



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

ANÁLISIS DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO (CASING DRILLING) Y CONTROL ANTICORROSIVO EN LA T.R.

TESIS
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN

SERGIO ARMANDO VELÁZQUEZ TREJO
FRANCISCO SEBASTIÁN DE LOS SANTOS
MADRIGAL

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO D.F.

2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **DE LOS SANTOS MADRIGAL FRANCISCO SEBASTIAN**, registrado con número de cuenta 409001745 en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente,



DR. JOSE HECTOR SANDOVAL OCHOA



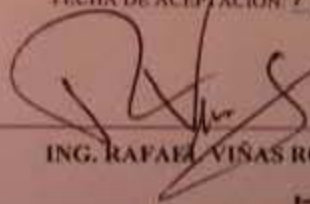
ING. JOSE AGUSTIN VELASCO
ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13/feb/14.


FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/2/2014



DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17-II-14



ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17 Feb 2014



ING. MARIO ROSAS RIVERO
FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/02/14.

FECHA DE EMISIÓN : 11 de Febrero de 2014

EX-2
0/0




FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

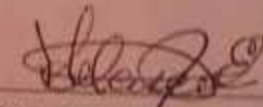
Aceptación de Trabajo Escrito

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de VELAZQUEZ TREJO SERGIO ARMANDO, registrado con número de cuenta 306285419 en la carrera de INGENIERÍA PETROLERA, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

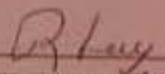
Atentamente,

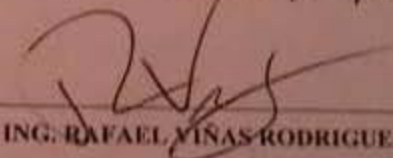

DR. JOSE HECTOR SANDOVAL OCHOA


ING. JOSE AGUSTIN VELASCO
ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 13 feb/14


FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/2/2014


DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ


ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 17 Feb 14

FECHA DE ACEPTACIÓN: 17 Feb 2014


ING. MARIO ROSAS RIVERO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 17/02/14

FECHA DE EMISIÓN : 11 de Febrero de 2014

FEX-2
RCH

Agradecimientos

Yo, Francisco Sebastián de los Santos Madrigal quiero agradecer,

A mis papás. Los quiero infinitamente. Gracias por hacerme sentir amado. Gracias también por permitirme verlos siempre como un conjunto, un todo, algo más grande que yo, mi familia y ese sentido de pertenencia tan grato. Gracias por todo lo que han hecho de mí. Éste logro es suyo.

A mi hermano y hermana, son justo lo que necesito, gracias por cuidarme y sus jalones de oreja, sus consejos y saber que siempre puedo contar con ustedes.

A todos mis maestros, en especial el ingeniero Agustín Velasco por apoyarnos con su dirección.

A mi tutora, la ingeniero María Teresa Peñuñuri Santoyo. Maestra, usted sabe que yo en la Facultad fui casi todos los entes que un alumno puede llegar a ser. Le agradezco todos sus consejos para sortear los obstáculos que se me presentaron.

A Enrique, gracias por tus consejos y tu paz. Gracias por hacer de mí una mejor persona.

A Omar, al conocerte, supe que te convertirías en un gran ingeniero. Gracias por todo tu apoyo y amistad.

A Liliana, me siento honrado por toda la confianza que depositaste en mí a lo largo de estos años.

A Jessica, tú y yo nos la pasamos muy bien, espero haber estado a la altura de tu amistad.

A Adriana, eres la niña más linda que conozco, te agradezco que siempre sabes que decir y siempre sabes tranquilizarme. Tus consejos, tu cariño, todo.

A Brianda, me encantó estudiar a tu lado. Espero un día poder trabajar junto a ti. Eres increíble.

A mis amigos Alberto y Víctor, por enseñarme que a pesar de la distancia, podemos seguir siendo amigos.

A Carlos, gracias por permitirme conocerte en el momento adecuado y ayudarme en el cierre de mi carrera.

A Sergio, por compartir conmigo esta experiencia, hoy estoy seguro que nuestra amistad es más fuerte.

A Jair, David, Arturo, Yael, Germán, Wendy, Danieles, Luises, Ángeles, Ingrid, Jatzira, Javier... Gracias si alguna vez te hice reír, llorar, te di o me diste un consejo, te explique o me explicaste algo, compartimos comida, si hicimos alguna tarea o si trabajamos juntos, gracias.

Finalmente a la UNAM, porque a lo largo de mi carrera me permitió crecer en todo sentido. Yo percibo en ti una escuela para la vida. Llevaré con orgullo tus colores y tu lema, por mi raza hablará el espíritu.

Francisco Sebastián de los Santos Madrigal

A Dios

Por permitirme cumplir este objetivo que he anhelado por siempre y por supuesto por una hermosa familia y por todas las personas maravillosas que eh conocido a lo largo de mi vida.

A mis padres Mónica Trejo y Sergio Velázquez.

Por darme la vida, por estar conmigo en todo momento, por ser mi confidentes, por apoyarme a lo largo de mi carrera, por su confianza y su fe en mí; por todo el esfuerzo, los desvelos y todo lo que hicieron para que lograra esta meta, por su ejemplo, por sus regaños, por ser el motor de mi vida, por todo esto y por muchas cosas más quiero agradecerles; sé que tal vez no s los diga a diario pero los amo y gracias por esta vida a su lado. Siempre estarán en mi corazón y en mi mente.

A mi hermano Rubén Velázquez

Por haberse convertido en el hermano que todos quisieran tener, por esos consejos que me das, por la confianza al hablar, por ese cariño de hermanos que nunca pensé sentir, por esas tardes de juegos y de ver películas, por estar conmigo cuando más lo necesito, simplemente por ser mi hermano y recuerda que siempre podrás contar conmigo en todo momento.

A mi abuelita Elsa Vázquez y a mi Tía Sofía Trejo

Por haberme criado durante 12 años de mi vida, la época más maravillosa de mi vida, siempre recordare tus mimos, tus regaños y esos días de ir a vender ropa, siempre estarás en mi corazón, y siempre que escuche la canción de *los caminos de la vida* me recordara todo lo que vivimos y aun me falta vivir contigo, gracias por todo abuelita. Y a mi tía por siempre consentirme y también darme mis jalones de orejas, por todo lo que me enseñaste y por todo lo que aún nos falta vivir.

A mi novia Gabriela García

Por estos casi 6 años de relación, que a pesar de tener sus altibajos siempre hemos sabido cómo salir de ellos, por toda esa confianza que nos tenemos, porque siempre has estado en todos los momentos difíciles y felices, porque solo tu logras que sonría con tan solo verte a los ojos, te amo y espero que esto siga por mucho más tiempo y lograr cumplir nuestras metas, este es parte de uno de ellos, te amo y gracias por todo feita.

A mi amigo Javier Olvera

Por ser mi amigo de toda la vida, porque siempre has estado conmigo en las buenas y en las malas, porque a pesar de que casi no nos vemos me has enseñado que los amigos siempre están, no importa la distancia, gracias por todas esas comidas, por las fiestas, por prestarme a tu familia, por todo, en verdad muchas gracias.

A mis compañeros y amigos

David (Repollo) gracias por todo lo que compartimos, esas tardes de risas en el puma, por esos días de estudio, por todo los ingenieros de Tláhuac, gracias. A Sol por esa confianza que logramos en tan poco tiempo, a Víctor por esas platicas tan interesantes, a Alejandra por haberte conocido, a mis Ornez gracias a todos por estar siempre a mi lado.

Al ingeniero Agustín Velasco

Por apoyarnos con su dirección en la realización de este trabajo.

A Sebastián De los Santos

Por ser mi compañero de tesis, por ser mi amigo, por confiar en mí, por todas esas comidas, por todas esas risas, por cada momento vivido a tu lado gracias, sé que esto nos une aún más.

A la UNAM

Por haberme dado la oportunidad de pertenecer a esta gran universidad, por brindarme toda clase de satisfacciones por pertenecer a ella, de forma académica, profesional y cultural, por permitirme portar con un gran orgullo su escudo y sus colores. *“Por mi raza hablara el espíritu”*

Sergio Armando Velázquez Trejo

Índice

Indice.....	7
INTRODUCCIÓN	10
CAPÍTULO I Tuberías de Revestimiento.....	11
1.1. Fabricación	11
1.2. Funciones de la Tubería de Revestimiento	15
1.3. Clasificación de las tuberías de revestimiento	15
1.3.1. T.R. Conductora	16
1.3.2. T.R. Superficial	16
1.3.3. T.R. Intermedia o de Protección.....	17
1.3.4. T.R. de Explotacion y Producción.....	17
1.3.5 Camisa o “ <i>Liner</i> ”	18
1.3.5.1 Camisa o “ <i>Liner</i> ” Intermedia o de Protección	18
1.3.5.2 Camisa o “ <i>Liner</i> ” De Producción	19
1.4. Características físicas de la T.R.....	19
1.4.1. Diámetro exterior y espesor de pared	21
1.4.1.1 Drift.....	22
1.4.2. Peso por Unidad de Longitud	22
1.4.3. Grado del acero	23
1.4.4. Conexiones o Juntas	24
1.4.4.1. Conexiones API	24
1.4.4.2. Conexiones “ <i>Premium</i> ”	25
1.4.4.3 Eficiencia de las conexiones	26
1.4.5. Longitud de la tubería	26
1.5. Propiedades mecánicas de la T.R.....	26
1.5.1. Presión Interna	27
1.5.2. Colapso	28
1.5.3 Tensión.....	28
CAPÍTULO II Consideraciones para el diseño de una perforación no convencional con tubería de revestimiento	31
2.1 Consideraciones mecánicas para el diseño de un sistema de perforación	31
2.2 Consideraciones para el diseño de una tubería usada para perforar.....	33
2.2.1 Factores de seguridad en el diseño (SF).....	34
2.3 El modelo biaxial	34
2.4 Método de distorsión triaxial.....	36
2.5 Consideraciones al perforar con T.R.....	36
2.5.1 Tuberías y conexiones	36
2.5.2 Torque y arrastre	37

2.5.3 Flexión.....	39
2.5.4 Fatiga.....	39
2.5.4.1 Proceso de rotura por fatiga	40
2.5.4.2 Fatiga estática (corrosión-fatiga).....	41
2.5.5 Pandeo	41
2.5.6 Cementación.....	42
CAPITULO III Análisis de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento.....	45
3.1. ¿A qué se le llama perforación no convencional?	45
3.1.1. Perforación con tubería flexible.....	46
3.1.2. Perforación direccional.....	47
3.1.3. Perforación multilateral	51
3.1.4. Perforación con alcance extendido	52
3.2. Perforación de pozos con tubería de revestimiento	54
3.2.1. Orígenes de la perforación con T.R.	55
3.2.2. Tecnología de perforación con tubería de revestimiento	56
3.3. Métodos de perforación con T.R.....	56
3.3.1. Método de aparejo recuperable	57
3.3.1.1. Equipo de perforación	58
3.3.1.2. Motores de fondo direccionales.....	59
3.3.1.3. Sistemas rotativos direccionales.....	60
3.3.1.4. “Casing Drive System”	62
3.3.1.6. Adquisición de registros en agujero descubierto	63
3.3.2. Método de barrena perforable (Drilling with Casing)	65
3.3.2.1 Equipo de perforación	65
3.3.2.2 Zapata perforadora y perforable	65
3.3.2.3 Sistemas de conducción de superficie	67
3.3.2.4 Análisis de perforabilidad y selección del Drill Shoe.....	68
3.3.4. Perforación con Liner	69
3.4. Hidráulica de la perforación con tubería de revestimiento.....	71
3.4.1. Modelos para calcular las pérdidas de presión.....	72
3.4.1.1. Modelo de Díaz	72
3.4.1.2. Modelo de Wei	72
3.4.1.3. Modelo de Luo y Peden	73
3.5. Requisitos para utilizar la perforación con tubería de revestimiento.....	74
3.6. Recomendaciones durante la perforación con tubería de revestimiento	74
CAPÍTULO IV Comparaciones técnicas y operacionales.....	77
4.1. Ventajas de la perforación con T.R.....	77
4.1.1. Seguridad.....	77
4.1.2. Reducción en tiempos	77

4.1.2.1 Tiempo no productivo	78
4.1.3. Mejora la productividad	78
4.1.4. Reducción del tiempo y costo de producción mediante el estudio de un caso particular	79
4.2. Desventajas de la perforación con T.R.....	83
CAPÍTULO V Control anticorrosivo en la T.R.	84
5.1 Definición y concepto de corrosión	84
5.1.1 Causas.....	85
5.1.1.1 Corrosión electroquímica	85
5.1.1.2 Corrosión química.....	87
5.1.1.3 Corrosión bacteriana	87
5.2 Corrosión en T.R.	88
5.2.1 Corrosión interna	88
5.2.1.2 ¿Cómo detectarla?	89
5.2.1.3 Métodos utilizados para el control de la corrosión interna	91
5.2.2 Corrosión externa	91
5.2.2.1 Factores que originan corrosión externa.....	92
5.2.2.2 Métodos utilizados para el control de la corrosión externa	92
5.3 Diseño para el control anticorrosivo en tuberías de revestimiento en la perforación con T.R.	93
5.3.1 Método de protección catódica.....	93
5.3.1.1 Protección catódica con ánodos de sacrificio	93
5.3.1.2 Protección catódica por corriente impresa.....	96
5.4 Correlaciones aplicadas para determinar la presencia de corrosión	99
5.4.1 Gu-Zhao-Nesic.....	99
5.4.2 Zhang-Gopal-Jepson.....	100
5.4.3 Vitse-Nesle	100
5.4.5 Nesic-Sun.....	100
5.5 Metodología para la evaluación directa de la corrosión exterior (ECDA)	102
5.5.1 Pre-evaluación.....	103
5.5.2 Inspección indirecta.....	103
5.5.3 Inspección directa.....	103
5.5.4 Post-Evaluación	104
Conclusiones y recomendaciones	105
Glosario.....	108
Bibliografía.....	111

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera, se caracteriza por la necesidad de una sólida base científica, en la cual se desarrollan las tres áreas que la componen, Ingeniería de Producción, Ingeniería de Yacimientos e Ingeniería de Perforación.

Para el desarrollo de este trabajo, analizamos un cambio de paradigma dentro del área de perforación. Normalmente, el trabajo de perforación se lleva a cabo con dos procesos principales, la perforación del pozo y luego el revestimiento del mismo. Muy específicamente, el cambio de paradigma descrito en este trabajo analiza la posibilidad de revestir un pozo al mismo en el que se perfora.

La tecnología de perforación con tubería de revestimiento es quizás el recurso más importante en la industria petrolera, específicamente en el área de perforación. El trabajo presenta las características de la *Casing Drilling* (CwD). El método convencional de perforación y el CwD serán vistos desde los puntos de vista técnico y económico.

Como su nombre lo indica, esta tecnología permite al operador revestir el pozo al mismo tiempo en que se perfora. La tecnología CwD mejora condiciones de operación y reduce tiempos en comparación con la perforación convencional. Operacionalmente este método permite a la compañía operadora prescindir de puestos de trabajos una vez necesarios tales como los asistentes de mesas rotarias y los asistentes técnicos de perforación (Chango). La CwD también implica la reducción de una Tubería de revestimiento menos, en comparación con la perforación convencional.

Así mismo otro de los objetivos de este trabajo es el análisis de la corrosión en la tubería de revestimiento, en las partes interior y exterior. Este problema se puede solucionar con la correcta implementación de un programa anticorrosivo en campo el cual se trata en este trabajo, así como el análisis de algunas correlaciones utilizadas para solucionar este problema tan común en las tuberías.

Esta tecnología evita algunos problemas típicos de la perforación tales como inestabilidad del pozo, fallas en las tuberías de producción, logística, problemas direccionales y operaciones de pesca.

CAPÍTULO I

Tuberías de Revestimiento

Una tubería de revestimiento es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por su diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma, es decir, el diámetro nominal y el espesor nominal. Estas características aseguran el éxito de las operaciones llevadas a cabo durante las etapas de perforación y terminación de un pozo.

Es así que, con base a la información geofísica, geológica, recomendaciones técnicas, correlaciones de pozos vecinos, etcétera, el ingeniero de diseño de pozo planifica un programa de revestimientos para los pozos que se van a perforar.

1.1. Fabricación

Debido a la importancia que tiene la tubería de revestimiento en los pozos petroleros, la fabricación debe cumplir con características de calidad geométricas y mecánicas acordes a los riesgos y necesidades manejados en la industria petrolera. El proceso más utilizado es la fabricación de tuberías sin costura. Además existen otros tipos como el proceso con soldadura eléctrica-resistencia y el proceso de soldadura eléctrica instantánea (flash).

A continuación se describen las diferentes etapas del proceso de la fabricación de tuberías sin costura:

Materia prima: La materia prima usada, básicamente, un 30% de hierro esponja (hierro natural) y un 70% chatarra.

Acería. Es un proceso que consta de 3 etapas: fusión, afinación y vaciado.

- **Fusión.** La materia y ferro aleaciones se calientan hasta alcanzar una temperatura aproximadamente de 1600 °C. En este punto el acero se

encuentra en estado líquido, se realiza la inyección de argón, para homogeneizar la composición química del acero.

- Afinación. Después de realizar el vaciado de la olla de fusión a la olla de afinación, con precisión se realiza la afinación del acero mediante la adición de aleaciones. Así se obtiene el grado del acero requerido.
- Vaciado. Posteriormente el acero de la olla de afinación es llevado y vaciado al distribuidor para obtener la colada continua.

Colada continúa. Es uno de los procesos más antiguos que se conocen para trabajar los metales. Es el proceso que da forma a un objeto al entrar material líquido en una cavidad formada en un bloque que se llama molde y deja que se solidifique el líquido, que finalmente se corta en secciones de longitud conocida, dependiendo del diámetro de la tubería que se fabricará. Esta sección de acero es comúnmente llamada tocho.



“Tocho”

Fuente: <http://www.tenaris.com/es-ES/AboutUs/ProductionProcesses.aspx>

Laminado. El tocho entra al horno giratorio, donde se alcanzan temperaturas de 1200°C en forma gradual. Al salir del horno, se envía al desescamador para eliminar la oxidación que sufre al contacto con la atmósfera y se procede al perforado.



Proceso de fabricación de T.R. sin costura

Fuente: BAÑO, DIEGO MAYALICA, “Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación”, Tesis Quito-Ecuador, 2009.

Al conjunto de procedimientos anteriormente descritos se le llama “Proceso Mannesmann” del cual se obtiene tuberías con las siguientes características:

- Longitudes hasta de 30 metros
- Diámetro interior
- Diámetro exterior
- Especificaciones API
- Ovalidad (Verificado con tecnología láser)

Posteriormente el tubo es enviado a las cortadoras para dar el rango solicitado. Por último se envía al piso de enfriamiento.

Tratamiento térmico. Existen tres tipos: temple, revenido y normalizado. Los tratamientos térmicos de temple y revenido son utilizados para las tuberías de acero C-75, L-80, N-80, TRC-95, P-110, TAC-110, Q-125 y TAC-140.

- Temple. El tubo es llevado a un horno en donde se aumenta gradualmente la temperatura hasta 800°C, ahí se modifica la estructura molecular del acero. Posteriormente el tubo se sumerge súbitamente en agua a temperatura de 40°C, alterando la estructura molecular, llevándola a un estado duro y poco dúctil.
- Revenido. La tubería es introducida a un horno que aumenta gradualmente la temperatura hasta 550°C. El calor convierte la estructura molecular dura y dúctil. Posteriormente es recalibrado y enderezado en caliente. Se obtiene un producto con esfuerzos residuales bajos.
- Normalizado. Es usado para grados de tubería como H-40, J-50, K-55 etc. En este tratamiento el tubo es calentado sin llegar a la austenización de la estructura molecular del acero.

Acabado del tubo. Se realiza con la siguiente secuencia, prueba de inspección electromagnética donde se detectan defectos longitudinales y transversales tanto internos como externos, se mide el espesor de la pared del tubo y se compara el grado de acero.

Inspección electromagnética. Es en donde ambos extremos del tubo son inspeccionados por el método de partículas magnéticas para determinar posibles defectos longitudinales y transversales.

Roscado. Se realiza de acuerdo con las normas del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) las cuales son verificadas con calibres estrictos.

Prueba hidrostática. El tubo se sumerge en una tinta que contiene fluido y se colocan elastómeros en ambos extremos del tubo, donde se aplica una presión interna del 80% de su capacidad durante 5 segundos.

Control final y embarque. Finalmente el tubo se pesa, se mide y se obtiene toda la información del tubo para ser estarcido, estampado, barnizado y embarcado.

Estarcido. Se indican los datos del tubo como el diámetro exterior, peso unitario, longitud, pruebas de inspección, manufacturado, orden de producción y número de tubo.

Para la certificación de cada tubo fabricado dentro de las normas API se realiza un monitoreo en todas las etapas del proceso de fabricación.

1.2. Funciones de la Tubería de Revestimiento

Para garantizar una buena perforación, las tuberías de revestimiento cumplen con las siguientes funciones:

- Actuar como soporte para la instalación del equipo de control del pozo, así como el cabezal y el conjunto de preventores.
- Proteger las zonas perforadas evitando derrumbes y aísla zonas problemáticas que se presentan durante la perforación.
- Confinar la producción del petróleo y/o gas a determinados intervalos.
- Contrarrestar la pérdida de circulación del fluido de perforación.
- Controlar las presiones durante la vida productiva del pozo.
- Aíslar los fluidos de las formaciones productoras.

1.3. Clasificación de las tuberías de revestimiento

La clasificación de las tuberías de revestimiento pueden estar dada por diferentes criterios; por su función, por sus características físicas, por sus propiedades químicas, etc. Dichas clasificaciones nos ayudan a identificar con mayor facilidad que tipo de tubería necesitamos para cada proceso durante la perforación y producción de un pozo.

1.3.1. T.R. Conductora

Es la primera tubería con mayor diámetro usada en el pozo (de 16" a 30") que se coloca a profundidades someras, puede ser hincada o cementada; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalan las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación.

Sus principales funciones son:

- Permite la instalación de un sistema desviador de flujo y de un B.O.P. anular.
- Protege las formaciones de agua dulce superficiales de la contaminación por el fluido de perforación.
- Evita que las formaciones someras no consolidadas se derrumben dentro del pozo.
- Permite guiar la sarta de perforación y el resto de las tuberías de revestimiento dentro del pozo.
- Proporciona una línea de flujo elevada para que el fluido de perforación circule hasta los equipos de control de sólidos y a los tanques de superficie.

1.3.2. T.R. Superficial

Es la tubería de revestimiento de diámetro inmediato inferior (de 20" a 9 5/8"), proporciona una protección completa durante la perforación, su profundidad de asentamiento se escoge de tal forma que aisle acuíferos someros, así como zonas de pérdida de circulación en especial en pozos desviados. Esta tubería es cementada generalmente hasta la superficie.

Entre sus funciones más importantes están:

- Proteger las formaciones con acuíferos.
- Servir de soporte para las instalaciones del equipo de seguridad.

- Proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del pozo.
- Soportar el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo.

1.3.3. T.R. Intermedia o de Protección

Este tipo de revestimiento proporciona integridad en el agujero durante las operaciones de perforación subsecuentes. También se le llama protectora ya que protege las formaciones de lodos de alta densidad. Además suministra aislamiento en donde hay pérdidas de circulación o bajas presiones y en capas productoras.

Sus funciones más importantes son:

- Separar el agujero en secciones para facilitar el trabajo.
- Cubrir zonas con pérdidas de circulación severas.
- Aíslar formaciones problemáticas como lutitas hinchables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Facilitar el control del pozo en zonas de presiones anormales.

1.3.4. T.R. de Explotacion y Producción

Es la tubería de revestimiento a través de la cual se completa, produce y controla el pozo durante toda su vida productiva y en donde se pueden realizar reparaciones y terminaciones. Este revestimiento se coloca hasta cubrir la zona productora y proporciona un refuerzo para la tubería de producción (tubing) durante las operaciones de producción del pozo.

Sus principales funciones son:

- Cubrir la tubería de revestimiento intermedia que esté desgastada o haya sido dañada en alguna operación.

- Aislar la zona de interés de otras formaciones y sus fluidos.
- Servir de cubierta protectora para los equipos de producción.
- Servir de aislamiento al equipo de control que se instala para manejar la producción del pozo.
- Evitar la migración de los fluidos entre intervalos.

1.3.5 Camisa o “*Liner*”

Es una tubería de revestimiento cortada, la cual es colgada de otra tubería que le sigue en diámetro, llamado colgador del *liner*. Esta tubería permite reducir costos y mejorar la hidráulica en perforaciones más profundas, debido a su rápida instalación. Los *liners* pueden funcionar como tubería intermedia o de producción.

Sus funciones principales son:

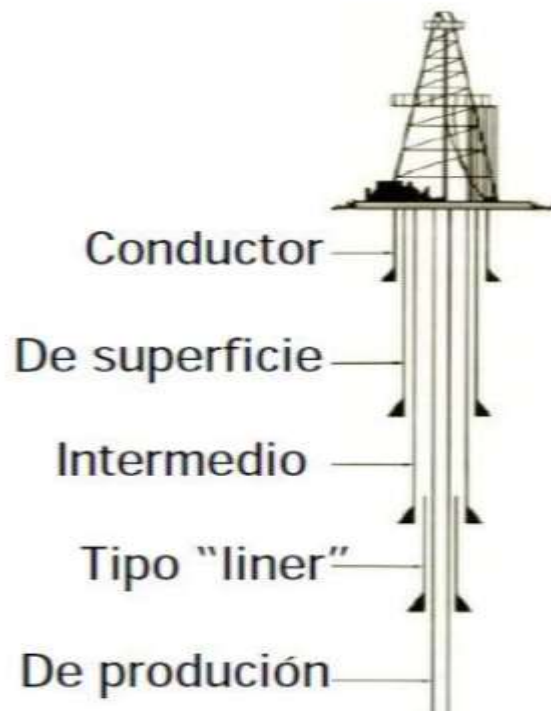
- Permitir el control de pozo, para poder aislar zonas de alta o baja presión.
- Ayudar a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.
- Evitar volúmenes muy grandes de cemento, debido a que las tuberías cortas no son cementadas hasta la superficie.
- Auxiliar en la hidráulica durante la perforación al permitir el uso de sartas de perforación combinadas.

1.3.5.1 Camisa o “*Liner*” Intermedia o de Protección

Las camisas protectoras o intermedias son tuberías que no se extienden hasta la superficie y se cuelgan de la anterior sarta de revestimiento. El propósito de esta sarta es prevenir problemas de pérdida de circulación cuando se requieren altas densidades del lodo. Proporciona la misma protección que la tubería de revestimiento intermedia.

1.3.5.2 Camisa o “Liner” De Explotación

Este revestimiento permite terminar el pozo a menor precio, además permite un conducto de producción más grande para proveer un rango de elección para la tubería. Su uso principal es en pozos exploratorios debido a que se pueden probar las zonas de interés sin el gasto de una sarta completa. Normalmente va colgada a unos 150 a 200 metros por encima del último revestidor cementado hasta la profundidad final del pozo.



Tipos de tubería de revestimiento

1.4. Características físicas de la T.R.

Son los parámetros físicos que deben cumplir los diferentes revestimientos de acuerdo al API. La industria petrolera requiere de una diversa variedad de tamaños de revestimientos, tipos de conexiones y grados de revestimientos para satisfacer esas necesidades.

La tubería de revestimiento usualmente viene especificada con las siguientes características en tablas:

- Diámetro exterior y espesor de Pared
- Peso por Unidad de Longitud
- Grado del Acero
- Conexiones o Juntas
- Diametro interno
- Drift
- Presión al colapso
- Presión al estallamiento ó interna
- Tensión

D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO										
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		API										
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²		H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125
18.58	121.00	0.745	17.135	16.948	41.848	Colapso	psi	2,110	2,400	2,400								
						Tensión	lbx1000	1,674	2,302	2,302								
						P. Interna	psi	2,800	3,850	3,850								
						P. Prueba	psi	1,900	2,600	2,600								
16	65.00	0.375	15.250	15.063	18.408	Colapso	psi	630										
						Tensión	lbx1000	736										
						P. Interna	psi	1,640										
						P. Prueba	psi	1,100										
	75.00	0.438	15.124	14.937	21.414	Colapso	psi		1,020	1,020	1,020	1,020	1,020					1,020
						Tensión	lbx1000		1,178	1,178	1,392	1,713	1,713					2,355
						P. Interna	psi		2,630	2,630	3,110	3,830	3,830					5,270
						P. Prueba	psi		1,800	1,800	2,800	3,500	3,500					4,800
	84.00	0.495	15.010	14.823	24.112	Colapso	psi		1,410	1,410	1,460	1,480	1,480					1,480
						Tensión	lbx1000		1,326	1,326	1,567	1,929	1,929					2,652
						P. Interna	psi		2,980	2,980	3,520	4,330	4,330					5,960
						P. Prueba	psi		2,000	2,000	3,200	4,000	4,000					5,400

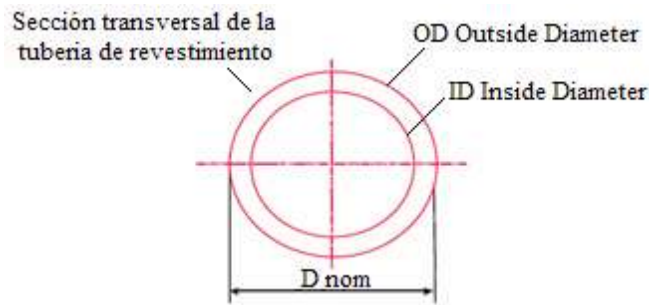
Tabla con las características de una T.R.

Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>

1.4.1. Diámetro exterior y espesor de pared

El diámetro exterior (OD) 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 espesor de pared determina el diámetro interno (ID) de la tubería y por lo tanto el tamaño máximo de la sarta que puede ser corrida a través de la tubería.



Representación de los diámetros de una T.R.

Fuente: BAÑO, DIEGO MAYALICA, “Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación”, Tesis Quito-Ecuador, 2009.

Revestimiento	Diámetro Nominal en Pulgadas					
	Superficial	9 5/8	10 3/4	13 3/8	16	20
Intermedio	8 5/8	9 5/8	10 3/4	11 3/4	-	-
Producción	4 1/2	5	5 1/2	6 5/8	7	7 5/8

Diámetros más comunes de las tuberías de revestimiento

1.4.1.1 Drift

También conocido como el diámetro de paso, el cual indica el tamaño máximo que debe tener una herramienta para poder pasar por el interior de una tubería de revestimiento de cualquier tamaño.

DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	DIÁMETRO DEL DRIFT (pg)
Mayor a 13 3/8"	d – 3/16"
13 3/8" - 9 5/8"	d – 5/32"
Menor de 9 5/8"	d – 1/8"

DIÁMETRO DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN	DIÁMETRO DEL DRIFT (pg)
Mayor de 2 7/8"	d – 1/8"
Menor de 2 7/8"	d – 3/32"

Diámetro de calibrador para tuberías de revestimiento y producción de acuerdo acon la Norma del API 5CT/ISO 11960

Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>

1.4.2. Peso por Unidad de Longitud

La tubería de revestimiento está disponible en muchos pesos para cada grado o tamaño de la misma. A mayor espesor de pared más pesada será la tubería de revestimiento y soportará mayor presión evitando otros problemas como el colapso o el estallido.

$$W_u = 10.69(D-t)(t)$$

W_u = Peso unitario nominal (lb/pie)

D = Diámetro exterior de la tubería (pg)

t = Espesor de la pared del cuerpo del tubo (pg)

1.4.3. Grado del acero

La calidad de la tubería que se desea seleccionar es normada por el API y se refiere a la composición química del acero, el tratamiento de calor que recibe durante su fabricación, se representa con una letra seguida por un número. La letra simboliza el grado de acero y la parte numérica representa la resistencia mínima a la deformación expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Por lo tanto una tubería de revestimiento L-80 tiene un esfuerzo de resistencia de 80000 psi.

En la tabla siguiente se observan los diferentes grados con sus propiedades físicas en la tubería de revestimiento.

Grado API	Resistencia a la Fluencia [psi]		Mínima resistencia a la tensión [psi]	Máxima Elongación [%]
	Mínima	Máxima		
H-40	40000	80000	60000	29.5
J-55	55000	80000	75000	24
K-55	55000	80000	95000	19.5
L-80	80000	95000	95000	19.5
N-80	80000	110000	100000	18.5
C-90	90000	105000	100000	18.5
C-95	95000	110000	105000	18
T-95	95000	110000	105000	18
P-110	110000	140000	125000	15
Q-125	125000	150000	135000	14

Grados de Acero de la Tubería de Revestimiento

1.4.4. Conexiones o Juntas

Una junta o conexión es la unión de dos tuberías para introducirse en el pozo, con la premisa que ésta sea hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al que sea sometida la tubería. Básicamente una junta o conexión está constituida por tres elementos principales: piñón, caja y rosca. El miembro roscado externamente es llamado piñón y el miembro roscado internamente es llamado caja.



Caja y Piñón

Fuente: <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/CB754.pdf>

Normalmente las tuberías de revestimiento se suministran con roscas y conexiones, para los diferentes casos existen conexiones API y conexiones Premium previamente patentadas.

1.4.4.1. Conexiones API

Se rigen por la especificaciones STD 5B y SPEC 5CT del API. Las especificaciones STD 5B del API cubren las roscas, es decir, los filos que se observan en los extremos de la tubería. Y las especificaciones SPEC 5CT de API se refieren al acoplamiento y la longitud del mismo.

Estas roscas y conexiones API se clasifican de acuerdo a la forma de la rosca, con variaciones que obedecen al diámetro de la tubería, el espesor de pared, el grado y la longitud básica de la rosca, así tenemos los siguientes conexiones:

- API LTC (*Long Thread Coupled*)
- API STC (*Short Thread Coupled*)
- API Buttress o BCN

1.4.4.2. Conexiones “Premium”

Son juntas para productos tubulares sobre las cuales existen derechos de propiedad y que poseen especificaciones confidenciales, generalmente asociadas a patentes.

Las conexiones patentadas suelen denominarse conexiones “Premium”. Las cuales con frecuencia tienen un desempeño inferior al de las conexiones API.

Este tipo de conexiones son utilizadas en la perforación de pozos horizontales ya que resisten más la flexión y compresión al perforar.

La diferencia que existe entre una rosca *Premium* y una rosca API es:

- Roscas API. El sello se realiza mediante un anillo u O Ring y por la grasa aplicada.
- Roscas Premium. El sello es metal - metal entre el piñón y la caja.

1.4.4.3 Eficiencia de las conexiones

Una forma directa de dimensionar la capacidad de resistencia de una junta se establece mediante el concepto de eficiencia de las juntas o conexiones. Se define con un número expresado en porcentaje de resistencia, generalmente a la tensión. Esto quiere decir que una conexión con 100% de eficiencia tiene una resistencia similar o mayor a la tubería.

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{tensión en la junta}}{\text{tensión en la tubería}} * 100$$

1.4.5. Longitud de la tubería

Representa el largo aproximado de un tubo o sección de una sarta de revestimiento. API ha especificado tres rangos entre los cuales debe encontrarse la longitud de la tubería.

Rango	Longitud	
	Pies	Metros
1	16-25	4.88-7.62
2	25-34	7.62-10.63
3	34-48	10.63-14.63

Rangos para Tubería de revestimiento de acuerdo a API

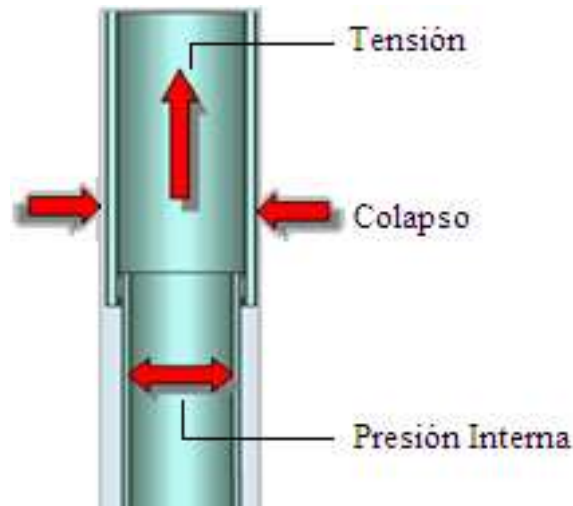
1.5. Propiedades mecánicas de la T.R.

Las propiedades más importantes de las tuberías de revestimiento, son los valores promedio de colapso, tensión y presión interna. En la mayoría de los casos los aspectos técnicos y las consideraciones que se tienen en cuenta no difieren demasiado de aquellas usadas para el diseño de un *casing* o *tubing* convencional pero de igual manera puede variar en alguna propiedad mecánica. Datos como

gradientes de poro y de fractura, gradientes de temperatura y litología, son requeridos para el diseño convencional de una sarta y necesarios para saber que propiedades mecánicas debe tener la T.R.

1.5.1. Presión Interna

El promedio de presión interior (estallido) se calcula como la mínima presión interior necesaria para ocasionar la ruptura del tubo en ausencia de presión exterior y carga axial de tensión. Normalmente en el fondo del pozo la presión en el exterior de la tubería de revestimiento es mayor o igual que la presión interior. Esta presión se debe a la carga hidrostática o a la presión del agua en los poros de la roca.



Propiedades mecánicas de la T.R.

Fuente: BAÑO, DIEGO MAYALICA, “Tuberías de revestimiento, optimización de su diseño y perforación”, Tesis Quito-Ecuador, 2009.

1.5.2. Colapso

El promedio de presión de colapso (aplastamiento) es la mínima presión requerida para aplastar un tubo en ausencia de presión interior y carga axial. El diseño de la resistencia al aplastamiento está generalmente basado en la carga hidrostática, al momento de correr la tubería de revestimiento dentro del pozo.

Al analizar los factores que afectan la resistencia al colapso, se ha encontrado que la resistencia a la tensión del acero es uno de los elementos básicos; al aumentar esta resistencia también aumenta la resistencia al colapso de la tubería. Cuando la tubería de revestimiento se coloca en un pozo, las fuerzas que tienden a aplastarla no sólo se deben a la presión externa sino también al peso de la tubería abajo del punto de diseño.

1.5.3 Tensión

El valor de la fuerza de tensión (elongación) representa la mínima resistencia a la cedencia del cuerpo de la tubería para que exceda su límite a la deformación. Cualquier tramo de tubería de revestimiento en la columna debe soportar el peso de toda la tubería suspendida debajo de ella.

En la tubería de revestimiento sin costura, la fuerza de unión en los acoplamientos es el lugar más fuerte siendo la fuerza de unión la que se usa para diseñar la resistencia a la tensión y la parte mas débil sería la parte media de la tubería.

La tensión se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. Se debe considerar la mínima cedencia del material para este efecto. Es decir:

$$R_T = \frac{\pi}{4} (d_e^2 - d_i^2) \sigma_y$$

Donde:

R_T = Resistencia a la tensión [psi]

d_e = Diámetro exterior [pg]

d_i = Diámetro interior [pg]

σ_y = Esfuerzo de cedencia [psi]

Las fórmulas recomendadas por API para determinar los esfuerzos de tensión en los acoplamientos para las tuberías H-40, J-55, N-80 y P-110 son:

Acoplamientos cortos

$$P = 0.80[C(86 - D) * (\frac{1}{t - 0.18} + 62)A_j]$$

Acoplamientos largos

$$P = 0.80[C(65 - D) * (\frac{1}{t - 0.18} + 62)A_j]$$

Donde:

P = Fuerza de unión mínima [kg]

D = Diámetro exterior de la T.R. [cm]

t = Espesor de pared [cm]

C = Constante del acero

A_j = Área bajo la última rosca perfecta [cm²]

$$A_j = 0.7856[(D - 0.36)^2 - d^2]$$

d = Diámetro interior de la T.R. [cm]

Grado	Acoplamiento corto	Acoplamiento Largo
H-40	72.5	NA
J-55	96.5	159
N-80	112.3	185
P-110	149.6	242

Valores de C

CAPÍTULO II

Consideraciones para el diseño de una perforación no convencional con tubería de revestimiento

Debido a que el diseño de un pozo no convencional, en este caso perforación con tubería de revestimiento, tiene diferentes consideraciones al de un pozo perforado convencionalmente (estabilidad del pozo, el control del mismo, profundidad de asentamientos de las tuberías, selección de la barrena, plan direccional), mencionaremos algunos aspectos que merecen mayor atención en la perforación con tubería de revestimiento.

2.1 Consideraciones mecánicas para el diseño de un sistema de perforación

Las fuerzas internas se encuentran ubicadas dentro del material por lo que se distribuyen en toda su área, en este caso, la tubería. Se denomina esfuerzo a la fuerza por unidad de área y se denota con la letra griega sigma (σ), es un parámetro que nos permite comparar la resistencia de dos materiales. Por ejemplo para el caso del esfuerzo axial en una tubería se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$\sigma = \frac{P}{A}$$

Donde

P = Fuerza axial

A = Área de la sección transversal.

Es importante resaltar que la fuerza axial en la ecuación anterior debe ser perpendicular al área que se esté analizando, es decir, en la dirección del eje de la tubería, además debe estar aplicada en el centroide, para así obtener un valor de sigma distribuido uniformemente.

La resistencia del material no es el único parámetro que debemos analizar para el diseño de una estructura; controlar las deformaciones para que la estructura cumpla con el propósito es uno de los objetivos del diseño (ϵ), la cual se expresa como el cociente entre el alargamiento (δ) y la longitud inicial (L), cuando este cociente es distinto de uno, indica que la tubería ha sufrido una deformación.

Si $\epsilon > 1$, el alargamiento es positivo.

Si $\epsilon < 1$, el alargamiento es negativo.

Y si la tubería ha experimentado fuerzas compresionales tenemos:

$$\epsilon = \frac{\delta}{L}$$

Las propiedades de resistencia, elasticidad y ductilidad de los metales suelen ser determinadas con una prueba de tensión, en donde una muestra del material casi siempre con la forma de una barra redonda o plana se sujeta entre mordazas y se tensa lentamente, hasta que se rompe con la tensión. Durante la prueba se monitorea y se registra la magnitud de la fuerza ejercida y el cambio correspondiente de longitud en la barra.

Para los materiales dúctiles, la resistencia a la fluencia (S_y) está definida como el punto donde se produce un marcado aumento de la deformación sin un aumento de esfuerzo.

En cambio la última resistencia a la tensión (S_{ut}) está relacionada con el esfuerzo máximo que un material puede soportar antes de la ruptura.

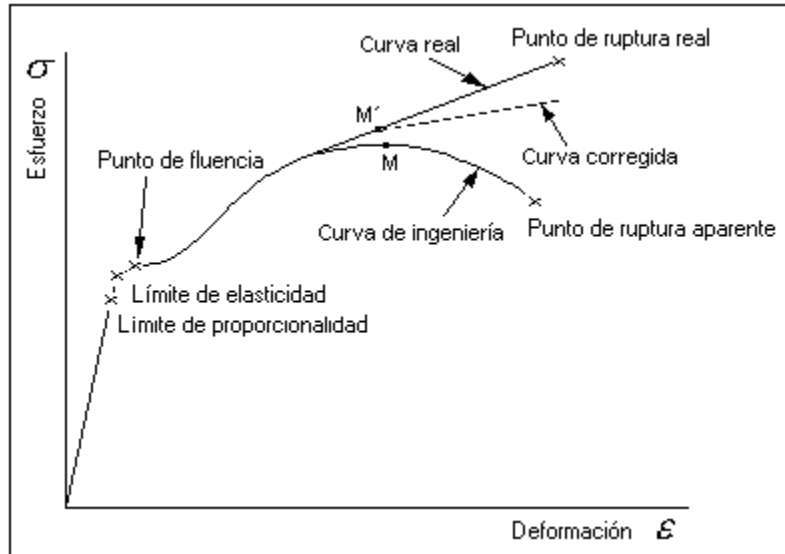


Diagrama esfuerzo deformación

Fuente: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2012/07/31/2-propiedades-mecanicas-de-los-materiales/>

2.2 Consideraciones para el diseño de una tubería usada para perforar

El término “diseño de una tubería de revestimiento” significa una selección correcta de esta tubería, es decir, definir sus dimensiones específicas con la premisa de corregir la mayor economía, ya que el costo de los revestidores representa generalmente un gran porcentaje de gastos totales de la perforación.

El criterio de diseño de tuberías básicamente es:

$$\frac{\text{Resistencia}}{\text{Carga}} > 1$$

El anterior es el factor de decisión para la selección de la tubería, que implica reconocer el desempeño mecánico y la predicción más realista de las condiciones de carga a las cuales la tubería trabajará.

2.2.1 Factores de seguridad en el diseño (SF)

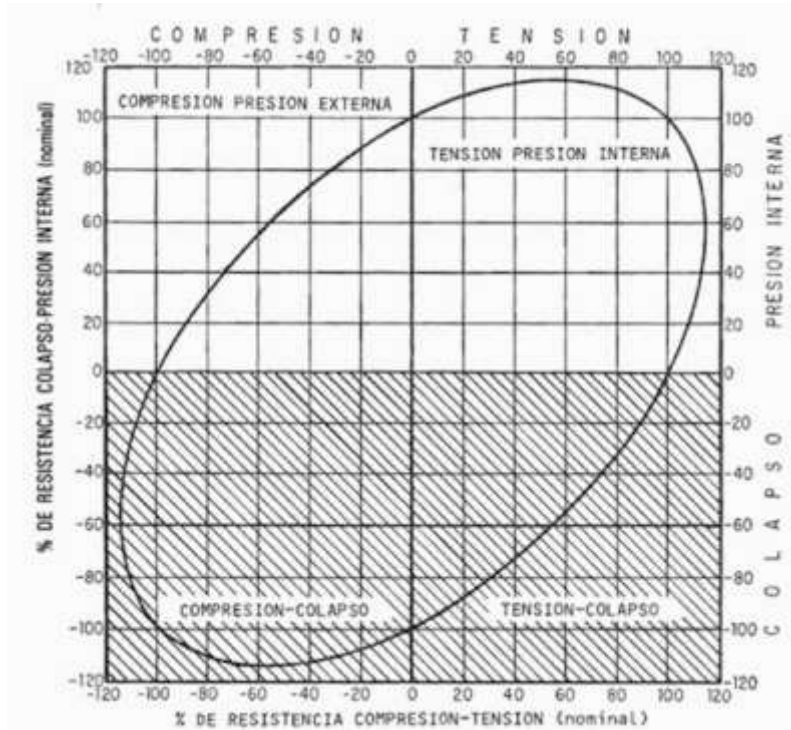
Al diseñar tuberías de revestimiento los valores publicados de sus propiedades mecánicas como la tensión, aplastamiento y estallido, contienen factores de seguridad, basados en la resistencia mínima del acero a la deformación permanente, que es inferior al promedio de resistencias. Se aplica un factor de seguridad operacional para cubrir eventualidades que puedan presentarse y así asegurar que la tubería se mantenga integra.

Sin embargo, los factores de seguridad deben ser ajustados a las condiciones de seguridad del agujero, al tipo de sarta o combinaciones de tramos de tubos de diferentes características (peso, resistencia, roscas, etc.).

2.3 El modelo biaxial

Este modelo se ha probado con experimentos en los cuales las cargas en la tubería de revestimiento debidas a presión externa y peso soportado que se ejercen en un punto, reducen la resistencia efectiva al aplastamiento, siendo la magnitud de esta reducción muy considerable en la mayoría de los casos.

El sitio de partida para diseñar una columna de tubería de revestimiento de diferentes diámetros es el fondo del pozo. En las tablas de propiedades de T.R. el grado del menor peso y menor costo se selecciona para que resista sin colapsar con el peso del lodo usado durante la perforación aplicando un factor de seguridad. Este peso y grado de la tubería se lleva hacia arriba del pozo hasta un punto seguro donde la siguiente tubería de revestimiento de diferente diámetro y la menos costosa resista la presión de colapso. Este punto puede ser determinado por una serie de cálculos o por medio de una elipse de esfuerzos de tensión biaxial.



Elipse de esfuerzos biaxiales

Fuente: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2012/07/31/2-propiedades-mecanicas-de-los-materiales/>

El resultado nos dará un punto seguro máximo de instalación que toma en cuenta la reducción de la resistencia al colapso causada por el peso de las secciones inferiores de tubería de revestimiento suspendidas del punto que se está considerando.

2.4 Método de distorsión triaxial

Para este método se requiere una ecuación más general del esfuerzo de Von Mises (Energía de distorsión) cuando existen esfuerzos en las tres direcciones σ_1 , σ_2 , σ_3 . En el caso normal se ordenan los esfuerzos de tal modo que $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$.

Entonces:

$$\sigma' = \left(\frac{\sqrt{2}}{2} \right) * \left(\sqrt{(\sigma_2 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_2)^2} \right)$$

2.5 Consideraciones al perforar con T.R.

Las consideraciones para el diseño de un pozo perforado con T.R. son las mismas que para un pozo convencional, tales como las correlaciones de pozos, el cálculo de caídas de presión, etc aunque también es diferente en algunos aspectos como el tipo de tubería ya que la tubería de perforación es distinta a la tubería de revestimiento, entre otras diferencias.

Los puntos de asentamiento de las distintas T.R. se seleccionan con base 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 Casing Drilling para lograr los objetivos exitosamente y asegurar que el tubo mantenga sus propiedades y especificaciones.

2.5.1 Tuberías y conexiones

Cuando se diseñan las tuberías y conexiones para una perforación con T.R se considera los parámetros convencionales y en este caso los esfuerzos adicionales, como los efectos de pandeo, desgaste, torque y arrastre y fatiga, los

cuales deben ser orientados para asegurar la integridad de la T.R. durante la perforación o durante la vida productiva del pozo. Estudios realizados han demostrado que las cargas por pandeo son mucho mayores en tuberías de mayor diámetro.

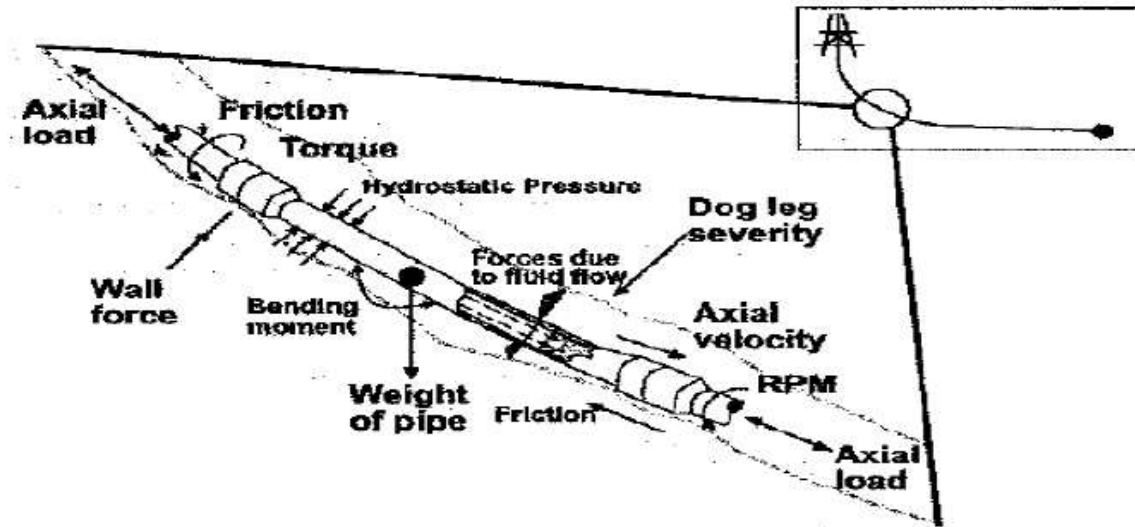
En cuanto a las conexiones, en la actualidad, la mayoría de las operaciones en secciones intermedias y superficiales han utilizado exitosamente conexiones estándar sin incidentes, ya que la experiencia ha demostrado que pueden aguantar tres veces mayor torque antes de sufrir un daño. En caso de tener sartas de mayor longitud se deben considerar conexiones con mayor torque.

2.5.2 Torque y arrastre

El torque es el momento necesario para rotar la tubería. El arrastre de la tubería es el incremento de la fuerza requerida para mover la tubería hacia arriba o hacia abajo dentro del pozo. Las causas que generan excesivas magnitudes de torque y arrastre son, entre otras, la continua reducción del diámetro del agujero, derrumbes en el pozo, fricción de la tubería con la pared del pozo durante el deslizamiento, la desviación del pozo y fricción con la T.R.

Para pozos desviados los límites mecánicos están relacionados con los límites de resistencia al torque, arrastre de la sarta y equipo.

Las cargas que dan lugar al arrastre son identificadas cuando se saca o introduce la tubería del pozo manifestándose en la superficie un aumento en el peso de la sarta si se está sacando la tubería, o una disminución si se está introduciendo.

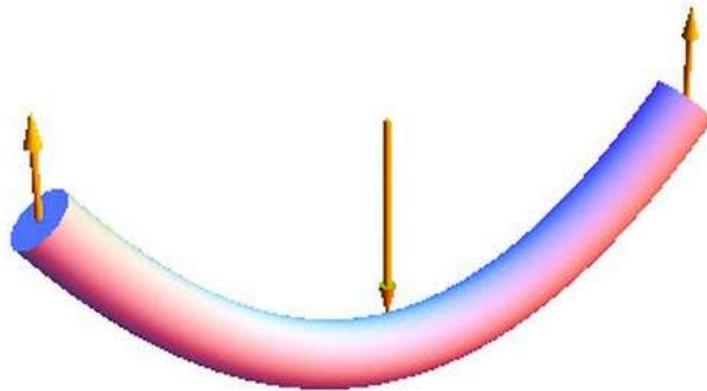


Esfuerzos sobre una sarta de perforación

2.5.3 Flexión

Se denomina flexión al tipo de deformación que presenta un elemento estructural alargado en una dirección perpendicular a su eje longitudinal. El término "alargado" se aplica cuando una dimensión es dominante frente a las otras. Un caso típico son las tuberías, las que están diseñadas para trabajar, principalmente, por flexión.

El rasgo más destacado es que un objeto sometido a flexión presenta una superficie de puntos llamada fibra neutra con lo cual la distancia a lo largo de cualquier curva contenida en ella no varía con respecto al valor antes de la deformación.



Flexión en la T.R.

2.5.4 Fatiga

Se refiere a un fenómeno por el cual la rotura de los materiales, bajo cargas dinámicas cíclicas, se produce más fácilmente que con cargas estáticas.

2.5.4.1 Proceso de rotura por fatiga

Se desarrolla a partir del inicio de la grieta y se continúa con su propagación y la rotura final.

- Inicio

Las grietas que originan la rotura o fractura casi siempre nuclean sobre la superficie en un punto donde existen concentraciones de tensión.

Las cargas cíclicas pueden producir discontinuidades superficiales microscópicas a partir de escalones producidos por deslizamiento de dislocaciones, los cuales actuarán como concentradores de la tensión y, por tanto, como lugares de nucleación de grietas.

- Propagación

Etapa I. Una vez nucleada la grieta, se propaga muy lentamente y, en metales policristalinos, a lo largo de planos cristalográficos de tensión de cizalladura alta; las grietas normalmente se extienden en pocos granos en esta fase.

Etapa II. La velocidad de extensión aumenta de manera vertiginosa y en este punto la grieta deja de crecer en el eje del esfuerzo aplicado para comenzar a crecer en dirección perpendicular al esfuerzo anterior. La grieta crece por un proceso de enromamiento y agudizamiento de la punta a causa de los ciclos de tensión.

- Rotura

Al mismo tiempo que la grieta aumenta en anchura, el extremo avanza por continua deformación por cizalladura hasta que alcanza una configuración enromada. Se alcanza una dimensión crítica de la grieta y se produce la rotura.

La región de una superficie de fractura que se formó durante la etapa II de propagación puede caracterizarse por dos tipos de marcas, denominadas marcas de playa y estrías. Ambas indican la posición del extremo de la grieta en diferentes

instantes y tienen el aspecto de crestas concéntricas que se expanden desde los puntos de iniciación. Las marcas de playa son macroscópicas y pueden verse a simple vista.

2.5.4.2 Fatiga estática (corrosión-fatiga)

La fatiga con corrosión ocurre por acción de una tensión cíclica y ataque químico simultáneo. Lógicamente los medios corrosivos tienen una influencia negativa y reducen la vida a fatiga, incluso la atmósfera normal afecta a algunos materiales. A consecuencia pueden producirse pequeñas fisuras o picaduras que se comportarán como concentradoras de tensiones originando grietas. La velocidad de propagación también aumenta en el medio corrosivo puesto que el también corroerá el interior de la grieta produciendo nuevos concentradores de tensión.

2.5.5 Pandeo

Es un fenómeno de inestabilidad elástica que puede darse en elementos comprimidos esbeltos, y que se manifiesta por la aparición de desplazamientos importantes transversales a la dirección principal de compresión.

Este fenómeno se presenta principalmente en este método de perforación. Ocurre cuando la carga compresiva sobre la T.R. en combinación con la geometría de la tubería y el pozo se unen para que la columna sea inestable.

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

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

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

2.5.6 Cementación

La cementación, cuando se utiliza el método tubería de revestimiento, difiere en muchas maneras de la cementación convencional:

1.- El uso de accesorios para el revestimiento, tales como los centralizadores para proveer la correcta colocación de la T.R. dentro del agujero. Durante la perforación con tubería de revestimiento los centralizadores son requeridos para hacer la sarta suficientemente robusta mientras se perfora el agujero completo. Éstos deben asegurar que después de la perforación la sarta haya quedado en su lugar y sea capaz de soportar el proceso siguiente.

2.- El equipo de flotación requerido necesita más de una barrena, por lo que el sistema de perforación con T.R. debe permitir el libre acceso del BHA (arreglo de fondo de pozo) del fondo del agujero a la superficie, permitiendo su recuperación con cable en lugar de tener que sacar la sarta completa de tubería. En estos casos el equipo de flotación es instalado después de alcanzar la profundidad de asentamiento de la T.R.

3.- Cuando se instala el equipo de flotación con la tubería en el agujero, éste estará expuesto a altos gastos de circulación por un tiempo considerable mientras

se perfora la sección entera del agujero. Se podría esperar daño a las válvulas de flotación.

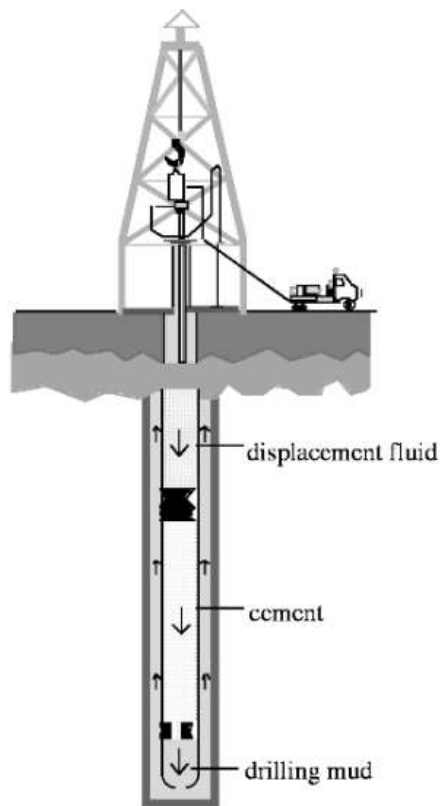
4.- El volumen de cemento para la cementación de Tuberías superficiales, intermedias y de explotación se calcula utilizando un valor excedente. En las operaciones de perforación con T.R. los registros para la evaluación de la formación son normalmente realizados en agujero entubado, lo cual es una desventaja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

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

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

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

Los tapones de desplazamiento son los mismos usados en la cementación convencional y el tapón de fondo y superficial



Cementación de T.R.

serán colocados en la parte superior del flotador. Recientemente se desarrolló un flotador que es bombeado desde la superficie hasta una junta de asentamiento que es pre instalada en la tubería.

Cuando no son requeridos registros en agujero descubierto, es posible realizarlos en agujero entubado, este método es utilizado para ahorrar tiempo en la recuperación e introducción de herramientas de registro en el agujero del revestimiento.

CAPITULO III

Análisis de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento

La tecnología de perforación con Tubería de Revestimiento proporciona seguridad, efectividad y reducción de costos en la perforación, comparado con la perforación convencional, ya que perfora y reviste el pozo al mismo tiempo sin necesidad de sacar y meter la tubería, evitando así los problemas relacionados con los viajes.

Además, reduce los problemas de la pérdida de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías, entre otras, que ahora incluye la perforación direccional con tubería de revestimiento. Algunas de sus desventajas es, que es una tecnología muy cara económicamente, se necesita tener el campo muy bien estudiado para así poder hacer correlaciones y asegurar que el pozo producirá, es una tecnología que pocas empresas tienen, entre otras.

3.1. ¿A qué se le llama perforación no convencional?

La ingeniería de perforación no convencional es el resultado de la rentabilidad de los proyectos que incluye los aspectos técnicos y económicos de cada proyecto. Utilizar métodos no convencionales de perforación proporciona una ventaja competitiva en los pozos de desarrollo.

La perforación no convencional implementa técnicas de optimización en la construcción de pozos, ahorrar tiempo, costos y la calidad del trabajo desarrollado en función de las condiciones operacionales. Lo cual se ha observado gracias a investigaciones donde se simulan situaciones reales.

La perforación no convencional de pozos involucra el uso de conexiones tubulares de diseños innovadores. Dependiendo del tipo de actividad, profundidad y complejidad del pozo se elige el sistema a utilizar.

3.1.1. Perforación con tubería flexible

La aplicación de la tubería flexible en la perforación y en un gran número de trabajos dentro de la industria petrolera, ha sido un gran avance en la última década, ya que por su fácil transporte y por las propiedades de la misma es muy recurrida en trabajos de estimulación, terminación y mantenimiento de pozos. En cuanto a la perforación esta se lleva a cabo perforando con un motor de fondo mientras se pasa el lodo por dentro de la TF (tubería flexible) lo cual facilita la perforación y se logra perforar más rápido que del modo convencional.

Las bondades del uso de la tubería flexible son su fácil instalación, bajo costo y seguridad. Todos estos atributos son gracias a que la tubería flexible no necesita conexiones por ser continua y por manejar un volumen de fluidos menor, asimismo evita pegaduras debido que tiene una circulación continua.

La tubería flexible está compuesta de múltiples capas metálicas entrelazadas y enrolladas elípticamente, completadas con cintas y polímeros extruidos. Dicha tubería se enrolla en un carrete para su transporte y almacenamiento mientras que 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. Acto siguiente la tubería 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 sello prensa, es colocado debajo de la cabeza inyectora el cual produce un sello dinámico alrededor de la tubería y permite ser introducida y sacada del pozo en condiciones seguras.



Equipo de perforación con Tubería Flexible

Fuente: Schlumberger

3.1.2. Perforación direccional

La Perforación Direccional es una de las técnicas más usadas para la extracción de hidrocarburos, ésta consiste en dirigir el curso del agujero a lo largo de una trayectoria predeterminada para llegar a un objetivo localizado a una distancia horizontal dada desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria del equipo de perforación.

Esta técnica de perforación permite construir varios pozos desde una misma plataforma terrestre evitando montar plataformas de perforación individuales para cada pozo, por consiguiente se tiene una menor disminución de la superficie.



Representación de una perforación direccional

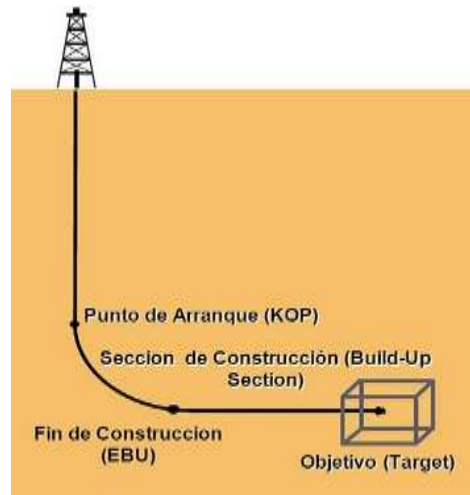
Fuente:

<http://ingenieriaenperforacionesunsa.blogspot.mx/2012/05/introduccion.html>

Los pozos direccionales poseen una clasificación, la cual dependerá de la forma que tome el ángulo de inclinación en lo que corresponde a su trayectoria dentro del pozo, mencionaremos los más comunes como son:

- Perfil tipo tangencial o “J” invertido

Se caracteriza por una sección vertical hasta el punto de arranque (K.O.P), una sección de incremento de inclinación (build section) y una sección tangente con inclinación constante (tangent or hold section)

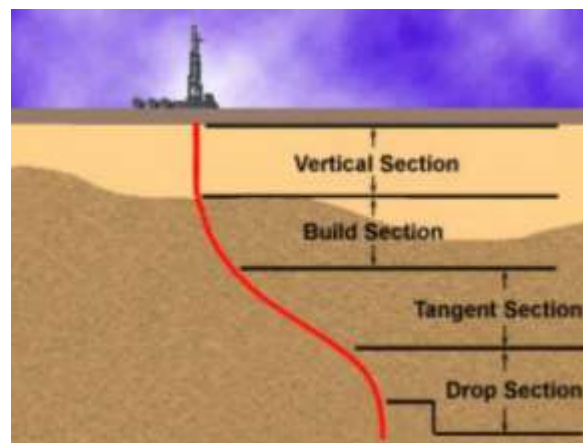


Perfil tipo "J"

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

- Perfil tipo S

Este perfil es denominado tipo S por su trayectoria hacia el objetivo predeterminado, caracterizado por una sección vertical hasta el punto de arranque (K.O.P), una sección de incremento de inclinación (build section), una sección tangente con inclinación constante (tangent or hold section) y una sección de disminución de inclinación (drop section).

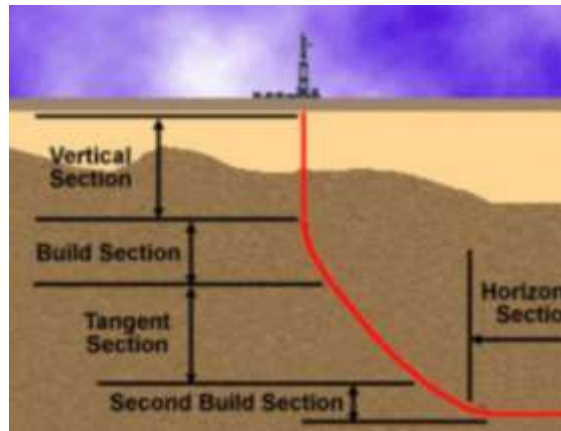


Perfil tipo "S"

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

- Perfil tipo horizontal

Este tipo se caracteriza por una sección vertical hasta el punto de arranque (K.O.P), una sección de incremento de inclinación (build sección 1), una sección tangente con inclinación constante (tangent or hold section), una segunda sección de incremento de inclinación (build section 2) y una sección horizontal.



Perfil tipo horizontal

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

Los pozos horizontales son pozos de alto ángulo $>85^\circ$ con respecto a la vertical, se aplican para mejorar el desempeño del yacimiento, ya que se coloca una sección larga del pozo dentro del yacimiento lo que permite obtener una mayor exposición al yacimiento, por lo tanto una mayor recuperación de hidrocarburos.

Los pozos horizontales son más utilizados en yacimientos delgados, ya que éstos no deben ser excesivamente largos para mejorar la producción de un pozo vertical, en el mismo yacimiento. A manera de regla general, asumiendo que la permeabilidad horizontal es igual a la permeabilidad vertical ($K_h = K_v$), los pozos horizontales producen más que los pozos verticales cuando la longitud horizontal

excede el espesor de la formación productora. La producción de un pozo horizontal, se reduce drásticamente si la permeabilidad vertical es representativamente menor que la permeabilidad horizontal. Los yacimientos con bajas relaciones de permeabilidad, donde $K_h > K_v$, no son buenos candidatos para ser perforados horizontalmente a menos que la longitud lateral exceda en gran medida el espesor de la formación.

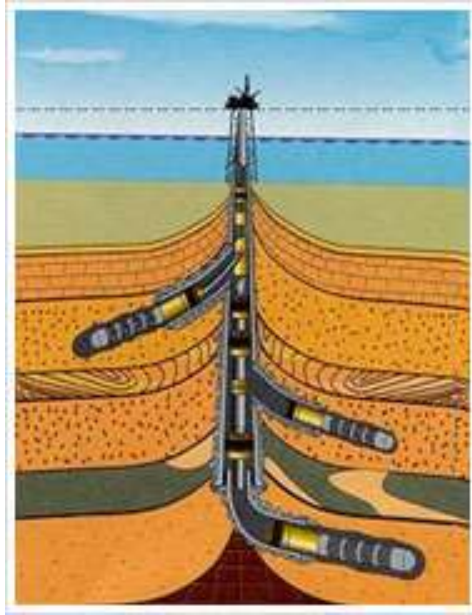
3.1.3. Perforación multilateral

La perforación multilateral es la perforación de múltiples pozos desde un agujero descubierto vertical sencillo, horizontal o inclinado para mejorar la recuperación de hidrocarburos y minimizar los costos de producción.

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

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

Una de las mayores ventajas de seleccionar este tipo de perforación, es el máximo contacto con el yacimiento, aumentando el área de drenaje del pozo y reduciendo la caída de presión, ésto mitiga la entrada de arena y la conificación de agua o gas, con lo cual aumenta la productividad o la inyektividad y permite mejorar los factores de recuperación.



Representación de una perforación multilateral

Fuente: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/cgi-sys/suspendedpage.cgi>

3.1.4. Perforación con alcance extendido

Se le llama perforación con alcance extendido, a los pozos que son desviados de su vertical y su sección de construcción e inclinación son construidas de tal manera que permiten un mayor desplazamiento horizontal para alcanzar un objetivo. Para la construcción de estos pozos se emplea un radio de curvatura grande, es decir, su inclinación aumenta de 2° a 6° por cada 100 [ft] perforados. Este tipo de perforación ocupa como recurso la perforación direccional.

Se considera que es un pozo de alcance extendido cuando su relación de desplazamiento horizontal comúnmente llamado “stepout” o desviación es igual o mayor a 2 con respecto a la profundidad vertical real.

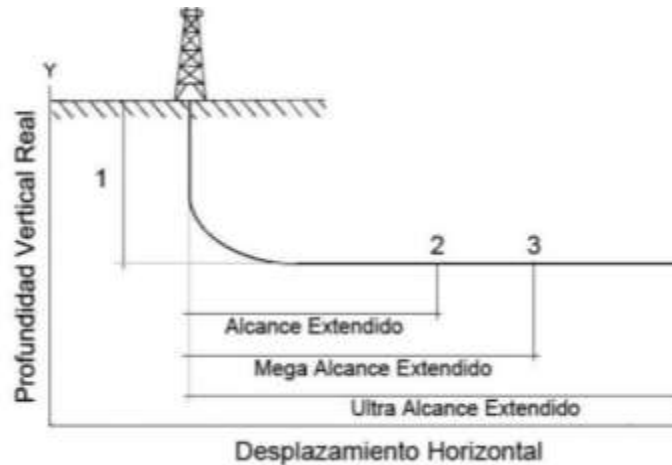
$$\frac{DH}{PVR} \geq 2$$

Dónde:

DH = Desplazamiento extendido

PVR= Profundidad vertical real

Una de las limitantes para este tipo de perforación es el tipo de formación, debido a que se ha aplicado a arenas, carbonatos y lutitas. La formación idónea para para su aplicación son bloques afallados, cuyo objetivo es establecer una comunicación entre las fallas y obtener la mayor producción posible, así mismo la aplicación de perforación de pozos costa afuera, entre otras aplicaciones.



Representación de la perforación con alcance extendido

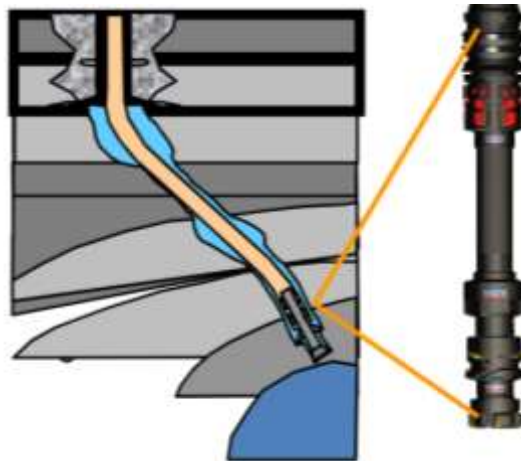
Fuente: Paper SPE 28005

3.2. Perforación de pozos con tubería de revestimiento

La perforación de pozos con tubería de revestimiento elimina la necesidad de meter la tubería de trabajo, que es la tubería de perforación, que luego debe ser extraída para instalar la tubería de revestimiento permanente. Además de disminuir los problemas de la pérdida de circulación, mejorando el control del pozo y reduciendo el tiempo de equipo de perforación no productivo, disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se puedan producir desviaciones no programadas o atascamientos de las tuberías.

Así mismo con este tipo de perforación se tienen menos viajes de entrada y de salida del pozo, lo que da mas seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos se tradujeron en una gama de aplicaciones en expansión.

La perforación con T.R. involucra el uso de conexiones de tubería especiales, con tecnología innovadora para lograr satisfacer los requerimientos operativos y técnico, dependiendo del tipo de actividad y trabajo que se realice, la profundidad deseada, las características del pozo, etc.



Representación de perforación con T.R.

Fuente:

[http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20\(BRT\)%20web.pdf](http://www.tescocorp.com/data/1/rec_docs/342_70000e%20Bit%20Release%20Tool%20(BRT)%20web.pdf)

3.2.1. Orígenes de la perforación con T.R.

Desde los inicios de la perforación con cable, hasta las prácticas actuales mediante el empleo de un motor de fondo y herramientas rotativas accionadas de la superficie, la tecnología de perforación con tubería de revestimiento viene a cubrir hasta la actualidad, la última etapa en éste proceso.

Si bien durante la última década es donde más se ha desarrollado esta técnica en la perforación de pozos de petróleo y gas, no es una práctica reciente, a inicios del siglo pasado se la usaba de una manera rudimentaria para perforar formaciones blandas en California, en ese entonces era llamada circulación por revestidores. En la década 1960, Brown Oil Tools, actualmente Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con tubería de revestimiento, que incluía brocas piloto recuperables, ensanchadores para agrandar el pozo y motores de fondo, siendo por medio de este principio que en el año 2001, British Petroleum y Tesco obtuvieron una operación exitosa en la que se utilizó tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes secciones de superficie y de producción en 15 pozos de gas, del área de Wansutter en Wyoming, EUA.

Todas estas aplicaciones contribuyeron al desarrollo de la técnica de entubación durante la perforación convirtiéndola en un proceso mucho más eficiente y controlado, siendo ahora muy común en lugares como el sur de Texas, el Golfo de México, Puerto la Cruz Venezuela y más sitios alrededor del mundo.

3.2.2. Tecnología de perforación con tubería de revestimiento

La perforación con tubería de revestimiento es la tecnología en donde el revestimiento, es usado como sarta de perforación en lugar de la tubería común de perforación, de modo que el revestimiento desciende conforme se avanzando en la profundidad del pozo.

El sistema de perforación con tubería de revestimiento integra los procesos de perforación y entubado para conformar una técnica de construcción del pozo más eficiente evitando viajes.

El uso de esta técnica elimina los viajes de entrada y salida del pozo, lo que reduce el riesgo de atascamiento de tuberías. Al ser menor el espacio anular aumenta la velocidad en el levantamiento de recortes lo que mejora la limpieza del pozo y minimiza problemas de perdida de circulación proporcionando un mejor control del pozo.

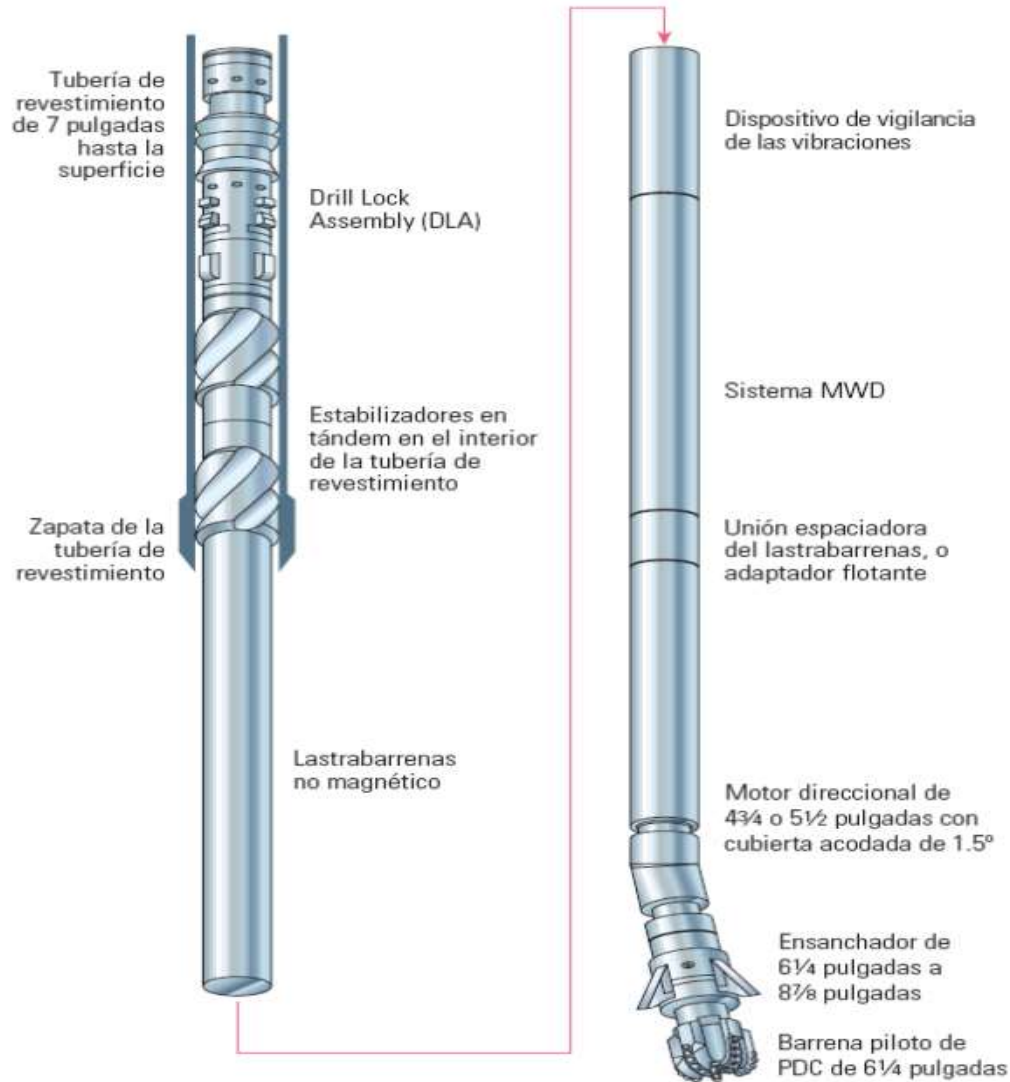
3.3. Métodos de perforación con T.R.

Hablaremos de los diferentes métodos que existen para la perforación con la tubería de revestimiento, el primero consiste de un sistema para llevar a cabo operaciones direccionales con un conjunto de fondo (BHA) recuperable ajustado dentro de la T.R.; el segundo consiste de un sistema de rotación de la tubería de revestimiento desde superficie, al cual se adapta una zapata perforadora y perforable que permite la cementación inmediata, también hablaremos del aparejo no recuperable y de la perforación con Liner.

3.3.1. Método de aparejo recuperable

Con la finalidad de lograr mayor flexibilidad, y para las aplicaciones que requieren control direccional, Tesco Corporation, ha desarrollado la tecnología “Casing Drilling™” que consiste en un arreglo de fondo de pozo (BHA. por sus siglas en ingles) el cual va ajustado dentro de la tubería de revestimiento, este BHA puede perforar direccionalmente con la T.R. hasta la profundidad deseada para luego ser recuperado mediante un cable.

En el caso de que presente una falla antes de alcanzar la profundidad, este BHA puede ser recuperado lo que facilita el reemplazo de los equipos que fallaron.



Método de aparejo recuperable

Fuente: Tesco Corporation

3.3.1.1. Equipo de perforación

El equipo de perforación requerido es el usado en la perforación convencional. Pero la barrena debe cumplir con el torque-arrastre que exige esta técnica.

Desde el punto de vista de las herramientas de fondo a utilizar como barrenas, motores de fondo, MWD, etc. no existen grandes cambios o de algún requerimiento especial ya que por ejemplo se pueden utilizar motores de fondo y

MWD que deben pasar por el interior de la tubería de revestimiento que se está utilizando para perforar.

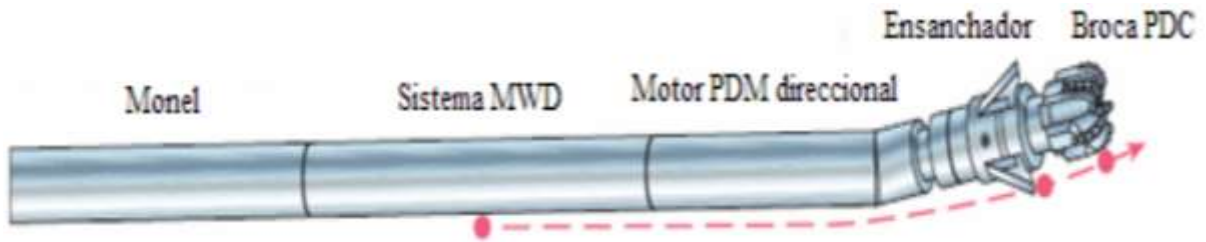
Con respecto a la T.R., en general tampoco existen cambios relevantes más que la adición de un niple de asiento para la herramienta de perforación Drilling Lock Assembly (DLA).

Y como lo mencionamos anteriormente se debe verificar el estado de tensiones al que está sometida la tubería durante la perforación y además asegurar que conserve sus propiedades.

3.3.1.2. Motores de fondo direccionales

Para las operaciones de Casing Drilling™ y motores de fondo direccionales, el motor y la cubierta se encuentran ubicados antes del ensanchador, lo que produce la rotación del ensanchador y de la barrena, lo cual permite la perforación por deslizamiento sin hacer rotar la sarta entera para efectuar las correcciones direccionales. La geometría y la rigidez del BHA obligan a la broca a realizar cortes a lo largo de un trayecto circular.

En la perforación direccional con tubería de revestimiento, tres puntos determinan la tasa de incremento del ángulo para un motor direccional, el punto inferior sigue siendo la barrena, pero el segundo punto no se encuentra ubicado en la cubierta del motor ya que a menudo no se pone en contacto con la pared del pozo. En cambio, un estabilizador rotativo situado por debajo de los patines de las aletas del ensanchador funciona como segundo punto de control.



Arreglo de motor direccional para tubería de revestimiento

Fuente: Tesco Corporation



Arreglo de herramientas para incrementar el ángulo de perforación

Fuente: Tesco Corporation

3.3.1.3. Sistemas rotativos direccionales

Una de las limitaciones del uso del motor de fondo y los beneficios potenciales del empleo de la tecnología rotativa direccional se presentó al perforar con tubería de revestimiento.

La perforación con tubería de revestimiento requirieron un arreglo de la tecnología rotativa direccional con estabilizadores en tandem en el interior de la tubería de revestimiento para amortiguar las vibraciones asociadas con la perforación y reducir el desgaste y deterioro del DLA. Un lastra barrena o un adaptador espaciador, permiten colocar el ensanchador en la parte externa de la tubería de revestimiento.

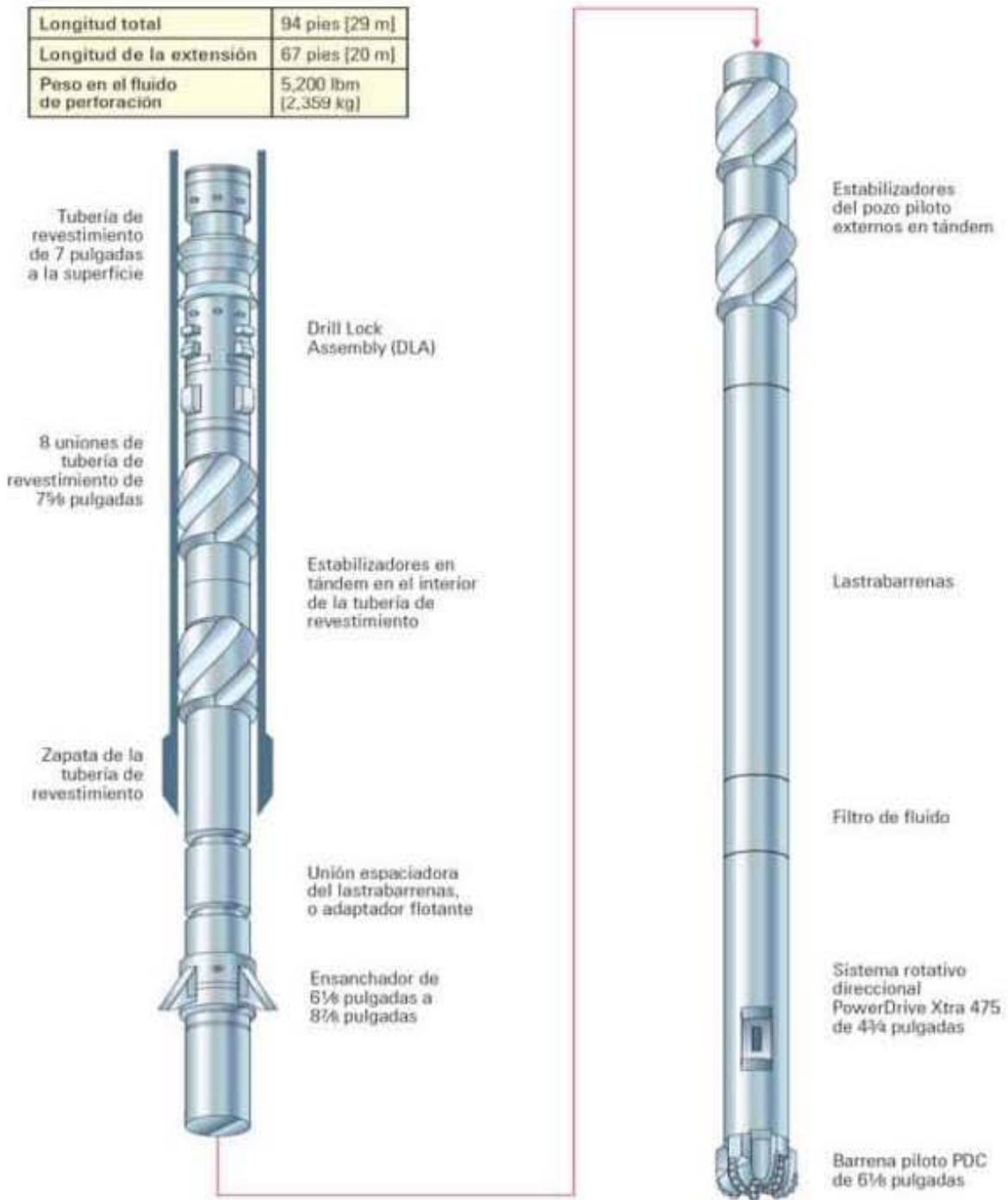


Ilustración de la tecnología rotativa direccional (RSS)

Fuente: Tesco Corporation

3.3.1.4. "Casing Drive System"

El sistema Casing Drive System de conexión rápida de Tesco es operado por un sistema de control hidráulico del sistema de impulsión superior, este permite la mejor manipulación de la tubería y previene el daño de las roscas en la tubería de revestimiento eliminando un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de las tuberías.

Un arreglo de cuñas sujeta el exterior o bien el interior de la tubería de revestimiento, dependiendo del tamaño de la tubería, y la fija al sistema de impulsión superior sin conexiones roscadas. Un arreglo interno de tipo cangrejo provee un sello de fluido en el interior de la tubería.

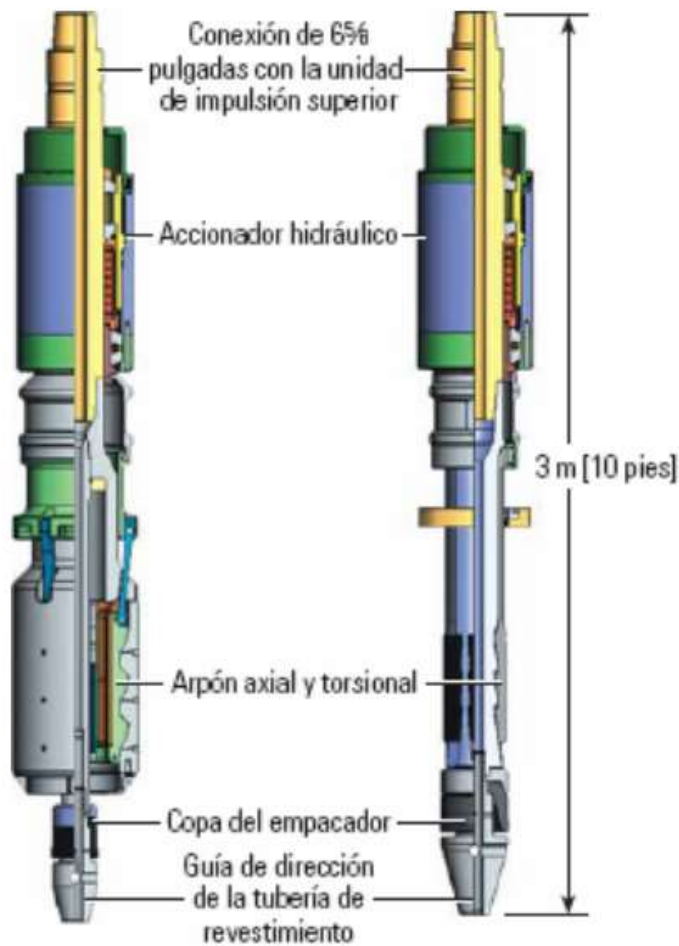


Ilustración Del "Casing Drive System"

Fuente: Tesco Corporation



Casing Drive System instalado

Fuente: Tesco Corporation

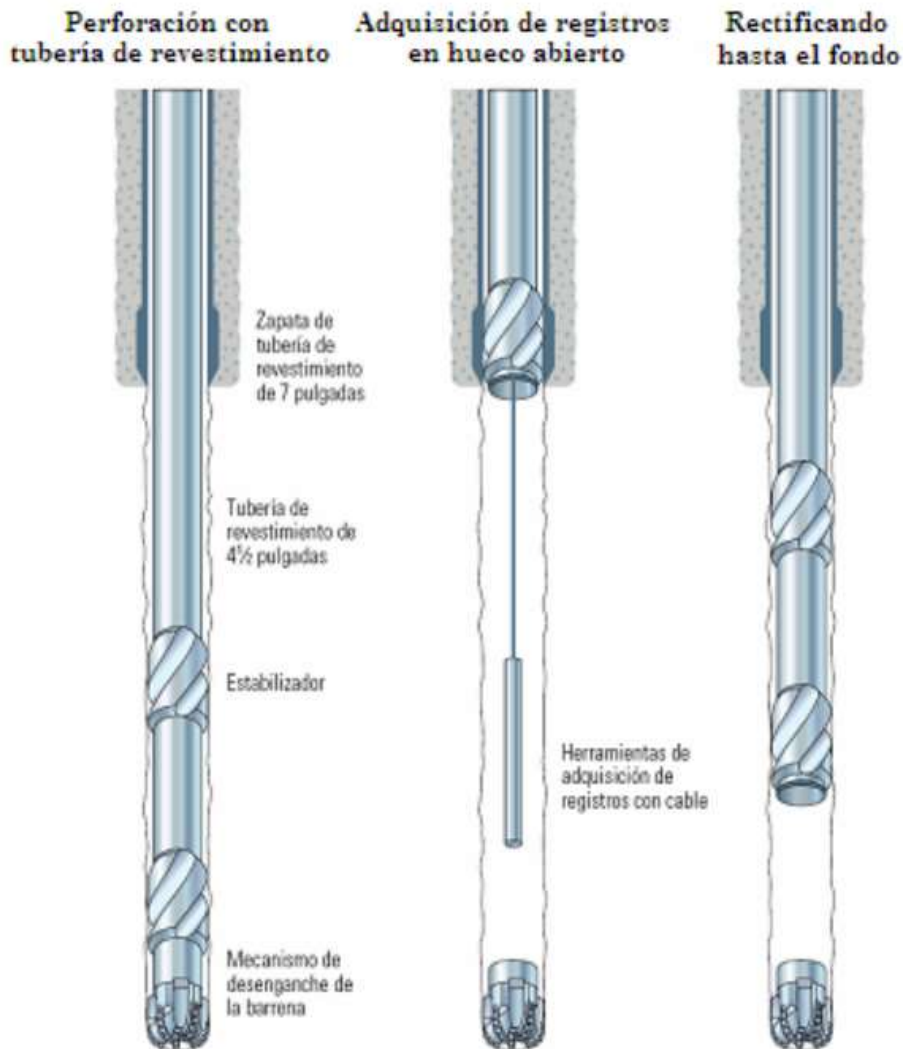
3.3.1.5. Cementación

La cementación se realiza también en forma no muy distinta a la convencional empleando un dispositivo que permite el alojamiento de los tapones de desplazamiento al igual que en una cementación convencional.

3.3.1.6. Adquisición de registros en agujero descubierto

Cuando se utiliza la tecnología Casing Drilling™ una técnica utilizada para correr registros con cable en agujero abierto para la evaluación de formaciones, la cual consiste en perforar hasta la profundidad total con tubería de revestimiento para

luego desenganchar la barrena. El siguiente paso implica rectificar hasta la zapata de la tubería de revestimiento intermedia, para que de tal manera se pueda obtener registros en agujero descubierto a través de la tubería. Finalmente se baja la tubería de revestimiento de producción hasta la profundidad total.



Herramienta de toma de registro

Fuente: Tesco Corporation

3.3.2. Método de barrena perforable (Drilling with Casing)

El sistema Drill Shoe ha sido desarrollado por la empresa Weatherford en lo que ellos denominan Drilling with Casing™, este es un simple y efectivo sistema de rotación de la tubería de revestimiento desde superficie, al cual se adapta una zapata perforadora y perforable que permite la cementación inmediata. Esta zapata puede ser perforada con un BHA lo que permite perforar las siguientes secciones por métodos convencionales.

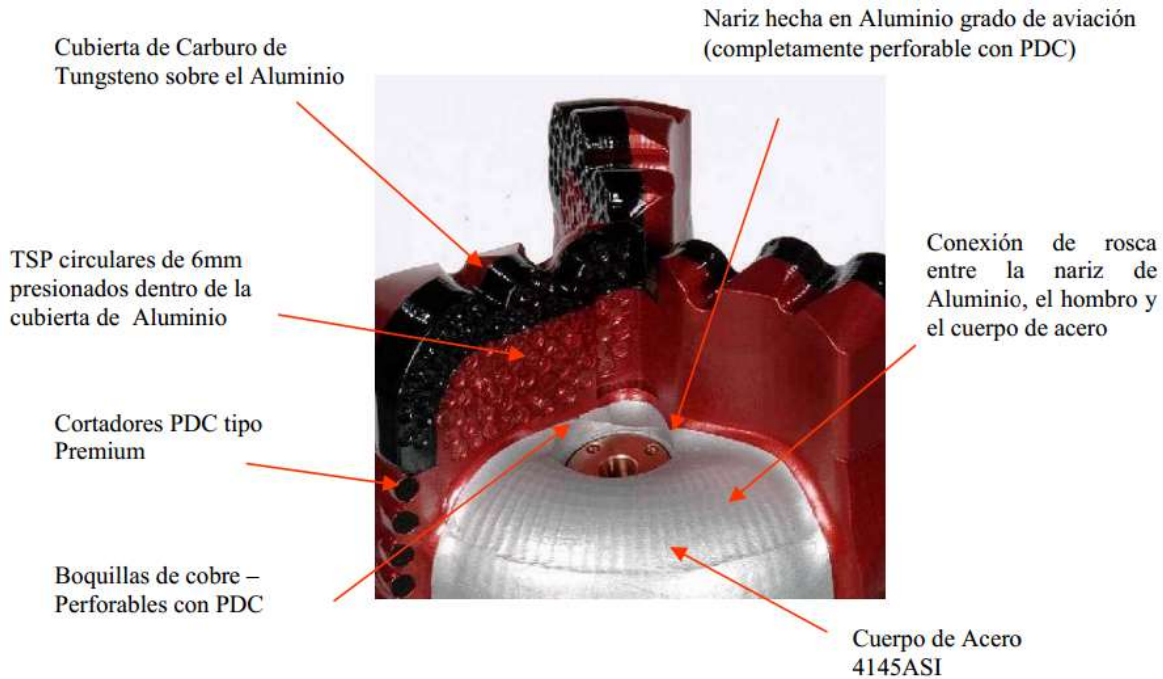
Drilling with Casing™ al igual que Casing Drilling™ mitiga los problemas de pérdida de fluidos debido al efecto de rozamiento el cual se produce cuando la tubería de revestimiento al rotar contra la formación origina una especie de filtro artificial con la plasticidad de los cortes lo que ocasiona finos recortes impidiendo que los fluidos penetren en la formación.

3.3.2.1 Equipo de perforación

El equipo de perforación requerido es el convencional; desde el punto de vista de las herramientas a utilizar, el uso de la zapata perforadora y perforable es propia de este método.

3.3.2.2 Zapata perforadora y perforable

Es una zapata que está adaptada para perforar como si se tratase de una barrena. Esta zapata perforadora o Drill Shoe (DS). La configuración de las Drill Shoe (DS1 & DS2) está dada por una nariz maquinada en Aluminio. Partículas redondas de 6mm de TSP (Thermally Stable Polycrystalline Diamond) que son presionadas dentro de agujeros previos en la cara frontal de las aletas. Las aletas son entonces bañadas con Carburo de Tungsteno. El resultado es un sólido y duro escudo, no-poroso el cual ofrece una alta fuerza de enlace con el material subyacente.



Partes del Drill Shoe

Fuente:

<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/>

La segunda generación de las Drill Shoe contiene además:

- Cortadores de Diamante Termicamente Estables
- Protección de Carburo de Tungsteno en el "Gauge"
- Completamente perforable con PDC o Tricónicas
- Boquillas Perforables para alto HSI
- Cortadores PDC en el Hombro

La aparición de la tercera generación de la Drill Shoe se da por la necesidad de perforar con tubería de revestimiento formaciones que presentan mayor presión de sobrecarga en rangos de 7000 a 15000 [PSI].



Drill Shoe

Fuente:

<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/>

3.3.2.3 Sistemas de conducción de superficie

Mediante el “water bushing” se transmite el giro del Kelly a la tubería de revestimiento, mientras que para transmitir el giro del top drive a la tubería de revestimiento existen tres elementos entre ellos el: “spear modificado”, el sistema de conducción interna y el “tork drive”.



Water Bushing

Fuente:

<http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp/>

3.3.2.4 Análisis de perforabilidad y selección del Drill Shoe

Para aplicar la tecnología Drilling with Casing™ se debe hacer un análisis de perforabilidad para seleccionar que tipo de Drill Shoe será la más apropiada.

El análisis de perforabilidad se puede estimar con la ayuda de:

- Análisis de Registros Eléctricos de Compresibilidad

Así tenemos para los valores de compresibilidad de la formación la siguiente tabla:

Muy Baja resistencia	< 4.000 psi
Baja Resistencia	4.000 - 8.000 psi
Resistencia Media	8.000 - 16.000 psi
Alta Resistencia	16.000 - 32.000 psi
Muy Alta Resistencia	> 32.000 psi

Consideraciones para la presión de sobrecarga

El conocer los valores de la compresibilidad de la formación nos ayuda para la selección de la Drill Shoe.

Para poder perforar con tubería de revestimiento usando la Drill Shoe es necesario tomar en cuenta un estudio de todas las barrenas usadas en la perforación de pozos vecinos confirmando la dureza de la formación.

3.3.4. Perforación con “*Liner*”

El método de perforación con *liner* busca perforar y entubar el pozo en una sola corrida. Este método de perforación con *Liner* ha ayudado a resolver algunos problemas que se presentaban en la perforación convencional como pegaduras, colapso, etc.

La perforación convencional requería el uso de tuberías de revestimiento intermedias o colocar tapones de cemento para alcanzar el objetivo, mientras que con la perforación con *Liner* sólo tomaría algunas horas alcanzar el objetivo y superar tales problemas.

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

Comparado con la perforación con tubería de revestimiento, en donde el operador puede cambiar el BHA varias veces mientras la tubería permanece en el agujero.

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.

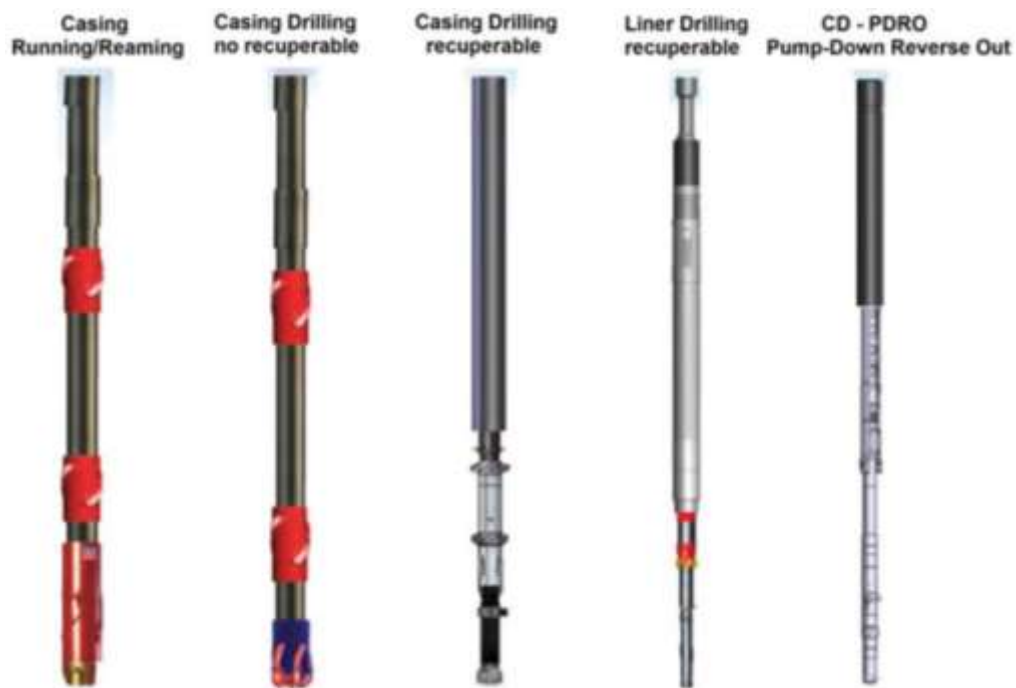
En caso que el BHA sufra daño o falle será necesario jalar todo el arreglo afuera del pozo o a una distancia intermedia, de ahí la importancia de que el BHA para operaciones de perforación con *Liner* sea capaz de alcanzar la distancia sin necesidad de ser recuperado antes de llegar al objetivo.

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

Actualmente existen varios sistemas patentados de perforación con *Liner* que han sido usados exitosamente en el campo. Uno es impulsado por rotación completa

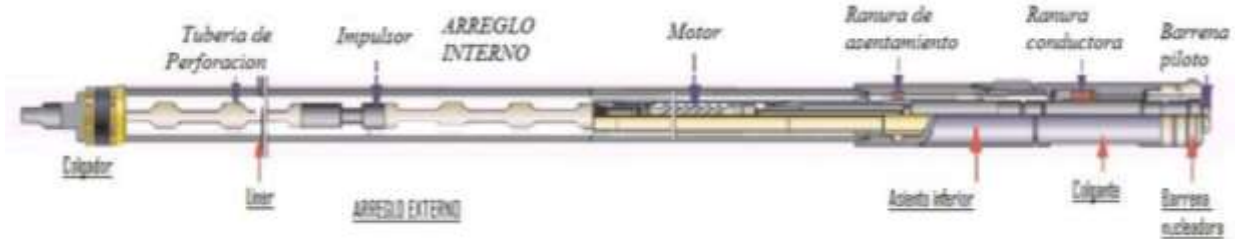
de la sarta con una barrena especial en el fondo. El segundo, es un sistema impulsado por motor de fondo con una unión giratoria y una barrena nucleadora y una piloto. El tercer sistema es impulsado con motor sin la unión giratoria, pero con amplificador debajo del Liner.

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



Tipos de casing

Fuente: Tesco Corporation



BHA para la perforación con Liner

Fuente: Tesco Corporation

3.4. Hidráulica de la perforación con tubería de revestimiento

La hidráulica en la perforación se relaciona con el transporte de recortes, la estabilidad del pozo y prevención de colapsos, todo esto asociado con una reducción del riesgo de un influjo.

La hidráulica en gran parte depende de las boquillas de la barrena ya que la capacidad de remoción de los recortes está en función de la presión a la salida de las boquillas o toberas, además que el fluido de perforación limpia los recortes de la broca-trepano, previniendo el embotamiento, refresca y lubrica los cortadores, facilita la labor de los motores y de las turbinas, así mismo también proporciona un medio de comunicación para el MWD, por lo que la hidráulica un aspecto indispensable en la perforación de pozos.

Al perforar con tubería de 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 pocas. Pero comparadas con las presentes en una perforación convencional ofrece mayor restricción al flujo y las pérdidas de presión son más altas.

3.4.1. Modelos para calcular las pérdidas de presión

Existen varios modelos para calcular las pérdidas de presión cuando se perfora con revestimiento.

Algunos son basados en el análisis hidráulico convencional mientras otros tienen en cuenta efectos adicionales como la excentricidad y la rotación de la tubería, algunos modelos son:

- El modelo de Díaz,
- El modelo de Wei
- El modelo de Luo y Peden.

3.4.1.1. Modelo de Díaz

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

Para el desarrollo matemático se asume fluido incompresible, proceso isotérmico y estado estable. El problema se resuelve al suponer dos placas paralelas separadas por una distancia igual al espacio radial. Se asume un esfuerzo de corte promedio para el área mojada externa e interna del anular y un balance de fuerzas del fluido que pasa a través de la ranura que permite determinar dicho esfuerzo.

3.4.1.2. Modelo de Wei

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

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

3.4.1.3. Modelo de Luo y Peden

En este modelo se utilizan ecuaciones dimensionales para calcular parámetros como viscosidad aparente, velocidad angular y axial, tasa de flujo y gradiente de presión y también introduce los parámetros adimensionales de velocidad de rotación, índice de comportamiento de flujo y la relación de diámetros anulares.

Lo cual se usan para calcular el efecto de la rotación sobre las pérdidas de presión en anulares concéntricos.

El modelo parte del supuesto de que el revestimiento rota a una velocidad angular mientras que el espacio anular considerado como tubo exterior se mantiene estacionario y el fluido se comporta según el modelo de la ley de potencia y fluye a través del anular por la acción de un gradiente de presión que es constante.

3.5. Requisitos para utilizar la perforación con tubería de revestimiento

La aplicación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, se deben implementar cuando se cumplan con las siguientes características en los pozos y campos:

- En pozos verticales someros, o con una profundidad promedio entre 4900 y 11000 [ft].
- Cuando sus necesidades de producción se manejen a través de diámetros reducidos.
- Los campos deben de ser de desarrollo, en etapa de explotación intermedia o avanzada que es el momento donde se requiere aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión (activos).

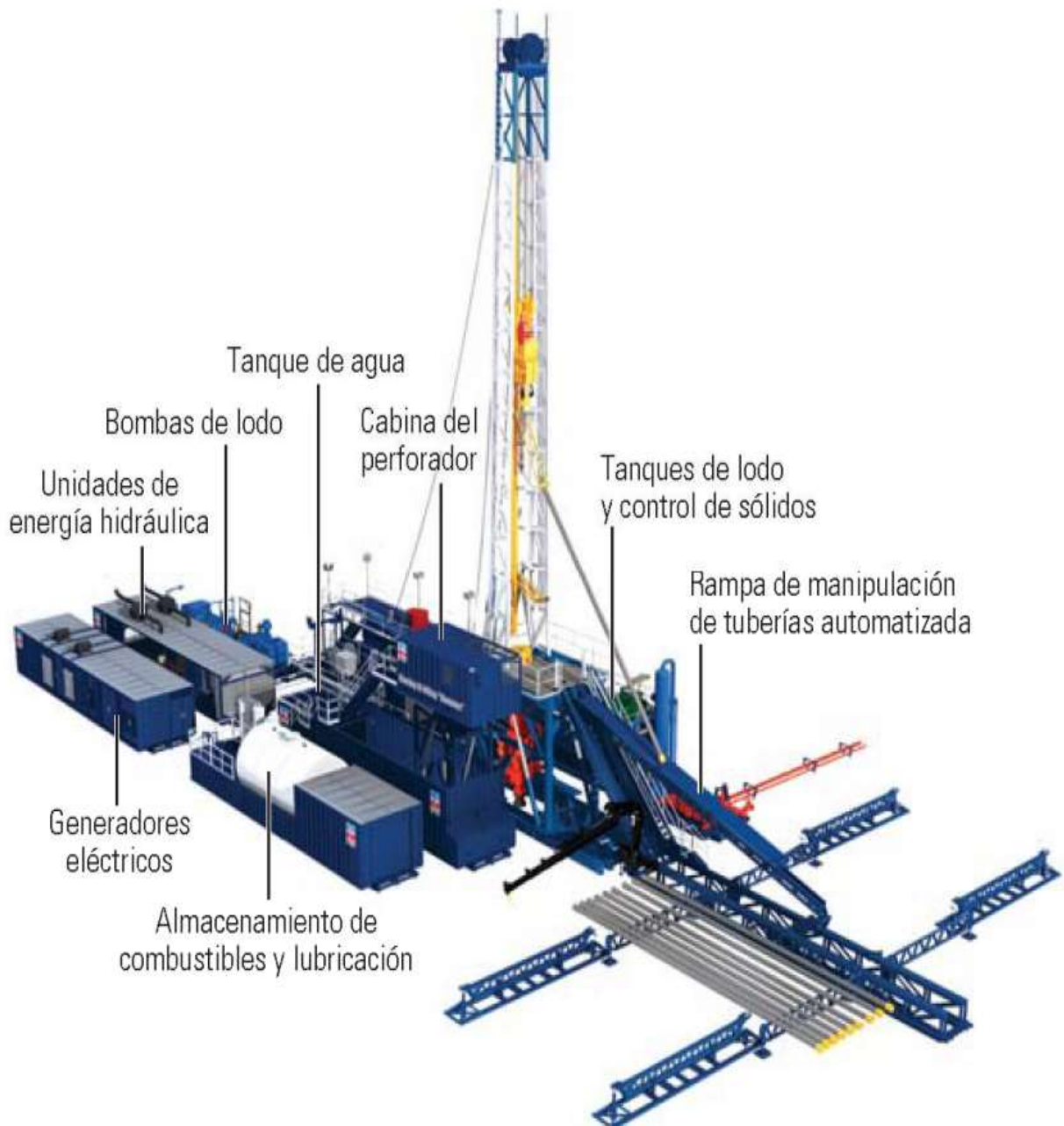
Por lo que se tienen las formaciones identificadas perfectamente por lo que se facilita la perforación con T.R. y el diseño correcto de esta técnica.

- Que las conexiones a utilizar para las tuberías de revestimiento tengan valores de torsión y arrastre, igual o mayor que la correspondiente tubería de perforación utilizada normalmente para perforar pozos similares.
- En pozos que necesiten solo 2 ó 3 etapas para su perforación.

3.6. Recomendaciones durante la perforación con tubería de revestimiento

- Se recomienda que antes de iniciar la perforación, se debe tener una relación de los accesorios, herramientas y servicios que serán utilizados durante la perforación del pozo, para evitar los tiempos de espera con el fin de mejorar los tiempos y la logística del pozo.
- Se debe conocer el gradiente de formación y fractura para mantener la densidad y reología del fluido de control muy cercano al de formación durante la perforación, a fin de evitar el riesgo de pegadura por presión diferencial y también incrementar el ritmo de penetración.

- Es recomendable supervisar directamente la reología del fluido de perforación para mantener valores bajos en la viscosidad plástica y punto de cadencia, para optimizar la hidráulica durante la perforación.
- Es necesario el compromiso y trabajo en conjunto de los involucrados para asegurar el éxito de la perforación y así sacarle el mayor provecho a la perforación con tubería de revestimiento.
- Se debe proporcionar anticipadamente los programas de perforación a todo el personal involucrado, para garantizar el buen desempeño y optimización de la perforación.
- En la perforación se deberán manejar los parámetros de operación dentro de un rango razonable que permita utilizar eficientemente las tuberías y conexiones programadas en el diseño.



Equipo de perforación con tubería de revestimiento de la compañía Tesco

Fuente:

http://www.slb.com/sitecore/service/nolayout.aspx?item=%2fresources%2fpublications%2findustry_articles%2foilfield_review%2f2005&layout=%7b00000000-0000-0000-0000-000000000000%7d&device=Default

CAPÍTULO IV

Comparaciones técnicas y operacionales

4.1. Ventajas de la perforación con T.R.

La perforación con T.R. es la tecnología que permite:

- I. Revestir el pozo a medida que éste se perfora (Vertical / Direccional).
- II. Usar la tubería de revestimiento como tubería de Perforación.
- III. Usar la tubería de revestimiento como proveedor de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación.

4.1.1. Seguridad

La seguridad en la perforación con tubería de revestimiento tiene un mejoramiento muy importante en respecto a su predecesora. Podemos mencionar tres principales razones que apoyan esta aseveración:

- Elimina tarimas y exceso de herramientas en la mesa de trabajo
- Elimina trabajo en altura
- La tecnología de perforación con tubería de revestimiento implementa la integración el Top Drive y el Casing drive system

4.1.2. Reducción en tiempos

Como en muchas actividades industriales, el tiempo juega un factor fundamental en la industria petrolera. Concretamente en cuanto al área de perforación, se puede hablar de dos tiempos importantes, el primero es el de perforar el pozo y el segundo el de revestirlo. La ventaja temporal de revestir mientras se perfora infiere la reducción de hasta un treinta por ciento los procesos de perforación con tubería de revestimiento en comparación con la perforación convencional.

4.1.2.1 Tiempo no productivo

La mejor definición en la Industria sería aquel tiempo donde no haya avance de perforación. Los principales causantes son:

- Operacionales
 - Fallas en Equipo de perforación
 - Bajar Tubería de revestimiento
 - Falla de Tubería de perforación
 - Operaciones de pesca
 - Fallas de Herramientas de terceros
 - Problemas direccionales
 - Etc.

- Humanos
 - Logística / Mal Tiempo
 - Decisiones erradas
 - Viajes de Reconocimiento
 - Etc.

4.1.3. Mejora la productividad

La producción de los pozos es el objetivo final de la perforación, sin embargo, ésta actividad puede impactar gravemente en la producción. Algunas de las causas de menor productividad en los pozos relacionadas con la perforación pueden ser:

- Invasión de fluidos y daño a la formación debido a la baja presión de los yacimientos
- Bajo balance de columna hidrostática, propio de la perforación convencional.
- Mala Calidad de Cementación
- Tiempos de Exposición de la roca

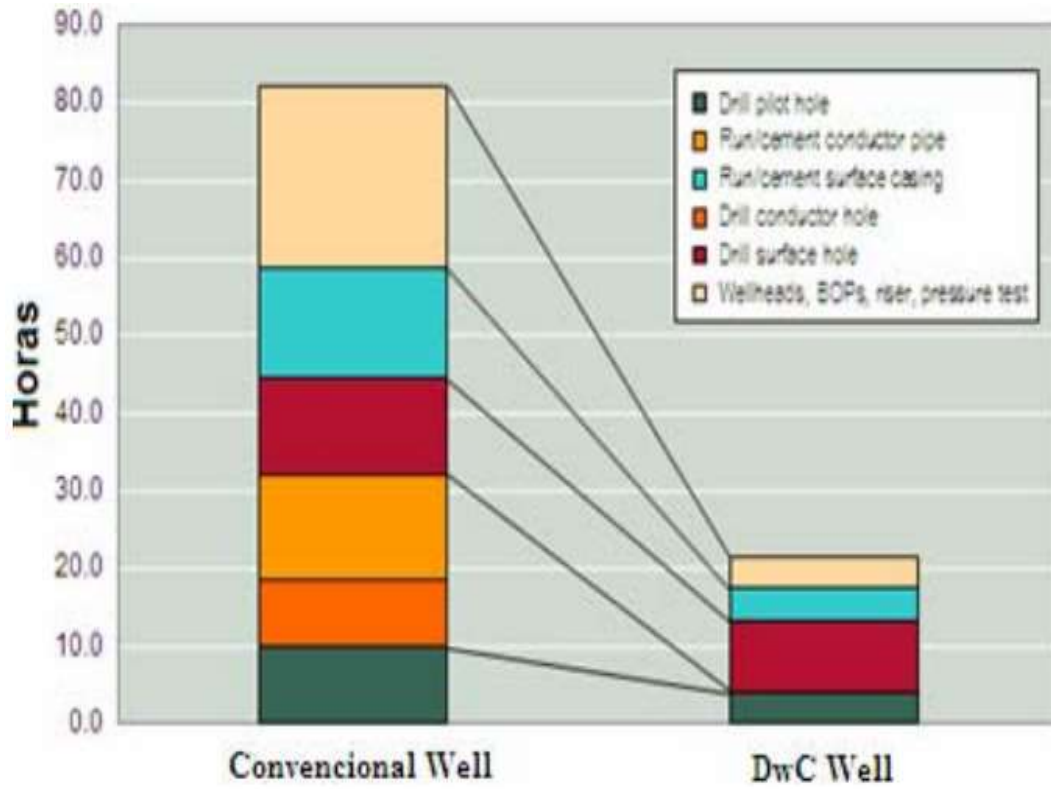
La tecnología T.R. mejora ampliamente la futura producción ya que:

- Reduce la invasión de fluidos y por ende el daño a la formación a través del efecto “Repellado”.
- Ajusta /reduce el peso del lodo, dado al efecto hidráulico que ofrece la tecnología CD; combinada con tecnología de UBD.
- Los tiempos de exposición de los intervalos de interés son menores. El agujero se reviste al mismo tiempo que se perfora, y se cementa tan pronto se alcanza PF. (Reducción de los Tiempos planos)

4.1.4. Reducción del tiempo y costo de producción mediante el estudio de un caso particular

En la aplicación de esta tecnología desarrollada por Weatherford, también se han tenido ventajas sobre la perforación convencional, a continuación se mencionan algunas relacionadas con el tiempo y costos involucrados, en el siguiente caso:

El Pozo Viosca Knoll 340 #1 ubicado en el Golfo de México fue perforado con tubería de revestimiento desde una plataforma de perforación *offshore*, el intervalo fue de 575 pies correspondientes a un casing de 13 3/8” con una ROP de 113 pies/hora, y los siguientes parámetros de perforación WOB = 0 - 10 klbs, RPM = 40 - 60, Torque = 0 – 4 klbs, Caudal = 670gpm, TFA = 0.78 pulg², PD = 560 si, HSI = 1.0 hp/pulg². La siguiente figura muestra una comparativa entre un pozo perforado con T.R. y un pozo convencional



Tiempos empleados para perforar un pozo en forma convencional y un pozo perforado von T.R.

CONNECTION TIME

	DwC	Conv. Drillpipe	
Length / Std, m	12,2	30,5	
Conn. Time / Std, min	5,0	4,0	
Tripping Rate, m/hr	146	457,2	
DP In, m	0	0	} Tiempo de conexión de la tubería de perforación convencional
DP Out/TD, m	0	1.200	
Round Trip DP Connections	0	78,0	
DP Connection Time, hr	0	5,2	
Csg In, m	300	300	
Csg TD, m	1.200	1.200	
No.of Csg Connections	73,0	73,0	
Csg Connection Time, hr	6,08	6,08	
Total Csg Running Time, hr	6,08	6,08	→ Tiempo de conexión total
Csg Running+DP Conn. Time, hr	6,08	11,28	

Fuente: Tesco Corporation

DwC VERSUS CONVENTIONAL DRILLING			
	DwC	Drill & Run Csg	
On Bottom ROP, m/hr	30,0	30,0	} Cálculo de tiempo en fondo o TD
Total Drilled, m	900	900,0	
Hours On Bottom	30	30	
Csg Running+DP Conn. Time, hr	6	11	→ Tiempo de conexión, de la tabla anterior
M/U and L/D BHA	0	4,0	} Registro de tiempo no productivo
Prepare to Run Casing	1	1,0	
Reaming	1	3,0	
Circulate, Displ. Hi-Vis	1	1,0	
DS3 Conversion	0,5	-	
Other NPT 2	-	-	
Other NPT 3	-	-	
Total Hrs	39,6	50,3	} Tiempo total de operación
Total Days	1,65	2,10	
ROP (incl. Connection), ft/hr	24,9	25,6	} Análisi de costos de acuerdo a la tarifa del Taladro
Rig Rate, USD/day	\$ 120.000	\$ 120.000	
Rig Rate, USD/hr	\$ 5.000	\$ 5.000	
Drlg Cost excl. DwC/Bit, USD	\$ 197.917	\$ 251.417	
Total DwC Cost, USD	\$ 48.292	\$ -	
Bit Cost, USD	-	25000,0	
Extra Savings, USD	0	0,0	
Drlg incl. DwC/Bit,USD	\$ 246.209	\$ 276.417	
Cost / m	\$ 274	\$ 307	
Saving	\$ 30.208		

Cálculo de ahorro de costos entre la perforación convencional y la perforación con T.R.

Fuente: Tesco Corporation

4.2. Desventajas de la perforación con T.R.

- Las conexiones del revestimiento no se diseñan para soportar altos torques y cargas compresivas en un ambiente de torsión. Al perforar con revestimiento se deben usar bajos torques y pesos sobre la broca para reducir al mínimo la torsión
- Cuando se perfora desde el inicio el pozo queda revestido desde el inicio lo cual no permite tomar registros en hueco abierto con herramientas convencionales. Una solución a esto es levantar la sarta por encima de la zona interés y registrar el fondo.
- El uso de esta tecnología implica un elevado costo económico por lo que se tiene que conocer muy bien el campo para poder usar esta tecnología.
- Esta tecnología es usada, la mayoría de las veces en pozos ya abandonados o bien que ya en la vida final del pozo ya que por su alto costo, el riesgo de perforar un pozo exploratorio es muy alto por lo tanto no es rentable el uso de la perforación con tubería de revestimiento.

CAPÍTULO V

Control anticorrosivo en la T.R.

La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de perforación con T.R, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de la superficie. Algunas prácticas para el control de la corrosión incluyen: protección catódica, inhibición química, control químico (remoción de gases disueltos, tales como ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y oxígeno), limpiadores de oxígeno, ajuste del pH, control de depositación (por ejemplo, incrustaciones) y recubrimiento.

La tasa de corrosión variará con el tiempo según las condiciones particulares del campo, tales como la cantidad de agua producida, las operaciones de recuperación secundaria y las variaciones de presión. Por lo tanto, el control de la corrosión es un proceso continuo en las operaciones de perforación y producción de petróleo y gas.

5.1 Definición y concepto de corrosión

Existen muchas maneras de definir la corrosión. La más general es la deterioración de una sustancia (generalmente un metal) o de sus propiedades, o la interacción del medio con el metal. Es decir, se cumple que:

MATERIAL+MEDIO=PRODUCTO DE CORROSIÓN MAS ENERGÍA.

La cantidad de energía necesaria para reducir los metales varía de acuerdo al tipo de metal. Mientras mayor es la cantidad de energía necesaria para su refinación, más susceptible es el metal a la corrosión.

5.1.1 Causas

Las reacciones de corrosión en un metal obedecen a tres grandes causas, las que analizaremos a continuación.

5.1.1.1 Corrosión electroquímica

Este tipo de corrosión consiste en la formación de “pilas o celdas” corrosivas en diversas secciones de una estructura metálica, las cuales causan un flujo de corriente que ocasionan modificaciones o alteraciones químicas en el metal.

El proceso de la corrosión electroquímica involucra siempre la existencia de los siguientes parámetros:

- **Ánodo**

Es la porción de la superficie del metal que se corroe. Es decir, es el punto en el cual el metal se disuelve o entra en solución. Cuando el metal se disuelve, los átomos que lo constituyen pierden electrones y van en la solución como un ión. Los átomos contienen igual número de protones (partículas cargadas positivamente) y electrones (partículas cargadas negativamente). La pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas y por lo tanto el ión resultante está cargado positivamente. A esta pérdida de electrones se le llama oxidación. El ión hierro va en solución, y los dos electrones son dejados atrás en el metal.

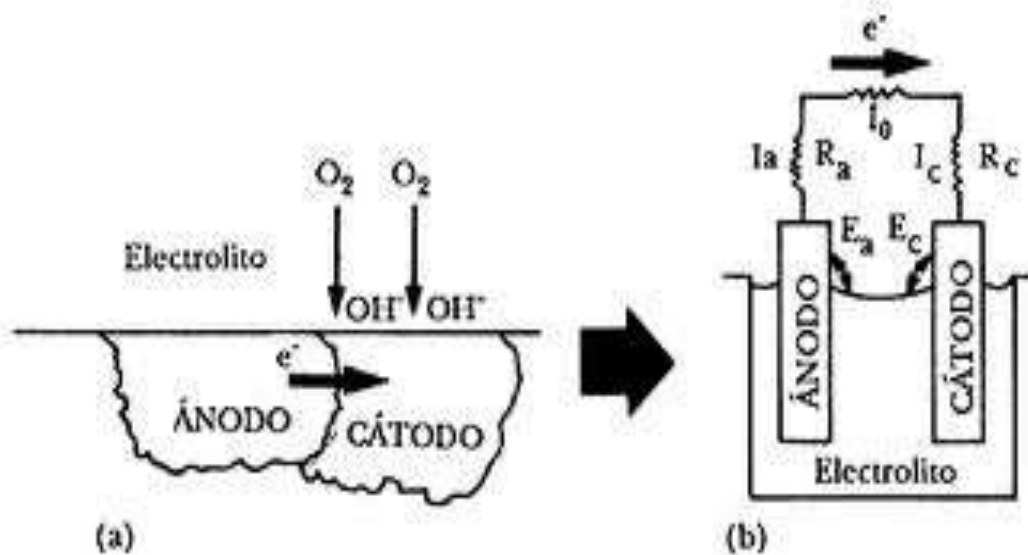
- **Cátodo**

Es la porción de la superficie del metal que no se disuelve, pero donde ocurren otras reacciones químicas originadas en el proceso de corrosión. Los electrones son dejados atrás por la solución de hierro en el viaje del ánodo a través del metal hacia el área de la superficie catódica, en donde son consumidos por reacción con un agente oxidante presente en el agua. Este consumo de electrones se llama reacción de oxidación. Si el oxígeno está presente, pueden ocurrir soluciones ácidas, soluciones neutras o soluciones alcalinas. Así las reacciones del área anódica producen

electrones y las reacciones de las áreas catódicas consumen electrones. Esta es la característica esencial de una reacción electroquímica. Se sabe que el flujo de corriente eléctrica es el paso de electrones desde un punto a otro. Por convención se dice que el flujo de corriente eléctrica está en dirección opuesta al viaje del electrón. Entonces como los electrones fluyen desde el área anódica al área catódica, el flujo de corriente eléctrica está en dirección opuesta, es decir del cátodo al ánodo.

- Electrolito

Es lo referente al soporte de las reacciones previamente listadas y para completar el circuito eléctrico, la superficie de un metal puede ser cubierta con una solución eléctricamente conductiva. Dicha solución es conocida como electrolito. El agua pura es un electrolito pobre, pero la conductividad eléctrica puede incrementarse rápidamente con la adición de sales disueltas. El electrolito conduce corriente desde el ánodo al cátodo. Esta combinación ánodo, cátodo, electrolito se le llama celda de corrosión.



Celda de corrosión

Fuente:

http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_6.htm

5.1.1.2 Corrosión química

Consiste en el ataque directo de un elemento no metálico como por ejemplo el oxígeno (O), azufre(S), cloro (Cl). Principalmente las instalaciones de perforación y producción están constituidas por metales ferrosos o a base de hierro.

El agua es uno de los enemigos de la mayoría de los metales, ya que uno de sus componentes es el oxígeno.

Además del agua otro agente oxidante es el oxígeno el cual generalmente causa corrosión por picadura. Cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua se forma ácido carbónico, disminuye el pH del agua y se incrementa la corrosividad. Esta corrosión no es como la del oxígeno, pero por lo general resulta en picadura. La corrosión primaria causada por la disolución del dióxido de carbono es comúnmente llamada “corrosión dulce”.

El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en agua y una vez disuelto se comporta como un ácido débil originando generalmente picadura. Al ataque producido por H₂S se le llama “corrosión agría”.

Los daños producidos por la corrosión en el interior de las tuberías se debe a la acción de este fenómeno.

5.1.1.3 Corrosión bacteriana

La destrucción de un metal puede ser notablemente influida por diferentes colonias de microorganismos que pueden iniciar o estimular la corrosión de un metal.

Podemos considerar que las bacterias sulfatoredutores son los microorganismos que más contribuyen a la corrosión, pues se caracterizan por su habilidad de utilizar los compuestos de azufre para su proceso metabólico, produciendo sulfatos.

A pesar de que estas bacterias se consideran anaeróbicas, son muy comunes en sistemas altamente aireados. La acción de las bacterias sulfatoreductoras es semejante a la de un despolarizador en el proceso de corrosión. Estas bacterias reducen los sulfatos a sulfuros la reducción corresponde a una oxidación, tanto los ácidos orgánicos como los hidrocarburos e hidrógeno presentes en el sistema, actuarán como materiales oxidables.

Se puede controlar la corrosión bacteriana aireando el agua, debido a que la misma no prospera en medios oxigenados, utilizando bactericidas y mediante la aplicación de una protección catódica.

5.2 Corrosión en T.R.

Tanto en el interior como en el exterior de la tubería de revestimiento pueden ser atacados por la corrosión, situación que se reconoce por la presencia de picaduras o huecos en la tubería.

La mayor corrosión que se presenta en las T.R. es externa y es el resultado de una diferencia de potencial inherente con la superficie de la tubería.

Y el uso apropiado de inhibidores ayuda a prevenir la corrosión en el interior de la tubería de revestimiento.

5.2.1 Corrosión interna

La corrosión interna es uno de los problemas más importantes al que se enfrentan las compañías operadoras en el área de perforación y producción. Por lo tanto se debe tener un conocimiento básico de los mecanismos y condiciones bajo las que puede presentarse la corrosión interna en instalaciones perforación. Si la corrosión no se controla, puede producir costos innecesarios asociados con el mantenimiento, reparación o reemplazo de la instalación.

5.2.1.1 Factores que originan corrosión interna

El desgaste en el interior de la tubería de revestimiento generalmente es causado por la producción de fluidos corrosivos desde el pozo, pero se puede incrementar por efectos abrasivos en la tuberías de revestimiento y en equipos de bombeo en la tubería de producción y por las altas velocidades de los fluidos.

La corrosión interna también puede ser originada por corrientes eléctricas errantes (electrólisis) o por la no similitud de los metales puestos en contacto (corrosión galvánica-bimetálica).

5.2.1.2 ¿Cómo detectarla?

Si encontramos un porcentaje de dióxido de carbono de aproximadamente 20% y tomando en cuenta la presión de operación en la cabeza del pozo por sobre 1300 [psi] para pozos con bombeo de gas, entonces se puede presumir que la presión parcial de dióxido de carbono sería lo suficientemente alta como para producir corrosión interna.

La técnica para detectar corrosión es la de monitoreo, disponiéndose de varias herramientas para medir en tuberías de revestimiento la pérdida de metal y determinar la corrosión interna.

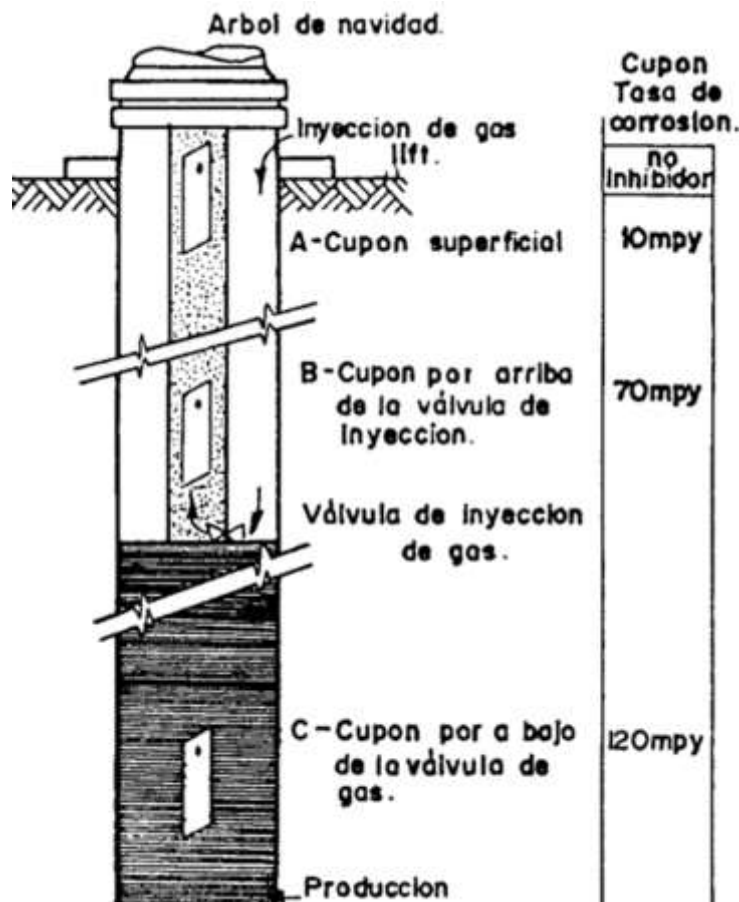
- Perfil de calibración

La reducción del diámetro interno de la tubería de revestimiento indica corrosión general o ataque por picaduras. Probablemente el método más común de detección y monitoreo de la corrosión interna y su control ha sido la exposición a prueba de una pieza modelo de un material colocado en un lugar de ambiente corrosivo para luego ser analizado.

- Cupones

En producción de hidrocarburos es común instalar cupones para la evaluación de sistemas de corrosión. Un cupón es una pequeña pieza de metal que es insertada en el sistema y que admite la corrosión. Estos cupones son cuidadosamente limpiados y pesados, antes y después de ser expuestos a la corrosión. Localización: La localización del cupón en el sistema tiene grandes efectos en los resultados debido a que la corrosión no siempre tiene lugar uniformemente a través del sistema.

El cupón en el cabezal del pozo indica una baja tasa de corrosión y al mismo tiempo el cupón localizado en la parte de debajo de la varilla de gas-lift indica serios problemas de corrosión



Instalación del cupón en pozos que producen por gas-lift

5.2.1.3 Métodos utilizados para el control de la corrosión interna

- Pozos fluyentes

Empacamiento en el espacio anular con agua fresca o lodos alcalinos con baja salinidad (es preferible en algunos pozos fluyentes la presencia de inhibidores) para proteger el interior de la tubería de revestimiento

- En pozos de bombeo

En este tipo de pozos se debe evitar la producción por el espacio anular. Como práctica, este tipo de pozo debe ser completado lo más cerca del fondo del pozo sin considerar la posición de la bomba, para reducir el daño en la tubería de revestimiento por fluidos corrosivos.

- Uso de inhibidores

Protege el interior de la tubería de revestimiento contra la corrosión

5.2.2 Corrosión externa

La prevención de corrosión externa en tuberías de revestimiento se llevará a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos complementados en la industria con sistemas de protección catódica. Se debe poner especial atención para atenuar los efectos de corrientes parásitas en caso de confirmar su existencia. Dicho método es aplicable a todas las actividades del área que impliquen trabajos de limpieza, aplicación de recubrimientos primarios, enlaces y/o acabados en las estructuras metálicas, tuberías de proceso y servicio, así como los accesorios de tuberías y que requieran ser inspeccionadas.

5.2.2.1 Factores que originan corrosión externa

Puede ser causada por fluidos corrosivos de la formación en contacto con la tubería de revestimiento o por corrientes eléctricas errantes que fluyen fuera de la tubería de revestimiento, en las cercanías de los fluidos de formación.

Una corrosión grave también puede ser originada por la presencia de bacterias sulfatoreductoras.

Una diferencia de potencial (voltaje) es necesaria para el flujo de corriente en cualquier circuito. Esta puede ser causada por una reacción electroquímica cuando la corriente fluye del área anódica de la estructura hacia el área catódica.

El punto donde el flujo de la corriente regresa a la estructura es el área catódica, que se protege a expensas del área anódica.

En la perforación y terminación de pozos, la tubería de revestimiento asentada, atraviesa formaciones con composiciones variadas (arena, arcilla, caliza). Los fluidos de cada una de estas zonas, especialmente el agua, tienen rango de composición diferente: desde agua fresca hasta agua saturada de sal. La conductividad eléctrica y el potencial estático de la zona se basan sobre estas características, razón por la que en algunos campos existen intervalos de corrosión moderada a severa detrás de la tubería de revestimiento.

5.2.2.2 Métodos utilizados para el control de la corrosión externa

Cuando se sabe que existe corrosión externa o se tiene la certeza que corrientes eléctricas errantes relativamente altas entran en el pozo, las siguientes prácticas pueden ser empleadas

- Prácticas de buena cementación, incluyendo el uso de centralizadores, raspadores y adecuada cantidad de cemento para evitar que los fluidos corrosivos no tengan contacto con el exterior de la tubería de revestimiento.

- Aislación eléctrica de las líneas de flujo que van al pozo utilizando bridas de ensamblaje no conductoras para reducir o prevenir que corrientes eléctricas entren al pozo.
- El uso de lodo altamente alcalino o lodo tratado con bactericida así como los fluidos de terminación, pueden ayudar a aliviar la corrosión causada por las bacterias sulfato-reductoras.
- Un apropiado diseño de un sistema de protección catódica puede aliviar la corrosión externa de la tubería de revestimiento.

5.3 Diseño para el control anticorrosivo en tuberías de revestimiento en la perforación con T.R.

5.3.1 Método de protección catódica

Es una técnica empleada para evitar o emplear la corrosión mediante la aplicación de corriente continua de bajo voltaje a la estructura que se desea proteger, convirtiendo las áreas anódicas del metal (que sufren corrosión) en una superficie catódica en su totalidad.

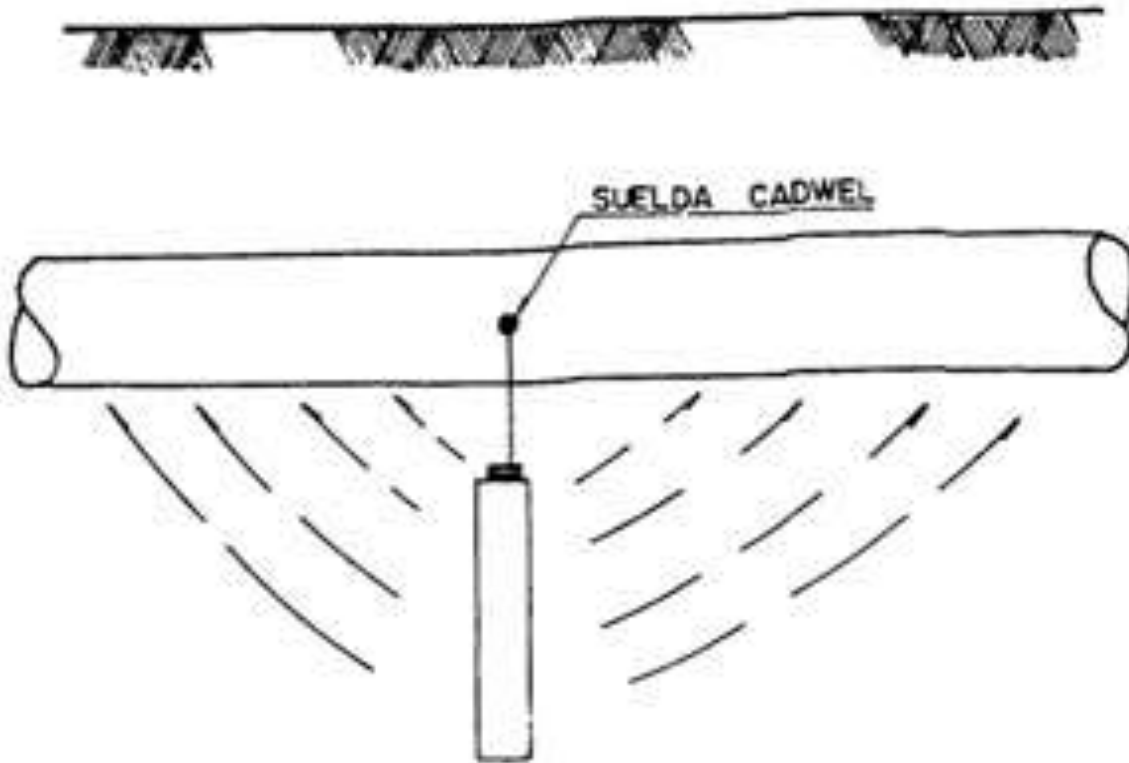
5.3.1.1 Protección catódica con ánodos de sacrificio

Este método consiste en unir eléctricamente el metal a proteger a uno menos noble, es decir que esté situado por encima de la serie electroquímica de los metales, el mismo que al reaccionar con el medio ambiente (por ser el más electronegativo) produce un flujo de corriente que protege la estructura. Debido a esto el ánodo se corroe y la estructura se vuelve cátodo y se protege.

La instalación del ánodo se realiza bajo tierra y va conectado a la tubería por medio de un cable.

En las instalaciones comunes la corriente suministrada por los ánodos de sacrificio es relativamente pequeña. Debido a ello se utiliza donde existe generalmente poca necesidad de corriente de protección y en aquellos sitios donde la resistividad del suelo es muy baja.

El uso de ánodos de sacrificio es recomendable para la protección de estructuras que tengan superficies pequeñas y en terrenos cuyas resistividades del suelo sean inferiores a los 5000 ohm-cm. En aquellas zonas donde exista más de una estructura enterrada y donde no existan facilidades necesarias de energía eléctrica, también es aconsejable usar ánodos de sacrificio debido a que no originan problemas de interferencia con estructuras extrañas al sistema y no necesitan energía eléctrica para su operación.

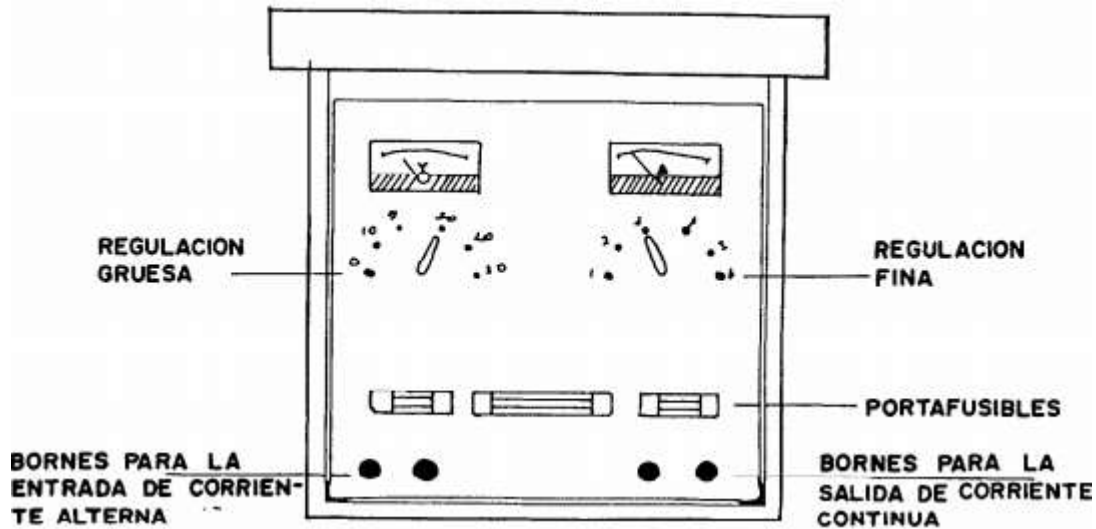


Ánodo de sacrificio

Fuente: <http://dc221.4shared.com/doc/ZCqcK9Zf/preview.html>

5.3.1.2 Protección catódica por corriente impresa

Este sistema consiste en imprimir en la estructura por proteger una corriente directa o continua proveniente de una fuente exterior para eliminar el efecto electroquímico o corrosión de dicha estructura.



Transrectificador

Actualmente la fuente más común de corriente continua utilizada en este sistema es el transrectificador. Es un aparato a través del cual la corriente alterna que recibe es rectificadora a corriente continua de bajo voltaje para ser aplicada a la estructura por proteger. Estos aparatos van alimentados con voltaje alterno, la frecuencia es de 50 o 60 Hertz y están constituidos por un transformador alimentado en el primario por el valor de la tensión de la acometida y por un grupo o puente de diodos de silicio o selenio a través del cual la corriente es reducida y rectificadora a corriente continua respectivamente.

La tensión de salida o protección puede ser ajustada según las necesidades, con la ayuda de regletas o por medio de un "variac" que permite una regulación continua desde cero al valor máximo.

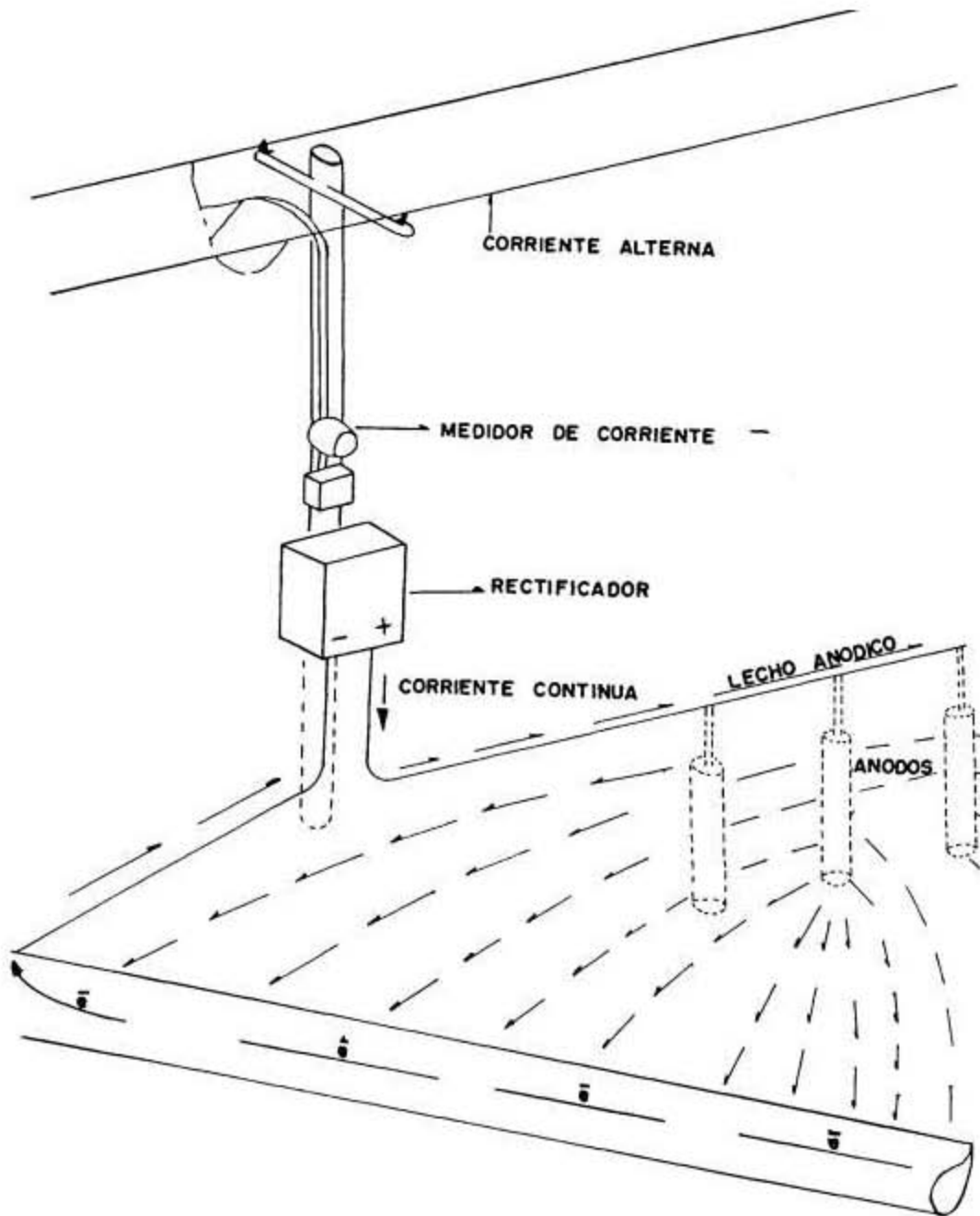
En el voltímetro y amperímetro existentes en el transrectificador controlan la tensión de salida y la intensidad total de corriente.

Este sistema se complementa con un lecho o cama anódica a través del cual la corriente continua que sale del transrectificador se descarga a tierra y luego hacia la estructura a proteger. Los materiales del lecho anódico por tener como único propósito el de descargar corriente, están sujetos a corrosión siendo por tanto necesario que sean de un material que se consuma a una tasa muy baja de corrosión como ánodos de carbón, titanio platinado, aleación hierro-silicio, plomo plata o chatarra de hierro.

El número de ánodos utilizados en el lecho está relacionado directamente con la cantidad de corriente de protección a aplicarse.

El flujo de corriente de protección a través de todo el circuito es el siguiente: La corriente continua proveniente del rectificador se descarga a través del lecho anódico al suelo (electrolito) migra a través de este para entrar a la estructura y volver luego al rectificador.

Este sistema generalmente se emplea para proteger estructuras largas y se puede aplicar en terrenos con baja o alta resistividad del suelo.



Sistema de protección catódica por corriente impresa

5.4 Correlaciones aplicadas para determinar la presencia de corrosión

Son relaciones empíricas para el cálculo de propiedades de los fluidos (aceite y gas), desarrolladas en base a experimentaciones en laboratorio con diversas muestras de fluido (California, Mar del Norte, Zonas Marinas y Sureste de México, etc.) a diferentes presiones y temperaturas. Se emplean en los estudios de flujo multifásico del SIP bajo una cierta metodología que considera la selección de la correlación más adecuada.

5.4.1 Gu-Zhao-Nesic

La corrosión inducida microbiológicamente debido a bacterias sulfato reductoras es un gran problema al cual se enfrenta la industria petrolera. Un modelo mecanicista de correlación para corrosión microbiológica inducida (MIC) se desarrolló para aplicaciones prácticas. El modelo considera la transferencia a la resistencia de carga y la resistencia la transferencia de masa. Puede ser calibrada de manera sencilla con una gráfica de profundidad de las picaduras de corrosión contra tiempo para obtener la agresividad de una biopelícula en particular. De la aplicación de esta correlación se puede concluir lo siguiente:

- La tasa de corrosión disminuye con el tiempo debido al incremento de la resistencia de la transferencia de masa sobre el tiempo
- La resistencia de la transferencia de carga es inicialmente dominante cuando la profundidad de las picaduras de corrosión es pequeña
- La transferencia de masa incrementa en importancia cuando las picaduras crecen en profundidad
- Para una picadura profunda, la resistencia de la transferencia de masa es siempre un factor importante.

5.4.2 Zhang-Gopal-Jepson

Este modelo predice la corrosión en flujo multifásico. Toma en cuenta la electroquímica, reacciones cinéticas y efectos de transporte de masa. Este modelo incorpora química de la sal, termodinámica del dióxido de carbono en solución y disociación, transferencia de masa en dos fases y cinética electroquímica en la superficie metálica. La aplicación de esta correlación tiene buena coincidencia con los resultados experimentales.

5.4.3 Vitse-Nesle

Es aplicada para predecir la corrosión causada por CO₂. Esta aproximación mecanicista toma en cuenta la hidrodinámica, la termodinámica, la transferencia de calor y masa, la química y electroquímica que ocurren durante la corrosión. A pesar que desempeñan un factor importante, ni la transferencia de masa ni la química del agua condensada pueden explicar completamente los datos experimentales obtenidos. Podemos coincidir el modelo mecanicista con los datos experimentales mediante la introducción del recubrimiento superficial.

5.4.5 Nesic-Sun

Dado lo incierto del mecanismo de corrosión del sulfuro de hierro (H₂S) en el acero dulce, en este estudio se investigan en forma paralela tanto este mecanismo como el de la formación del H₂S y se propone un modelo del proceso global.

La corrosión interna del dióxido de carbono (CO₂) del acero dulce en presencia del sulfuro de hidrógeno (H₂S) representa un problema importante para la industria del petróleo y del gas. En la corrosión del acero dulce del CO₂/H₂S se pueden formar tanto capas de carbonato de hierro como de sulfuro de hierro en la superficie del acero. Los estudios han demostrado que la formación del estrato superficial es uno de los factores más importantes que rigen la tasa de la

corrosión. El crecimiento de la capa depende principalmente de la cinética de su formación. Asimismo, la cinética del carbonato de hierro, sulfuro de hierro y capas mezcladas de carbonato de hierro/sulfuro han sido cuantificadas e informadas en varias publicaciones recientes por el equipo de investigación de los autores.

La capa exterior puede estar entremezclada con sulfuro de hierro o carbonato de hierro que puede haberse precipitado, dada la favorable química hidráulica y el largo tiempo de exposición, que podría cambiar sus propiedades y apariencia. Tanto la capa interna de la mackinawita como la capa externa actúan como barreras para la difusión de la especie de sulfuro, que alimentan la corrosión de estado sólido reacción. Esto se agrega a la resistencia a través de la capa límite acuosa de transferencia de masa. De acuerdo a la opinión de los autores, la hipótesis sobre la difusión hacia afuera por el Fe^{2+} a través de la fina capa de

mackinawita puede ser rechazada ya que no es coherente con la propuesta de corrosión de reacción (1) de estado sólido y conduciría a la formación de una apariencia y comportamiento totalmente distinto de la capa de sulfuro en un proceso que se asemeja más a la formación de carbonato de hierro en la corrosión de CO_2 . Cuando hay CO_2 en la solución, se puede formar tanto carbonato de hierro como sulfuro de hierro en la superficie de acero, dependiendo de la química hidráulica y de la competitividad de la formación del carbonato de hierro y del sulfuro de hierro. Según la investigación previa 9, se descubre que la formación de la capa de mackinawita es el proceso dominante en la mayoría de los casos de corrosión mixta de CO_2/H_2S . En algunos casos, pueden formarse cristales de carbonato de hierro entremezclados con la capa de mackinawita (para un ejemplo ver la figura 5 [experimento con 0,1% H_2S , $Fe^{2+}+50ppm$ y $80\text{ }^\circ C$]), que fue verificado utilizando difracción de rayos-x (figura 6). Sin embargo, la primera capa de mackinawita se ensambla con extrema rapidez por una reacción de estado sólido; por lo tanto, siempre se forma primero en la superficie de acero. Los cristales de carbonato de hierro pueden precipitarse en la parte externa de la capa de mackinawita de acuerdo a la morfología del vidrio, como aparece en Figura 5. Morfología de la capa formada en la superficie del acero dulce X65 en las

condiciones de 0,1% H₂S (gas H₂S/CO₂), 80 °C, pH 6,5 - 6-6, Fe²⁺= 50 ppm, y tiempo total de reacción 24 horas.⁷⁴ | Petrotecnia • abril, 2012 la figura 5. Por lo tanto, se cree que en los sistemas donde hay mezcla de CO₂/H₂S, la capa de mackinawita aún protege en forma parcial al acero de la corrosión y la descripción del proceso de corrosión arriba presentada para la corrosión de H₂S puro también aplica para la corrosión de CO₂/H₂S, con pequeñas modificaciones. La suposición de que la formación de la capa de carbonato de hierro tiene poco efecto en el proceso de corrosión es una simplificación; sin embargo, permite el desarrollo de un modelo de trabajo práctico.

5.5 Metodología para la evaluación directa de la corrosión exterior (EDCA)

Es un proceso estructurado para mejorar la integridad del ducto, mediante la determinación y la Deducción del ducto, mediante la determinación y la reducción del impacto de la corrosión externa en la tubería.

EDCA busca prevenir corrosión externa desde su crecimiento hasta su tamaño final, lo cual mejora la integridad de la estructura.

EDCA requiere la integración de las inspecciones y EDCA requiere la integración de las inspecciones y evaluaciones de la superficie exterior de la tubería, con las características físicas de la tubería y la historia de operación. de operación.

Este proceso de integración se lleva a cabo en cuatro pasos:

1. Pre-evaluación
2. Inspección Indirecta
3. Inspección Directa
4. Post Evaluación

5.5.1 Pre-evaluación

Determinar si ECDA es factible, para la tubería evaluada, seleccionar las herramientas de inspección indirecta e identificar las regiones ECDA. Se deben recoger todos los datos históricos y actuales de la tubería, junto con la información tubería, junto con la información física de tubería, en el segmento a evaluar. Se definen los mínimos datos requeridos, basado en la historia y condición del segmento del ducto.

5.5.2 Inspección indirecta

Tiene como objetivo identificar y definir la severidad de los daños en el Recubrimiento, otras anomalías y áreas donde ha ocurrido actividad de corrosión o puede ocurrir. Antes de empezar las inspecciones indirectas, los límites de las regiones ECDA identificados durante la preevaluación, deben ser claramente marcados. Las inspecciones indirectas serán conducidas usando intervalos espaciados bastante cercanos para permitir una evaluación detallada. Las medidas de localización sobre la tierra deben ser referenciadas, precisando su localización geográfica GPS.

5.5.3 Inspección directa

La inspección directa requiere excavaciones para exponer la superficie de la tubería bajo condiciones seguras.

Tiene como objetivo determinar cuáles de las indicaciones de la inspección indirecta son las más severas y recolectar datos para recolectar datos para evaluar la actividad de la corrosión.

Se realizarán excavaciones con base en las categorías de prioridad. Antes de iniciar las excavaciones se definirán procedimientos de excavación, recolección de

datos, para que los registros sean adecuados en cada región ECDA. Los requerimientos mínimos deben incluir:

- Datos a recolectar
- Condición Actual corrosión
- Tipo de corrosión
- Calidad de Datos

5.5.4 Post-Evaluación

Tiene como objetivo definir una nueva valoración de los intervalos y determinar la eficacia total del proceso de ECDA

La nueva valoración de los intervalos serán definidos. La nueva valoración de los intervalos serán definidos con base en las indicaciones a programar. Todas las indicaciones inmediatas habrán sido. Todas las indicaciones inmediatas habrán sido tratadas durante las exámenes directas. Las indicaciones monitoreadas esperan un crecimiento insignificante. La Post-Evaluación incluye las siguientes actividades:

- Cálculos de la vida remanente.
- Definición de los intervalos de re-evaluación – (Definición de los intervalos de re-evaluación)
- Evaluación de la efectividad de ECDA.
- Regeneración

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- Los equipos de perforación con T.R. son muy similares a los equipos convencionales excepto en las capacidades y en las condiciones de operación.
- En cuanto a la ingeniería, diseñar un pozo para aplicar la tecnología de perforación con T.R. es de alguna manera similar a diseñar un pozo convencional. Las consideraciones sobre estabilidad del pozo, profundidades de asentamiento de los zapatos, el plan direccional y la selección de la barrena son tomadas de la misma manera que en la perforación convencional.
- En cuanto al tiempo, no cabe duda, que la perforación con T.R. se traduce en una disminución de este preciado recurso. En la perforación convencional manejamos dos grandes tiempos, el primero al hacer el agujero y el segundo al revestirlo. Es importante señalar que la perforación con T.R. no se lleva a cabo en la mitad del tiempo que la convencional, pero si representa un ahorro de tiempo significativo.
- La perforación con T.R. previene los problemas que limitan las operaciones de perforación tales como la pérdida de circulación y la estabilidad del pozo.
- La aplicación de correlaciones solo nos indica la cantidad de acero que se perderá por año. Para su correcta estimación es importante tener bien caracterizado el fluido y los agentes corrosivos que implicará su producción.
- En la medida de lo posible, no se debe producir por espacio anular debido a que los agentes corrosivos afectarán en gran medida a la T.R, siendo la corrosión interna, una de las más difíciles de estimar.

- La aplicación del ánodo de sacrificio implicará la implementación de una gran cantidad de energía eléctrica y su instalación se verá acomplejada en pozos de gran profundidad.
- Esta tecnología de perforación incrementa la seguridad respecto de la convencional debido a que elimina el trabajo en altura del Asistente Técnico de Perforación (Chango).
- Esta tecnología de perforación incrementa la seguridad respecto de la convencional debido a que elimina tarimas y exceso de herramientas en mesas de trabajo.
- Hace de la perforación un proceso más seguro, disminuyendo el riesgo de eventos no deseados o colocándonos en la mejor posición disponible para el control de estos.
- Se conjugan dos aparejos muy importantes de la perforación convencional, el top drive y el casing drive system en uno solo.
- La perforación con tubería de revestimiento mitiga los problemas de pérdida de fluidos debido al efecto smear o de “rozamiento” el cual se produce cuando el casing al rotar contra la formación origina una especie de filtro artificial con la plasticidad de los cortes, impidiendo en gran medida que los fluidos penetren en la formación.
- La tecnología de perforación con T.R. es la única tecnología capaz de perforar un pozo direccional y entubarlo al mismo tiempo ya que su BHA recuperable le permite geodirigir el pozo en la trayectoria determinada, incluso en pozos horizontales.
- Reduce tiempos no productivos y tiempos muertos de perforación.
- Se reducen los costos y aumenta la rentabilidad de los proyectos gracias a la disminución en la renta de equipo y los costos asociados con el manejo de tubería de perforación.
- La perforación con tubería de revestimiento es sin duda la próxima etapa en la evolución tecnológica de la perforación de pozos de petróleo y gas.

Recomendaciones

- Se recomienda que al igual que en la perforación convencional se tenga un estudio detallado del tipo de formación que se va a perforar, conociendo el tipo de roca, los gradientes de presión, de poro, tipos de fluido, etc.
- Realizar un diseño de la sarta y todas las herramientas que se usaran en la perforación, tomando en cuenta los estudios previamente realizados de formación o bien las correlaciones de pozos que ya hayan sido perforados; para así poder garantizar una perforación sin problemas.
- En cuanto a la tubería de revestimiento y a las herramientas que se utilicen en esta técnica de perforación deben ser seleccionadas con mucha cautela ya que de esto depende que el pozo pueda ser perforado con éxito, evitando el posible colapso de las tuberías o alguna falla, por ello es recomendable revisar el libraje y hacer un diseño de T.R. apropiado.
- Así mismo poner atención en la hidráulica y las propiedades del fluido de perforación para optimizar la misma.
- Otra recomendación muy importante es la consideración de la corrosión, o mejor dicho del control de la corrosión tanto en las tuberías de revestimiento, como en todos los accesorios que se utilizaran desde la perforación hasta la producción del yacimiento. Por lo que es importante conocer los tipos de corrosión que se pueden presentar y como controlarlas.
- Se recomienda hacer un diseño de perforación y de producción, considerando la corrosión que se podría tener en la T.R. debido a los fluidos que se tienen presentes o a los factores mencionados en el capítulo cinco para asegurar que la vida del pozo será mucha.

Glosario

API. El American Petroleum Institute, conocido comúnmente como API, en español Instituto Americano del Petróleo, es la principal asociación comercial de los EE. UU., representando cerca de 400 corporaciones implicadas en la producción, el refinamiento, la distribución, y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y del gas natural. Esta asociación se refiere a menudo como AOI (en inglés, The American Oil Industry) o industria de petróleo americana. (API, 2013) Las principales funciones de la asociación a nombre de la industria incluyen la defensa, negociación con las agencias gubernamentales, asuntos legales, y negociación con organismos reguladores; investigación de efectos económicos, toxicológicos, y ambientales; establecimiento y certificación de los estándares de la industria, y programas de acercamiento a la comunidad a través de la educación.

BCN. La Rosca Buttress, también conocida como BCN, es una de las primeras conexiones acopladas que aparecieron en el mercado petrolero mundial durante los años treinta. Debido a que varias de las conexiones actuales --por ejemplo, las Roscas Premium-- basan su diseño en el principio de la rosca BCN, esta se considera la madre de las conexiones acopladas. La Rosca Buttress se utiliza en tubería de revestimiento, en rangos de 4 1/2" hasta 20" de diámetro. Su fabricación está sustentada en las normas API 5B.

BHA ENSAMBLAJES DE FONDO. BOTTOM HOLE ASSEMBLY (BHA). Es un componente de la sarta de perforación y está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Esta puede ser simple o compuesta y su longitud varía entre 500' y 1500' según las condiciones de operación (pesca, perforación, reparación o workover, pruebas de formación etc). Antiguamente el BHA solo se usaba para dar peso a la broca, hoy tiene muchos propósitos:

Proteger a la tubería de perforación de la sarta de las excesivas cargas deflexión y torsión

- Controlar la dirección y la inclinación de los huecos direccionales
- Perforar huecos más verticales. (sin inclinación)
- Perforar huecos más derechos(sin espirales).e. Reducir la severidad de las Pata de perro (Dog legs), Ojo de llave (Key seats) y de los filos
- Mejorar el comportamiento de la broca.g. Minimizar los problemas de perforación. (Vibración de la sarta y del equipo)
- Minimizar atasques por diferencial.i. Asegurarse que la sarta de revestimiento baje en el hueco sin problemas.(Existe una relación directa entre el hueco útil y el diámetro del revestimiento)
- Como una herramienta de Pesca, Pruebas y de operaciones de Mantenimiento y servicios de pozos

MWD. Es un sistema desarrollado para realizar mediciones relacionadas con la perforación del pozo y transmitir información a la superficie, de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la cercanía del agujero durante la perforación. Es un método para juntar datos de perforación apropiados y presentarlos de forma sistemática en la computadora de oficina para evaluación y predicción por parte de personal experto en el lugar de trabajo.

SARTA DE PERFORACIÓN. La sarta de perforación es una parte importante en el proceso de perforación rotatorio, su diseño y selección requieren de un análisis cuidadoso para la obtención de resultados satisfactorios. Está formada por una serie de elementos cuya disposición de abajo a arriba es la siguiente: herramienta de corte, sub o acoplo de porta herramientas, lastrabarrenas, subreducción de roscas o lastrabarrenas a varillajes, varillajes, varilla de acoplo a la mesa de rotación o barra Kelly y cabeza rotatoria o de inyección. Dentro de los objetivos más importantes de una sarta de perforación se incluyen:

- Transmitir el movimiento rotatorio a la barrena.
- Servir de conducto de circulación.

- Dar peso a la barrena.
- Sacar y meter la barrena.
- Efectuar pruebas de formación.
- Colocar tapones de cemento.
- Cementar las tuberías de revestimiento

LINGADA. Conjunto de tres tuberías de perforación o producción unidas mediante sus respectivos coples que unidas a su vez a otras lingadas permiten determinar la longitud del pozo.

MPY. Milímetros por año

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 de Diseño de Tuberías” Daniel Ghidina y Fabián Benedetto-Siderca S.A.I.C. – VII JORNADAS DE PERFORACIÓN – Neuquén, 6 y 7 de septiembre del 2001
- 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, Pambangunam National U., SPE-115283-Ms-P,2008.
- VICTOR SANTANA ANAYA, “Hidráulica en agujeros reducidos para la técnica de perforar con tubería de revestimiento”. Tesis de Maestría UNAM. 2005.

- OGUNTUBERU TOYIN, "Economic Implication of Steerable Casing While Drilling". SPE-113029, SPE
- 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 alternative de solución a los problemas de pérdidas de circulación.
- GUPTA Y., y BANERJEE, S.N. "The application of expamdable tubulars in caising while drilling", 2007.
- KYLE R. Fontenot, Bill Ileso, R.D. Strickler, Tommy R, Warren, "Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento"
- MONTERRUBIO, Rodríguez Jonathan Manuel, "Perforacion de pozos con tubería de revestimiento (casing drilling)", Tesis UNAM, 2010.
- RENGIFO, Claudia Marcela, Juan Manuel Arroyave Zuluaga, Carlos Mario Sierra Restrepo, Analisis of Casing Drilling's Hydraulic.
- FONTENOT Kyle, LESSO Hill, STRICKLER Bob, WARREN Tommy. Perforación de pozos direccionales con tuberías de revestimiento, Oilfield Review.
- Fontenot, K., Ileso, B., Strickler, R., & Warren, T. (2005). Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Oilfield Review, Otoño 2005, 46-66.
- GUPTA A.K. Drilling With Casing: Prospects and Limitations. SPE 99536. 2006.6p.
- HOUTCHENS B., FOSTER J., TESSARI R. Applying Risk Analysis to Casing While Drilling. SPE/IADC 105678.2007.7p.

- Gaurina, N. (2005). CASING DRILLING TECHNOLOGY. Rudarsko-geološko-naftni zbornik, 17, 19-26.
- LU Qing, HANNAHS Dan, WU Jiang, LANGFORD Steve. Connection Performance Evaluation for Casing-Drilling Application. SPE 118805.2007. 6p.
- R.M. Tessari, M. Warren, J. Y. Jo. Drilling with Casing Reduces Cost and Risk. SPE 101819.2006.7p.
- WARREN Tommy. Casing Drilling Engineering Manual. Tesco Corporation. 2004.133p.
- Erivwo, O., Roed, H., Javaid, M., & Ngau, C. (2012). Integrating Casing Drilling and Conductor Sharing Technologies to Optimize Brownfield Redevelopment Plans. SPE 156054 (pág. 12). San Antonio Texas: SPE.
- Leach, C., & Bamford, T. (2005). Use of Drilled-in Casing in Slim Deepwater Exploration Wells. SPE/IADC 92560 (págs. 1-11). Amsterdam: SPE.
- Warren, T. H. (2003). Directional Drilling with Casing. SPE/IADC 79914 (págs. 1-10). Amsterdam: SPE.
- Warren, T., & Lesso, B. (2005). Casing Drilling Directional Wells. OTC 17453 (págs. 1-10). Houston Texas: SPE.
- McCRAY & COLE. Tecnología de la perforación de pozos petroleros, Oklahoma: Editorial Continental.
- PIASCO, Luis, Experiencias en la aplicación de Casing Drilling TM en la perforación de pozos de petróleo y gas. Tesco Corporation.
- WEATHERFORD. (2003) Completion Engineering Data Handbook for Completions, Remedial Stimulation, Workovers, & Fishing, Houston TX, USA.

- GAMARRA M. José F., Díaz Hernán, Gamboa Mariana, ORELLAN Sael. Perforación con Tubería de Revestimiento y Zapata de Perforación para Zonas de Gas Somero en el Lago de Maracaibo. VI Ingepet 2008.
- Zhang, R., Gopal, M., & Jepson, P. (1997). DEVELOPMENT OF A MECHANISTIC MODEL FOR PREDICTING CORROSION RATE IN MULTIPHASE OILWATERGAS FLOWS. CORROSION, 97, 1-30. 2013, septiembre, De PEMEX Base de datos.
- Zhao, K., & Netic, S. (2009). A NEW MECHANISTIC MODEL FOR MIC BASED ON A BIOCATALYTIC CATHODIC SULFATE REDUCTION THEORY. CORROSION, 09390, 1-12. 2013, septiembre, De PEMEX Base de datos.
- Vitse, F., & Netic, S. (2003). MECHANISTIC MODEL FOR THE PREDICTION OF TOP-OF-THE- LINE CORROSION RISK. CORROSION, 03633, 1-19. 2013, septiembre, De Pemex Base de datos.
- Netic, S., & Wei, S. (2012, Abril). Un modelo mecanicista de corrosión uniforme del sulfuro de hidrógeno/ dióxido de carbono en el acero dulce. Petrotecnica, 10, 66-75. 2013, Septiembre, De Pemex Base de datos.
- DEPARTAMENTO DE CORROSION, Manual de control de corrosion y Protección Catódica. Consorcio CEPE-TEXACO 1984 pp.2, 33-39.
- FONTANA M, GREENE N, Corrosion Engineers, Mc Graw Hill Book company, New York 1967, pp. 207
- MERIZALDE P, ERAZO J., Efecto de la corrosion y prevención de corrosion en los equipos instalados en un campo petrolero. Universidad del Ecuador 1979

Mesografía

- Schlumberger. (20 de Febrero de 2014). Schlumberger. Recuperado el Noviembre de 2013, de http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/directional_drilling/neyrfor_turbodrills.aspx
- Tenaris Tamsa. (03 de 2013). Tenaris Tamsa. Recuperado el 11 de 2013, de <http://www.tenaristamsa.com/wp-content/uploads/2013/03/Prontuario.pdf>
- http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0012-73532006000300001
- API. (2013). *API*. Recuperado el 22 de Febrero de 2014, de <http://www.api.org/globalitems/globalheaderpages/about-api/api-overview>
- Millarium Aureum. (2001). *Ingeniería civil y del medio ambiente*. Recuperado el 11 de 2013, de http://www.miliarium.com/proyectos/estudioshidrogeologicos/anejos/MetodosPerforacion/columna_o_sarta_de_perforaci%C3%B3n.asp
- Tenaris. (2012). *industricortex*. Recuperado el 2 de Noviembre de 2013, de <http://www.industrycortex.com/datasheets/profile/11244541/leer-introduccion-la-rosca-buttress-tambin-conocida-como-bcn>
- (2012, 09). Mediciones Mwd-Lwd En La Ingeniería Petrolera. Schlumberger.com. Recuperado 11, 2013, de <http://www.schlumberger.com/Mediciones-Mwd-Lwd-En-La-Ingenieria-Petrolera/5333199.html>