispensables el factor humano y el capital necesario para planear y ejecutar las operaciones de perforación.

Por lo tanto es indispensable conocer con la mayor precisión los costos de la perforación en la toma de decisiones, así como conocer la rentabilidad en cuanto a las ganancias y pérdidas económicas, es así que se puede observar la gran importancia que requiere el analizar y controlar los distintos costos involucrados en las operaciones de perforación, ya que haciendo un correcto diseño y planeación de los pozos a perforar, los resultados de su aplicación se verán reflejados en la optimización tanto técnica como económica del proceso de perforación.

4.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Gasto

Es todo flujo de efectivo que se refleja en la caja de la empresa perforadora para el pago de salarios, servicios, compra de insumos, entre otros.

Costo

Es el flujo de efectivo de la empresa más los gastos contables (depreciación de los equipos y los gastos, servicios y productos proporcionados por otras entidades corporativas.

La clasificación de los costos según el departamento que tiene el control principal sobre su incurrencia es útil para el control administrativo de las operaciones. La clasificación según el objeto del gasto puede ser útil para analizar el costo de perforación en sus distintos elementos o etapas.



Costos fijos. Los costos fijos varían con el tiempo más que con la actividad, son los que la empresa debe afrontar independientemente de la cantidad de obra que este efectuando; existen tres tipos de costos fijos:

- Costos fijos comprometidos. Son los costos generados por el área de construcciones, maquinaria y otras instalaciones y sus beneficios abarcarán un periodo de tiempo relativamente largo (depreciaciones y amortizaciones)
- Costos fijos de operación. Son costos que se requieren para mantener y operar los activos fijos (luz, seguros, impuestos).
- Costos fijos programados. Son costos de los programas especiales aprobados por la empresa, como publicidad.

Costos variables. Son controlables a corto plazo, son proporcionales en la etapa de perforación y poseen un comportamiento lineal relacionado con cada actividad, es decir, son los costos que la empresa eroga por la perforación y mantenimiento de pozos.

Costos directos. Existen tres categorías de costos directos: Insumos, mano de obra, Maquinaria.

Costos indirectos. Los costos indirectos de perforación que tienen relación directa con el área de construcción o con una determinada etapa de perforación en cuanto a los servicios se asigna a la cuenta de costos indirectos.

Tabla 12. Clasificación de los costos

COSTO TOTAL					
COSTO DE PERFORACIÓN					
COSTO DE FABRICACIÓN			COSTO DE PRIMO		
Gastos indirectos	Mano de obra indirecta	Insumos indirectos	Maquinaria	Mano de obra directa	Insumos directos
Depreciación de maquinaria Energía eléctrica Herramientas Seguros	Sueldo a supervisores Sueldo a Jefe de campo Sueldo personal de limpieza	Suministros y materiales para mantenimiento de maquinaria y equipo	Fuerza mecánica que interviene en la perforación	Valor que se paga por la fuerza que opera y maniobra la perforación	Insumos necesarios para la perforación



Utilidad

Es la diferencia entre el costo de la empresa perforadora y el precio establecido al cliente.

Precio

Es el monto del producto del servicio proporcionado por la empresa perforadora, se establece de acuerdo con el comportamiento del mercado y debe cumplir con las expectativas de la empresa perforadora como la del cliente.

Presupuesto

Son los gastos de la empresa perforadora en cuanto a las necesidades propias y a los servicios prestados al cliente. Estos pueden ser proyectos de inversión.

Riesgo

El costo de uno o varios eventos no programados que actúan en contra de los intereses de la empresa perforadora, estos pueden ser desde déficits en tiempo hasta siniestros de gran magnitud. Existen riesgos internos y externos.

Internos. Pueden ser representados por riesgos operativos y de tipo geológico, los operativos son aquéllos que se presentan en la misma operación y afectan a las personas, a la infraestructura, a la obra o los materiales. Los riesgos geológicos son los propios de las formaciones en donde se trabaja, tales como pegaduras por presión diferencial, pérdidas de circulación, derrumbes, pescados.

Los riesgos deben ser calculados de acuerdo con la incidencia histórica, la estadística de riesgos se puede utilizar seleccionando datos históricos de pozos similares.

Externos. Financieros, políticos, sociales y del mercado. Son aquéllos que se presentan por los cambios en el mercado de dinero como la inflación o el incremento de intereses bancarios, así como las condiciones políticas y sociales del entorno.

Planeación de la perforación

La planeación de la perforación es la base del proceso completo y sigue los siguientes pasos:

- Se conceptualiza el proyecto y se proporciona la información básica de las formaciones que se van a atravesar, las condiciones de la localización y los pozos de correlación.



- Se analiza la factibilidad técnica del proyecto y se realiza la ingeniería en todas sus etapas y se contemplan tanto los costos fijos como los variables; para ello se deben generar los diseños del equipo, servicios, insumos, recursos humanos y agregar los costos fijos, tanto de infraestructura como de administración e ingeniería, así como establecer claramente el costo programado por etapa de pozo, el costo del equipo por día y los costos variables.
- Se determinan los riesgos del proyecto.

Evaluación económica

Es la parte final de la secuencia de análisis de la factibilidad de un proyecto, en esta etapa se definirá si el proyecto es capaz de generar ganancias al analizar los costos, e inversiones, con el objetivo de verificar si la inversión propuesta será económicamente rentable, para ello se analizan indicadores económicos como el Valor presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), los cuales toman en cuenta el valor del dinero en el tiempo y su comportamiento en el flujo de efectivo para determinar si es rentable el proyecto o no, son criterios que ayudan a la toma de decisiones sobre la ejecución del proyecto.

Indicadores económicos o de rentabilidad

El objetivo de los indicadores de rentabilidad es establecer y expresar en porcentaje la capacidad de cualquier ente económico para generar ingresos. Los indicadores de rentabilidad hacen posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes que pudieran surgir respecto de su viabilidad.

- Valor Presente Neto (VPN). Este método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero, los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto a una tasa de descuento determinada, es decir, analizar las variaciones del dinero con el tiempo, para compararlo con la inversión inicial.
- Tasa Interna de Retorno. Permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, la tasa interna de retorno es la tasa a la cual el valor presente de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual al flujo de efectivo negativo (costos totales), es la tasa a la cual el valor presente neto es igual a cero.
- Relación Beneficio-Costo. Se define como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado, es decir, nos dice cuanto es lo que se obtiene a partir de lo invertido.
- Límite Económico. El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos netos de caja actualizados se vuelven negativos. En otras palabras es un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable.



4.2 AHORRO EN TIEMPOS

El tiempo es reducido significativamente cuando los viajes para recuperar el BHA se hacen con línea de acero, en comparación con los viajes convencionales de la tubería de revestimiento.

De acuerdo a estadísticas las pérdidas de tiempo por viajes son alrededor del 10 al 12% de tiempos improductivos.

Tiempos improductivos en la industria	
Eventos inesperados	12-25%
Instalación de la TR	12-21%
Viaje	10-12%
Evaluación de la formación	5-18%
Terminaciones	5-10%
Rango de tiempo inactivo total	44-86%

Tabla 13. Pérdida de tiempos inactivos, Tomado de “Oportunidades para la reducción de tiempos improductivos”, Houston, 1999).

A pesar de que la técnica de perforación con tubería de revestimiento se encuentra en la fase de desarrollo ha presentado ventajas en la reducción de tiempos con hasta un 40% en la perforación de algunos campos; sin embargo, su aplicación se encuentra aún limitada a cierto tipo de pozos someros y con formaciones a perforar de durezas suave a intermedia.

La aplicación de la técnica no convencional de perforación con tubería de revestimiento ha arrojado datos que demuestran que puede reducir el tiempo requerido para perforar y cementar una TR superficial, este ahorro de tiempo resulta de la eliminación de los viajes convencionales de la sarta y eliminando el tiempo requerido para bajar los lastrarrenas, también se reduce a su vez el riesgo de no lograr que la TR baje sin problemas después de que el agujero superficial es perforado.

El BHA es recuperado con un tiempo necesario aproximadamente de 45 min desde el tiempo de anclar la herramienta hasta terminada la corrida.



4.3 AHORRO EN COSTOS

La aplicación de la perforación con tubería de revestimiento ha arrojado un ahorro de costos que van de un rango del 10 al 15%, y para pozos libres de problemas potenciales en el agujero relacionados con los viajes de la sarta de tuberías puede llegar hasta un 30% de ahorro de costos.

El ahorro de costos se puede dar por:



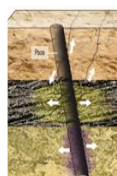
Eliminación de adquisición, manejo, inspección, transportación y viajes de la sarta.



Reducción de las necesidades de equipo y costos de operación.



Reducción en el viaje y manejo de la tubería de perforación.



Reducción de los problemas del agujero.

En las operaciones de perforación convencional, algunas veces se complica el correr las tuberías de revestimiento después de que la sarta es sacada a la superficie debido a la baja calidad de los agujeros, siendo algunos problemas debido a la estabilidad del agujero atribuidos directamente a la vibración de la sarta; siendo que la perforación con TR puede reducir éstos incidentes al eliminar la operación de viajes y proporcionando una sarta menos propensa a las vibraciones y mejorando la calidad del agujero.

En la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento costa afuera, donde los gastos de renta de equipos y operación son mayores, la perforación con TR puede disminuir el tiempo de operación de dichos equipos al perforar e introducir la tubería de manera simultánea.

La aplicación de la perforación con TR puede ser usada para reducir tiempos requeridos para perforar, revestir y cementar un pozo, y ha demostrado ser más eficaz en formaciones suaves al tener tasas de penetración comparables con la perforación convencional pero con la ventaja de no tener que realizar viajes con la sarta para colocar posteriormente la TR.

4.4 REVISIÓN DE CASOS PRÁCTICOS

La principal ventaja que ofrece la perforación con tubería de revestimiento es el ahorro con respecto al tiempo de operación, que se verá reflejado de manera directa en una reducción de costos y representará una ventaja económica en la construcción del pozo en comparación con la perforación convencional.

Se analizan dos ejemplos de la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en los que se hará énfasis en los resultados obtenidos para la optimización de la perforación en cuanto a tiempos y costos, el primer caso práctico que se analizará es la aplicación de la tecnología de perforación con TR en el campo Cónдор en Colombia, la cual tiene como objetivo el reducir las pérdidas de circulación; y como un segundo caso práctico, la aplicación de la perforación con TR en el pozo Tajín 61 en México con el objetivo de optimizar los costos de perforación.

4.4.1 PERFORACIÓN CON TR EN POZOS DEL BLOQUE CÓNДOR, COLOMBIA.

En el año 2008, Lukoil Overseas Colombia Ltd, realizó la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en Colombia, perforándose dos secciones en dos pozos del campo Cónдор, utilizando perforación con TR no recuperable en la sección de 20” y tecnología recuperable para la sección de TR de 13 3/8”.

El campo cónдор está localizado en la cordillera oriental, ubicado a 60 km del sureste de la ciudad de Bogotá.



Figura 4.1 Ubicación del campo Cónдор.

Fuente: DURÁN, V.M, Lukoil Overseas Ltd, RINCÓN, J.A, Tesco Corporation Colombia.
Aplicación de la tecnología Casing drilling en los pozos del bloque Cónдор como alternativa de solución a los problemas de pérdidas de circulación.

En el año 2006 Lukoil perforó el pozo Cóndor 1 de manera convencional, donde se presentaron dificultades en cuanto a pérdidas de circulación, perdiendo un volumen de 94,000 Barriles de lodo, lo que obligó a utilizar 24 tapones de cemento para poder continuar con la perforación, con sus respectivos tiempos no productivos.

Para subsanar los problemas y mejorar el desempeño de la perforación, Lukoil determinó como mejor opción para la perforación de las secciones problemáticas de los pozos Lengupá 1 y Cóndor 2 la utilización de la perforación con tubería de revestimiento, siendo la principal aplicación de la tecnología de perforación con TR, en la posibilidad de perforar sin retorno de recortes de manera segura, y en la reducción o minimización de las pérdidas de circulación, que se obtienen como resultado al uso de la TR como sarta de perforación al proteger la integridad del agujero perforado y el efecto de empaste.

Para los dos proyectos se utilizó la opción no recuperable para la sección de 24” con la zapata EZCase de Baker Hughes, utilizando la opción recuperable en la sección de 17 ½” con una TR de 13 3/8” en ambos pozos. El BHA empleado en la sección no recuperable está constituido por una zapata perforable de 24” y un collar flotador de 20” convencional.

En las secciones recuperables se empleó BHA con diferentes configuraciones: Ensamblaje rígido, ensamblaje con motor de fondo, siendo de manera exitosa tanto la recuperación como asentamiento del BHA. El BHA típico está compuesto de abajo hacia arriba de: barrena, barrena ampliadora de 17 ½”, motor de fondo de alto torque y bajas revoluciones por minuto, MWD electromagnético, estabilizador, DLA, y juntas.

Durante la perforación se observaron vibraciones laterales y axiales generadas por la barrena, motor de fondo y la misma sarta cuando se perfora en un hueco sin fluido, dicho problema fue resuelto al bombear frecuentemente a través del espacio anular una mezcla de diésel con bentonita o levantando la sarta.

Como resultado de la perforación con tubería de revestimiento, se obtienen los resultados en ahorros de tiempo y reducción de costos para la sección superficial de 24” y para la sección de 17 ½”.



Resultados

Asentamiento de las TR's a las profundidades planeadas sin inconvenientes con la tecnología no recuperable, y se solucionaron los inconvenientes al aislar las zonas de pérdida en las secciones de 17 1/2".

Reducción de las pérdidas de circulación debido al efecto de empaste.

Al comparar el pozo Cónдор 1 (Convencional) con el pozo Lengupá 1, se ahorraron 1.23 días de operación al alcanzar la profundidad de 152 m (500 ft)

Al comparar el pozo Cónдор 1 (Convencional) con el pozo Cónдор 2 a una profundidad de 213.36 m (700 ft), se ahorraron 2.8 días de operación.

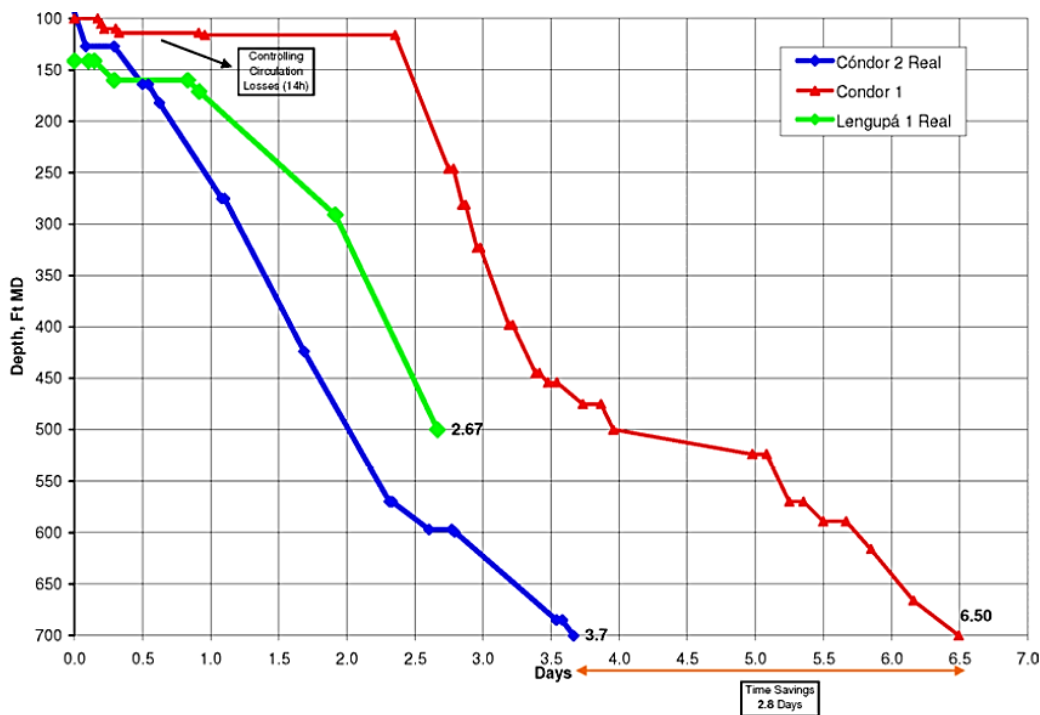


Figura 4.2 Comparación de tiempos entre el pozo Cónдор 1 y los pozos Lengupá 1 y Cónдор 2 para la sección de 24” superficial.

Fuente: DURÁN, V.M, Lukoil Overseas Ltd, RINCÓN, J.A, Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la tecnología Casing drilling en los pozos del bloque Cónдор como alternativa de solución a los problemas de pérdidas de circulación.



En relación al ahorro de costos se obtiene:

- En la sección superficial de 24” en el pozo Lengupá las pérdidas de lodo fueron de 7,558 bbl, mientras que en el pozo Cónдор 1 fue de 29,893 bbl, con lo cual los ahorros en costos ascienden a \$521,968 dólares. Con un valor de operación diaria de \$ 80,000 dólares y al obtener 1.23 días de ahorro se calculan \$ 98,400 dólares adicionales.
- Al no ser necesario el utilizar tapones de cemento para control de pérdidas, se dejaron de gastar \$ 28,694 dólares sin incluir los viajes de tubería.
- Para el pozo Cónдор 2, se obtuvieron ahorros de más de \$ 250,000 dólares.

De esta manera, sólo para la sección superficial con la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento fue posible para la empresa Lukoil obtener ahorros cercanos a un millón de dólares en comparación con el pozo Cónдор perforado convencionalmente.

Para la sección de 17 1/2” se obtienen los siguientes ahorros en tiempo:

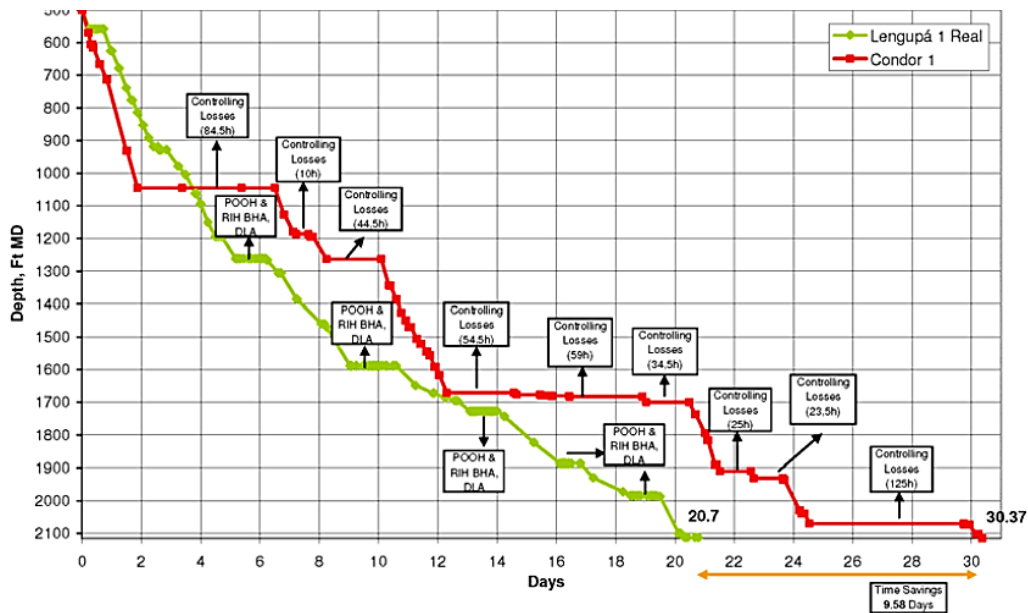


Figura 4.3 Comparación de tiempos entre el pozo Cónдор 1 y los pozos Lengupá 1 y Cónдор 2 para la sección de 17 1/2” .

Fuente: DURÁN, V.M, Lukoil Overseas Ltd, RINCÓN, J.A, Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la tecnología Casing drilling en los pozos del bloque Cónдор como alternativa de solución a los problemas de pérdidas de circulación.



El resultado de la aplicación de la perforación con TR en la sección de 17 ½” muestra que el pozo Lengupá 1 en comparación con el pozo Cóndor 1 (convencional) tuvo un ahorro de 9.58 días de operación.

Con la aplicación de la tecnología de perforación no convencional con tubería de revestimiento se obtiene una mejor calidad en la geometría del agujero, lo cual reduce los problemas en el agujero y mejora la circulación de fluidos. De igual manera la aplicación de la perforación con TR ha permitido ahorros significativos en tiempos de operación, minimizando las pérdidas de circulación lo que se traduce como menores costos de operación.

4.4.2 PERFORACIÓN CON TR EN ACTIVO INTEGRAL ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO, MÉXICO.

Los pozos Tajín 81 y Tajín 61 fueron perforados en el campo Tajín del activo de producción Poza Rica a una profundidad de 1830 y 1835 m respectivamente, utilizando la tecnología de perforación convencional y con tubería de revestimiento, perforándose direccionalmente desde la plataforma Tajín 81 y Tajín 64.

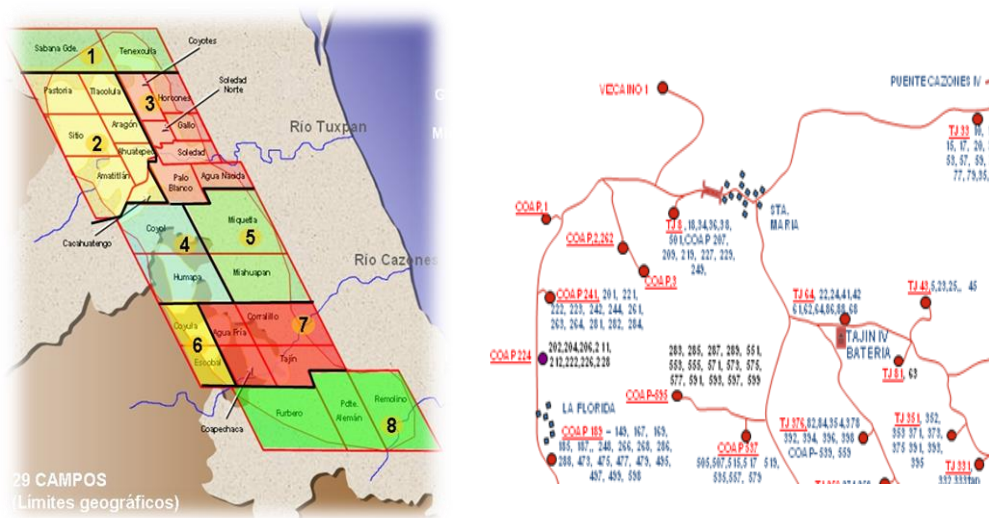


Figura 4.4 Campos del Activo Integral Aceite Terciario del golfo

Fuente: www.pep.pemex.com/Licitaciones/Lists/.../Anexo%20A-Gas%20LP.doc

Pozo Tajín 81 Perforación Convencional		Pozo Tajín 61 Perforación con TR
Se perfora direccionalmente desde la plataforma Tajín 81.		Se perfora direccionalmente desde la plataforma Tajín 64.
Columna geológica		
Formación	m.v.b.n.m	m.v.b.n.m
O. Palma real superior	Aflora	
O. Palma real inferior	+75	Aflora
E. Chapopote	-310	275
E. Guayabal	410	375
E. Chicontepec Canal	1130	1040
Cima desarrollo arenoso	1350	1370
P. Chicontepec inferior	1730	1735
P. Velasco basal	1750	1780
Profundidad total	1830	1835

Tabla 14. Datos de los pozos Tajín 81 y Tajín 61.

Para el pozo Tajín 81, perforado convencionalmente se obtuvo que el tiempo de perforación programado fue de 19 días para abarcar las dos etapas de perforación a una profundidad de 1830 m verticales con 2031 m desarrollados y para el pozo Tajín 61 se programaron 22 días para llegar a una profundidad de 1835 m verticales y 2163 m desarrollados lo que indica que la tecnología aún no refleja el ahorro de tiempo y por lo tanto de costos a gran escala.

		Costo Total M\$ pesos
1. Equipo de perforación convencional		\$ 1,515.18
2. Adquisición de materiales de inversión		\$ 953.29
TR 11 3/4" J-55, 40 BCN	\$ 16.96	
TR 7 5/8" J-55, 26.4 BCN	\$ 150.63	
TR 5 1/2" N-80 20 BCN	\$ 785.70	
3. Servicios de apoyo a la perforación		\$ 13,369.34
Servicio de Barrenas	\$ 2,564.91	
Fluidos	\$ 1,727.97	
Apoyo a la perforación	\$ 61.46	
Mantenimiento unidades y equipo	\$ 332.50	
Cementación	\$ 758.97	
Ing. Para la perforación	\$189.75	
Transporte	\$ 6,224.84	
Mantenimiento a servicio a pozos	\$ 76	



FACULTAD DE INGENIERÍA

Servicio de registros	\$ 630.42	
Servicios aux inspección tubular	\$ 116.68	
Introducción de TR	\$ 101.06	
Otros servicios	\$ 358.39	
Ref y accesorios P/HTA	\$ 28.50	
Equipo de protección y seg	\$ 117.9	
Refacciones y accesorios	\$ 80	
	Total	\$ 16,378.53

Tabla 15. Costos de perforación para el pozo Tajín 81, convencional Fuente: PÉREZ, Soto María del Carmen, "Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México", Tesis UNAM, 2003

		Costo Total M\$ pesos
1. Renta de equipo y servicios de perforación		\$ 4,540.77
1ra Etapa	\$ 718.05	
2da Etapa	\$ 1,273	
3ra Etapa	\$ 2549.72	
2. Adquisición de materiales de inversión		\$ 1,253.9
1ra Etapa TR 13 3/8" J-55, 54.4 BCN	\$ 76.54	
2da Etapa TR 9 5/8" N-80, 40 BCN	\$ 511.97	
3ra Etapa TR 7" N-80 29 BCN	\$ 665.38	
3. Servicios de apoyo a la perforación		\$ 8,326.95
Servicio de Barrenas	\$ 4,874.18	
Fluidos	\$ 1,819.23	
Manejo de desechos	\$ 2.9	
Prueba hidrostática	\$ 68.96	
Cementación	\$ 970.14	
Ing. Para la perforación	\$167.67	
Transporte	\$ 70.24	
Servicio MWD	\$ 18.16	
Servicio de registros	\$ 335.48	
	Total	\$ 14,328

Tabla 16. Costos de perforación para el pozo Tajín 61, perforado con TR. Fuente: PÉREZ, Soto María del Carmen, "Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México", Tesis UNAM, 2003



Para llevar a cabo la perforación completa del pozo se requiere invertir en equipo, tuberías y servicios, la cantidad de \$ 14, 328,000 de pesos no incluyendo los costos por terminación debido a que sólo se evaluará la perforación.

Para la perforación convencional se observa que se requieren mayor cantidad de herramientas y servicios lo que se traduce en mayores costos y problemas potenciales de manejo de equipo y su transporte. Para llevar a cabo la perforación de un pozo convencional se requiere una inversión de \$ 16, 378, 530, siendo mayor que la que se requiere para la perforación con tubería de revestimiento de \$ 14, 328,000 de pesos.

Al realizarse la evaluación económica de ambos casos, se obtiene la comparación entre los indicadores económicos de la perforación del pozo Tajín 81 (Convencional) y el pozo Tajín 61 (Perforado con TR):

Indicador	Resultado	
	Perforación Convencional	Perforación con TR
Valor Presente Neto (VPN)	5.43 MMDLS	9.48 MMDLS
Tasa interna de retorno	>800	>800
Tiempo de recuperación	3 meses	2.5 meses
RBC	9.12	10.17
Límite económico	Enero 2011	Enero 2011

Tabla 17. Comparación entre los indicadores económicos de la perforación convencional y con tubería de revestimiento. Fuente: PÉREZ, Soto María del Carmen, "Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México", Tesis UNAM, 2003

En la comparación inicial parece indicar que: del VPN comparado con la inversión, para ambos casos resulta muy rentable, pero para la perforación con tubería de revestimiento resulta mayor lo que muestra una rentabilidad adicional sobre la perforación convencional.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Al analizar la bibliografía estudiada se pudo observar que la perforación no convencional con tubería de revestimiento puede ser la mejor alternativa para desarrollar los campos petroleros tanto en escenarios costa afuera como en tierra en comparación con la perforación convencional, donde se requieran solucionar y subsanar los problemas que se presentan en la perforación rotatoria como pérdidas de circulación y estabilidad del pozo, entre otros parámetros de operación que se verán reflejados en el ahorro de tiempos de perforación y estos a su vez en ahorro de costos.
- La perforación con tubería de revestimiento ha demostrado ser una tecnología que optimiza la perforación de pozos al disminuir hasta un 30% los tiempos totales de la perforación al reducir el número de viajes de la sarta de perforación.
- La perforación con tubería de revestimiento ha demostrado la reducción de costos y maximiza la rentabilidad de las operaciones de perforación, debido a la disminución de gastos e inversiones en la renta, manejo y transporte asociados con las tuberías de perforación.
- Actualmente esta tecnología de perforación no convencional se encuentra orientada para campos donde se posee la información necesaria, es decir, para campos en etapa de desarrollo avanzada y campos maduros; sin embargo, con los avances en las tecnologías de toma de registros y mediciones, así como los adelantos en equipos para la perforación con tubería de revestimiento, han transformado a esta tecnología con un enfoque de mayor versatilidad en su aplicación.
- La hidráulica de la perforación con tubería de revestimiento se ve mejorada con la calidad del agujero y la geometría del pozo, así como la presencia del efecto de empaste o plastering siendo el principal mecanismo para incrementar la calidad del agujero.



- La perforación con tubería de revestimiento ha demostrado ser una técnica de perforación viable que optimiza los tiempos y costos de la perforación, pero para llegar a este objetivo, se deben analizar los parámetros críticos como la limpieza del agujero y los torques a los que serán sometidas las tuberías de revestimiento, y revisar las conexiones adecuadas para soportar los esfuerzos.
- La aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en México se encuentra en una fase de aprendizaje, donde en algunos casos de estudio no se han presentado los beneficios de ahorro en tiempos debido a problemas operativos y la falta de experiencia en su aplicación; sin embargo, con una correcta retroalimentación de los casos de estudio puede generar mejoras en la técnica de perforación con tubería de revestimiento en México.

RECOMENDACIONES

- Para la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento se deben analizar las condiciones del agujero, litología, características de las formaciones para evaluar los criterios de diseño de la tubería de revestimiento y con ello optimizar la perforación.
- Para la optimización de la hidráulica de la perforación con tubería de revestimiento es de suma importancia tener en cuenta los factores como: geometría del pozo y la densidad del lodo. Se debe considerar como una pieza clave la toma de registros de pozos para la evaluación de formaciones y con ello evaluar el revestimiento, ya que con ello se pueden reducir tiempos no productivos del equipo de perforación.
- El año 2011 PEMEX realizó una licitación para trabajos integrales de perforación con tubería de revestimiento y tubería corta o liner, en la región marina, por lo que se recomienda el análisis de los resultados que arrojarán estos proyectos a futuro para recopilar los datos obtenidos de la aplicación de dicha técnica.
- Al analizar los beneficios de la perforación con tubería de revestimiento y su versatilidad para aplicarse junto con otros métodos no convencionales de perforación como perforación bajo balance, tubería expandible, perforación direccional, entre otros, pueden representar beneficios que en conjunto ofrezcan la mejor solución para diversos tipos de yacimientos y solucionar aspectos problemáticas de la perforación, por lo que sería recomendable el analizar las técnicas y su viabilidad para ser aplicadas.



APÉNDICES



APÉNDICE A

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Número	Nombre	Página
1.1	Perfil de un pozo. (Perfil Telescópico)	12
1.2	Presión hidrostática	14
1.3	Presión de sobrecarga	15
1.4	Gradientes de fractura	17
1.5	Diferencial de presión	18
1.6	Ventana operacional de presiones.	19
1.7	Evaluación de la presión de formación	23
1.8	Componentes del equipo de perforación por percusión	24
1.9	Sistemas básicos del equipo de perforación	28
1.10	Sistema de izaje	29
1.11	Sistema rotatorio	29
1.12	Sistema de circulación de lodo	30
1.13	Sistema de energía	30
1.14	Sistema para el control del pozo	31
1.15	Razones para utilizar la perforación direccional.	36
1.16	Trayectoria durante la perforación direccional	39
1.17	Componentes de un motor de desplazamiento positivo	41
1.18	Herramientas utilizadas en la perforación direccional.	43
1.19	Sarta de perforación direccional	43
1.20	Equipo para perforación con diámetro reducido.	46
1.21	Comparación de los perfiles de Pozos: convencional y diámetro reducido.	47
1.22	Retorno de fluidos en la perforación bajo balance	49
1.23	Cronología de la evolución de la perforación con tubería de revestimiento.	53
1.24	Perforación con tubería de revestimiento	55
1.25	Operaciones de perforación y entubación simultáneas con TR	57
1.26	Componentes de superficie de la perforación con TR	57
1.27	Componentes de fondo de la perforación con TR	57
1.28	Arreglo para la perforación con tubería flexible	59
1.29	Equipo para la perforación con TF	60
1.30	Regiones de aguas profundas	62
1.31	Componentes de la plataforma semisumergible	64
1.32	Plataforma TLP	64



FACULTAD DE INGENIERÍA

1.33	Componentes de la Boya Spar	65
1.34	Buque perforador	65
1.35	Componentes del FPSO	65
1.36	Componentes de un sistema submarino	67
1.37	Barrena tricónica con láser	70
1.38	Barrena tricónica con láser con ensamble de fondo	71

CAPÍTULO 2

Número	Nombre	Página
2.1	Torres de perforación	77
2.2	Subestructura	77
2.3	El malacate	77
2.4	Sistema de poleas y cable de acero.	79
2.5	Mesa rotaria	80
2.6	Componentes de sistema rotatorio, swivel y flecha o kelly	82
2.7	Sistema rotatorio	84
2.8	Barrenas tricónicas	85
2.9	Sistema Top drive	87
2.10	Sarta con motor de fondo	87
2.11	Sistema de circulación de lodo de perforación	88
2.12	Movimiento ascendente y descendente del fluido de control en el pozo	89
2.13	Transmisión mecánica de energía	91
2.14	Arreglo de preventores	94
2.15	Fases de la perforación	96
2.16	Tubería de revestimiento conductora	97
2.17	Tubería de revestimiento superficial	98
2.18	Tubería de revestimiento intermedia	99
2.19	Ejemplo de arreglo de las diferentes tuberías de revestimiento	100
2.20	Ejemplo de Asentamiento de TR considerando los gradientes de presión y la densidad	106
2.21	Efectos de presión en la TR	108
2.22	Funciones de la cementación primaria	109
2.23	Zapata de cementación	110
2.24	Collar flotador	110
2.25	Centralizadores	111
2.26	Raspadores	111
2.27	Requisitos de selección de pozos para perforación con TR	118
2.28	Tipos de perforación con TR	119
2.29	Vista interna y externa del BHA para perforación vertical	121
2.30	Drill lock Assembly (DLA)	122
2.31	Equipo de superficie para la perforación con TR recuperable	123



FACULTAD DE INGENIERÍA

2.32	Sistema de perforación con liner	125
2.33	Sistema de perforación con aparejo no recuperable (Drilling with Casing)	128
2.34	Collar de flotación	128
2.35	Sistema Overdrive	128
2.36	Zapatatas perforadoras	129
2.37	Efecto de empaste o frisado	130
2.38	La tubería de revestimiento es forzada en la pared del pozo	131
2.39	Los recortes y el lodo de perforación se mezclan	131
2.40	El enjarre y los recortes son trabajados por la acción de la TR	131
2.41	Procedimiento de perforación con TR	132
2.42	Equipo de perforación especialmente diseñado por Tesco	134
2.43	Factores que afectan la integridad de la TR	136
2.44	Efecto de Pandeo	139
2.45	Esfuerzos en una sarta de perforación	140
2.46	Tuberías ERW	141
2.47	Requerimientos API para tubulares	142
2.48	Tipos de aceros comerciales	143
2.49	Banda y manga de desgaste	147
2.50	Perfil del niple de la TR	148
2.51	Centralizador convencional y de carburo	149
2.52	Ejemplo de los esfuerzos obtenidos por FEA.	150
2.53	Conexiones para TR	151
2.54	Ejemplo de un proceso de cementación	152
2.55	Procedimiento para la adquisición de registros después de perforar con TR	154
2.56	Sección de una herramienta MWD	155
2.57	Sarta de herramientas de LWD	156

CAPÍTULO 3

Número	Nombre	Página
3.1	Geometría de la perforación direccional y puntos de control	168
3.2	Arreglo de fondo de pozo recuperable para un motor de fondo direccional	169
3.3	Comparación entre la perforación bajo balance con la perforación convencional	170
3.4	Perforación bajo balance	171
3.5	Diagrama esfuerzo deformación unitaria para un material dúctil	172
3.6	Perforación con tubería expansible	173
3.7	Herramientas de cementación en etapas	175
3.8	Proceso de cementación por etapas	175
3.9	Cuenca de Burgos	177
3.10	Barrena de 8 ½" PDC	177
3.11	Estabilizadores de 6 ½" x 8 3/8"	177
3.12	Lastrabarrenas	177



FACULTAD DE INGENIERÍA

3.13	Estado mecánico final del pozo culebra 281	180
3.14	Campos del Activo Integral Aceite Terciario del golfo	181
3.15	Pozos en el área Tajín-Coapechaca	181
3.16	Grafica de tiempo vs profundidad	182
3.17	Estado mecánico programado para el pozo Tajín 61	183
3.18	Estado mecánico del pozo Fortuna Nacional Núm. 9	184
3.19	Campos de la región marina	186

CAPÍTULO 4

Número	Nombre	Página
4.1	Ubicación del campo Cóndor	194
4.2	Comparación de tiempos en la sección de 24"	196
4.3	Comparación de tiempos en la sección de 17 1/2"	197
4.4	Campos del Activo Integral Aceite Terciario del golfo	198

APÉNDICE B

LISTA DE TABLAS

Número	Nombre	Página
1	Ventajas y desventajas de la perforación a percusión	25
2	Propiedades de la Tubería de revestimiento	101
3	Guía para selección de rosca API o Premium	103
4	Esfuerzos a los que se encuentra sometida la TR	107
5	Ventajas y desventajas de la perforación con TR	118
6	Estadísticas de aparejos de fondo recuperados con éxito	120
7	Características de los distintos tipos de zapatas perforadoras	129
8	Comparación entre la perforación convencional y con TR	157
9	Casos de estudio de la perforación con TR	166
10	Pozos direccionales perforados con TR	167
11	Propiedades de los fluidos de perforación	179
12	Clasificación de los costos	189
13	Pérdida de tiempos inactivos	192
14	Datos de los pozos Tajín 81 y Tajín 61.	199
15	Costos de perforación para el pozo Tajín 81	200
16	Costos de perforación para el pozo Tajín 61	200
17	Comparación entre los indicadores económicos	201



BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

ABUBAKAR Mohammed, Chika Judith Okeke, Ikebudu Abolle-Okoyeagu, Current Trends and Future Development in Casing Drilling, International Journal of science and technology, volume 2 No 8, Agosto 2012.

ALVAREZ, Fernando, "Empleo de Aceros y Uniones Especiales en la Selección y Diseño de Tuberías" Daniel Ghidina y Fabián Benedetto - Siderca S.A.I.C. - VII JORNADAS DE PERFORACION - Neuquén, 6 y 7 de Setiembre de 2001

API - American Petroleum Institute: API Spec 7, Rotary Drilling Equipment, May 1979.

BAKHTIDAR, MAHDI, Application of laser technology for oil and gas wells perforation, SPE, 148570, 2011

BARBERII, Efraín E., El Pozo Ilustrado, publicación editada por el Departamento de Relaciones Públicas, Lagoven S.A., tercera edición, Caracas, diciembre 1985.

BENÍTEZ, Hernández Miguel Ángel, Diseño de tuberías de revestimiento, PEMEX Perforación y Mantenimiento de Pozos.

BOURGOYNE Jr. Adam T., Millheim Keith K., Chenevert Martin E., Young Jr F. S. "Applied Drilling Engineering". Society of Petroleum Engineers, 1991.

BUNTORO, Aris, "Casing Drilling Technology as the alternative of Drilling Efficiency", Petroleum Engineering Dept, Pembangunan National U., SPE-115283-MS-P, 2008.

DURÁN, V.M, Lukoil Overseas Ltd, RINCÓN, J.A, Tesco Corporation Colombia. Aplicación de la tecnología Casing drilling en los pozos del bloque Cóndor como alternativa de solución a los problemas de pérdidas de circulación.

"Evaluación de Proyectos Petroleros Basados en reservas y recursos aplicados a PEMEX Exploración y Producción". Tesis.

FONTENOT, K., STRICKLER, R. D. and MOLINA, P., 2006. Casing while drilling "smear effect" improves wellbore stability. World Oil 227.



GARCÍA, Muñoz Norma, “Equipo y diseño de la perforación de pozos”, Tesis, UNAM, 1999.

Gerencia de desarrollo de campos, Procedimiento de operación de ingeniería petrolera, México, 1988.

GHIDINA, Daniel, Benedetto, Fabían, Productos tubulares para reducir el costo total, Siderca-Tenaris

GUPTA Y., y BANERJEE, S.N. “The application of expandable tubulars in casing while drilling”, 2007.

JUÁREZ, Talancón Carlos Antonio, Criterios para la selección de la arquitectura en campos de aguas profundas. Tesis, UNAM, 2009.

KYLE R. Fontenot, Bill Ileso, R.D. Stickler, Tommy R, Warren, “Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento”.

“Las reservas de hidrocarburos en México”. Volumen I y II, PEMEX.

LOPEZ PEÑALOZA, Cesar Eduardo, Holman Sua Gómez, “Análisis comparativo de la tecnología “slim hole” con la perforación convencional de pozos”.

LÓPEZ, Israel, Apuntes de ingeniería de pozos, 2008-2

MOELLENDICK, Eric, Moji Karimi, “How Casing Drilling Improves Wellbore Stability”, TESCO Corporation, 2011.

MONTEERRUBIO, Rodríguez Jonathan Manuel, “Perforación de pozos con tubería de revestimiento (casing drilling)”, Tesis UNAM, 2010.

MORENO, Vargas Gelber Hernán, Javier Antonio Ballesteros, “Perforación de pozos de petróleo con la técnica no convencional Casing Drilling”, Tesis Universidad industrial de Santander, 2011.

NEAL, Adam, Drilling Engineering. Pennwell Books, 1985

NEDILJKA, Gaurina-Međimurec, “Casing Drilling Technology”, 2005.

PEMEX, PEMEX Exploración y Producción. Un siglo de la perforación en México, 2002

PÉREZ, Soto María del Carmen, “Análisis de rentabilidad técnico económica de la perforación con tubería de revestimiento en México”, Tesis UNAM, 2003

POONIWALA, Shahvir, SPE-104223 “Lasers: The Next Bit”



RENGIFO, Claudia Marcela, Juan Manuel Arroyave Zuluaga, Carlos Mario Sierra Restrepo, Analisis of Casing Drilling's Hydraulic.

ROBINSON, R., et al., 2007. "Combining drilling with casing and stage tool cementing: a unique approach to mitigating down hole conditions".

RODRÍGUEZ, Méndez Enrique, Presiones anormales, compendio de perforación.

RUSSEL Kane, "Selection of Corrosion Resistant Alloys: An International Perspective", Petroleum Engineer International - Agosto 1992.

SALVADOR, Ulises Bruno, "Evaluación petrolera y métodos de explotación en la cuenca de burgos", Tesis, UNAM, 2008.

SÁNCHEZ, Casas Oscar, Explotación de campos petroleros en aguas profundas, Tesis, UNAM, 2012.

SANTAMARIA, R. Jorge. "Estimación de la ventana operacional de presión de lodo a partir de registros de pozo, para las formaciones del campo Socorro". Tesis, Venezuela, 2006.

SCHLUMBERGER, Tipos de instalaciones de perforación.

SCOTT, Randolph, "Slimhole drilling: The story so far.....", Julio de 1991.

Seminario Siderca sobre Diseño de Tubulares - Año 2001

STONE, M.B, "Expandable Tubulars and casing drilling are options"

TESSARI. B.: "Casing Drilling Reduces Formation Damage, Enhances Production" presented at SPE Luncheon, Houston, Texas, February 2009.

TISSOT, Bernard, El petróleo en México y en el mundo.

V.M Durán, Aplicación de la tecnología Casing Drilling™ en los pozos del bloque Cóndor como alternativa de solución a los problemas de pérdidas de circulación en el piedemonte llanero – Colombia, 2008.

WARREN Tommy M., "Casing Drilling Application Design Considerations" - IADC/SPE 59179 - SPE, Tesco Drilling Technology, Per Angman, SPE, Tesco Corp., Bruce Houtchens, SPE, Tesco Drilling Technology, 2000.



WELL CONTROL SCHOOL, Schlumberger, Capítulo 15, Tubería Flexible.

Mesografía:

<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/wft130460.pdf>

<http://www.ejournalofsciences.org>

www.slb.com

<http://www.drillingformulas.com/casing-drilling-operation-overview/>

http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors91/jul91/7_slimhole.pdf

