



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CON
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO COMO UNA
ALTERNATIVA EFICIENTE EN LA
PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

**BORJA ESQUIVEL RICARDO
CARRILLO ENRÍQUEZ VICTOR MANUEL**



DIRECTOR DE TESIS:
ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2013.



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

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 **BORJA ESQUIVEL RICARDO**, registrado con número de cuenta 302149478 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,

ING. JOSE BERNARDO MARTELL
ANDRADE

FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/09/2013

ING. JOSÉ AGUSTIN VELASCO
ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2/9/2013

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2-09-13

ING. MARIO ROSAS RIVERO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/09/13

ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2 Sept 13

FECHA DE EMISIÓN : 30 de Agosto de 2013

FEX-2
JCH



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

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 CARRILLO ENRIQUEZ VICTOR MANUEL, registrado con número de cuenta 099077158 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,

ING. JOSE BERNARDO MARTELL
ANDRADE

FECHA DE ACEPTACIÓN:

02/09/2013

ING. JOSE AGUSTIN VELASCO
ESQUIVEL

FECHA DE ACEPTACIÓN:

2/9/2013

DR. RAFAEL DE LOS ANGELES
HERRERA GOMEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2-09-13

ING. MARIO ROSAS RIVERO

FECHA DE ACEPTACIÓN:

02/09/13

ING. RAFAEL VIÑAS RODRIGUEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN:

25/7/13

FECHA DE EMISIÓN : 30 de Agosto de 2013

FEX-2
ICH

Agradecimientos

La culminación de este trabajo de investigación no sólo redundará en el esfuerzo propio, sino en el de grandes y extraordinarias personas a quienes quiero, admiro y respeto; gracias por ayudarme a formarme como persona y acompañarme en esta travesía de mi vida.

A Dios

Gracias a Dios por darme la oportunidad de conocer este maravilloso mundo y la dicha de caminar por la vida y sobretodo darme una maravillosa familia.

A mis padres

María Alejandra Esquivel Rodríguez y Francisco Borja Ulloa por haber puesto su esfuerzo, confianza y entusiasmo, vaya, por haber dedicado parte de sus vidas para que llegara este momento. Las palabras dedicadas a ustedes podrían llenar tantas páginas como esta tesis y no acabaría de expresar mi cariño y aprecio. Los quiero!!!

A mis Hermanos

Erika (Alias la Crazy), por mostrarme la ruta de las humanidades, en especial la música de Pink Floyd que gracias a ésta he tenido enormes experiencias y satisfacciones. Paco, mi admiración por la gran persona que eres, que sigas sembrando esfuerzos y cosechando triunfos en tu vida mi hermano y Lizette (Alias la Bodoquito), porque nuestra hermandad va más allá del tiempo y la distancia. A mis sobrinos: Mariana, Héctor, Abril, Fernanda y Pablito, que éste sea un ejemplo a seguir. Los quiero a todos!!!

Al resto de mi familia abuelos, tíos y primos tanto paternos como maternos, gracias por los momentos tan amenos y alegres que hemos pasado juntos. Todos han sido parte importante a lo largo de mi vida, muchas gracias por enseñarme tantas cosas y ser parte esencial de mi desarrollo.

A mi Director de Tesis

Agradezco al Ing. José Agustín por haber dirigido esta tesis que trata un tema poco estudiado en nuestra facultad; su orientación y atención fueron también un aliciente para trabajar con dedicación. También a los sinodales: Ing. Bernardo Martell, Dr. Rafael Herrera, M.I. Rafael Viñas y al Ing. Mario Rosas que se tomaron parte de su tiempo para hacer las observaciones que aprecio enormemente.

A la UNAM

Mi alma máter, por darme cabida en su recinto en tan inconmensurable lugar, Ciudad Universitaria y permitirme ser parte de su historia. A la Facultad de Ingeniería y a todos los profesores que hacen de esto una realidad. México, Pumas, Universidad!!!!

Un especial agradecimiento al Ing. Javier López (Chabelo) y al Ing. Kuri quienes me hicieron ver que nunca es demasiado tarde para cerrar los círculos que uno ha dejado abiertos. También quiero agradecer la colaboración de Víctor Manuel en la realización de este enorme sueño. Mucho éxito colega.

No puedo finalizar sin antes mencionar a alguien que recientemente y muy rápido, se convirtió en parte fundamental de mi vida, me refiero a Eli, a quién agradezco mucho su carácter de incondicional y por todo el apoyo en los momentos buenos y malos de mi vida. Ella y yo hemos conformado un muy buen equipo y seguramente, compartiremos muchas cosas más.

AGRADECIMIENTOS

A todas aquellas personas que me brindaron su compañía, con las que he alternado, aprendido, compartido y me han influenciado. A los que me cerraron y abrieron algunas puertas, a los que creyeron en mí, a los que se fueron quedando en el camino. A los que me dieron buenos y sabios consejos. Así mismo quiero agradecer a mis compañeros de la facultad, colegas de varias disciplinas: Mecánicos, Industriales, Civiles, etc., y por supuesto Petroleros, por su valiosa amistad. No enlisto nombres por temor a omitir alguno, sin embargo, estas personas, por su cualidad observadora, reconocerán su nombre sin necesidad de plasmarlo.

A todos los que directa o indirectamente se relacionan con este trabajo, a todos los que se han preocupado, preguntado, criticado de manera constructiva, etc., a todos, mil gracias!!!!.

RICARDO BORJA ESQUIVEL.

A mi MADRE:

Por llenarme de cariño y cuidado todos estos años de mi vida, por tu fe y esperanza en mí; por darme mucho más de lo que en realidad merezco; por las enseñanzas, por los regaños, y amor incondicional; por tu apoyo, tus desvelos, por todos los sacrificios, por tu ejemplo, por tus virtudes, por tu humildad, por toda tu vida entera, por ser el motor de mi vida, por ser padre y madre y sobre todo por tenerme infinita paciencia, por todo esto y mucho mas quiero agradecerte y decirte que eres lo que más amo en este mundo.

A mi hermana MARÍA ELENA:

Por tu ejemplo, por tu apoyo incondicional, por tus consejos, por tus regaños, por alejarme de las malas compañías, porque nunca perdiste la fe en mí, porque mis triunfos son más tuyos que míos. Mi segunda madre y formadora de vida y carácter. Hace mucho tiempo tomaste una enorme decisión; hoy 14 años después he sabido que mi vida es mucho mejor y te agradezco por caminar siempre a mi lado. Te quiero con todas las fuerzas de mi alma.

A mi familia:

Agradezco a mis hermanos Elvira, Eleazar, Elsa por todo el cariño, consejos y motivación que me han sabido dar.

A mis amigos:

Miguel Eduardo, Víctor Hugo, Oscar Ramírez, Luis Armando, Arturo Tena, Gabriela Juárez, Yazmin y Ernesto. Gracias por su amistad y apoyo que aprecio de sobremanera.

A Ricardo Borja:

Mi compañero de tesis, gracias por acompañarme en este trabajo, sin ti no se hubiese logrado este sueño.

A mis profesores:

Por compartirme un poco de su valioso tiempo y conocimiento, por ser parte de mi formación profesional.

A la U.N.A.M y a la H. Facultad de Ingeniería:

Por haberme brindado la oportunidad de pertenecer a ella, de la forma académica y profesional; por permitirme portar con orgullo su escudo y sus colores.

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU”

VICTOR MANUEL CARRILLO ENRÍQUEZ.

CONTENIDO

CAPÍTULO I. ANTECEDENTES	1
Introducción.	1
1.1.Historia de la perforación en México.	1
1.2.Regiones petroleras en México.	6
1.2.1.Región Marina Noreste.	6
1.2.2.Región Marina Suroeste.	7
1.2.3.Región Norte.	8
1.2.4.Región Sur.	9
1.3.Equipos de perforación.	10
1.3.1.Equipos terrestres.	11
1.3.2.Equipos marinos.	12
1.3.2.1.Equipo de perforación sumergible (barcaza).	12
1.3.2.2.Plataforma autoelevable (jack-up).	13
1.3.2.3.Semisumergibles.	14
1.3.2.4.Barcos perforadores.	15
1.3.2.5.Plataformas con piernas tensionadas (TLP).	16
1.3.2.6.Equipos fijos de perforación.	17
1.4.Técnicas de perforación.	18
1.4.1.Perforación por Percusión o Cable (Cable-Tool Drilling).	18
1.4.2.Perforación Vertical.	20
1.4.3.Perforación Direccional.	21
1.4.4.Perforación Horizontal	22
1.4.5.Perforación Multilateral.	24
1.4.6.Perforación con Tubería Flexible.	24
1.4.7.Perforación de alcance extendido.	26
1.4.8.Perforación bajo balance.	27
1.4.9.Perforación con Tubería de Revestimiento.	28
1.5.Evaluación de Formaciones.	29
1.5.1.Aspectos Generales.	29
1.5.2.Toma de Núcleo.	30
1.5.2.1.Núcleos de Fondo.	30
1.5.2.2.Núcleos de Pared.	30
1.5.3.Análisis de Registros Geofísicos	31
1.5.4.Tipos de Registros Geofísicos.	31
1.5.5.Empleo de los Registros de Pozos.	32
1.5.6.Herramientas en Tiempo Real (While Drilling).	33
1.5.6.1.Mediciones durante la perforación (MWD).	34
1.5.6.1.1.Información obtenida.	34
1.5.6.1.2.Descripción básica.	35
1.5.6.1.3.Mediciones de Presión durante la perforación (PWD).	35
1.5.6.2.Registros durante la perforación (LWD).	36
1.5.6.2.1.Comparaciones LWD/Línea de Acero.	37

CAPÍTULO II. PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING	39
Introducción.	39
2.1.Historia de la perforación con TR.	40
2.2.Concepto de Perforación con TR.	42
2.3.Descripción del proceso de perforación con TR.	43
2.3.1.Concepto de diseño inicial.	46
2.4.Perforación de pozos verticales con TR.	50
2.5.Equipo de perforación integrado.	51
2.5.1Equipo de superficie para revestir el pozo durante la perforación.	53
2.5.2.Herramientas de fondo recuperables.	54
2.6.Evaluación de Formaciones durante la perforación con TR.	56
2.7.Beneficios del sistema de perforación con TR.	57
2.7.1.Ventajas sobre la perforación convencional.	59
2.7.2.Limitaciones de la perforación con TR.	61
2.8.Efecto “Empaste” del sistema de perforación con TR.	62
2.8.1.Geometría de TR del sistema de perforación con TR.	67
2.8.2. $\alpha_1 > \alpha_2$ α =Ángulo de contacto de la tubería con el pozo.	68
2.8.3. $A_1 < A_2$ A=Área de contacto de la tubería con el pozo.	68
2.8.4. $v_1 > v_2$ v=Velocidad lineal de la tubería antes de llegar a la pared del pozo.	69
2.8.5. $z_1 > z_2$ d=Distancia recorrida desde el centro del pozo.	69
2.8.6. $d_1 > d_2$ d=Profundidad de penetración en el enjarre de filtración.	69
2.9.Perforación libre de problemas con TR.	70
2.9.1.Perforación con TR para reducir la pérdida de circulación.	71
2.9.2.Perforación con TR para mejorar la estabilidad del pozo.	72
2.9.2.1.Sin Viaje Redondo.	72
2.9.2.2.Pozo calibrado.	72
2.9.2.3.Menos tiempo de perforación.	72
2.9.2.4.Pegadura de tubería.	73
2.9.2.4.1.Pegado Mecánico.	73
2.9.2.4.2.Pegado por empacamiento.	74
2.9.2.5.Control de pozo.	74
2.9.2.6.Perforación con TR para aumentar el fortalecimiento del pozo.	75
2.9.2.7. Perforación con TR para mitigar el daño de formación inducido por la perforación.	75
2.10.Niveles en la perforación con TR.	77
2.10.1.Método de Barrena Perforable (Drilling With Casing™).	78
2.10.2.Perforación con TR corta (Liner Drilling).	79
CAPÍTULO III. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO	82
Introducción.	82
3.1.Generalidades.	83
3.1.1.Reología de los fluidos de perforación.	83
3.1.1.1.Fluidos de Perforación.	84
3.1.1.2.Esfuerzo cortante (τ).	86
3.1.1.3.Velocidad de corte.	86
3.1.1.4.Viscosidad.	86

3.1.1.5.Viscosidad Efectiva (ve, cp).	86
3.1.1.6.Viscosidad Plástica (PV).	87
3.1.1.7.Punto de Cedencia (YP)	87
3.1.2.Modelos Reológicos.	88
3.1.2.1.Modelo de Newton.	88
3.1.2.2.Modelo de Bingham.	88
3.1.2.3.Modelo de Ley de Potencias.	89
3.1.2.4.Modelo de Ley de Potencias con punto de cedencia.	89
3.1.3.Régimen de Flujo.	90
3.1.3.1.Número de Reynolds (para flujo en el espacio anular).	91
3.1.3.2.Flujo Laminar.	91
3.1.3.3.Flujo Turbulento.	92
3.1.3.4.Factor de Fricción.	92
3.2.Limpieza eficiente durante la perforación con TR.	93
3.2.1.Hidráulica superior.	93
3.2.2.Velocidad Anular óptima.	94
3.2.3.Velocidad de asentamiento de los recortes.	95
3.2.4.Velocidad de acarreo.	96
3.2.5.Tiempo de atraso.	97
3.2.6.Densidad Equivalente de Circulación (DEC).	97
3.3.Optimización de la hidráulica de la perforación con TR.	99
3.3.1.Criterios de Optimización.	100
3.3.1.1.Máxima potencia hidráulica.	100
3.3.1.1.1.Potencia hidráulica superficial disponible.	101
3.3.1.1.2.Potencia hidráulica en la barrena.	101
3.3.1.2.Máximo impacto hidráulico.	102
3.3.1.3.Máxima velocidad en las toberas.	102
3.3.1.4.Velocidad de Penetración (ROP).	103
3.4.Comparación hidráulica entre un pozo perforado con TR y un pozo convencional.	103
3.5.Cambios en la hidráulica con relación al tamaño de TR/agujero.	104
MODELO DE LEY DE POTENCIA.	106
3.6. Influencia de las condiciones de perforación en las pérdidas de presión anular.	108
3.6.1.Excentricidad de la tubería.	108
3.6.2.Condiciones de perforación y flujo de fluidos.	109
3.6.3.Cambios en las dimensiones del Espacio Anular.	109
3.6.4.Rotación de la sarta de perforación.	110
3.6.5.Dinámica de la sarta de perforación.	111
3.7.Modelos para calcular las pérdidas de presión.	112
3.7.1.Modelo Convencional.	112
3.7.2.Modelo de Luo y Peden.	112
3.7.3.Modelo de Wei.	112
3.7.4.Modelo de Díaz.	114
3.7.5.Modelamiento de la Hidráulica de perforación con TR.	114
3.7.5.1.Análisis de resultados.	115

3.7.5.2. Pérdidas de presión anular con la profundidad (Modelo Convencional, Modelo de Díaz y Modelo de Wei).	115
3.7.5.3. Pérdidas de presión con la velocidad de rotación de la sarta (Modelo de Díaz y Modelo de Wei).	117
3.7.5.4. Pérdidas de presión anular con la excentricidad de la sarta (Modelo de Wei).	118
3.7.5.5. Comportamiento de la DEC con la rotación (Modelo de Díaz y Modelo de Wei).	119
3.7.5.6. Comportamiento de la DEC con la excentricidad (Modelo de Wei).	119
3.7.5.7. Comportamiento particular de las pérdidas de presión con altas velocidades de rotación al usar el Modelo de Díaz.	120
3.7.5.8. Optimización de la hidráulica.	121
3.7.5.8.1. Efecto de la rotación sobre el área total óptima de las toberas.	121
3.7.5.8.2. Efecto de la excentricidad sobre el área total óptima de las toberas.	122
CAPÍTULO IV. SELECCIÓN DE MATERIALES	124
Introducción.	124
4.1. Tubería de Revestimiento.	125
4.1.1. Tipos de TR.	125
4.1.1.1. Tubería Conductora.	125
4.1.1.2. Tubería Superficial.	126
4.1.1.3. Tubería Intermedia.	126
4.1.1.4. Tubería de Explotación.	126
4.2. Principales esfuerzos que actúan sobre la TR.	127
4.2.1. Colapso.	127
4.2.2. Presión interna.	127
4.2.3. Fuerza de tensión.	127
4.2.4. Fuerza de compresión.	128
4.3. Propiedades Físicas de la TR.	128
4.3.1. Grado.	128
4.3.2. Peso.	129
4.3.3. Rango.	130
4.3.4. Diámetro.	130
4.3.5. Efectos Biaxiales.	130
4.4. Propiedades mecánicas de la TR.	131
4.4.1. Esfuerzo de cedencia.	131
4.4.2. Ley de Hooke.	131
4.4.3. Anisotropía.	132
4.5. Calidad en la fabricación de tuberías.	132
4.5.1. Aceros para aplicaciones especiales.	133
4.5.2. Aceros al carbono.	134
4.5.3. Aceros para "Servicio Agrio".	134
4.5.4. Aceros para "Alto Colapso".	135
4.5.5. Aceros "Alto Colapso para Servicio Agrio".	135
4.5.6. Aceros para "Pozos Profundos".	135

4.5.7.Aceros para “Baja Temperatura”.	136
4.5.8.Aceros para “Servicio Crítico”.	136
4.5.9.Aceros Cr13, Cr15 & Cr13S.	136
4.5.10.Aceros Duplex Cr22, Duplex Cr25 & Super Duplex Cr25.	137
4.6.Conexiones para el uso en Perforación con TR.	137
4.6.1.Uniones especiales.	138
4.6.2.Uniones con sello Metal – Metal.	139
4.7.Componentes de un equipo de perforación con TR.	140
4.7.1.Componentes superficiales.	140
4.7.1.1.Equipo de perforación con TR.	140
4.7.1.2.Diseño modular.	141
4.7.1.3.Sistema de control PLC.	142
4.7.1.4.Malacate.	143
4.7.1.5.Sistema de seguridad.	144
4.7.1.6.Top drive y otros componentes.	144
4.7.1.6.1.Componentes primarios.	146
4.7.1.6.2.Componentes secundarios.	147
4.7.1.6.3.Unidad de peso y transferencia de torque.	148
4.7.1.6.4.Dispositivo del centrador.	149
4.7.1.6.5.Torque y Monitoreo del giro.	149
4.7.1.6.6.Torque de reacción.	150
4.7.1.6.7.Herramienta de circulación y llenado.	150
4.7.1.6.8.Compensación automática de rosca.	150
4.7.1.6.9.Sistema de conexión de seguridad.	151
4.7.1.7.Propulsor de la bomba de lodo.	151
4.7.1.8.Mesa rotaria.	152
4.7.1.9.Sistema eléctrico.	152
4.7.1.10.Abrazadera de TR (Casing Clamp™).	153
4.7.1.11.Sistema de Impulsión de TR (Casing Drive System™).	153
4.7.1.12.Unidad de Línea de Acero.	155
4.7.1.13.Corona y polea viajera Split.	155
4.7.1.14.Cabezales del pozo.	156
4.8.Accesorios de corrida de TR.	157
4.8.1.Junta con Anillo MLT™ (Torque Multi-Lóbulo).	158
4.8.2.Centradores de rotación.	159
4.8.3.Zapatatas de TR.	160
4.8.4.Servicio de escariado con TR.	161
4.8.5.Bandas Protectoras de Desgaste (Wear Bands).	161
4.9.Conexiones de fondo (BHA).	162
4.9.1.Ensamble de bloqueo de perforación (DLA™) y Niple de perfil de TR (CPN).	163
4.9.2.Ampliador (UR).	164
4.9.3.Barrenas de perforación y estructuras de corte.	165
4.9.3.1.Barrena de Perforación con TR.	166
4.10.Equipo de cementación.	168
4.10.1.Equipos de flotación para la perforación con TR.	168
4.11.Métodos de recuperación del BHA.	169

4.11.1. Recuperación con línea de acero.	170
4.11.2. Recuperación con tubería de perforación.	170
4.11.2.1. Herramienta de ajuste hidráulico (HST).	171
4.11.2.2. Herramienta de desbloqueo de seguridad hidráulica (HSRT)	172
4.11.2.3. Herramienta de Tracción de Desbloqueo Mecánico (MRPT).	172
4.12. Diseño de Tuberías de Revestimiento.	173
4.12.1. Diseño por Colapso.	174
4.12.2. Diseño por Presión Interna (Estallamiento).	174
4.12.3. Diseño por Tensión-Compresión (Carga Longitudinal o Axiales).	175
4.12.4. Tubería Conductora.	176
4.12.5. Tubería superficial.	176
4.12.6. Tubería Intermedia.	177
4.12.7. Tubería de Explotación.	177
4.13. Consideraciones para el diseño en la aplicación de la perforación con TR	177
4.13.1. Desgaste.	178
4.13.2. Pandeo (Buckling).	178
4.13.3. Fatiga.	180
4.13.4. Hidráulica.	182
CAPÍTULO V. PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON CASING DRILLING	183
Introducción.	183
5.1. Evolución de la tecnología de perforación direccional.	184
5.2. Perforación Direccional con TR.	189
5.2.1. Análisis de Torque y Arrastre.	190
5.2.2. Hidráulica de la perforación direccional con TR.	192
5.2.3. Control direccional.	192
5.2.4. Criterios de selección de pozos.	195
5.2.4.1. Criterios Técnicos.	196
5.2.4.2. Criterios económicos.	197
5.3. Motores de fondo direccionales.	198
5.4. Sistema Rotativo Direccional (RSS).	200
5.5. Direccionales revolucionarios.	203
5.5.1. Sistema empuje de barrena (push-the-bit).	203
5.5.2. Sistema punto de barrena (point-the-bit).	204
5.5.3. Sistema RSS híbrido.	205
5.6. Arreglos típicos de un BHA con motor de fondo.	207
5.7. Prueba de perforación direccional con sistema RSS.	210
CAPÍTULO VI. EXPERIENCIA EN LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO	215
6.1. Experiencia en México.	215
6.2. Pozo Cantarell C-3097H perforado con TR.	215
6.2.1. Objetivos.	216
6.2.2. Información del pozo.	216
6.2.3. Profundidad programada.	217
6.2.4. Profundidad total programada.	218
6.2.5. Situación estructural.	218
6.2.6. Información estimada del yacimiento.	218

6.2.7.Columna Geológica probable.	219
6.2.8.Requerimientos de la TR de explotación y de la TP.	220
6.2.9.Estado mecánico programado.	221
6.2.10.Objetivo de cada etapa	221
6.2.11.Pronóstico de Gradiente Geotérmico.	222
6.2.12.Equipo para la perforación del pozo C-3097H.	222
6.2.13.Procedimiento operativo.	222
6.2.14.Tiempos de perforación programados.	225
6.2.15.Costos estimados de perforación.	226
6.3.Experiencias en la aplicación de la Perforación con TR en el mundo.	226
6.3.1.Perforación con TR Costafuera.	226
6.3.2.Perforación con TR en Tierra.	229
6.3.2.1.Pozos en Wyoming (E.U.A).	229
CONCLUSIONES.	233
RECOMENDACIONES.	237
APÉNDICE.	238
NOMENCLATURA.	241
BIBLIOGRAFÍA.	245

CAPÍTULO I. ANTECEDENTES

Introducción

La realización del tema pretende mostrar una de las opciones tecnológicas que existen en el mercado de la industria petrolera para reducir costos y tiempos en la perforación de pozos petroleros.

La perforación de pozos con tubulares de gran diámetro elimina la necesidad de bajar la sarta de perforación convencional, que posteriormente se debe extraer para instalar la TR permanente. Además, mitiga los problemas de pérdida de circulación, mejora el control del pozo y reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo, lo que también disminuye el riesgo de que se produzcan desviaciones no programadas o atascamientos en las tuberías. Menos viajes de entrada y salida del pozo, más seguridad en su posicionamiento, mayor eficiencia y menores costos se tradujeron en una gama de aplicaciones en expansión, que ahora incluye la perforación direccional con tubería de revestimiento

Nos planteamos el objetivo de analizar y describir las principales características de esta técnica de perforación con Tubería de Revestimiento, así como sus principales aplicaciones y metodologías en el campo petrolero. Asimismo, mostrar la aceptación que ha ido en aumento al emplear esta técnica por ofrecer mejor control de los pozos y mayor seguridad, más eficiencia y ahorros de costos demostrados en comparación con la técnica de perforación convencional.

1.1. Historia de la perforación en México

La perforación de pozos nació por accidente: su objetivo original era la búsqueda de agua. Se tienen antecedentes de la perforación petrolera en China y Egipto. Aunque el primer pozo con el propósito de producir petróleo fue el llamado “Drake”, mismo que fue terminado el 27 de Agosto de 1859 en Titusville, Pennsylvania, Estados Unidos con una profundidad de 22.4 metros y una producción de 20 barriles diarios.

Los objetivos de la perforación de pozos son:

1. La explotación de aguas subterráneas para cubrir las necesidades de riego y consumo doméstico e industrial, dio a conocer la geología, hidrología, características y potencial de los acuíferos. En México hasta 1968 había alrededor de 14 mil 399 pozos perforados para este fin.
2. La industria del azufre; para la explotación de este recurso se utilizó un total de 379 pozos con una profundidad promedio de 288 metros, en el año de 1968.
3. En la industria de la electricidad, se hizo posible la explotación de zonas geotérmicas que se utilizan para generar la energía térmica. Hasta 1997, el país contaba con 495 pozos geotérmicos con una profundidad promedio de 1600 metros. En el valle de Mexicali, en el campo geotérmico de Cerro Prieto, se perforó en 1990 el pozo M-205 con 4389 metros, en esa fecha era considerado como el más profundo del mundo.

4. Para almacenar hidrocarburos en domos salinos, desempeñan un papel estratégico en la seguridad y manejo de este recurso en tiempos de crisis. Existen 12 cavernas perforadas en los domos salinos de Tuzandepetl, a una profundidad promedio de 900 metros con penetración de 300 a 400 metros de la sal.

En México, el desarrollo de la industria de la perforación se ha dado por factores de tipo económico, político y social que se han reflejado en la oferta y la demanda de este servicio.

La perforación del primer pozo en México con fines petroleros se realizó en el cerro del Tepeyac en 1862. En 1900 se descubrió “La Faja de Oro”, uno de los mejores campos del mundo. Con esto en 1901, se inició la perforación de pozos en México y la producción del hidrocarburo con carácter industrial.

En este mismo año se descubre y comienza a desarrollar el campo “El Ébano”, en San Luis Potosí. El primer pozo Doheny No. 1 de 19 pozos que fueron perforados, alcanzó una profundidad de 165 metros y su producción fue de 50 barriles diarios; cuatro pozos más fueron productores: tres con 100 barriles por día y uno con casi 10 barriles diarios; los otros catorce resultaron secos.

El pozo “La Pez 1”, perforado en 1904 en el Cerro de La Pez Ébano, San Luis Potosí a una profundidad de 501 metros tuvo una producción de 1500 barriles diarios.

Al final de 1916 se habían perforado un total de 279 pozos, de los cuales el 67 % (174) eran productores. La producción anual creció de 10,334 a 55.3 millones de barriles.

En 1918, se concedió a las compañías la explotación del subsuelo a cambio del 5 % en regalías. Gracias a esto, se mantuvo el nivel de actividad de perforación en 42 pozos productores y 13 improductivos.

En esta época la explotación de los campos se daba al máximo de producción hasta agotarse; por esta razón, las cuotas eran enormes para ese año y declinaban rápidamente. El gas se quemaba casi en su totalidad.

En 1920, los precios promedio de crudo alcanzaron su valor máximo, situación que motivó un alza notable en la perforación; que pasó de 49 pozos perforados en 1919 hasta alcanzar los 808 en 1926: su valor más alto antes de la expropiación petrolera, y con un crecimiento anual de 110 pozos (tabla 1.1).

Años	Dólares/Barriles
1892	0.51
1920	5.07
1929	1.67
1930	1.39
1931	1.91
1932	1.02
1933	0.87
1934	1.21
1935	1.17
1936	1.30

Tabla 1.1 El petróleo de México, 1963 (fuente UPMP)

De 1938 a 1969, se conoce como el periodo de la maduración de la perforación nacionalizada. En el primer año se perforaron solamente 17 pozos; de estos, 11 resultaron productivos y 6 improductivos debido a la carencia de personal capacitado para la operación de los equipos y el bloqueo decretado por las compañías extranjeras a quienes les fueron expropiadas las instalaciones. El promedio anual entre 1938 y 1949 de pozos perforados, alcanzó un total de 32 pozos (tabla 1.2).

Año	Productivos	Improductivos	Total
1938	11	6	17
1942	7	8	15
1946	31	18	49
1950	133	85	218
1954	193	100	293
1958	286	93	379

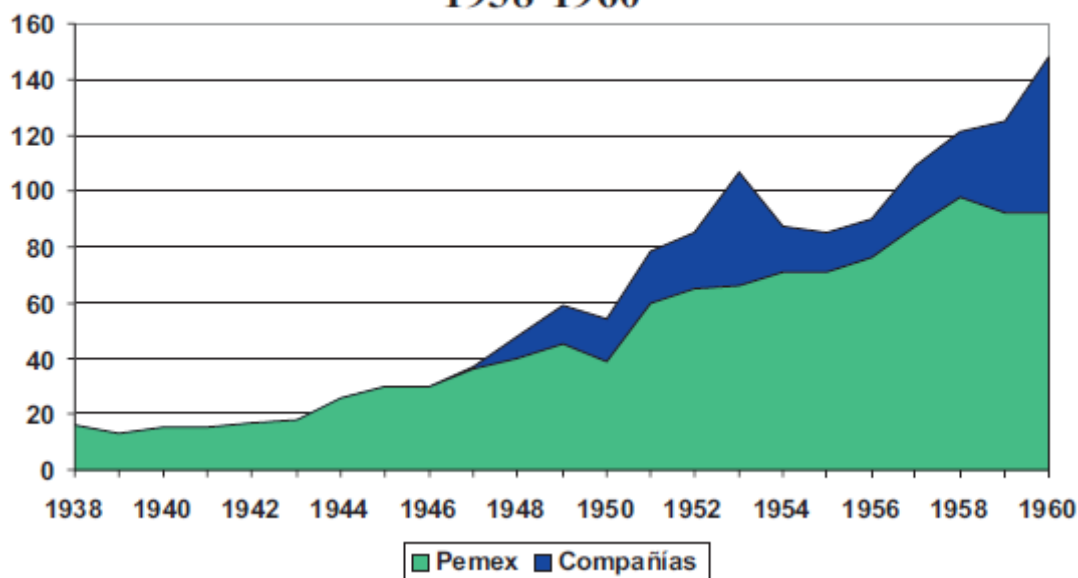
Tabla 1.2 El petróleo en México 1963 (Un Siglo de la Perforación en México).

Es importante señalar que a finales de la década de los años 40, incursionaron nuevamente las compañías perforadoras contratadas por PEMEX (Petróleos Mexicanos), con cero participaciones en los beneficios obtenidos de la producción de crudo.

En 1950, empezó a consolidarse la perforación. Se incrementó el éxito de pozos productores que alcanzó el 61% con una tasa anual de crecimiento del 16%.

Se obtuvo un desarrollo gracias a dos factores: un mayor número de pozos exploratorios perforados debido a la capacitación del personal dedicado al trabajo de perforación, y por la localización de reservas. Para 1960, operaban 56 equipos de compañías (gráfica 1.1).

Equipos de Perforación 1938-1960



Gráfica 1.1. Estadísticas UPMP (Un Siglo de la Perforación en México, tomo 1)

En 1951 y 1953, se incursionó en proyectos marinos frente a las costas de Tuxpan, Veracruz en donde se perforaron 16 pozos en “Isla del Toro” y 14, en “Cabo Rojo”. Sin embargo, se encontró petróleo solo en tres de ellos: en la formación “El Abra” del Cretácico Medio, extensión de la Faja de Oro terrestre y fue descubierta por el pozo “Isla de Lobos” 1-B.

De 1938 a 1960, se perforaron un total de 4,669 pozos; 1,036 fueron exploratorios y 3,633 para desarrollo de campos. El total de pozos perforados a 1960 fue de 10,412.

El periodo siguiente que abarca de 1961 a 1980 se conoce como la perforación de los grandes yacimientos. PEMEX reorientó sus trabajos de exploración y perforación hacia zonas de mayor potencial productivo. En este lapso, se perforaron 9,310 pozos en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Coahuila, Veracruz, Tabasco, Chiapas y Campeche, de los cuales 2,167 fueron exploratorios con una profundidad promedio de 3,400 metros.

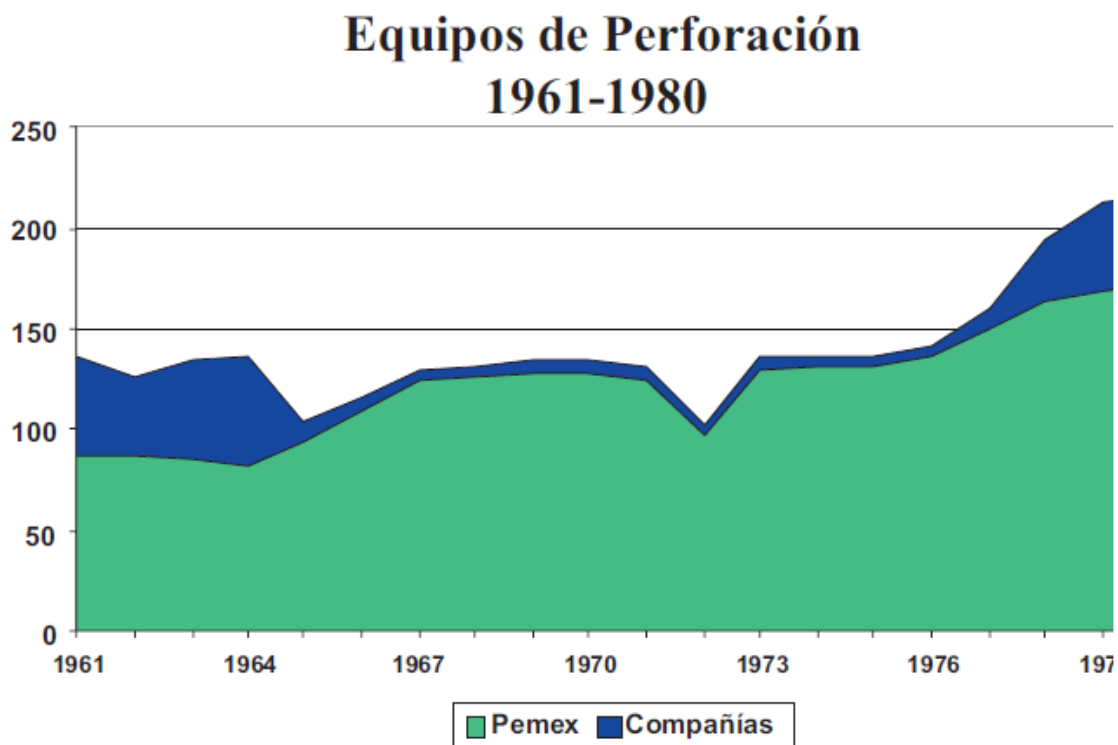
Con el éxito alcanzado en la exploración durante los años 70, PEMEX pasó de ser importador neto a exportador. Además, se convirtió en uno de los productores con mayores reservas a escala mundial.

En 1972, se descubrió el área cretácica de Chiapas-Tabasco con los pozos “Sitio Grande No. 1” y “Cactus No. 1”; en 1976, se perforó el pozo “Páramo No.1”, el más profundo del periodo en el entonces Distrito Villahermosa, a una profundidad de 7,300 metros. También, se descubre el campo “Chac” en la Sonda de Campeche con el cual se inician las operaciones marinas en el sureste.

Las reservas probadas totales de hidrocarburos se incrementaron en 1977 por la incorporación de nuevos campos por el Mesozoico de Tabasco y Chiapas; del paleocanal de Chicontepec en 1978, y de la sonda de Campeche en 1979 con el

descubrimiento del campo “Akal”. Esta extensión del “Chac” se conoce como “Complejo Cantarell”.

Se perforaron 7143 pozos con una profundidad promedio de 2,900 metros, los equipos operados por compañías se mantuvieron en un promedio de 6 por año, para finalizar en un repunte de 45 equipos en 1980, (gráfica 1.2).



Gráfica 1.2 Estadísticas de UPMP (Un siglo de la perforación en México, Tomo 1)

La fundación del Instituto Mexicano del Petróleo fortaleció la capacitación de los trabajadores a todos los niveles; logró disminuir la frecuencia de accidentes, al mismo tiempo que procuró la preservación del medio ambiente.

En el periodo de 1981 a 2000, se incorporaron nuevas tecnologías y se creó la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos (UPMP). El desarrollo de la perforación y explotación en tirantes de agua cada vez mayor marcó el inicio de la explotación en la Sonda de Campeche.

En 1981, el crudo mexicano alcanzó un valor de 39 dólares por barril, debido a los grandes volúmenes de crudo que consumían los países desarrollados, esto mantuvo los niveles de perforación con un promedio de 327 pozos por año de 1980 a 1985.

De 1986 a 1992, se redujo el número de pozos perforados a 136 pozos por año debido a que bajó el precio del barril a 10 dólares.

La perforación en este último periodo al 31 de Diciembre de 1999, llegó a 3,467 pozos de los cuales 702 fueron de explotación. Debido al incremento en la demanda de gas, su producción cobró importancia y por esta razón, se incrementó la actividad de perforación en la Cuenca de Burgos, donde las profundidades medias son de 3,000 metros.

1.2 Regiones petroleras en México

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio mexicano se han agrupado en 4 zonas, esto con el fin de un mejor estudio, control y desarrollo.

1.2.1 Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Suroeste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La figura 1.1 muestra la localización geográfica de la región.

La Región Marina Noreste se constituye por los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. La actividad exploratoria durante 2011 resultó exitosa al incorporarse el yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en el campo Sihil, además de la inclusión de volúmenes adicionales por revisión en campos ya existentes. De forma adicional, durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se mantuvo como el primer productor de crudo a nivel nacional.



Figura 1.1 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo (Un Siglo de la Perforación en México, Tomo 1).

A la fecha de evaluación, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 13 los que mostraron producción a lo largo del año 2011, de ellos 9 en el Activo Cantarell y 4 del Activo Ku-Maloob-Zaap.

Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2012 son: Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Lum, Nab, Numán, Pit, Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Malooob- Zaap.

Los volúmenes de reservas probadas, al 1 de enero de 2012, alcanzaron 6,139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que representan 39% de la producción nacional en petróleo crudo equivalente.

1.2.2 Región Marina Suroeste

Se encuentra en el Sureste del país en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte. La figura 1.2 presenta la ubicación geográfica de esta región.

A partir de 2011, la región está organizada por los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, resultado de una nueva estructura organizativa.



Figura 1.2. La Región Marina Suroeste se ubica en aguas marinas de la plataforma y del talud Continental del Golfo de México (Un Siglo de la Perforación en México, Tomo 1).

La región administra un total de 71 campos, de estos, 23 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 32% de los campos que integran la región han sido explotados.

Al 1 de enero de 2012, las reservas probadas ascendieron a 2,115.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que significa un incremento neto de 39.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, con respecto a las reservas reportadas el año anterior. Los descubrimientos, delimitaciones, desarrollos y revisiones incorporaron un volumen de reserva probada de 332.6 millones de barriles de petróleo equivalente que permitieron compensar la producción anual de 293.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente de la región.

Las reservas 3P alcanzaron 7,054.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que significó un aumento respecto al año anterior de 670.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, principalmente por el descubrimiento de reservas adicionales en los campos Kab, Piklis y Nen.

1.2.3 Región Norte

Esta región posee la mayor extensión territorial con respecto a las otras regiones de Pemex Exploración y Producción. Se extiende en 27 estados e incluye 1.8 millones de kilómetros cuadrados aproximadamente.

La región se conforma por una parte terrestre y otra marina, localizándose en la porción Norte de la República Mexicana con las siguientes colindancias. Al Norte con los Estados Unidos de América, al Sur con el río Tesechoacán del estado de Veracruz, al Oriente con la Isobata de 500 metros del Golfo de México y al Occidente con el Océano Pacífico, figura 1.3

Administrativamente, la región se compone de cuatro activos: Aceite Terciario del Golfo, Burgos, Poza Rica-Altamira y Veracruz; así como por el activo de exploración denominado Golfo de México Norte.



Figura 1.3 La Región Norte está constituida por una parte continental y otra marina. (Un Siglo de la Perforación en México).

Debido a la superficie que comprende la Región Norte, es la que opera el mayor número de campos y consecuentemente la que registra la mayor actividad de desarrollo en el país. Asimismo, produce una gran variedad de hidrocarburos, desde gas seco y húmedo, gas y condensado, hasta aceite ligero e incluso aceite pesado. De manera específica, los activos Burgos y Veracruz producen en su mayor parte gas no asociado, mientras que los activos Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira son productores primordialmente de aceite. Lo anterior ha permitido que la región ocupe la primera posición en cuanto a la producción de gas natural y que sus reservas probable y posible se constituyan como las más importantes de México.

Las reservas probadas al 1 de enero de 2012, ascendieron a 1,575.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa un incremento con respecto al año anterior de 139.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Este aumento se explica en primera instancia por la producción en 2011 de 205.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, más el incremento de reservas principalmente en los Activos Integrales Burgos y Aceite Terciario del Golfo debido al éxito en la perforación de pozos de desarrollo. Los descubrimientos, desarrollos y revisiones de reservas probadas originaron un incremento de 344.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Respecto a las reservas totales 3P, estas se ubicaron en 18,689 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

La incorporación exploratoria a nivel 3P alcanzó 67.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por ello, los descubrimientos más importantes fueron los realizados con los pozos Emergente-1, Gasífero-1, Chancarro-1 y Bocaxa-1.

1.2.4 Región Sur

La región comprende una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados y se ubica en la porción Sur de la República Mexicana. Colinda al Norte con el Golfo de México; al Noroeste con la Región Norte en el paralelo 18° y el río Tesechoacán, al Oriente limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico. La región comprende ocho estados de la república: Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, figura 1.4.

La Región Sur se compone, de acuerdo a la estructura organizacional, de cuatro activos: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana- Muspac y Samaria-Luna, de las actividades de estos activos, se incluye el desarrollo, explotación y abandono de campos. Durante el año 2011, la región administró 121 campos con reservas remanentes 3P. En particular, el Activo Macuspana-Muspac posee el mayor número de campos con 56, seguido del Activo Bellota-Jujo con 31 campos, mientras que los activos Cinco Presidentes y Samaria-Luna son los que menos campos administran con 21 y 13, respectivamente.



Figura 1.4 Cobertura geográfica de la Región Sur. (Un siglo de la Perforación en México, Tomo 1).

Al cierre de 2011, las reservas probadas 1P alcanzaron 3,980.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, que representan una reducción de 20.3 millones de barriles con respecto al año precedente. Lo anterior, se debió a que el impacto de la producción de 2011 de 329.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente fue compensado por la incorporación neta de reservas probadas, debido a los nuevos descubrimientos, desarrollos y revisiones de reservas que representó 309.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente adicionales de reservas probadas.

La incorporación de reservas totales o 3P, por actividades exploratorias, alcanzó 124.1 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que permitió mitigar la reducción de reservas derivada de la producción del año, por lo que las reservas totales ó 3P presentan una reducción de 157.2 millones de barriles, con respecto al año anterior, y alcanzan 5,567.7 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

1.3 Equipos de perforación

Los equipos de perforación han evolucionado debido a los requerimientos y necesidades de la industria, lo que ha hecho hincapié para promover el desarrollo tecnológico de los equipos de perforación.

En la figura 1.5 se muestran los equipos que se emplean en México y en el mundo.

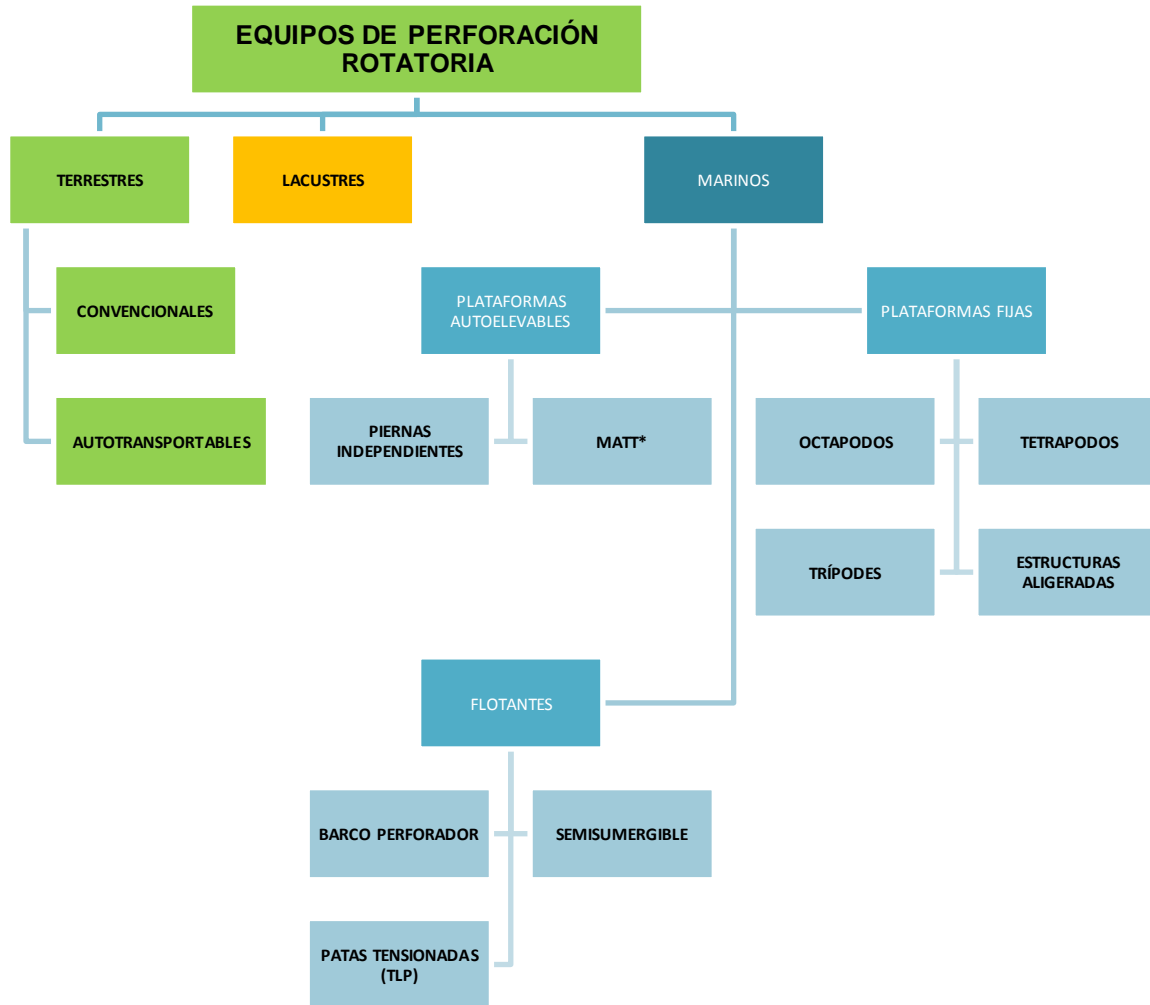


Figura 1.5. Equipos de perforación empleados en la industria petrolera. (Un Siglo de la Perforación en México).

1.3.1. Equipos terrestres

Los equipos terrestres se clasifican en: Convencionales y Autotransportables. La diferencia es que en los Convencionales se tiene mayor capacidad en la profundidad de perforación (figura 1.6) y los Autotransportables disponen de un conjunto de malacate-motores C.I. montados sobre un remolque que se autotransporta, esto hace que tenga mayor facilidad de transporte de una localización a otra, pero con menor capacidad en la profundidad de perforación. Los componentes de un equipo de perforación terrestres son:

- ✓ Sistema de Potencia.
- ✓ Sistema de Izaje.
- ✓ Sistema de Circulación.
- ✓ Sistema de Control.
- ✓ Sistema de Monitoreo.

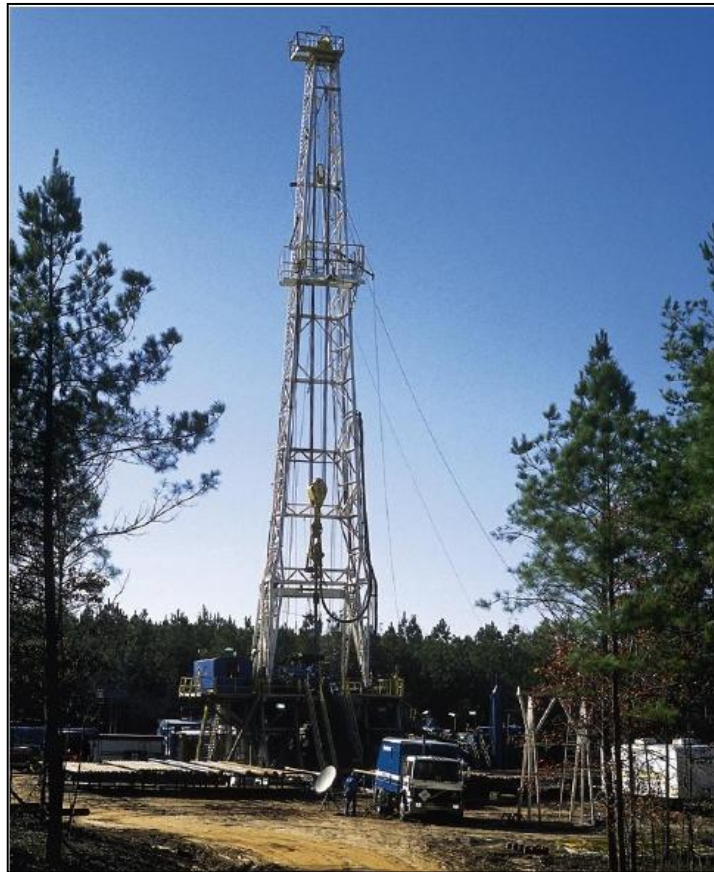


Figura 1.6. Equipo de Perforación Terrestre efectuando operaciones de registros geofísicos. (Oil field Review).

1.3.2. Equipos marinos

Son equipos empleados para realizar trabajos de perforaciones costa afuera, ríos, lagos o pantanos.

Estos equipos marinos se originaron por la necesidad de perforar en un ambiente que contiene agua; para poder realizar los trabajos de perforación se emplearon los mismos equipos de perforación en tierra, así como los mismos principios, estos equipos de perforación terrestres fueron adaptados a barcazas para poder perforar en agua.

1.3.2.1 Equipo de perforación sumergible (barcaza)

Se utiliza en aguas muy someras y protegidas como ríos, bahías y en tirantes de aguas de hasta 15 metros, las barcazas tienen dos cascos; el superior conocido como cubierta Texas que se utiliza para alojar a la cuadrilla de perforación y al equipo. La perforación se lleva a cabo a través de un área rectangular en la popa de una estructura en cantiliver. El segundo casco es el inferior; esta es el área de lastrado y también es la base sobre la que descansa el equipo en el fondo marino o lacustre, está diseñado para soportar el peso total de la unidad, más la carga de perforación, figura 1.7.



Figura 1.7. Equipo de perforación lacustre o de pantano. (PEMEX-PEP).

1.3.2.2 Plataforma autoelevable (jack-up)

Tiene la capacidad de moverse de una localización a otra por medio de autopropulsión o por remolcadores. Cuando se encuentra en la posición deseada, las piernas se bajan hasta alcanzar el fondo marino, cuando estas se colocan en el lecho marino, la cubierta se eleva por encima del nivel del agua hasta que se mantiene estable, figura 1.8.

Su cubierta cuenta con la capacidad de posicionarse a la altura deseada o requerida. Cuenta con un módulo habitacional y con un helipuerto. Esta cubierta es soportada comúnmente por tres columnas circulares o triangulares con un sistema de zapatas aisladas o losa de cimentación en su extremo inferior.

La torre de perforación ubicada en un cantiliver móvil permite su acercamiento a los pozos de las plataformas fijas. El diseño de las plataformas autoelevables está clasificado en dos categorías:

- ✓ Plataforma de piernas independientes: pueden operar en cualquier área.
- ✓ Unidad de piernas independientes: tiene una base en cada pierna para soportarse, son de forma circular, cuadrada o poligonal y de tamaño pequeño.

Las consideraciones para determinar qué tipo de jack-up se debe de utilizar son:

- ✓ Profundidad del tirante de agua y del medio ambiente.
- ✓ Tipo y resistencia del lecho marino.
- ✓ Capacidad de profundidad de perforación.
- ✓ Necesidad de moverse durante la temporada de huracanes.
- ✓ Capacidad de operar con soporte mínimo.
- ✓ Qué tan a menudo es necesario mover la unidad.
- ✓ Pérdida de tiempos en el movimiento.



Figura 1.8. Equipo Autoelevable (Jack-up) en operación. (PEMEX-PEP)

1.3.2.3 Semisumergibles

Este tipo de plataforma evolucionó de la sumergible. Realizan actividades relacionadas con la exploración y explotación de pozos, al igual que apoyan en las operaciones de mantenimiento de instalaciones existentes. Se pueden clasificar en:

- ✓ Con columnas conectadas con zapatas o pontones separadas.
- ✓ Con pontones gemelos.

Estas columnas soportan una sola cubierta, la cual aloja el equipo e instalaciones necesarios para realizar su función. Cuentan con un sistema de propulsión propio ubicado en los pontones, esto es; son autopropulsables, figura 1.9.

Los equipos semisumergibles están diseñados para operar en aguas de 180, 305 y 457 metros de tirante. Aunque, pueden perforar a 500 metros, pero tendría que ser un yacimiento muy productivo para justificar su operación. Su configuración consiste en dos cascos inferiores longitudinales. Estos se utilizan como compartimentos de lastre que obtienen el calado para perforar. Cuando el equipo está en tránsito, los cascos inferiores son también los cascos primarios. El semisumergible ofrece baja resistencia al remolque, al mismo tiempo, tiene una gran estabilidad. Existen otros diseños de semisumergibles, tales como son: diseño triangular, diseño de cuatro cascos longitudinales y de cinco pontones.

El sistema de posicionamiento dinámico funciona con una señal que se envía desde la unidad flotante a un transductor ubicado en el fondo del mar, generalmente es considerado para operar en tirantes de agua mayores a 304 metros, aunque ha operado en tirantes de hasta 500 metros usando la combinación de cable y cadena.

Factores para seleccionar un semisumergible:

- ✓ Profundidad del agua.
- ✓ Profundidad a la que se requiere operar.
- ✓ Datos del medio ambiente.
- ✓ Características de movimiento de la unidad.
- ✓ Capacidad de almacenamiento de materiales de consumo.
- ✓ Movilidad de la unidad.



Figura 1.9. Equipo Semisumergible (PEMEX-PEP)

1.3.2.4 Barcos perforadores

Es un barco sobre el cual se instala un equipo de perforación con todo lo necesario para efectuar trabajos de su tipo en el mar, figura 1.10.

Son los más móviles de todas las unidades de perforación marina. Su configuración les permite alta movilidad, pero, les resta eficiencia al perforar.

El movimiento vertical es el mayor problema cuando se utiliza una unidad flotante. Debido a su superficie de contacto con el mar, el barco perforador desarrolla respuestas muy grandes de movimiento vertical. Ha sido posible reducir el rol de los

barcos perforadores por medio de tanques estabilizadores, pero no se ha podido reducir el movimiento vertical.

El anclaje es similar al que se emplea por los semisumergibles, sin embargo, los barcos perforadores cuentan con un sistema adicional, el sistema de torreta.

Los barcos perforadores son herramientas versátiles. Aunque debe de ser considerado su uso en áreas con olas de poca altura y vientos con bajas velocidades.



Figura 1.10. Barco Perforador con propulsión propia. (PEMEX-UPMP)

1.3.2.5 Plataformas con piernas tensionadas (TLP)

Se emplean para la perforación en aguas con tirantes de agua mayores a 600 metros. Están sujetas mediante cables de ancla fijados en el fondo marino y se mantiene en superficie a través de columnas flotantes. Su instalación es sencilla, ya que no requiere de barcasas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas, figura 1.11.

TLP es un sistema semejante a la plataforma semisumergible, sólo que esta se encuentra anclada al fondo por medio de elementos verticales o tensores, los cuales se mantienen en tensión debido al exceso de flotación en la plataforma. Estos elementos verticales se anclan al fondo marino por medio de una estructura de acero y cimentadas mediante pilotes.

Ventajas:

- ✓ Pozos superficiales.
- ✓ Cuenta con equipos de reparación y terminación de pozos.
- ✓ Costo moderado.
- ✓ Sistema recuperable en sus componentes principales.

Desventajas

- ✓ Soporta un solo equipo de perforación.
- ✓ Su tecnología es compleja.
- ✓ Su costo es elevado en aguas someras.



Figura 1.11. Plataforma de patas tensionadas (TLP). (PEMEX)

1.3.2.6 Equipos fijos de perforación

Se caracterizan por encontrarse asentados sobre el suelo marino. Consisten en estructuras metálicas y/o de concreto que se extienden desde el lecho marino hasta la superficie. Estas estructuras son estables con relación al fondo marino, figura 1.12.

Existen tres tipos de plataformas fijas: soportada sobre pilotes de acero, montada sobre tubo conductor hincado y montada sobre pedestal de concreto sumergido. Dependiendo del número de patas que tienen, se clasifican en: trípodos, tetrápodos y octápodos; estos equipos son utilizados principalmente para el desarrollo de campos, ya

que se pueden perforar hasta 12 pozos en una sola plataforma, pero no siempre operan todos.

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



Figura 1.12. Plataforma fija con equipo de perforación y producción con barco abastecedor. (PEMEX-PEP).

1.4 Técnicas de perforación

1.4.1. Perforación por Percusión o Cable (Cable-Tool Drilling)

La perforación por equipos de Percusión o de Cable, fue una técnica establecida en muchas partes del mundo en la búsqueda de agua y salmuera (agua salada). El primer pozo internacional en producir aceite en occidente fue perforado en Oil Creek, Pennsylvania, por el Coronel Drake en 1859. La tecnología que utilizó el Coronel en su pozo se obtuvo de los artesanos chinos quienes habían viajado a los Estados Unidos para trabajar en los ferrocarriles. Los equipos de percusión se han usado en China desde por lo menos el primer siglo A.C. Las herramientas de percusión se suspendían

de torres hechas de bambú de 60 m de altura. En China, esta tecnología de perforación se desarrolló para producir agua salada.

Los equipos de perforación al parecer fueron desarrollados espontáneamente en varias partes del mundo, a principios del siglo XIX. Los chinos llegaron a profundidades de 700 m. usando un barreno de 1800 kg. suspendido de una cuerda, el diámetro del agujero era del orden de 10 a 15 cm., y el ritmo de penetración era de 60 a 70 cm/día. Estos pozos se hacían para buscar agua fresca y salmuera de la cual extraían sal.

Consiste esencialmente en perforar un pozo, a través de golpes repetidos con una barrena que se dejaba caer sobre la roca para perforarla. Posteriormente, la barrena se fija a una sarta de perforación, que en este caso, es un tubo de acero de gran tamaño suspendido de un cable de acero. La sarta de perforación estaba integrada por una barrena, barretones, tijeras y el cable, figura 1.13.

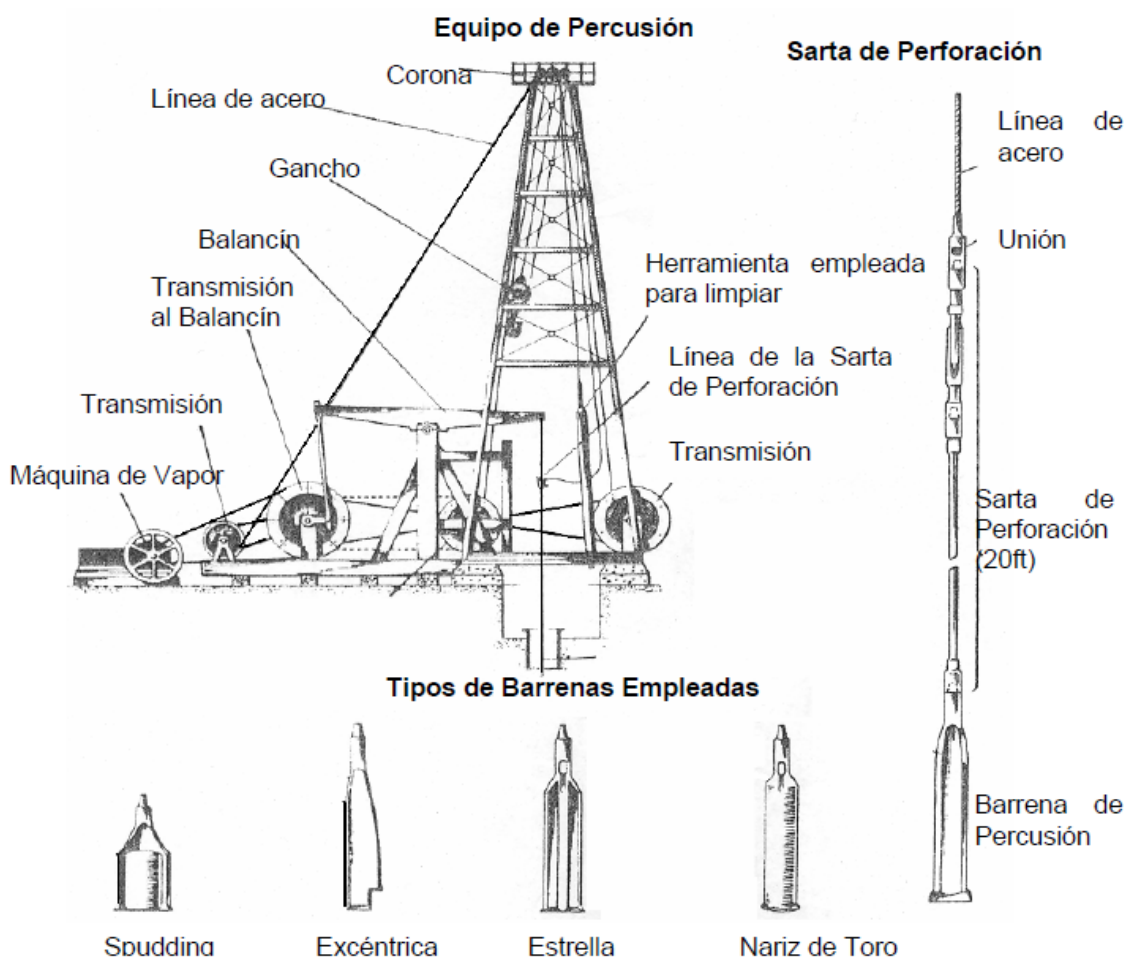


Figura 1.13. Equipo de perforación. (Tomada de "Elements of Petroleum Geology Richard Selley, 1998)

En estos equipos no se usaba fluido de perforación para sacar los recortes; en su lugar se bajaba una cubeta varias veces para limpiar el agujero. Este método se usó en perforaciones petroleras durante el siglo XIX y predominó en las dos primeras décadas del siglo XX. La sarta provee el peso necesario para forzar la barrena en el interior del suelo, el agujero se mantiene vacío, excepto en el fondo, donde se encuentra un poco de agua con la finalidad de distribuir un poco y en forma uniforme

las partículas de la roca perforada. Después de perforar unos pocos metros, se retira la barrena y se remueven los recortes con una cuchara de achique, la cual no es más que un tubo abierto con una válvula en el fondo.

En los primeros días en la exploración del aceite, los equipos de percusión probablemente utilizaban como fuente de energía el trabajo realizado por un hombre o varios hombres; en tiempos más recientes se utilizó vapor o máquinas de combustión interna.

Los métodos de perforación de los equipos mecánicos de percusión evolucionaron hacia el final del siglo XIX, y fueron usados en un principio para pozos de agua. Cuando los usos económicos del petróleo se descubrieron a mediados del siglo XIX, de tal manera que los equipos de percusión llegaron a ser el primer método en perforar pozos de aceite y esto continuó así por más de 80 años. Los equipos de percusión tenían muchas desventajas, en primera la profundidad era muy limitada. La resistencia del cable era menor conforme se hacía más profundo el pozo, ya que el punto en la cabeza del pozo no es lo suficientemente fuerte para soportar el peso combinado del cable y del barreno. El promedio de profundidad era de 1000 m. Esto era adecuado para pozos de agua, pero no para los pozos exploratorios que requerían de una mayor profundidad. Una seria limitación es que los equipos de percusión solo podían trabajar en pozos en agujero descubierto para permitir el libre movimiento del cable, pero no es posible mantener el pozo libre de fluidos. Sin embargo, cuando la barrena atravesaba una formación de presión alta, el aceite o el gas salían disparados hacia la superficie como en un chorro. A causa de estas limitaciones de penetración y de seguridad los equipos de percusión fueron de uso limitado en la exploración de petróleo.

1.4.2. Perforación Vertical

La mayoría de los pozos verticales se consideran rectos, aunque se sabe que en la práctica tienden a desviarse de la vertical, figura 1.14. Sin tecnología o procedimientos de perforación especiales, los pozos tienden típicamente a penetrar planos de estratificación y otras características geológicas con un determinado ángulo; sin embargo, la inclinación del agujero en una perforación vertical no debe exceder los 2 grados. Antes del uso de la tecnología de levantamiento de pozos, las compañías de exploración y producción no se percataban del grado de desviación o tortuosidad de un pozo hasta que las operaciones de adquisición de registros o de corrida de tubería de revestimiento se entorpecían por un perfil de pozo complejo.

Una perforación vertical de alta calidad facilita bajar la TR más grande con mínimo espacio y permite la posibilidad de utilizar una TR extra en una etapa posterior y minimizar el tamaño del pozo desde el comienzo. Por lo que es más rápido de perforar y representa menos costos tanto para la eliminación de recortes como en materia de tuberías y cemento.

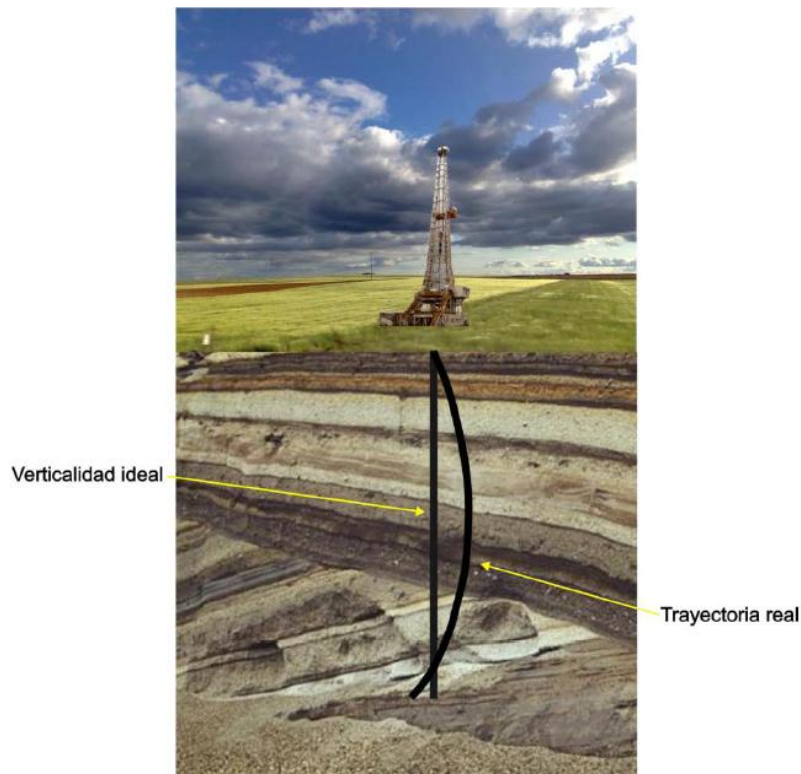


Figura 1.14. Perforación vertical. (Oil Field Review).

1.4.3. Perforación Direccional

La tecnología de perforación direccional tuvo sus inicios en la década de los veinte. En 1930, se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1943, se perforó el primer pozo de alivio en Conroe, Texas. En nuestro país, el primer pozo direccional registrado fue perforado en 1960 en las Choapas, Veracruz.

La ubicación natural de los yacimientos petroleros es generalmente incierta. En la mayoría de los casos, estos se encuentran por debajo de áreas inaccesibles verticalmente (zonas urbanas o restringidas ecológicamente). Consecuentemente, la forma más económica para explotar estos yacimientos es, a través, de pozos direccionales perforados desde una localización ubicada a cientos de metros del yacimiento. Por otro lado, el desarrollo de yacimientos marinos resultaría incosteable si no fuera posible perforar varios pozos direccionales desde una misma plataforma. Adicionalmente, la solución de problemas mecánicos severos que suelen presentarse al perforar (pescados, colapsos de TR's, etc.) y la reubicación de objetivos son económicamente factibles con la perforación direccional, figura 1.15.

Un pozo direccional es aquel que se perfora a lo largo de una trayectoria planeada para atravesar el yacimiento en una posición predeterminada (objetivo), localizada a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación. Para alcanzar el objetivo es necesario tener control del ángulo y la dirección del pozo, las cuales son referidas a los planos vertical (inclinación) y horizontal (dirección), respectivamente.

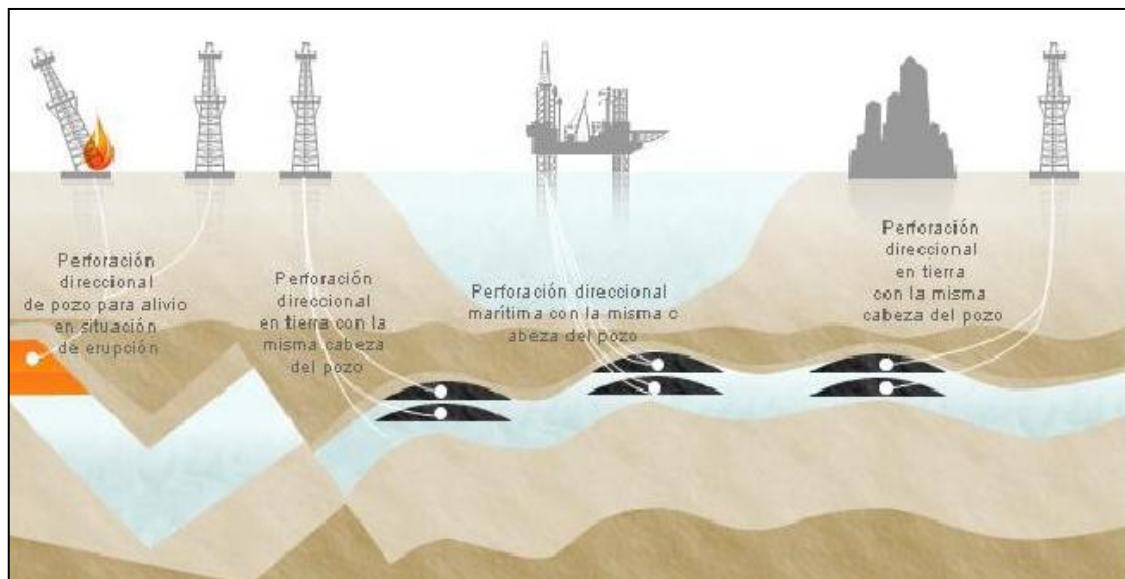


Figura 1.15. Situaciones que requieren el uso de la perforación direccional. (OilField Review)

1.4.4. Perforación Horizontal

El primer pozo Horizontal en México se perforó en 1991, con el objetivo de atravesar diferentes cuerpos de areniscas de la formación Chicontepec en el campo Agua Fría, del distrito Poza Rica en la Región Norte, los pozos 801-H, 801-H2, 807-H y 817-H fueron perforados con una longitud horizontal de alrededor de 1000 m, para tratar de incrementar la productividad. En la actualidad, hay alrededor de 675 patentes provenientes de los potenciales proveedores de esta tecnología; existen aproximadamente 11,300 documentos escritos sobre perforación horizontal (SPE, 2006), esto nos da una idea clara de la madurez de esta tecnología y las ventajas de su uso, ya que no se vislumbra algún tipo de problema o riesgo en el suministro de equipos y servicios técnicos.

Un “pozo horizontal” es aquel donde la última etapa del pozo que se perfora (zona productora) es aproximadamente de 90° con respecto a la vertical, figura 1.16. Los pozos horizontales son utilizados para incrementar los ritmos de producción, ya que con esta técnica de perforación se aumenta el área de drene y su eficiencia por gravedad. La perforación horizontal permite desarrollar campos costa afuera con menor número de pozos, plataformas más pequeñas y económicas que las convencionales. La perforación horizontal se puede aplicar a yacimientos de baja permeabilidad, a yacimientos cuyos fluidos son de alta viscosidad, y a yacimientos naturalmente fracturados comunicando las fracturas con el pozo, ayudando al flujo de los fluidos del yacimiento.

La productividad y el factor de recuperación pueden ser mayores con la utilización de pozos horizontales por varias razones, tales como:

- Propicia una mayor área de drene con la formación productora.
- Puede atravesar perpendicularmente a sistemas de fracturas naturales.
- Reduce los problemas de arenamiento y de conificación de agua y/o gas.

- Justifica comúnmente los costos de perforación con mayor gasto de producción y recuperación de la inversión en menor tiempo que en pozos verticales.
- Reduce las caídas de presión y propicia mayor eficiencia de drene de la formación productora, ya que tiene un mejor control y manejo del yacimiento.
- Produce en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica.
- Inyección de fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica), recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad.

Sin embargo, existe el elemento de tiempo extra requerido, este toma el doble de tiempo de planificación, diseño y ordenado del equipo y toma aproximadamente un 50% de tiempo extra para perforar.

En la perforación horizontal, es importante seleccionar el radio de curvatura más adecuado para alcanzar la profundidad dentro del yacimiento, ya que el radio de curvatura es función de la longitud a penetrar dentro de la zona productora. No obstante, existen límites respecto de la longitud que puede tener una sola sección horizontal más allá de los cuales la fricción en las paredes del pozo, en la tubería de revestimiento o de producción limita la producción del pozo (Monterrubio, 2009).

Tipos principales:

- Radio corto (1-4°/1 pie) pozos poco profundos, pueden ir de verticales a horizontales en 50 pies.
- Mediano (8-20°/100 pies) yacimientos fracturados, necesitan 300 pies para alcanzar la construcción.
- Radio largo (2-8°/100 pies) pozos costa afuera, yacimientos inaccesibles, necesitan 1500 pies para alcanzar la horizontal.
- Radio ultra corto (casi sin construcción).

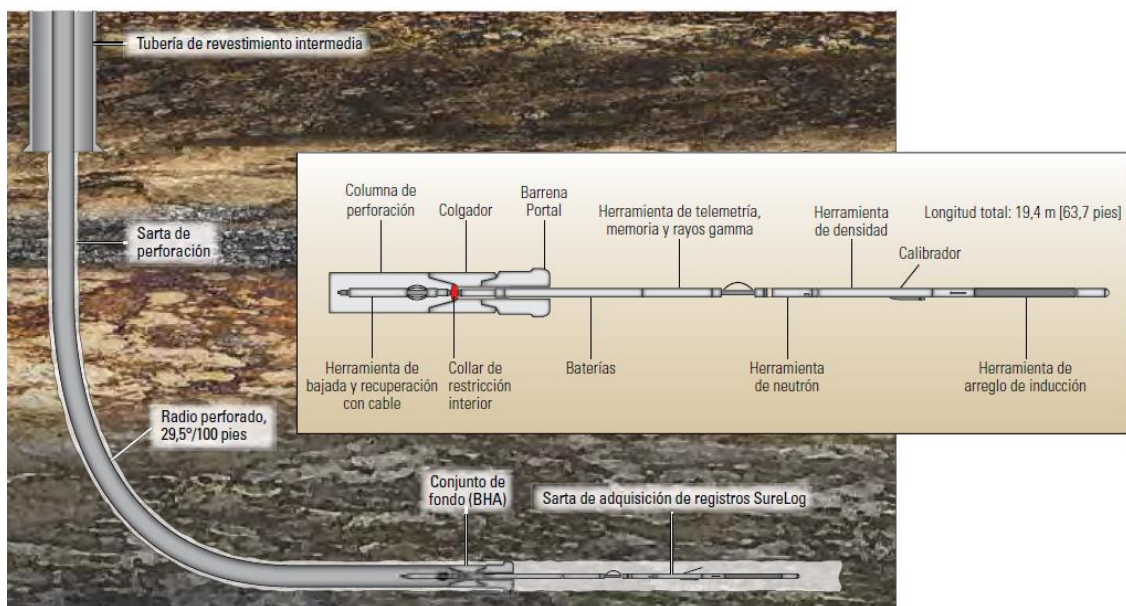


Figura 1.16. Registro de un pozo horizontal (OilField Review).

1.4.5. Perforación Multilateral

Los sistemas de pozos multilaterales, permiten que múltiples pozos productores sean perforados desde una sección individual de un agujero matriz, figura 1.17. En la actualidad, los pozos principales y los tramos laterales pueden perforarse verticalmente con altos ángulos de inclinación, u horizontalmente para afrontar las distintas condiciones del subsuelo. Las configuraciones de los pozos varían desde un solo pozo de drenaje hasta ramificaciones múltiples en arreglos de tipo abanicos horizontales, apilados verticalmente o dos tramos laterales opuestos.

Los pozos multilaterales reemplazan a uno o más pozos individuales. En ocasiones, constituye el único medio económico para explotar compartimientos geológicos aislados y yacimientos que contienen pequeños volúmenes de hidrocarburos; se puede utilizar para conectar rasgos verticales y horizontales del subsuelo, tales como fracturas naturales, formaciones laminadas y yacimientos estratificados. En áreas con riesgos de perforación, yacimientos profundos o campos petroleros situados en zonas de aguas profundas, un solo pozo principal elimina el riesgo y el alto costo de perforar hasta la profundidad final en varias ocasiones. En tierra firme, se reduce la cantidad de cabezales de pozos y las dimensiones de las localizaciones de superficie y en áreas marinas, se reducen los requerimientos de las instalaciones de superficie y el espacio en cubierta.

Una de las mayores ventajas de los pozos multilaterales es el máximo contacto con el yacimiento, aumentando el área de drenaje del pozo y reduciendo la caída de presión, lo cual mitiga la entrada de arena y la conificación de agua o gas, con esto se aumenta la productividad o la inyectividad y permite mejorar los factores de recuperación (Fraija et al., 2002/2003).



Figura 1.17. Esquema de la perforación multilateral de pozos. (Petroleum Oil Construction)

1.4.6. Perforación con Tubería Flexible

La aplicación de la Tubería Flexible es uno de los aspectos más importantes del desarrollo tecnológico en la industria petrolera de la última década. Estos equipos intervienen en la perforación, terminación y mantenimiento de pozos.

Su facilidad de instalación, bajo costo y seguridad han permitido ahorros significativos. Esto se puede lograr, ya que la TF no necesita conexiones por ser continua y, maneja menor volumen de fluidos y acero que las tuberías de revestimiento, figura 1.18. Asimismo, evita pegaduras debido a que tiene circulación continua, las bocas de pozo permanecen más estables, puesto que la velocidad de penetración es consistente y no está sujeta a los problemas asociados con el inicio y paro de la circulación cuando se realizan conexiones.

Los componentes de la TF son:

- Tubería Flexible
- Cabeza inyectora
- Carrete de Tubería Flexible
- Conjunto de preventores
- Unidad de bombeo
- Unidad de potencia (motor de fondo)
- Cabina de control
- Grúa y subestructura
- Motores de fondo y herramientas de MWD

La tecnología de equipo de perforación con TF permite la perforación en condiciones cambiantes. Se reducen los riesgos de daño a la formación, pues se evitan fugas de fluidos por medio del uso de técnicas de perforación bajo balance. Esta tecnología permite que se logre la perforación de manera segura y efectiva en pozos verticales desviados u horizontales.



Figura 1.18. Equipo de perforación con tubería flexible (ConocoPhillips).

1.4.7. Perforación de alcance extendido

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

Se puede considerar un pozo de alcance extendido cuando su relación de desplazamiento horizontal (DH) comúnmente llamado “stepout” o desviación es igual o mayor a 2 con respecto a la profundidad vertical real (PVR); es decir (ver figura 1.19):

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

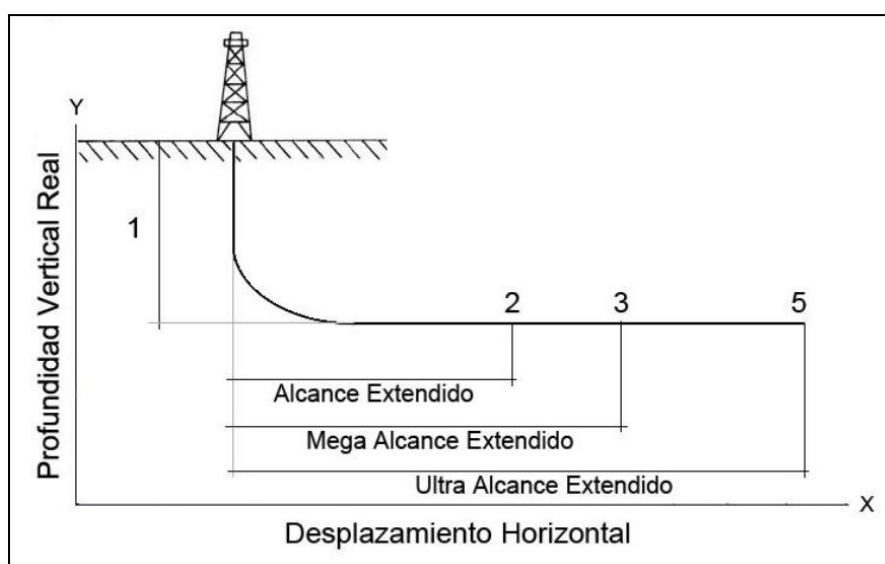


Figura 1.19. Clasificación de acuerdo a su relación DH/PVR (Fuente Paper SPE 28005)

Los tipos de formaciones para esta tecnología no son una limitante, puesto que se ha aplicado en arenas, carbonatos y en algunas ocasiones, se han atravesado grandes columnas de lutitas. No obstante, las condiciones geológicas idóneas para su aplicación son bloques afallados, en donde su propósito ha sido establecer una comunicación y obtener la mayor producción posible.

Los pozos de alcance extendido pueden utilizarse para optimizar el desarrollo de pozos costa afuera porque reducen el número de pozos y plataformas e incrementan la recuperación final del campo debido a la mayor área del yacimiento expuesto. Además, es posible acondicionar en forma relativamente económica equipos viejos para perforar y terminar pozos de alcance extendido, adicionando entre otras cosas un Top Drive. Otra aplicación trascendente es el desarrollo de yacimientos someros costa afuera desde una localización terrestre, evitándose los costos de una plataforma marina y reduciendo el impacto al medio ambiente marino, que en ciertas situaciones puede ser un factor decisivo en la explotación del campo.

1.4.8. Perforación bajo balance

La tecnología de perforación bajo balance surgió como una de las alternativas para evitar el daño a las formaciones que en muchos casos requiere de una costosa inversión adicional para la corrección de la situación, tabla 1.3.

Se tiene una perforación bajo balance cuando la densidad equivalente del fluido de control se diseña intencionalmente para que sea menor que la presión de las formaciones que se están perforando, figura 1.20. El fluido puede tener densidad natural o inducida, en dicho caso se le agrega gas, aire o nitrógeno a su fase líquida, permitiendo la entrada de fluidos de la formación al pozo que deben circularse y controlarse en superficie. El uso de esta técnica no se limita a formaciones de baja presión como se podría pensar, sino también, se aplica en pozos de alta presión, buscando los mismos objetivos comunes: reducir el riesgo de entrapamiento por presión diferencial, disminuir el daño a la formación, aumentar el desempeño de la perforación, etc. La perforación bajo balance es aplicable en formaciones mecánicamente estables, no obstante, se manejen presiones hidrostáticas menores que la presión de los fluidos de la roca. El caso en que no es posible utilizar esta técnica, ocurre cuando la presión de estabilidad mecánica de la formación coincide con la presión de formación o poro, en cuyo caso no es posible usar una densidad menor a su presión de poro; de lo contrario, la formación colapsaría.

Convencional	Bajo balance
Se evitan brotes manteniendo la $P_h > P_y$	Se causa flujo internacional haciendo $P_h < P_y$
Se detiene la perforación al haber flujo	Se continúa perforando aun con flujo
Se detiene la perforación al haber pérdida de circulación	Se continúa perforando aun con pérdida de circulación
No se realizan viajes con presión	Se realizan viajes con presión controlada

Tabla 1.3. Se compara algunos criterios de perforación convencional con perforación bajo balance.

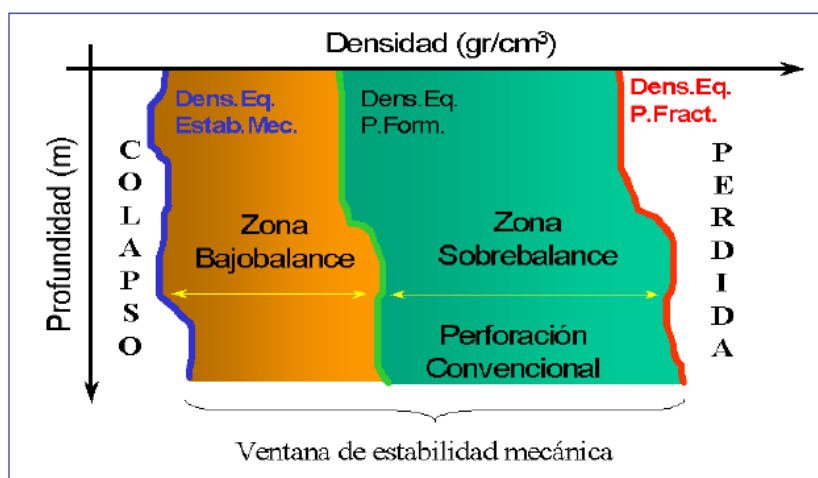


Figura 1.20. Ventana de operación de la Perforación bajo balance (Colaper 2000).

1.4.9. Perforación con Tubería de Revestimiento

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología incipiente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejorar la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. Esta técnica de perforación utiliza las TR's que quedarán instalados permanentemente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional, figura 1.21.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas aplicaciones. Aproximadamente, un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.

Este proceso más rápido, más simple y más eficaz se traduce en menos sorpresas relacionadas con la perforación y en costos más bajos.

Los avances registrados en términos de herramientas, equipos y procedimientos están expandiendo el uso de esta tecnología para incluir la perforación de formaciones blandas y duras, tanto en tierra firme como en áreas marinas, y más recientemente las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento.



Figura 1.21. Tecnología Casing Drilling™

1.5. Evaluación de Formaciones

La evaluación de formaciones precisa y oportuna constituye un elemento esencial del negocio de exploración y producción. En el pasado, los operadores debían adoptar soluciones intermedias entre las ventajas de las herramientas de adquisición de registros durante la perforación en tiempo real y la evaluación de formaciones más global de las técnicas aplicadas en herramientas operadas con cable.

La evaluación de formaciones puede definirse generalmente como la práctica de determinar las propiedades físicas y químicas de las rocas y los fluidos contenidos en ellas. El objetivo de la evaluación de formaciones es localizar, definir y hacer producir un yacimiento dado por la perforación de tantos pozos como sea posible. En este punto, las compañías prestadoras de servicios utilizan una amplia variedad de métodos de evaluación de formaciones, algunos de los cuales se describen en la siguiente tabla:

Exploración	Definir estructura	Sísmica, mapeo gravitacional y mapeo magnético
Perforación	Perforar el pozo	Registro de lodos, núcleo, MWD.
Toma de Registros	Registrar el pozo	Registros de pozo abierto
Evaluación Primaria	Análisis de registros y prueba	Prueba de formación con tubería Pruebas de formación con cable Sísmica Vertical (VSP) Núcleos de pared
Análisis	Análisis de núcleos	Estudios de laboratorio
Retroalimentación	Refinamiento del modelo sísmico y análisis de registros.	Calibración sísmica de los resultados de análisis de registros Calibración de registros vía resultados de análisis de núcleos
Explotación	Producción de hidrocarburos	Análisis de balance de materiales
Recuperación secundaria	Inyección de agua o gas y registros de producción	Análisis de propiedades microscópicas de la roca Análisis de los registros de producción
Abandono	Decisiones económicas	

Tabla 1.4. Métodos de Evaluación de Formaciones (PEMEX, 2002)

1.5.1 Aspectos Generales

Una gran variedad de información del pozo está disponible y puede ser utilizada por el geólogo y petrofísico para definir los modelos geológicos y petrofísicos para obtener un mejor conocimiento del yacimiento, estableciendo que tan grande es y cómo se desempeñará si se coloca bajo producción.

La información se puede obtener de las siguientes fuentes:

- ✓ La información obtenida durante la perforación: Tasa de penetración, Análisis de Cortes, Pérdidas y ganancias del fluido de control, muestras de gas, aceite y agua.
- ✓ Análisis de Núcleos: Litología, Porosidad, Permeabilidad.
- ✓ Análisis de Registros (Registros Eléctricos y MWD/LWD): Registros Eléctricos, Registros Acústicos, Registros en tiempo real.
- ✓ Pruebas de Productividad: Pruebas de Formación, Pruebas de producción.

1.5.2. Toma de Núcleo

Los núcleos proveen información más exacta que los recortes de perforación. Es el único método para realizar mediciones directas de las propiedades de la roca y de los fluidos contenidos en ella. A partir del análisis de los núcleos, se tiene un conjunto de datos muy valioso para los diferentes especialistas relacionados con las ciencias de la tierra.

Una toma de núcleo permite que se realice una descripción litológica detallada del yacimiento. Posteriormente, se someten pruebas adicionales de laboratorio para establecer la porosidad, permeabilidad de la roca, la saturación de agua, aceite y gas, el rumbo y el echado de los estratos y, las propiedades eléctricas de la formación, los cuales pueden entonces ser utilizados para calibrar la respuesta de las herramientas de registro.

Existen una gran variedad de métodos para la recuperación de núcleos dependiendo de las aplicaciones, pero dentro de la industria petrolera se distinguen dos: núcleos de fondo y núcleos de pared.

1.5.2.1. Núcleos de Fondo

En este método el núcleo se recupera dentro de un barril, llamado “barril muestreador”. Se pueden cortar núcleos completos en pozos verticales, desviados y horizontales. Dependiendo del nivel de preservación de la muestra, se obtienen diferentes tipos de núcleos: convencionales, encamisados, orientados y presurizados, figura 1.21.

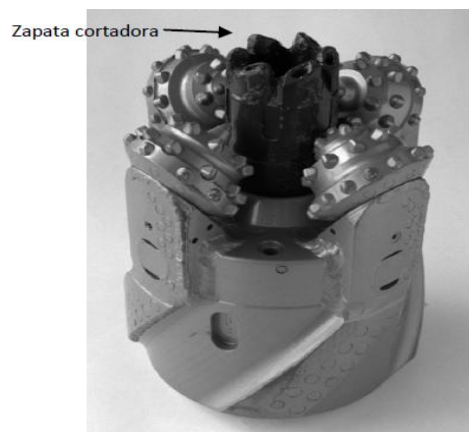


Figura 1.21. Barrena de 11 7/16" con barril muestreador extendido (Oilfield Review).

1.5.2.2. Núcleos de Pared

Esta técnica se utiliza para recuperar pequeñas muestras de las formaciones ya perforadas a una profundidad predeterminada. Los métodos de accionamiento de las herramientas puede ser por percusión o por rotación y las muestras son de aproximadamente una pulgada de diámetro y unas pocas pulgadas de longitud, por lo que solo se obtiene una pequeña porción del espesor de la formación.

1.5.3. Análisis de Registros Geofísicos

Un registro geofísico es la grabación de las propiedades físicas de las formaciones perforadas; representados mediante un gráfico X-Y en donde el eje Y corresponde a la profundidad del pozo y el eje X a él o los valores de algunos parámetros de la formación como son: porosidad, densidad, tiempo de tránsito, resistividad, diámetro del agujero, potencial natural, radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca.

Para realizar la toma de registros, se utiliza una unidad móvil (o estacionaria en pozos costa fuera) que contiene un sistema computarizado para la obtención y procesamiento de datos. El registro se obtiene al hacer pasar los sensores de la sonda enfrente de la formación moviendo la herramienta lentamente con el cable (PEMEX, 2002). Con ellos se puede obtener información importante que permite: delimitar características estructurales y sedimentarias, identificar y correlacionar límites entre capas, diferenciar entre rocas blandas y duras, determinar la litología, el volumen de arcillas y la permeabilidad (k), determinar cuantitativamente la porosidad (ϕ) y la saturación de agua (S_w), asimismo, el contacto agua-aceite, conocer la salinidad del agua de formación, la medida real del diámetro del agujero y la desviación, determinar la calidad de la cementación y posibles daños en las tuberías, localizar los cople, medir la temperatura, el gasto y la densidad de los fluidos (Guillot, 2010).

Los registros geofísicos son sólo algunas de las múltiples fuentes de datos usados en la evaluación de formaciones. Sin embargo, a través de la determinación precisa de la profundidad, estos son un medio que se usa para reunir todos los métodos de evaluación de formaciones. Los registros son una pequeña porción, pero muy importante, de un gran enigma.

1.5.4. Tipos de Registros Geofísicos

En función del principio físico de la herramienta se dividen en:

- Resistividad
 - Investigación Profunda R_t
 - Eléctrico (ES)
 - Eléctrico enfocado (LL)
 - Doble eléctrico enfocado (DLL)
 - Inducción (I-ES)
 - Doble inducción-Eléctrico enfocado (DIL)
 - Eléctrico enfocado acimutal (ARI)
 - Arreglo de inducción (AIT)
 - Eléctrico enfocado de alta resolución
 - Investigación somera R_xo
 - Micro eléctrico (ML)
 - Micro enfocado (MLL)
 - Micro proximidad (MPL)
 - Micro esférico enfocado (MSFL)
- Acústicos
 - Sónico de porosidad (BHC)

- Sónico de espaciamiento largo
- Sónico digital
- Sónico dipolar
- Sónico de amplitud (A-BHC)
- Sónico de densidad variable (VDL)
- BHTV-TV POZO

- Radioactivos
 - Rayos Gamma
 - Rayos Gamma naturales (GR)
 - Espectroscopia de rayos Gamma naturales (NGT)
 - Neutrones
 - Radioactivo (GNT)
 - Epitermal (SNP)
 - Compensado (CNL)
 - Densidad
 - Densidad de la formación (FDC)
 - Lito densidad (LDT)

- Mecánicos
 - Temperatura
 - Calibración
 - Desviaciones

- Registros en agujero entubado
 - Radioactivo y coples
 - Trazadores radioactivos
 - Sónico de cementación
 - Densidad variable
 - Temperatura
 - Producción

1.5.5. Empleo de los Registros de Pozos

En general, en la industria petrolera, los registros se utilizan principalmente para correlacionar estratos geológicos y la localización de zonas con hidrocarburos, por lo que son necesarios muchos parámetros del subsuelo que necesitan ser detectados o medidos, para lo cual diferentes pozos y condiciones de la formación pueden requerir diferentes herramientas para medir las mismas propiedades básicas.

En el área petrolera los registros se usan principalmente para:

- Determinar el espesor de las capas.
- Determinar la porosidad.
- Estimar la permeabilidad.
- Localizar hidrocarburos.
- Identificar el potencial de la roca generadora.
- Estimar la salinidad del agua.
- Cuantificar la cantidad de hidrocarburos.

- Estimar el tipo y gasto del fluido de producción (PLT).
- Estimar la presión de formación.
- Identificar zonas de fracturas.
- Medición del azimut e inclinación del agujero.
- Medición del diámetro de pozo.

Dependiendo de la información deseada, las características del pozo, como tamaño del agujero y desviación, las propiedades del lodo de perforación, tipo de formación, tiempo, costo del equipo de perforación y disponibilidad de equipo, son el conjunto de herramientas que se utilizarán. Esto también depende del tipo de pozo, ya que los pozos exploratorios, en general, requieren de un programa completo de registros, mientras que los pozos de desarrollo solo de servicios básicos (Guillot, 2010).

1.5.6. Herramientas en Tiempo Real (While Drilling)

Con el avance de la tecnología, las innovaciones en la perforación y adquisición de registros de pozos, se han logrado diseñar nuevas tecnologías durante la perforación que ayuden a solucionar problemas como ahorro de tiempo, costos, mejoras en seguridad operativa y de las herramientas, en comparación con las que se utilizaban de forma convencional con línea de acero.

Los registros en tiempo real integran servicios de perforación y evaluación para proporcionar respuestas en tiempo real basados en información precisa, fiable y durante la perforación, tomar decisiones sobre esta, dando lugar a una ubicación de la trayectoria del pozo rápida y precisa, mejora la eficiencia de la perforación y una recuperación máxima (Tabla 1.5). Los registros en tiempo real proporcionan eficiencia en el pozo, integrando datos de perforación de tal forma que se toman decisiones correctas de forma inmediata, mejorando drásticamente la eficacia de la perforación, salvando tiempo y dinero; de igual forma previene y actúa en la detección de alarmas y anomalías para mitigar los riesgos, además de poder navegar en el yacimiento y tener ubicación precisa dentro del pozo.

Con el pasar del tiempo, las mediciones en tiempo real abarcarán cada vez más las etapas de terminación del pozo, producción y caracterización de yacimientos, así como el desarrollo de campos.

MNÉMÓNICO (Inglés)	ESPAÑOL	INGLÉS
SMWD	Medición sísmica durante la perforación	Seismic Measurement While Drilling
MWD	Mediciones durante la perforación	Measurements While Drilling
LWD	Registros durante la perforación	Logging While Drilling
PWD	Mediciones de presión durante la perforación	Pressure While Drilling
TWD	Pruebas durante la perforación	Testing While Drilling
CwD	Revestimiento durante la perforación	Casing While Drilling
SiWD	Simulaciones durante la perforación	Simulation While Drilling
LWC	Registros durante la extracción de núcleos	Logging While Coring
APWD	Presión Anular durante la perforación	Annular Pressure While Drilling

Tabla 1.5 Principales tecnologías durante la perforación.

1.5.6.1. Mediciones durante la perforación (MWD)

El término de mediciones durante la perforación (MWD) se introduce hace más de 15 años y en sus inicios se limitaba en mediciones direccionales y registros de rayos gamma naturales y resistividad.

Esta base fue muy importante para la evolución de esta tecnología, gracias a la integración de herramientas de medición en las tuberías lastrabarrenas dando un importante apoyo al progreso de los registros durante la perforación (LWD), que con el tiempo están sustituyendo a las técnicas de línea de acero. Sin embargo, su más grande desarrollo como tecnología ha sido su implementación para pozos horizontales o con alto ángulo y el caso de pozos multilaterales, cuyo costo y operación resulta muy complicado utilizando registros convencionales. Además, la tecnología MWD permite minimizar daños en la formación y vida útil de las herramientas.

Otro aspecto importante tiene que ver con la adquisición de datos en superficie en tiempo real, que permite ahorrar tiempo en la toma de decisiones y la producción, figura 1.22.

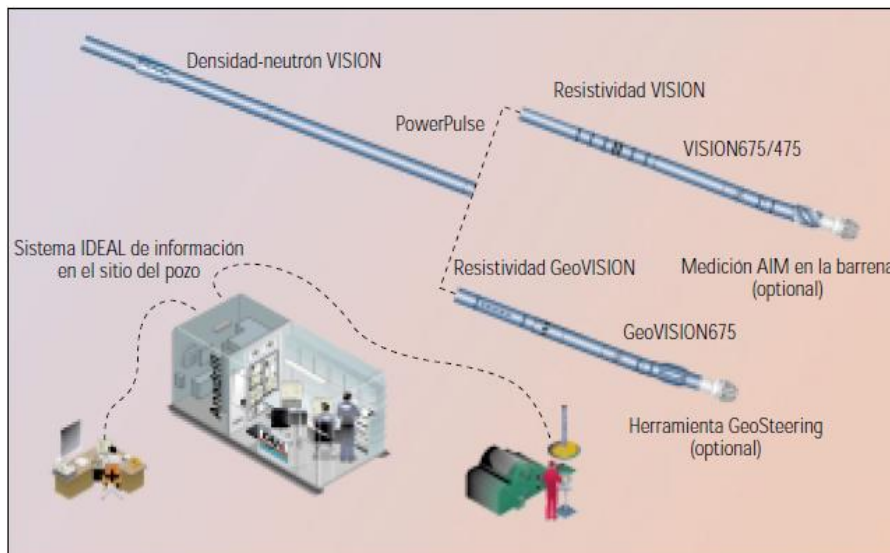


Figura 1.22. Sistema MWD (OilField Review).

1.5.6.1.1. Información obtenida

La tecnología MWD proporciona información sobre las condiciones en las que se perfora, estas incluyen:

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

- Perforación direccional (profundidad, inclinación, dirección, azimut, cara de la herramienta)

Esta información permite que el operador pueda perforar con mayor eficiencia y poder utilizar otros servicios en el pozo como sistemas de rotación navegables y dispositivos de registros durante la perforación (LWD).

Cabe mencionar que diversos autores incluyen dentro de los estudios MWD a los rayos gamma, resistividad y densidad-neutrón y caliper, esto se debe a que dichas mediciones se utilizan para fines de correlación, direccionamientos y evaluación de formación para evitar rupturas, daños en el pozo o en las herramientas y seguir el intervalo de interés en pozos horizontales.

1.5.6.1.2. Descripción básica

La herramienta MWD consiste en tres secciones básicas:

- **Fuente de energía.-** A base de baterías de litio o de turbinas
- **Sección de sensores.-** Para definir la trayectoria del pozo. Comúnmente acelerómetros (para mediciones de inclinación y azimut), magnetómetros (para medición de la dirección de referencia en un pozo) con base al norte magnético, y otros sensores: presión, rayos gamma y la resistividad son colocados en secciones separadas de la herramienta.
- **Transmisores.-** De dos maneras: mediante ondas de presión a través de lodo (mud pulse) o mediante señales electromagnéticas a través de la formación (poca aplicación).

1.5.6.1.3. Mediciones de Presión durante la perforación (PWD)

La tecnología de presión durante la perforación (PWD), es parte de una serie de sensores de MWD que registra las presiones anulares y de la formación durante el proceso de perforación.

Durante el proceso de perforación de un pozo, se tienen como resultados muchos problemas en el pozo, incluyendo pérdidas de circulación, reventones, entrada de fluidos a la formación, colapso, pegaduras por presión diferencial y deficiencia en la limpieza del agujero. Dichos eventos traen como consecuencia costosos incidentes tales como pérdida de fluido de control, pérdida de herramientas dentro del pozo (pescados), problemas con el control del pozo, tuberías de perforación y de revestimiento atrapadas. La mayoría de estos problemas ocurre cuando se exceden los límites de presión necesarios para una operación segura, estos límites están definidos por la presión de poro, fractura y colapso; pueden ser determinados por ciertas mediciones hechas durante la perforación del pozo.

La presión anular del pozo se está convirtiendo en una medición estándar en todos los ambientes de perforación (APWD). Cuando se monitorea en el contexto de otros parámetros de perforación y comprendiendo los principios hidráulicos fundamentales, es posible identificar condiciones indeseables durante la perforación, sugerir

procedimientos de recuperación, y ayudar a prevenir problemas graves durante el desarrollo. Para pozos en los cuales solo existe una pequeña diferencia entre el gradiente de fractura y la presión de poro, no es posible realizar la perforación sin información de la presión anular del pozo en tiempo real. De hecho, esto es particularmente cierto en el caso de pozos de alcance extendido, para pozos con altas temperaturas/altas presiones (HT/HP).

Con las mediciones de la presión anular del pozo realizado en tiempo real, el perforador puede mantener de forma más efectiva, la densidad de circulación equivalente (ECD) y la densidad estática equivalente (ESD-cuando no hay circulación) dentro del rango deseado, con el fin de evitar pérdidas de circulación y mantener la integridad del pozo. Los datos de la presión anular son usados para evaluar los efectos de la circulación, rotación de la tubería y evaluar las pruebas de integridad de la formación.

Las mediciones de la densidad de circulación equivalente (ECD), juegan un papel fundamental como factor de inestabilidad del agujero, afluencias, pérdidas de circulación, y como un indicador de eficiencia de la limpieza del agujero. Las mediciones y análisis de los ECDs con la herramienta PWD son fundamentales para el éxito en el pozo. Una combinación de predicciones de ECD y mediciones PWD en tiempo real se usan para dar al perforador una herramienta valiosa para tomar decisiones durante la perforación.

1.5.6.2. Registros durante la perforación (LWD)

La medición de las propiedades de la formación durante la perforación de un pozo se hace a través del uso de herramientas integradas en el aparejo de fondo (BHA). Los registros durante la perforación (LWD) tienen la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de que los fluidos de perforación invadan profundamente. Este sistema provee registros geofísicos del pozo e información de la perforación en tiempo real durante la perforación.

Además, algunos pozos son difíciles o imposibles de medir con herramientas convencionales de cable, especialmente en pozos altamente desviados. En estas situaciones, las mediciones LWD aseguran que algunas mediciones son capturadas en el instante, mientras que con cable no es posible.

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- Rayos Gamma
- Resistividad de formación
 - Inducción
 - Propagación electromagnética
 - Laterolog (RAB, Botón y lateral)
- Propiedades acústicas
 - Sónico
 - Caliper ultrasónico
- Sísmica
 - Medición sísmica durante la perforación (SWD)

- Drill-Bit Seismic (VSP-inverso)
- Mediciones Nucleares
 - Densidad/Porosidad
 - Neutrón/Porosidad
- Imágenes durante la perforación (IWD)
- Resonancia Magnética

También trabaja en conjunto con sensores MWD para un mejor desempeño en la perforación de pozos, figura 1.23.

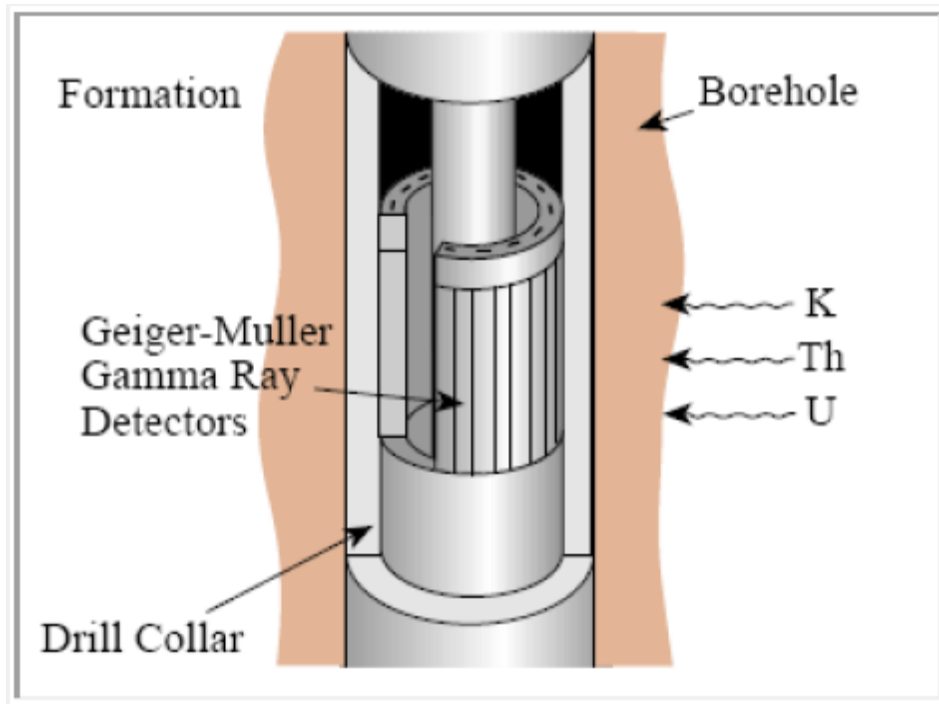


Figura 1.23. Detector de Rayos Gama en un herramienta LWD (Oil field Review).

1.5.6.2.1. Comparaciones LWD/Línea de Acero

A lo largo del desarrollo en la tecnología LWD se han encontrado aplicaciones para las herramientas, tales como, figura 1.24:

- Registros seguros, en el caso de que los pozos se pierdan, no pueden ser registrados con herramientas con cable mientras que con LWD si son recuperables.
- Ahorro de tiempo y toma de decisiones durante la perforación.
- Registros antes de la invasión de filtrado. En algunas formaciones de alta permeabilidad, el fluido de perforación desplaza el hidrocarburo en la formación más cercana al pozo, haciendo que el pozo parezca no productor.
- Geonavegación y realce para la eficiencia de perforación.
- Ahorra el tiempo de operación en la puesta del sistema TLC (Registros de condiciones difíciles y en pozos marinos).

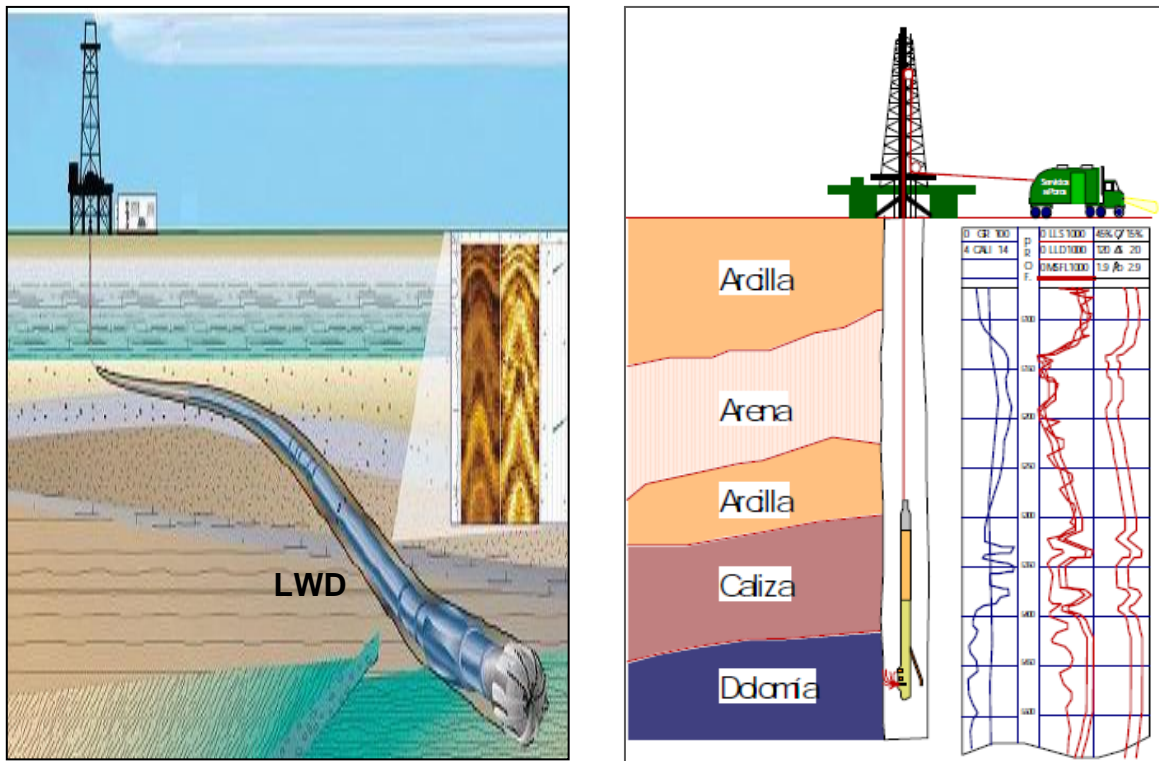


Figura 1.24. Adquisición de registros en tiempo real (Izquierda) vs Toma de registros con línea de acero (Derecha). (OilField Review).

CAPÍTULO II. PERFORACIÓN CON EL SISTEMA CASING DRILLING

Introducción

La utilización de tubería de revestimiento para la perforación constituye una tecnología emergente que permite bajar los costos de construcción de pozos, mejora la eficiencia operacional y la seguridad, así como minimizar el impacto ambiental. Básicamente simple en principio, esta técnica de perforación utiliza las tuberías de revestimiento ordinarias que quedarán instaladas de forma permanente en el pozo, en lugar de la sarta de perforación convencional. Las exigencias económicas de los marcos geológicos complejos, los yacimientos de menor extensión con reservas recuperables limitadas y la necesidad de optimizar el desarrollo y la explotación de los campos maduros hacen que las operaciones de perforación con TR (CD) resulten cada vez más atractivas para las compañías operadoras.

En la actualidad, es posible conectar una barrena de perforación rotativa convencional o una zapata de perforación especial al extremo de una sarta de revestimiento para perforar pozos verticales. Para lograr mayor flexibilidad, y para aquellas aplicaciones que requieren control direccional, se puede desplegar, fijar en su lugar y luego recuperar con línea de acero un arreglo de fondo de pozo (BHA) recuperable para perforación. La bajada y recuperación de este BHA a través de la tubería de revestimiento elimina los viajes de entrada y salida del pozo de la columna de perforación y provee protección adicional para los sistemas de avanzada utilizados en las mediciones de fondo de pozo (MWD/LWD) y en las aplicaciones de perforación direccional.

La minimización del número de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso de pozos producidos por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de las sartas de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente. Después de alcanzar la profundidad total, la tubería de revestimiento ya se encuentra en su lugar, lo que elimina la necesidad de extraer la sarta de perforación y luego bajar la tubería de revestimiento para efectuar su cementación. Este menor manipuleo de las tuberías aumenta la seguridad en la localización del pozo y permite que los perforadores utilicen equipos de perforación de tamaño estándar o más pequeños, construidos de manera específica para perforar con TR. Los nuevos equipos de perforación compactos para operaciones de perforación con TR requieren menos potencia, utilizan una menor cantidad de combustible, producen menos emisiones, operan desde localizaciones de superficie más pequeñas y pueden ser transportados de forma más rápida y fácil que los equipos de perforación convencionales de mayor tamaño.

En comparación con las operaciones de perforación tradicionales, la técnica de perforación con TR minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación que se genera por la existencia de problemas indeseables, tales como el atascamiento de las

tuberías o la pérdida del control del pozo, resultantes de un flujo de fluido de formación. Las evidencias biográficas (Artículos SPE) indican que las operaciones de perforación con sarta de revestimiento reducen los problemas de pérdida de circulación mediante el enjarre de los recortes y los sólidos del fluido de perforación en la pared del pozo.

Es posible que este efecto de “empaste” genere un enjarre de filtración impermeable o crea una terminación superficial sólida que permita perforar los intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de fluido de perforación.

Las sartas de revestimiento poseen uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reducen en aproximadamente un 25%. Otro de los beneficios que ofrecen es que se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías. Además de mejorar la eficiencia de la perforación, estas dos ventajas se traducen en una reducción consecutiva del costo total y del impacto ambiental.

Las operaciones de perforación con TR eliminan varias etapas del proceso de construcción de pozos convencionales y ofrecen otras ventajas críticas, como mejorar la circulación del fluido y la remoción de los recortes de formación para lograr una limpieza más efectiva del pozo. A medida que los operadores adquieren más experiencia en el área, las velocidades de penetración de la perforación (ROP, por sus siglas en inglés) con tubería de revestimiento mejoran, equiparándose o superando en última instancia a las ROP's logradas previamente con la sarta de perforación convencional, si se comparan los días por cada 305 m [1,000 pies] o los pies por día.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indican que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo (NPT, por sus siglas en inglés) hasta en un 50% y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10 y el 35% por pozo, en ciertas aplicaciones. Aproximadamente, un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.

Este proceso más rápido, más simple y más eficaz se traduce en menos sorpresas relacionadas con la perforación y en costos más bajos. Los avances registrados en términos de herramientas, equipos y procedimientos están expandiendo el uso de esta tecnología para incluir la perforación de formaciones blandas y duras, tanto en tierra firme como en áreas marinas, y de forma más reciente, las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento que se tratarán más adelante.

2.1 Historia de la perforación con TR

La aplicación de la perforación con TR en campos de aceite y gas convencionales como sarta de perforación ha sido un sueño para los perforadores desde la implementación del proceso de perforación rotatoria los cuales se introdujeron a finales del siglo XIX. Una patente que se remonta al año de 1890 describe un proceso

de perforación rotativa para la perforación simultánea con TR y además una barrena expandible recuperable de forma hidráulica.

En la década de 1920, la industria petrolera rusa reportó el desarrollo de las barrenas retractables para ser utilizadas en operaciones de perforación con TR.

En la década de 1930, los operadores del área continental de E.U.A utilizaban la tubería de producción para realizar terminaciones en agujero descubierto. La sarta de tubería de producción y la barrena de cuchillas planas o cola de pescado, utilizadas para la perforación quedaban en el pozo después de iniciarse la producción.

Desde la década de 1950, se utilizaron tuberías de revestimiento para la perforación de pozos de diámetro reducido.

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perforar pozos con TR, que incluía barrenas piloto recuperables, ampliadores para agrandar el pozo y motores de fondo. No obstante, las bajas velocidades de penetración, comparadas con la perforación rotativa convencional, restringieron la aplicación comercial de este sistema.

Las actividades de investigación y desarrollo continuaron creciendo a un ritmo lento hasta fines de la década de 1980, en que la circunstancia y las condiciones del mercado despertaron un renovado interés en las operaciones de perforación con tubería convencional, tubería flexible y otras técnicas de perforación de pozos de diámetro reducido. En la misma época, Amoco, ahora British Petroleum, documentó una exitosa operación de perforación y extracción de núcleos utilizando equipos y tuberías para trabajos mineros.

En la década de 1990, los operadores comenzaron a utilizar tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar intervalos agotados desde formaciones normalmente presurizadas. Este método evitaba problemas tales como inestabilidad y ensanchamiento del pozo, pérdida de circulación y control del pozo, de los que estaban atestadas las operaciones de perforación convencionales. Mobil, ahora ExxonMobil, utilizaba tuberías de revestimiento cortas con el fin de perforar los yacimientos de caliza agotados de manera extrema del Campo Arun, en Sumatra del Norte, Indonesia, partiendo de zonas de transición de presión más alta.

En el año 2001, BP® y Tesco® reportaron una operación exitosa en la que se utilizó tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes a las tuberías de revestimiento de superficie y de producción en 15 pozos de gas del área de Wamsutter, en Wyoming, E.U.A. La profundidad de estos pozos oscilaba entre 2,499 y 2,896 m [8,200 y 9,500 pies]. Durante la época, Shell Exploration and Production Company® mejoró de forma notable el desempeño de las operaciones de perforación en el sur de Texas perforando pozos en condiciones de bajo balance con tubería de revestimiento, lo que le permitió obtener una reducción de costos del orden del 30%. Hasta la fecha, los operadores han perforado más de 2,000 secciones de pozo utilizando tuberías de revestimiento. Más de 1,020 de estos intervalos implicaron la perforación de pozos verticales con TR y barrenas no recuperables, unos 620 fueron perforados utilizando tuberías de revestimiento cortas, más de 400 utilizaron un BHA recuperable para perforar pozos verticales y aproximadamente 12 emplearon un BHA

recuperable para perforar pozos direccionales (Fontenot, Warren y colaboradores, 2005). Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica en mención que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada o en etapa de prueba para convertirse en una solución práctica que permite reducir los costos, aumentar la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo del equipo de perforación.

2.2. Concepto de Perforación con TR

Muchos métodos se han desarrollado en las operaciones de perforación con la finalidad de poder incrementar la eficiencia operativa, esto se puede traducir en una reducción de costos y tiempos de perforación, y por ende en un mejor resultado.

Uno de los métodos que se han desarrollado en el siglo XXI por las constantes demandas de la industria petrolera, es la tecnología implementada por la compañía Canadiense Tesco® denominada Sistema de Perforación con Tubería de Revestimiento (**Casing Drilling System™**) misma que era considerada como una solución técnica para algunos problemas asociados a la perforación convencional y también proveía menos tiempo en la operación de perforación con barrena y en el programa de asentamientos de tuberías de revestimiento que se realiza de manera simultánea en un solo viaje, con los siguientes propósitos:

- Para penetrar en zonas problemáticas y para correr la tubería de revestimiento de forma segura y eficiente.
- Provee menos tiempo en las operaciones de perforación.
- Buen diseño de perforación y seguridad en la construcción de pozos para las etapas de exploración y producción.
- Minimizar el costo con la reducción de tiempo de inactividad (NPT) en los equipos de perforación resultante de acontecimientos inesperados que generalmente ocurren en operaciones convencionales de perforación.

Todos los métodos de perforación fueron desarrollados para lograr un resultado óptimo a través de la eficiencia en las operaciones de perforación. Como cualquier tecnología de perforación en crecimiento y profundización para pozos de aceite y gas, varios conceptos fueron desarrollados por ingenieros para evitar problemas de perforación y minimizar el tiempo en el viaje de la sarta de revestimiento. Por lo tanto, la perforación con TR es una tecnología que surge para perforar y revestir simultáneamente al pozo.

En Calgary, Canadá en 1995, la cía. Tesco® desarrolló un programa de perforación con tubería de revestimiento, el cual integra un sistema completo para perforar con TR, y además las herramientas de fondo, tales como MWD/LWD, ampliador, barrena piloto y motor de fondo son extraídas a la superficie con el apoyo de línea de acero. El concepto de perforación con TR se basa en perforar el pozo ampliándolo para mejorar la cementación y la limpieza del mismo y con la posibilidad de poder llevar a cabo las maniobras de cambio de barrena o toma de registros sin la necesidad de sacar la tubería del pozo, manteniendo la circulación del fluido de perforación en todo momento.

Después de esto, fue concebido el introducir una TR corta con un aparejo de fondo conectado a una sarta de perforación para penetrar en zonas inestables mientras se coloca la TR corta para proteger esa zona, una vez que se alcanza la profundidad de asentamiento de ésta, la parte interna de la sarta de perforación y el aparejo de fondo son liberados y recuperados en la superficie.

El sistema de perforación con TR (DwC) de la compañía Weatherford® a diferencia del sistema que ofrece Tesco®, utiliza la TR como sarta de perforación para penetrar en zonas problemáticas utilizando una barrena perforable para alcanzar el objetivo sin necesidad de sacar la barrena, una vez realizada la cementación se baja la siguiente barrena para moler la zapata perforadora. Básicamente, es lo mismo que la perforación convencional.

2.3. Descripción del proceso de perforación con TR

La Perforación con TR es una tecnología que está cobrando auge debido a la posibilidad que ofrece de perforar y entubar simultáneamente un pozo. En este proceso la tubería de revestimiento se usa en reemplazo de la tubería de perforación para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena.

La manera de perforar se hace de dos formas diferentes:

1. Utilizando un conjunto de fondo que es recuperable mediante maniobras con cable que permiten acceder de manera rápida a la barrena, motor de fondo y demás componentes.
2. Sin conjunto de fondo, con la barrena y accesorios de flotación directamente solidarios a la TR, los cuales quedarán cementados en el fondo con la tubería.

Dado que la maniobra implica dos acciones simultáneas (perforar y revestir), las ventajas de esta metodología radican en la reducción de costos relacionados con el transporte, el manipuleo, el alojamiento, la inspección, etc. de las tuberías de perforación. Pero la importancia fundamental o más significativa es la posibilidad de reducir los problemas de la perforación relacionados con pérdidas de circulación, inestabilidad de las paredes, tiempos muertos sin circular el pozo, etc. Por ejemplo, los problemas de generación de cavernas atribuidos a vibración de la columna de perforación pueden ser minimizados debido a la eliminación de "viajes" con la columna y también debido a la posibilidad de contar con una sarta menos proclive a las vibraciones.

Los conceptos vertidos previamente, aplican para las tres modalidades de perforación con tuberías, estas son las siguientes:

- Perforación con TR.
- Perforación con TR corta.
- Perforación con TP.

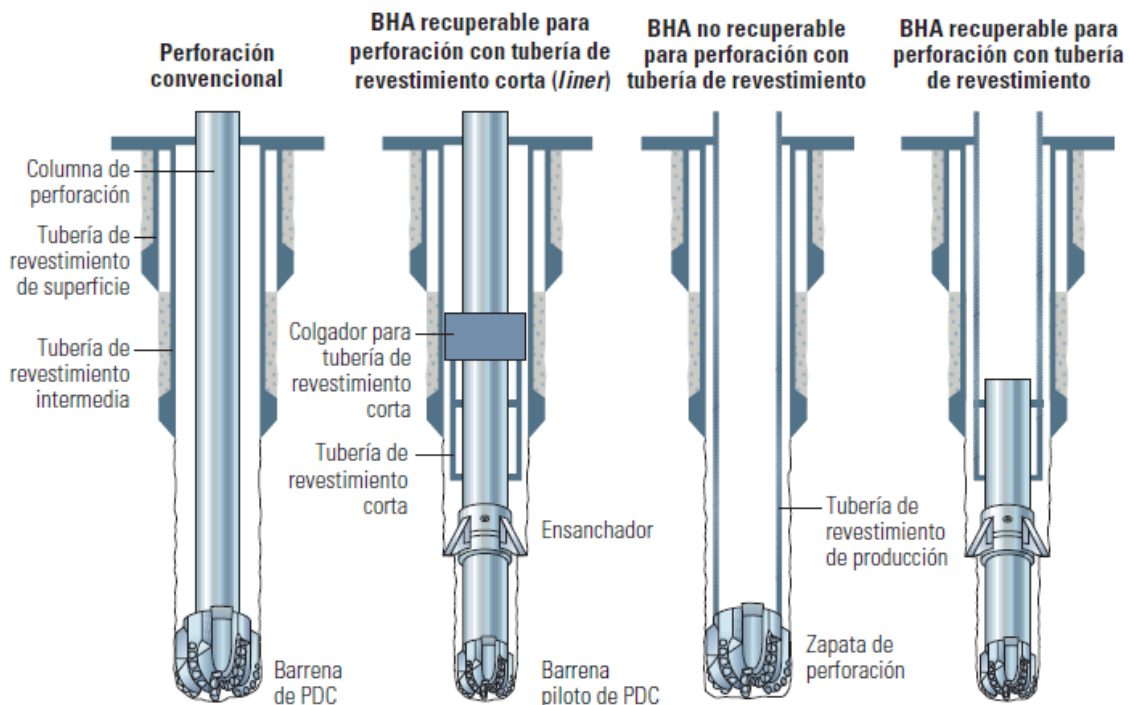


Figura 2.1. Operaciones de perforación y entubación simultáneas con tubería de revestimiento corta (liner) o sartas de revestimiento completas.

Las operaciones de perforación tradicional, implicaron el empleo de barrenas tricónicas o barrenas de cortadores fijos en el extremo de la columna de perforación rotativa (izquierda). Como alternativas a este enfoque estándar, los operadores y las compañías de servicios desarrollaron y probaron diversos sistemas para perforar pozos con TR corta y TR estándar. En la perforación con TR corta, se utiliza suficiente tubería como para revestir el agujero descubierto y se omite la porción superior de la sarta de revestimiento (centro, a la izquierda). El arreglo de fondo de pozo se baja con la columna de perforación convencional hasta la profundidad objetivo y soporta las cargas de perforación principales. Un colgador para TR corta o empacador conecta la columna de perforación con la misma. El BHA puede recuperarse sólo una vez finalizado el pozo. Si se produce una falla del BHA, se debe extraer toda la columna de perforación y la TR corta.

La posición del colgador para la TR corta dentro de la sarta de revestimiento previa limita la profundidad de perforación máxima. Una sarta de revestimiento completa con una barrena perforable no recuperable (centro, a la derecha) o un BHA para perforación recuperable (derecha) provee funcionalidad y flexibilidad adicionales.

El BHA recuperable puede desplegarse y recuperarse con tubería de perforación más pequeña, tubería flexible o línea de acero sin necesidad de bajar y extraer del pozo la tubería de revestimiento.

Los sistemas de fondo de pozo que se utilizan para perforar con TR se clasifican como no recuperables o recuperables. Un arreglo no recuperable o fijo, puede ser empleado para perforar pozos con TR corta o con sartas de revestimiento completas.

En ciertas aplicaciones se usan barrenas rotativas convencionales que se dejan en el pozo después de alcanzar la profundidad total. La barrena puede permanecer en la

tubería de revestimiento y cementarse en su lugar o puede soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de registros.

Las barrenas perforables, poseen estructuras de corte externas para perforar, pero se pueden remover mediante fresado. Estas zapatas de TR especialmente diseñadas permiten la perforación y terminación de las secciones de pozo subsecuentes.

Un sistema recuperable permite que la barrena y el BHA sean desplegados de manera inicial y se reemplacen sin necesidad de bajar y extraer la tubería de revestimiento del pozo. Esta opción es la única alternativa práctica en lo que respecta a los pozos direccionales debido a la necesidad de recuperar los costosos componentes del BHA, como los motores de fondo, los sistemas rotativos direccionales o las herramientas MWD/LWD. Un sistema recuperable con línea de acero (ULA) facilita el reemplazo de los equipos que fallan antes de alcanzar la profundidad total y permite un acceso rápido y eficaz desde el punto de vista de sus costos para registrar, evaluar y probar las formaciones.

Un arreglo de perforación operado con ULA se encuentra típicamente suspendido en un niple con un perfil característico (CPN) cerca del extremo inferior de una sarta de revestimiento. El sistema de perforación con TR de Tesco utiliza un ensamble de bloqueo (DLA) para anclar y sellar el BHA dentro de la TR, figura 2.2.

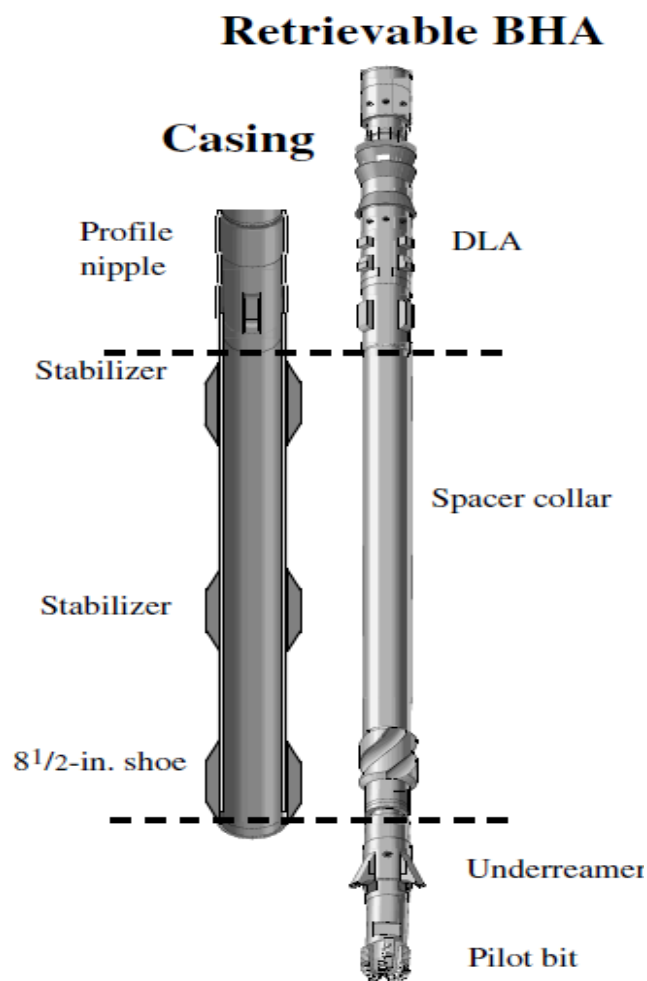


Figura 2.2. Ensamble de fondo de perforación con TR (SPE 00076640).

Cada componente del BHA debe pasar a través de la sarta de revestimiento que se utiliza para la perforación, incluyendo un ampliador con patines retráctiles. Una barrena inicia la perforación de un agujero piloto que luego se hace más grande por las aletas de los patines del ampliador totalmente expandidas. Los perforadores con frecuencia utilizan una barrena piloto de 6 1/8" o de 6 1/4" y un ampliador que se expande hasta alcanzar 8 7/8" cuando perforan con tubería de revestimiento de 7". El ampliador puede estar ubicado de inmediato arriba de la barrena, en el exterior de la TR, o por encima de otros componentes del BHA en el agujero piloto. Una unidad de impulsión superior (CDS) hace rotar la tubería de revestimiento y aplica esfuerzo de torsión para efectuar las conexiones de las TR's.

En un principio, las operaciones de perforación con tubería de revestimiento se realizaban en tierra firme, en pozos verticales, para evitar la complejidad adicional que conllevan las operaciones en áreas marinas. Como resultado, la perforación de pozos verticales con TR avanzó hasta tal punto que logró equiparar, en forma rutinaria, la eficacia de las operaciones con sargas de perforación convencionales.

2.3.1. Concepto de diseño inicial

La TR puede verse como cualquier tubería utilizada en la industria de la perforación, aunque con límites de esfuerzos inferiores, la TR aparece como una alternativa para su aplicación en el proceso de perforación una vez que sus limitaciones son identificadas.

En una prueba de diseño se consideraron las siguientes características. La TR fue de 13 3/8", 68 lb/ft, NS-CC con diámetro interno nominal (ID) de 12.415", un diámetro interno de trabajo de 12.259", tolerancia de torque máximo de conexión de 16,000 ft-lb. Esta TR fue prevista para dar servicio a ±1640 pies (500m) de profundidad.

El mecanismo guía para la perforación debió ser recuperable a través de la TR. Esta restricción adicional requiere que la barrena sea acoplada a un ampliador para la sección del agujero subsecuente. Además, porque hay limitaciones del esfuerzo de torsión al rotar la TR, un motor de lodo debe proveer la energía necesaria para impulsar la barrena y ampliador. Las características previstas para los componentes del BHA de un candidato son las siguientes, (ver figura. 2.3). El motor de lodo podría tener un diámetro externo (OD) de 9 5/8" u 8", con un torque máximo de 10,000 ft-lb y un flujo máximo de 1200 GPM. El peso máximo en la barrena (WOB) durante la operación debe ser no más de 55,000 lbs, para evitar el pandeo de la tubería. Como se señaló, la barrena debe pasar a través de la TR después de limpiar la zapata. Así, se requiere de un motor de lodo que pueda manejar una barrena de diámetro externo de 12.25".

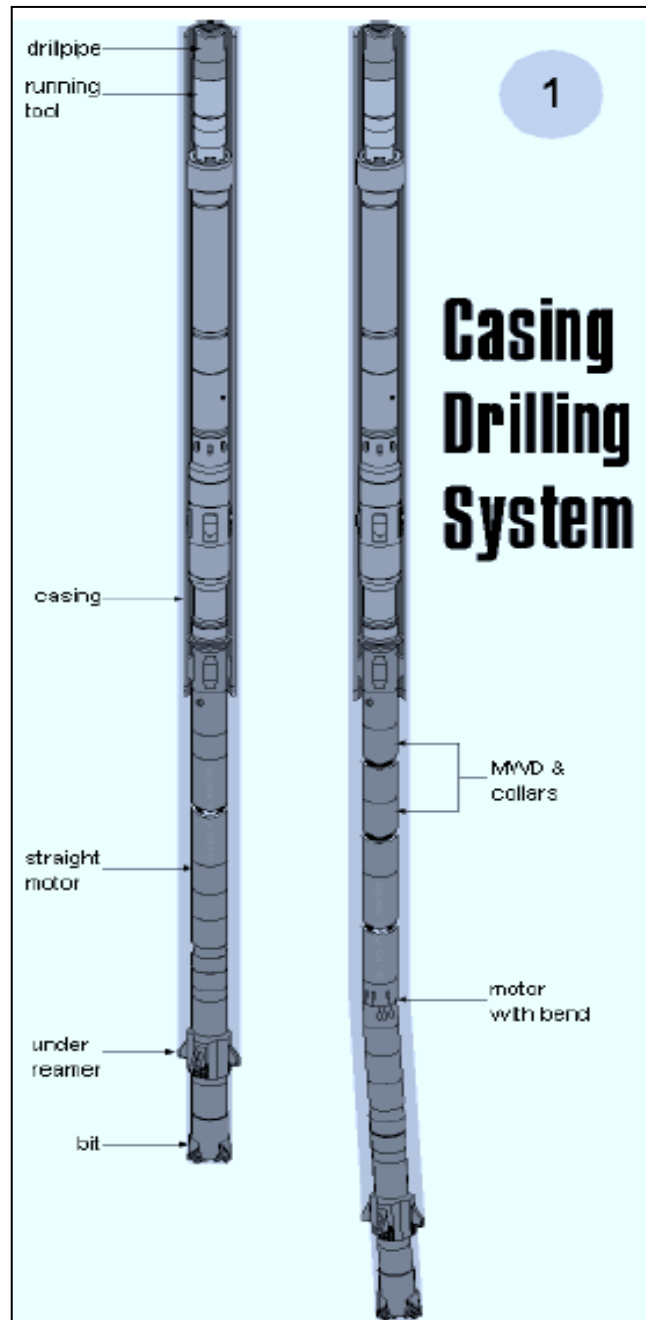


Figura 2.3. Características del BHA (SPE-62780).

Las características deseadas para el ampliador son: que sea incorporado al BHA, que utilice cortadores PDC, y que sea capaz de abrir un agujero estándar a 17.50”.

La preocupación restante en el diseño es el mecanismo de conexión (DLA). Deben ser capaces de soportar el peso de una o dos lastrabarreras, una herramienta de M/LWD, un motor de lodo, ampliador y barrena piloto. El mecanismo de conexión también debe ser capaz de absorber el torque del motor de lodo. Como con cualquier ensamble de perforación convencional, el fluido utilizado para la perforación debe desviarse para que pase a través del mecanismo de bloqueo, motor de lodo y barrena. Lo más importante, sin embargo, es que el combo completo debe ser eficiente y recuperable con tubería de perforación (Ver figura 2.4).

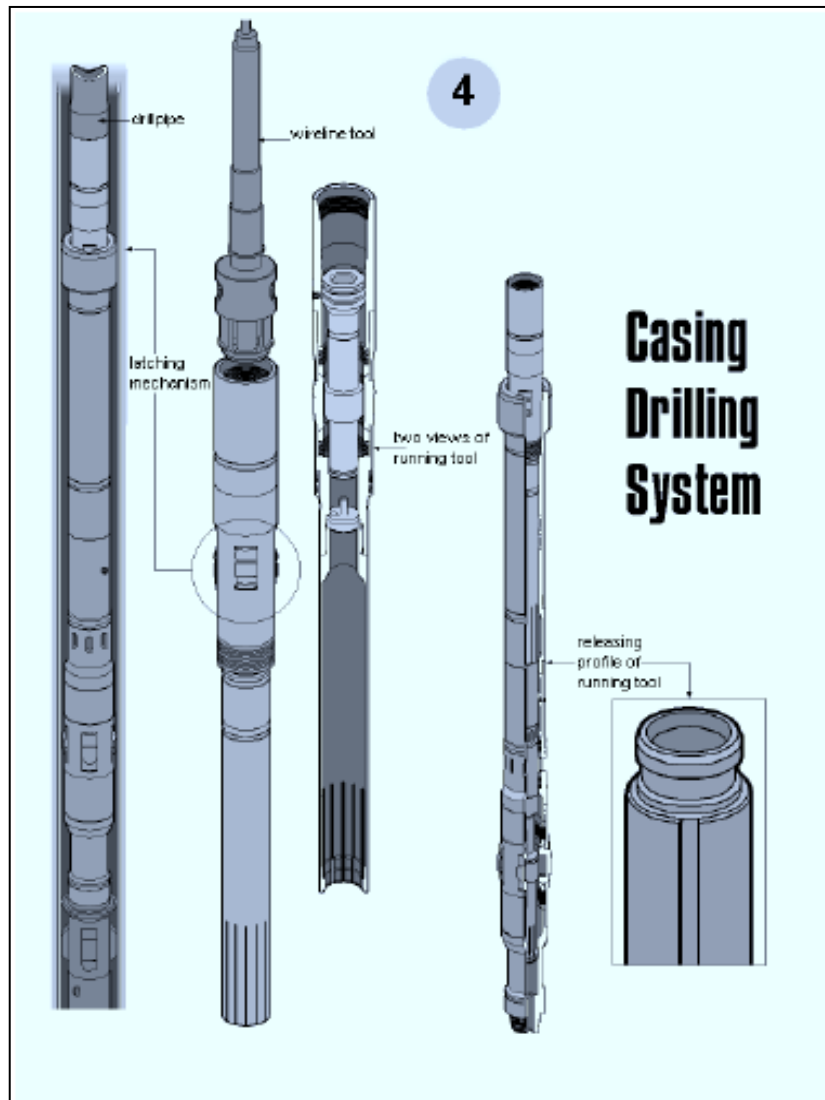


Figura 2.4. Recuperación del BHA con Tubería de Perforación (SPE-62780).

El cople de unión y el DLA son recuperables utilizando la herramienta de recuperación hidráulica desde probados sistemas multilaterales.

Para proporcionar mayor flexibilidad, se emplea línea de acero de 9/16" la cual debe ser capaz de soltar y recuperar el DLA a profundidades someras.

El diseño también pide que la zapata de la TR deba proveerse de un recubrimiento de carburo de tungsteno (como el que se utiliza para la molienda) en el caso donde no se cierran los cortadores del ampliador. Entonces, una herramienta de recuperación hidráulica podría utilizarse para girar el BHA, después de haber sido desbloqueado, para desconectar los "brazos" por debajo de la zapata.

Se consideraron dos conceptos para la recuperación del BHA, tales como: recuperación con ULA y con tubería de perforación. El concepto de recuperación con ULA, incluye el uso de percutores por encima de una herramienta de pesca sujeta con línea de acero de 9/16" con resistencia al esfuerzo de ruptura mínimo de 26,000 lb. La recuperación con tubería de perforación fue diseñada para utilizar una herramienta de

recuperación hidráulica de 9-5/8" (HRT) con la capacidad de desconectar los brazos del amplificador. La figura 2.5 muestra estos dos conceptos diseño.

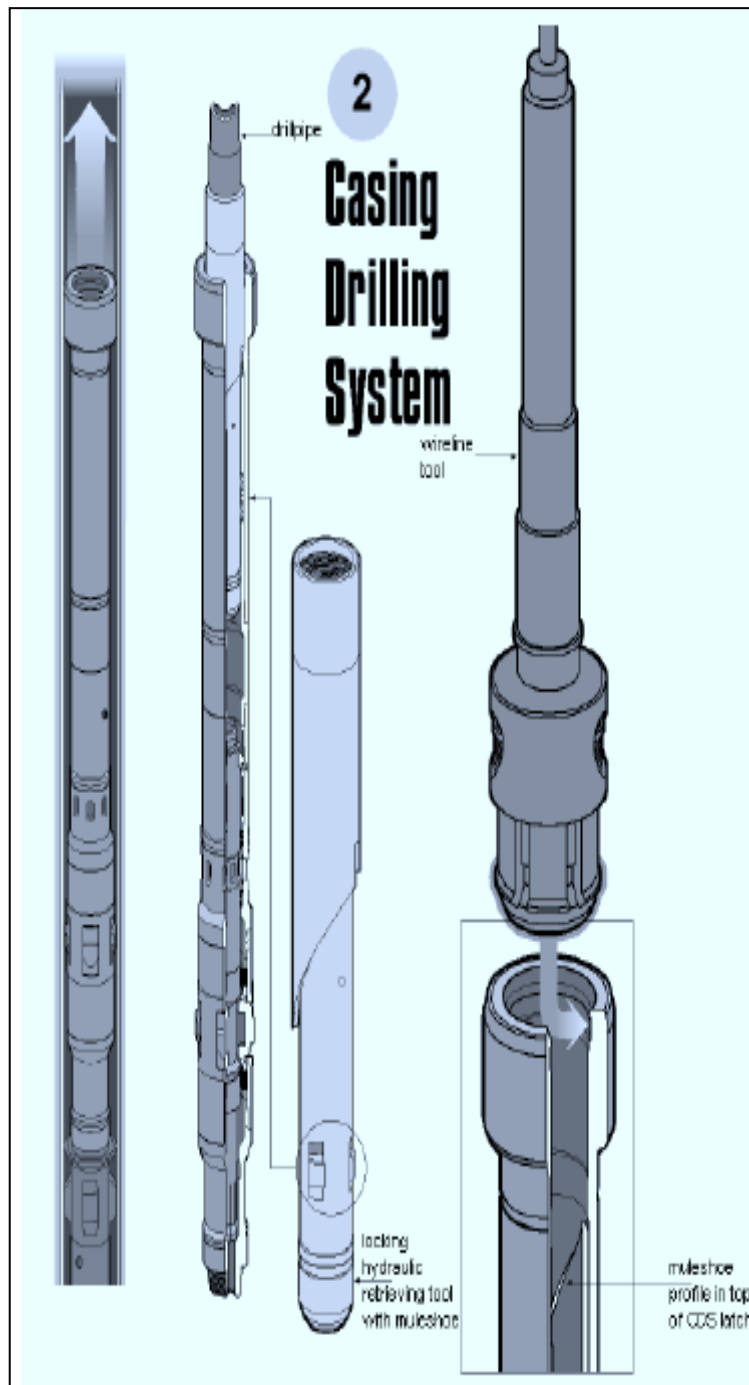


Figura 2.5. Sistemas de recuperación del BHA (SPE-62780)

Para permitir que la TR sea cementada de manera convencional, se lanza un tapón de cementación que aterriza en un cople con perfil característico de asentamiento alojado dentro de la TR. El tapón también puede anclarse a un cople flotador. Una vez instalado, el tapón proporciona la integridad necesaria; y no hay ninguna necesidad de mantener la "contrapresión" en la TR. El tapón se diseñó para ser molido y no requiere una válvula de retención. Vea la figura 2.6.

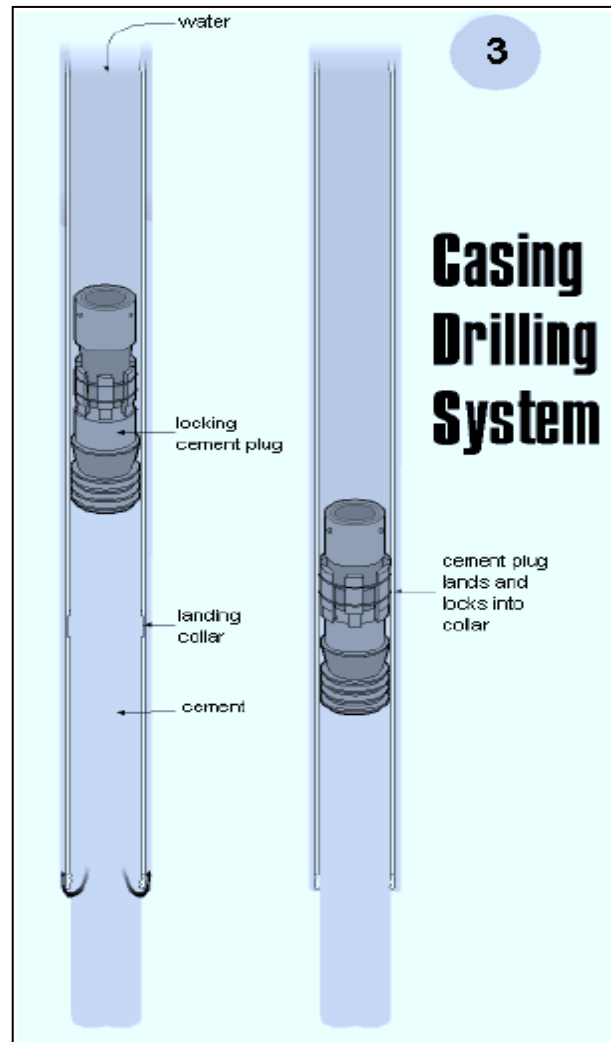


Figura 2.6. Equipo de cementación (SPE-62780)

2.4. Perforación de pozos verticales con TR

El BHA recuperable para la perforación de pozos verticales incluye una barrena pequeña que perfora un pozo guía o piloto. Un ampliador con patines de aletas expansibles y retráctiles ensancha este pozo inicial para admitir el diámetro completo de la tubería de revestimiento que se está utilizando. Los estabilizadores situados entre la barrena piloto y el ampliador mantienen la inclinación del pozo. Los estabilizadores superiores, ubicados dentro de la TR, reducen las vibraciones del BHA y protegen el DLA, lo que provee una conexión de tipo axial y torsional con la TR. El DLA™ de Tesco se cierra herméticamente contra la TR para dirigir el fluido de perforación a través de la barrena. Además, permite que el fluido esquive el BHA durante el despliegue y la recuperación mediante la ULA. Se puede incluir un motor de desplazamiento positivo (PDM) o un sistema rotativo direccional (RSS), lastrabarrenas, sistemas MLWD, que no se muestran. El DLA se baja con ULA y se coloca en un niple de asiento cerca del extremo inferior de la TR. El BHA se posiciona en la última unión de esta, de manera que todos los componentes que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la tubería de revestimiento.

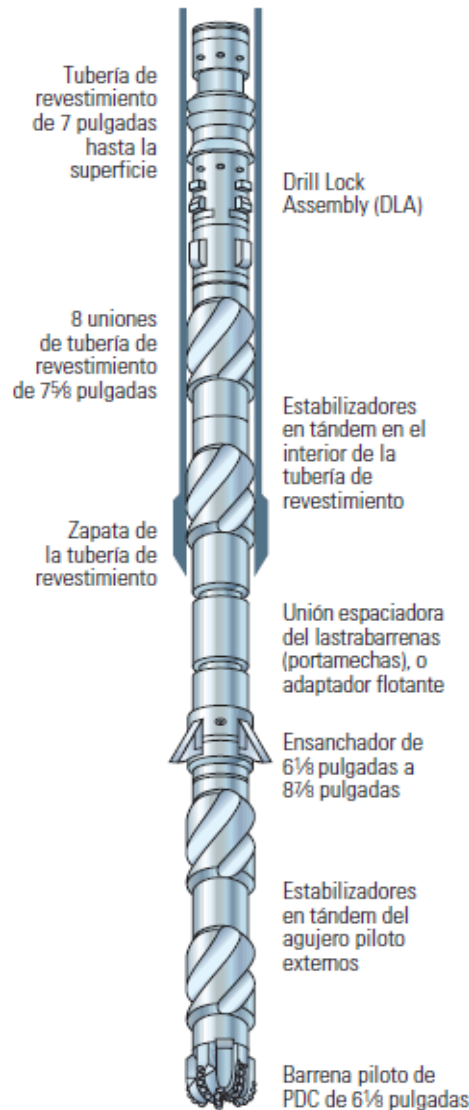


Figura 2.7. Ensamble para la perforación vertical con TR's (OilField Review, 2005).

2.5. Equipo de perforación integrado

Para perforar con TR, se construyó un equipo de perforación apto para la aplicación de la tecnología CD. Hubo cuatro cambios básicos en un equipo de perforación convencional.

- El primer cambio fue instalar un malacate con línea de acero capaz de correr y recuperar el BHA. El cable incluye una línea eléctrica para la activación futura de la herramienta de fondo. La operación de este malacate fue integrado en el panel de control PLC del equipo de perforación.
- El segundo cambio fue instalar una polea viajera en la corona para alojar la línea acero, y un Top Drive para facilitar el ascenso y descenso de línea de acero a través de la tubería de revestimiento.
- El tercer cambio fue instalar un conjunto de preventores (BOP) para la ULA y doble empaque cerca del Top Drive para sellar alrededor de la misma.

- El cuarto cambio fue añadir más herramientas de manipulación de tuberías para manejar la TR, en vez de perforar con sartas convencionales.

Tesco ha construido varios equipos de perforación diseñados de manera específica para aplicaciones de perforación con tubería de revestimiento. Mientras el proceso de perforación con TR se puede utilizar en un equipo de perforación convencional, características especiales añadidas al diseño de los equipos permiten aplicar el proceso de perforación con TR a implementarse de forma más eficaz. Los equipos están diseñados con bombas de lodo accionadas hidráulicamente, malacate, top drive y unidad de línea de acero para reducir el peso del equipo y sacar provecho del sistema de impulsión de TR (Casing Drive System). Este equipo se opera bajo el control de una computadora con interfases PLC para minimizar el potencial de error del operador humano, optimizar el rendimiento del equipo, reducir los requerimientos de mano de obra y facilitar la adquisición de datos.

Los equipos de perforación con TR de Tesco fueron diseñados sobre patines para campos petroleros estándar, de modo que el equipo de perforación entero puede ser trasladado en 12 cargas en lugar de las 23 cargas requeridas para los equipos de perforación convencional. Los equipos de perforación convencional requieren aproximadamente 33 camionadas para efectuar un traslado con un tiempo de traslado que promedia los 2.2 días. Los nuevos equipos de perforación pueden ser transportados con camiones con malacate para campos petroleros estándar sin utilizar grúas. El transporte de un equipo de perforación requiere 12 horas desde que abandona la localización hasta el comienzo de la perforación del siguiente pozo.

Los principales objetivos en la prestación del servicio del equipo de Tesco® son:

- Reducir el tiempo de logística y costo.
- Incrementar la velocidad de penetración (ROP).
- Proporcionar una fuente de poder autosustentable.
- Dar cabida a un conjunto de preventores (BOP) más grande.
- Proporcionar una mayor automatización al proceso de manejo de tubería.

Los nuevos equipos incluyen un sistema semi-automatizado para la manipulación de las diferentes TR's, diseñado específicamente para la perforación con TR. La tubería es recogida del muelle de tuberías y entregada a la rampa en "V" la cual guía la tubería hacia el Top Drive con un sistema automatizado para colocar la sarta de revestimiento. Una segunda generación incluye el CDS el cual está montado a un conjunto de elevadores y cuñas que acompañan al Top Drive solo para recoger la TR de la rampa V y empotrarla en el buje maestro en la mesa rotaria.

Estas unidades compactas incluyen un sistema de impulsión superior que maneja las cargas más grandes de la torre de perforación y un sistema automatizado de manipulación de las tuberías en la rampa que transfiere la tubería de revestimiento al piso del equipo de perforación. Además, ofrecen mayor eficiencia de combustible y requieren menos superficie en la localización del pozo. Los equipos de perforación con TR pequeños y móviles poseen una profundidad nominal de 4,572 m [15,000 pies] y fueron diseñados para ejecutar operaciones de perforación óptimas con tubería de revestimiento, pero también pueden utilizar sartas de perforación convencionales.



Figura 2.8. Equipo de perforación de nueva generación de Tesco (SPE-79862).

2.5.1. Equipo de superficie para revestir el pozo durante la perforación

El sistema CDS de conexión rápida de Tesco, que es operado por el sistema de control hidráulico del sistema de impulsión superior, mejor conocido como Top Drive, acelera el manipuleo de la tubería y previene el daño de las roscas de la tubería de revestimiento, eliminando un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de las TR's. El sistema consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior o bien, el interior de la TR dependiendo del tamaño de la tubería. Por otro lado, fija a esta en el top drive sin conexiones roscadas para evitar que se dañen las roscas. Un arreglo interno de tipo arpón provee un sello hermético en el interior de la tubería. El sistema CDS se opera por un top drive suspendido desde el aparejo de la torre de perforación, de manera que todo el mecanismo rotativo del top drive queda libre para desplazarse en dirección ascendente y descendente. El sistema de impulsión superior difiere radicalmente de la mesa rotaria del piso del equipo de perforación convencional y del método de flecha (Kelly) de perforación que consiste en hacer girar la columna de perforación, porque permite que la perforación se lleve a cabo con lingadas, en lugar de utilizar tramos simples de tuberías. Además, permite

que los perforadores conecten rápidamente los sistemas de bombeo de los equipos de perforación o el mecanismo de impulsión rotativo mientras se manipula la tubería, lo que minimiza tanto la frecuencia de atascamiento de las tuberías como el costo por incidente.



Figura 2.9. Sistema de impulsión de TR (CDS). (SPE-160857)

2.5.2. Herramientas de fondo recuperables

Una filosofía fundamental utilizada en el diseño de las herramientas de perforación con TR es que los viajes redondos de tuberías y/o herramientas de fondo deben ser más rápidos que en los viajes que se realizan en las herramientas convencionales de perforación. Esto dicta que en lugar de utilizar tubería de perforación para correr y recuperar herramientas, se prefiera emplear el apoyo de la ULA para realizar dichas actividades.

Las herramientas originales usadas para la mayoría de las aplicaciones de campo de perforación con TR se limitaron a pozos verticales someros debido al diseño del DLA y a la corrida de las herramientas recuperables en el fondo del agujero.

Desde el punto de vista de las herramientas de fondo a utilizar, como barrenas, motores de fondo, MWD, etc., no hay mayores cambios o requerimientos especiales

respecto a los mismos. Por ejemplo, se pueden utilizar las mismas barrenas que con frecuencia se utilizan en la perforación convencional de una zona determinada con la limitante que deben pasar por el interior de la TR con la que se está perforando. En cuanto a motores de fondo y MWD, estos también deben pasar por el interior de la TR que se está utilizando para perforar siendo este el único requisito.

Con respecto a la TR, en general, tampoco existen cambios relevantes. Solo de un niple de asiento para la herramienta de perforación DLA. De cualquier forma, se debe verificar el estado de tensiones al que está sometido la TR durante la perforación y además asegurar que la misma conserve sus propiedades al momento de cumplir con el propósito original para la cual fue diseñada.

Estas herramientas conservan la capacidad demostrada del DLA:

- Anclar y sellar el BHA por carga axial y torsión respectivamente.
- Desbloquearlo de la tubería de revestimiento,
- Sellar en la TR el BHA para circular el fluido de perforación en todo momento a través de la barrena piloto.
- Fijar el DLA en el anclaje de la TR sin depender en las mediciones precisas de línea de acero.
- Desviar el fluido alrededor de las herramientas para controlar y recuperar.

Nuevas características añadidas a las herramientas que puedan correrse y recuperarse con ULA en pozos desviados con inclinaciones superiores a 90°, permite al DLA ser liberado antes de correr el cable, aumenta la fuerza del sistema de bloqueo axial y torsión, asimismo el área de desviación del fluido de perforación y coloca la mayor parte de la complejidad de la herramienta en las herramientas de corrida y recuperación en lugar del DLA que se somete a fuerzas presentes durante la perforación y vibración.

La figura 2.10 muestra los pasos involucrados en la recuperación de las herramientas de fondo después de la perforación con un ensamble direccional. El Paso 1, muestra el DLA™ anclado al final de la perforación, pero no se muestra el BHA por debajo de éste. En este punto, la zapata de la TR normalmente estaría a unos 80 a 120 pies sobre el amplificador que corresponde al agujero más profundo de calibre completo (Rectificado en el fondo). En el paso 2, un "dardo" (herramienta que se libera al fondo) se bombea hacia abajo de la TR (PDRT) mientras el pozo se circula y prepara para el viaje de línea de acero. En el paso 3, el dardo ha aterrizado en el DLA y se aplica presión para liberarlo del niple de asiento.

Tan pronto como se libera el DLA™, uno o más de dos tramos de TR son recogidas y la tubería se lava por encima del BHA direccional. Esto asegura que el DLA™ se libere antes de correr la línea de acero y proteja el BHA mientras que las herramientas de línea de acero están operando y permite a la TR aterrizar cerca de la profundidad total, si este es el punto de la TR. El Paso 4, muestra la herramienta de recuperación con línea de acero siendo corrida para sacar el BHA desde el pozo. Para pozos de alto ángulo de severidad, la herramienta de recuperación se puede bombear hacia el fondo y sacar la línea de acero del pozo. El Paso 5, señala la recuperación a superficie del BHA, DLA y el dardo con línea de acero.

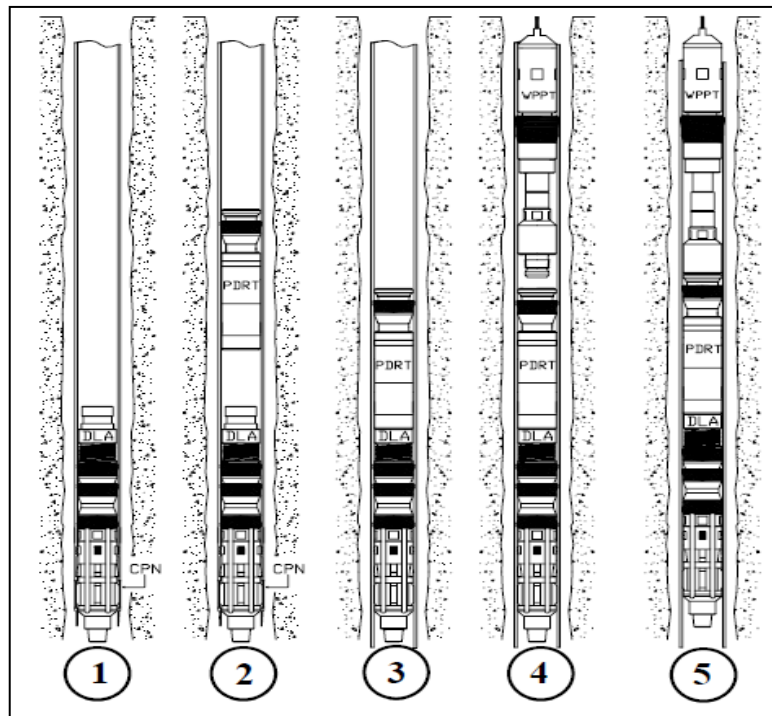


Figura 2.10. Pasos requeridos para recuperar el BHA con línea de acero (SPE-79914)

2.6. Evaluación de Formaciones durante la perforación con TR

La Perforación con tubería de revestimiento requiere algunas modificaciones a las prácticas convencionales de evaluación de formaciones como es el caso del muestreo de núcleos. La perforación con TR requiere que se empiece a perforar con el pozo revestido. Esto restringe la toma de registros en agujero descubierto con herramientas convencionales fijas de línea de acero, una vez que la sección del agujero está completa o a menos que la TR se corra por encima de la zona de interés y se tomen los registros por debajo de la parte inferior de dicha tubería. Una solución a este problema puede ser con la implementación de una herramienta capaz de adquirir registros geofísicos en tiempo real durante el proceso de perforación (LWD). Alternativamente, dependiendo de qué tipo de registros o qué intervalo deberá ser evaluado, los registros en agujero entubado pueden correrse dentro de la TR o en el caso de registros en agujero descubierto se pueden correr en la parte inferior de la TR para registrar los intervalos de interés. Otras herramientas de evaluación de formación, tales como barriles muestreadores y equipos de pruebas de formación, pueden ser adaptados a las herramientas de recuperación con línea de acero y luego ser usadas de manera convencional una vez posicionadas en el interior de la TR.

Las secciones de pozo correspondientes a la TR de explotación, fueron perforadas en sus inicios con sarta de perforación convencional hasta que se establecieron los procedimientos para perforar pozos con TR corta. Las zonas productoras fueron perforadas con una barrena PDC de 6 ¼" fijada al extremo de la TR mediante un dispositivo de desenganche mecánico. Este dispositivo también funcionaba como estabilizador portaherramienta, unión espaciadora, reducción entre las conexiones de la TR y las conexiones de la barrena, y zapata ensanchadora, después de desenganchar la barrena.

Luego de alcanzar la profundidad total en aquellos pozos en los que se necesitaba correr registros para efectuar la evaluación de formaciones, se desenganchó la barrena dejando caer una bola. Se retrajo la tubería de revestimiento de 4 ½" e introdujo en la TR de 7" para permitir la adquisición de registros con ULA en el tramo descubierto.

La técnica descrita anteriormente, utilizada para correr registros con cable en agujero descubierto para la evaluación de formaciones, consiste en perforar hasta la profundidad total con tubería de revestimiento de 4 ½" para luego desenganchar la barrena. El paso siguiente implica rectificar hasta la zapata de la tubería de revestimiento de 7 pulgadas, de manera de poder obtener registros en agujero descubierto a través de la tubería de revestimiento de 4 ½ pulgadas, como si se tratara de una perforación convencional. Finalmente, se baja la TR de explotación hasta la profundidad total.

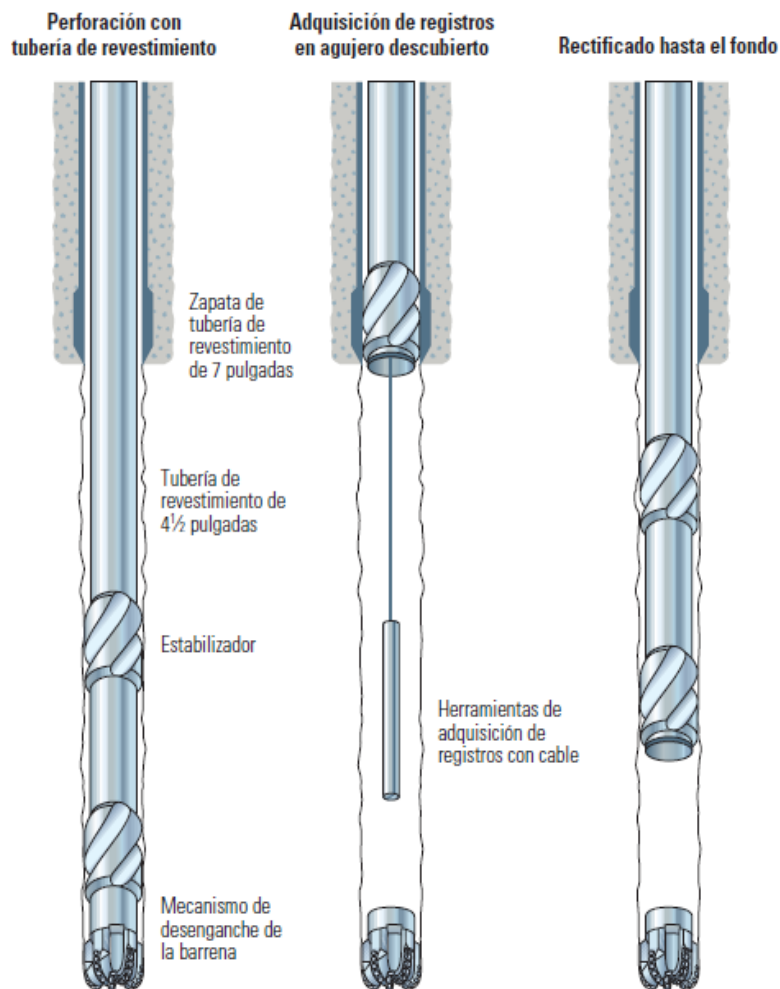


Figura 2.11. Procedimiento para la adquisición de registros después de perforar con TR. (Oil Field Review 2005)

2.7. Beneficios del sistema de perforación con TR

Más de 1.2 millones de pies de agujero han sido perforados en más de 260 pozos con herramientas recuperables de fondo durante la perforación con TR. Estos pozos han

sido perforados con siete tamaños de TR que van de 4-1/2" a 13-3/8". El sistema de perforación está compuesto por elementos de fondo de pozo y de superficie que ofrecen la posibilidad de utilizar una TR ordinaria como sarta de perforación para que el pozo sea perforado y revestido de forma simultánea. La TR se rota desde la superficie para la mayoría de las operaciones involucradas en dicho proceso.

La experiencia adquirida durante la perforación de estos pozos lleva a una mejor comprensión de las ventajas del proceso. Han sido aplicaciones más eficaces para reducir los costos y riesgos asociados con los pozos que rutinariamente experimentaron pérdidas de circulación cuando se perforaban con técnicas convencionales; pozos en los que se dificultó su control para el viaje redondo de la tubería de perforación; pozos donde la pérdida excesiva de fluidos en formaciones de baja presión dañaron la vecindad del pozo y recuperación final; y pozos donde es difícil conseguir la profundidad de asentamiento de la TR tan profunda como sea necesario.

Hay numerosas razones para el interés de la tecnología de perforación con TR. Una de ellas, la más simple, es que elimina al menos un viaje de tubería (a la profundidad de la TR). Esta razón puede ser suficiente para justificar la tecnología en mención para las costosas operaciones involucradas en el proceso de perforación.

Más importante aún, esta tecnología reduce significativamente el tiempo de los problemas expuestos en el fondo del pozo, mientras que al mismo tiempo elimina ciertas prácticas convencionales utilizadas para evitar dichos problemas. La pérdida de circulación y los incidentes en el control de pozos se reducen de forma significativa en pozos que se perforan con dicha tecnología. Esto es particularmente importante para los pozos que atraviesan zonas débiles antes de perforar en una zona de alta presión. A menudo bajo estas circunstancias, es difícil equilibrar el potencial de pérdida de circulación en zonas débiles con el potencial de afluencia del pozo en zonas de presión anormal, particularmente cuando la sarta se saca para correr la TR.

Los ingenieros planifican y presupuestan por cualquier actividad que habitualmente ocurre durante una operación de perforación. En otras palabras, el tiempo para prevenir y para reponerse de los problemas asociados a la perforación se anticipa porque se considera parte del desarrollo normal de la perforación de un pozo y no es identificado como un "problema". Por ejemplo, realizar un pequeño viaje o un viaje acondicionado (Viaje de seguridad) durante la perforación y/o antes de correr la TR se ha vuelto en una práctica "prudente". Sin embargo, es una medida preventiva. Otros ejemplos son el tiempo presupuestado para tratar con pérdidas de circulación para pozos donde ocurre con frecuencia o el costo de densificantes para el sistema de fluidos de perforación para añadir un margen de seguridad al sacar la sarta de perforación y al correr la TR. He aquí el tema de los costos "ocultos" que pueden reducirse o eliminarse mediante la aplicación de la tecnología CD.

Esta tecnología no sólo permite abatir los costos de perforación, también permite realizar las operaciones donde los indicadores económicos por riesgo son poco favorables para una perforación convencional. Por ejemplo, la introducción de una TR corta en zonas inestables se puede eliminar mediante la correcta aplicación del sistema CD.

Del mismo modo, CD puede reducir el riesgo de pérdidas excesivas de circulación en zonas de baja presión y además disminuye el daño a la formación para que sea viable una perspectiva convencional derrochadora.

2.7.1. Ventajas sobre la perforación convencional

La aplicación de la perforación con TR se enfoca en resolver y mitigar los problemas al atravesar zonas y formaciones que generalmente presentan una serie de eventualidades con la perforación convencional, tales como:

- Zonas de alta y baja presión.
- Formaciones inestables y deleznales.
- Bolsas de gas superficiales.
- Zonas de pérdida de circulación.
- Formaciones hidratables.

Los beneficios del sistema de perforación con TR sobre la perforación convencional de pozos petroleros son:

Para los operadores, la perforación con TR:

- Reduce el tiempo de perforación y los costos.
- Mejora la seguridad en la localización de perforación y control del pozo.
- Reduce eventos imprevistos durante la perforación.
- Proporciona un retorno más rápido de la inversión (TIR).
- Disminuye el impacto ambiental.

Para contratistas de perforación, la perforación con TR:

- Elimina la necesidad de tubería de perforación y lastrabarrenas.
- Elimina la necesidad de mástiles dobles y triples y áreas para colocar lingadas de tuberías en posición vertical.
- Hace que el equipo de perforación se mueva más fácil.
- Reduce los requerimientos de mano de obra.
- Reduce el consumo de combustible y desgaste en los equipos.
- Disminuye la posibilidad de incidentes en la manipulación de tuberías.
- Reduce los requisitos de capital.

Para compañías de servicio, la perforación con TR:

- Abre un nuevo mercado de servicio.
- Proporciona una aplicación adicional para las herramientas existentes y una oportunidad para desarrollar nuevas herramientas para ganar cuota en el mercado.
- Se extiende la vida de la herramienta por su protección durante el funcionamiento y recuperación.
- Reduce el tiempo y riesgo en la recuperación de la herramienta en el fondo del pozo por posibles fallas.

La principal ventaja de la perforación con TR es eliminar la necesidad de utilizar la tubería de perforación utilizando una tubería de revestimiento estándar como sarta de

perforación (figura 2.12). Las ventajas de evitar la necesidad de la tubería de perforación incluyen:

- Eliminación de gastos de alquiler relacionados con lastrabarreras y tubería de perforación.
- Reducción de capital y costos de logística debido a la subestructura de peso más ligera y torre de perforación. Reducción del volumen de fluido de perforación y costos en las intervenciones de cementación debido al diámetro del agujero.
- Eliminación de viaje redondo y el tipo de manejo semi-automatizado de tubería reducen el tiempo del equipo de perforación y requerimientos de mano de obra y, los incidentes relacionados con la seguridad y problemas relacionados con el viaje (por ejemplo, manifestación de fluidos de formación, sondeo y problemas de represionamiento, ojos de llave y re-entradas involuntarias).
- Reducción de potencia (HP) requerida (y por consiguiente, bajo mantenimiento, bajos costos de combustible y mejora la hidráulica de la barrena de perforación).

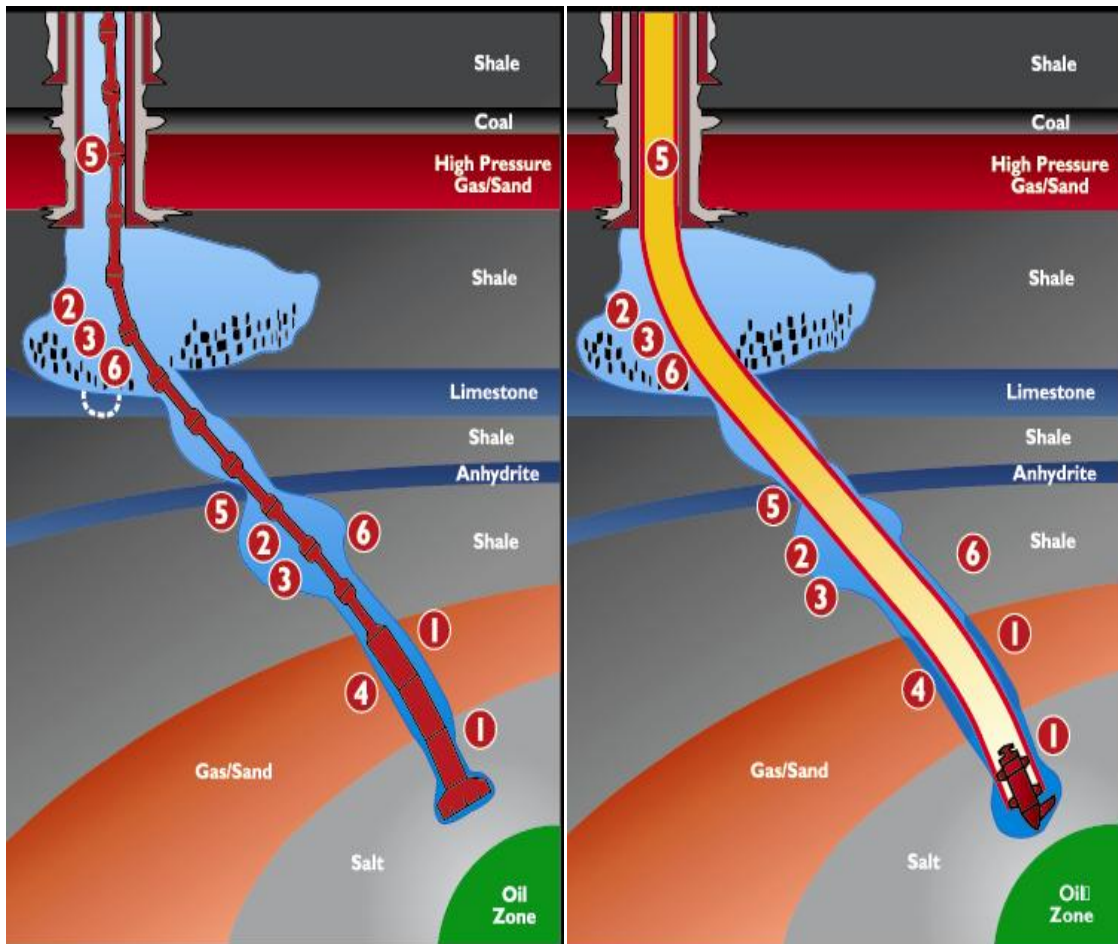


Figura 2.12. Perforación convencional vs perforación con TR. Los problemas del agujero resultan en excesivos costos de perforación rotativa y las soluciones con la perforación con TR. (1. Formaciones hidratables, 2. Formaciones inestables, 3. Derrumbes, 4. Sondeo aceite-gas, 5. TR en un agujero u ojo de llave, 6. Dificultades con la corrida de registros y de la TR.

2.7.2. Limitaciones de la perforación con TR

La Perforación rotativa, tal y como la conocemos hoy en día, reemplazó a la técnica por percusión o cable de perforación en la década de los 30's. Desde entonces, se han perforado pozos utilizando una sarta de perforación que consiste de tubería de perforación, lastrabarrenas, Tubería Extrapesada y herramientas de fondo de pozo conocido como "Aparejo de Fondo de Pozo" (BHA). Cuando la barrena se desgasta o el BHA tiene que ser cambiado, se inicia el proceso de sacar la herramienta de fondo junto con toda la sarta de perforación.

Realizar un viaje consiste en la elevación de la sarta de perforación del pozo en longitudes de 30, 60, o 90 pies, para efectuar alguna operación como cambiar la barrena, sacar un núcleo, etc. Este proceso tarda hasta 35% del tiempo total para perforar un pozo. Además, del tiempo de perforación no productivo al presentarse un problema en el agujero, eventos indeseables asociados a los viajes de ida y vuelta de las herramientas de fondo, pueden hacer que el proceso de perforación sea aún más ineficiente e incluso conducir a la pérdida del pozo.

Los problemas asociados con la perforación con tubería de revestimiento son:

1. Cambio del BHA o de la Barrena.- equipos de perforación rotativa convencional utilizan un proceso llamado "Viaje Redondo" (operación de sacar la sarta de perforación y volverla a introducir) por lo que la sarta de perforación entera es retirada del pozo. Este proceso requiere mucho tiempo y puede conducir a eventos no programados que hacen aún más ineficiente este proceso. La perforación con TR elimina el "Viaje Redondo" tal como lo conocemos y recupera las herramientas de fondo de pozo con ULA a través de la TR. Esto reduce el tiempo de viaje y elimina los eventos no programados asociados con el "Viaje Redondo" convencional.
2. La conexión de la TR.- con frecuencia las conexiones de TR no están diseñadas para soportar un torque elevado y las cargas de compresión en un entorno de pandeo. La solución del sistema de perforación con TR es perforar con un torque relativamente bajo, bajar el peso de la barrena y mantener al mínimo el pandeo con el agujero de diámetro reducido.
3. Estructura de corte de la barrena.- la perforación con TR y la recuperación de las herramientas por ULA será necesario que las estructuras de corte sean lo suficientemente pequeñas para pasar a través del diámetro interior de la TR, además deben contar con la capacidad de perforar un agujero de mayor tamaño que el diámetro exterior de la TR. Esto se logra mediante el uso de un ampliador detrás de una barrena de diámetro más pequeño.
4. Cementación y perforación fuera de la zapata.- En la perforación con tubería de revestimiento, una vez que el agujero se perfora hasta la profundidad de asentamiento, el BHA se recupera con línea de acero. La TR no tiene un cople flotador para aterrizar el tapón de cemento. Para superar este problema, el tapón de desplazamiento debe aterrizar y anclar en un cople con perfil característico alojado dentro de la TR y sirve como un cople flotador. El tapón y el cemento en la zapata guía deben entonces ser perforados con un ampliador y BHA con barrena piloto conectado al siguiente tamaño más pequeño de TR.

2.8. Efecto “Empaste” del sistema de perforación con TR

Durante la puesta en práctica de la tecnología se observaron otros beneficios durante dicho proceso. En este apartado se explica cómo estos beneficios se relacionan en la perforación con TR's, en comparación con la tubería de perforación convencional.

El efecto “empaste” (Smear/Plastering Effect) es una característica inherente y exclusiva de la perforación con TR que fortalece al pozo, evita la pérdida de circulación y mitiga el daño a la formación. El efecto empaste, aumenta la fuerza de retención debido a la acumulación y distribución de los recortes de perforación en las paredes del pozo (distribución del tamaño de las partículas), por lo tanto, dicho efecto sella una fracción de los espacios porosos de la roca. Este proceso continuo genera un enjarre de filtración de baja porosidad e impermeable en la pared del pozo, reduciendo o previniendo las pérdidas de circulación a la formación y ampliando de manera eficaz la ventana operativa de fluidos de perforación durante todo el proceso.

En las operaciones de perforación con TR, la tubería se utiliza para perforar el pozo, por consiguiente la proporción (Magnitud de tubería/Magnitud del agujero) será más grande que la proporción durante el uso de tubería de perforación convencional. Esta característica es un contribuyente significativo en la creación del efecto empaste. El área y ángulo de contacto de la tubería, fuerza lateral e impulso y efecto de pulido o concepto de celda de esfuerzos, se analizan para ayudar a comprender cómo se crean los beneficios del efecto empaste y a la vez poder responder a la siguiente cuestión ¿Por qué resulta en la perforación con TR y no en la perforación convencional?

La perforación con TR se ha utilizado con éxito en numerosos pozos con dificultades para atravesar zonas problemáticas que no hubiera sido posible realizar con las técnicas convencionales de tubería de perforación. El efecto empaste del sistema CD es reconocido como una herramienta que permite superar los constantes desafíos en la perforación. Por lo tanto, comprender su mecanismo es crucial para su aplicación exitosa.

El adecuado tamaño de la tubería en relación al diámetro del agujero es un elemento clave necesario para crear los beneficios atribuidos al efecto empaste. Estos beneficios incluyen: reducir pérdidas de fluido de perforación, mejorar la estabilidad del pozo, reducir el daño a la formación y mejorar la producción. En la perforación convencional, el diámetro de la tubería es mucho menor que el tamaño del agujero, por lo tanto, no hay mucha interacción entre la tubería y la formación y si la tubería entra en contacto con las paredes del agujero, este movimiento errático puede causar daño al enjarre, en lugar de sanarlo.

Con la perforación con TR, el movimiento de la Tubería crea interacción con la formación que causa efectos positivos cuando el pozo es perforado. La TR funciona como una herramienta mecánica para cubrir con los recortes la cara de la formación y endurecer la película creada, aún más por el contacto físico. También es posible que el pequeño espacio anular (creado por la TR y las paredes del agujero) y la rotación de la tubería creen una poderosa fuerza centrífuga que ayuda a distribuir los recortes y sellar los espacios porosos de la formación. El criterio utilizado en este estudio para evaluar la geometría anular es la relación del diámetro exterior de la TR con el tamaño del agujero. En este apartado, abordamos la relación anterior para analizar las razones

de los obvios beneficios, utilizando parámetros físicos y geométricos. Esto nos llevará a determinar por qué el efecto empaste ocurre en la perforación con TR y no en la perforación convencional.

El efecto empaste requiere una combinación única de alta velocidad anular, rotación de tubería y proximidad o contacto de la TR al agujero para pulverizar y frotar los recortes de perforación contra la formación, creando un enjarre menos poroso y menos permeable. El mecanismo del efecto empaste se muestra en la figura 2.13. Cabe señalar que el mecanismo del efecto empaste es una hipótesis que se basa en observaciones cualitativas en campo en lugar de estudios analíticos cuantitativos. Sin embargo, existe una amplia investigación llevada a cabo por la industria de la perforación para confirmar estas observaciones.

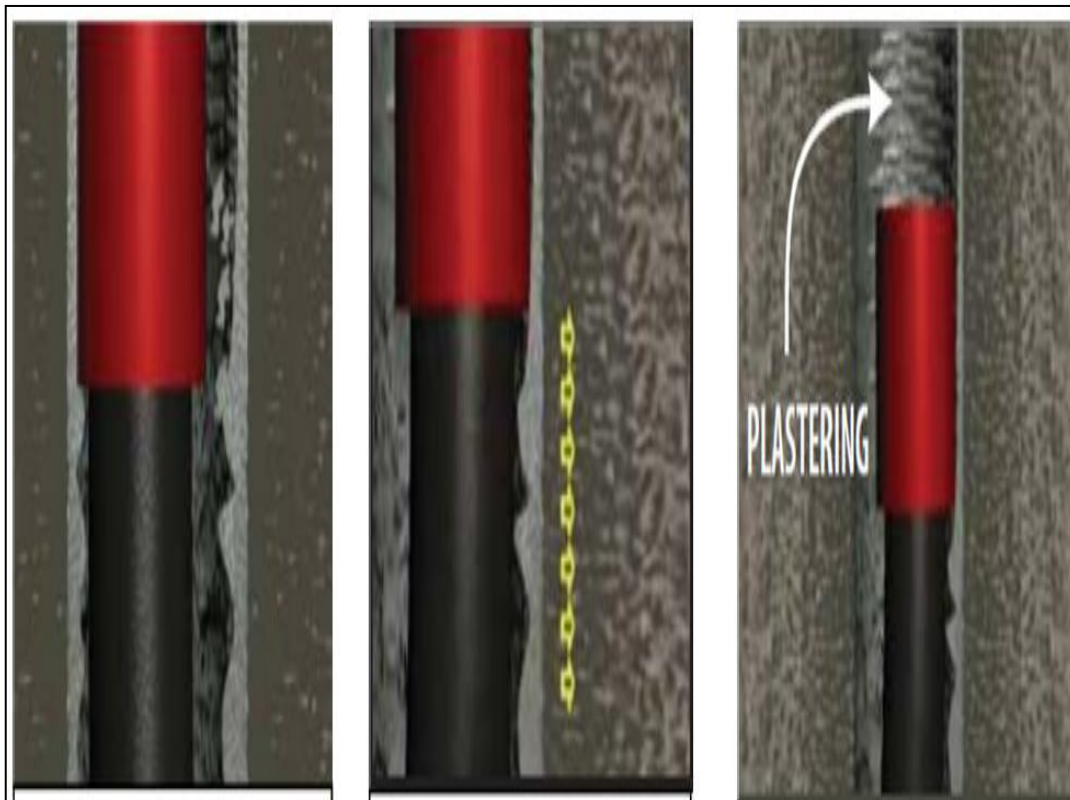


Figura 2.13. La TR es forzada contra la pared del agujero a medida que avanza en él (izquierda). Como el lodo es adherido en la formación, se incrementa el enjarre de filtración en la pared del agujero (centro). Los recortes y el enjarre de filtración son cubiertos contra la pared del agujero, sellando las formaciones porosas (derecha).

Varios eventos pueden explicar la ocurrencia del efecto empaste:

En primer lugar, hay un área más pequeña en el espacio anular en la perforación con tubería de revestimiento debido al gran diámetro de la TR en comparación a la perforación con tubería de perforación (como se muestra en la Fig. 2.14).

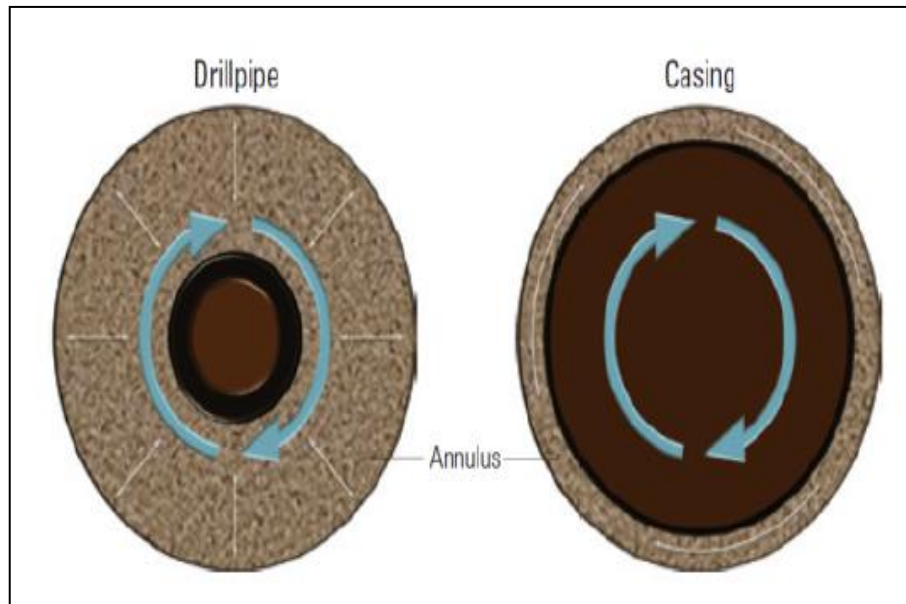


Figura 2.14. El espacio anular es más pequeño en la perforación con TR (derecha) en comparación a la perforación convencional (izquierda).

La TR, rotando suavemente, muele los recortes mientras viajan por el espacio anular. Esto explica la finura en los recortes que se observan durante la perforación con TR. Estos recortes de menor tamaño son depositados en la cara de la formación, creando inmediatamente un enjarre de filtración impermeable que reduce la pérdida de fluido en la formación (figura 2.15).



Figura 2.15. Tipos de recortes de perforación. Los tamaños de recortes son más finos con la perforación con TR (abajo) que los recortes con la perforación convencional (arriba). (ConocoPhillips).

Por otra parte, en la perforación convencional, el contacto creado entre la tubería de perforación y el pozo (por golpes de la tubería a la pared) no es consistente o liso: es aleatorio y errático, posiblemente raspa el enjarre de la pared y podría dañar la tubería de perforación. Esto implica tomando en cuenta la geometría del pozo de perforación convencional en comparación a la perforación con TR como se muestra en la figura 2.16.

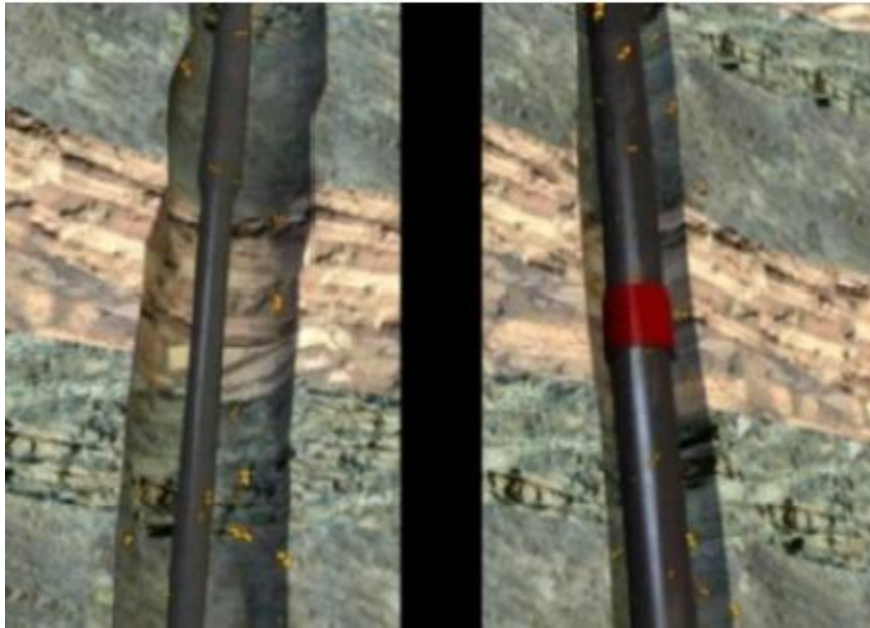


Figura 2.16. Comparación de la geometría del pozo entre la perforación con TR (derecha) y la perforación convencional (izquierda) (SPE-147102).

En segundo lugar, como consecuencia en la reducción del volumen anular en la perforación con TR, hay mayor caída de presión en el espacio anular en comparación con la perforación convencional. Esta pérdida de presión excesiva provoca una mayor densidad equivalente de circulación (ECD), esto se ajusta en el diseño hidráulico de la perforación con TR que se tratará en el siguiente capítulo. Una alta DEC se considera un aspecto negativo en el diseño de lodo de perforación ya que fácilmente puede

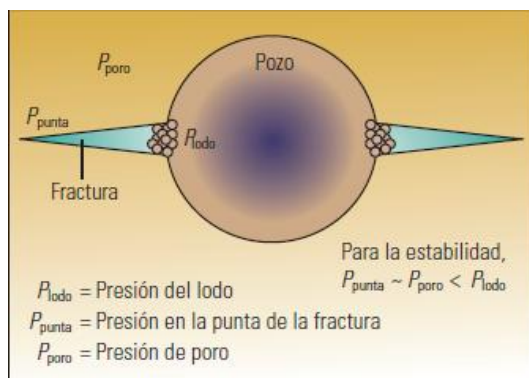


Figura 2.17. Concepto de la celda de esfuerzos. Se forma una fractura que se sella rápidamente con LCM (Material de pérdida de circulación, pequeños círculos marrones). Los LCM obturan y sellan la boca de la fractura. Este sello genera un esfuerzo de compresión, o celda de esfuerzos, en la roca adyacente, que refuerza efectivamente el pozo. Para lograr la estabilidad de la fractura, P_{punta} —que en términos prácticos es equivalente a P_{poro} — debe ser menor que P_{lodo} , que se aísla detrás del sello de LCM.

Además, cuando la perforación atraviesa una zona porosa y permeable, como las arenas agotadas, cada grano tiene casi el mismo tamaño.

Los cortes pulverizados generados por la perforación con TR pueden desempeñar el papel de los granos, para tapar los espacios libres del enjarre de filtración. La mezcla de diferentes tamaños de granos en los recortes producen una enjarre de filtración que es mucho menos permeable. (Mitchell, 2001)

Como la alta DEC y alta velocidad anular empujan los recortes hacia el enjarre de filtración, al mismo tiempo, la suave rotación de la TR revoca los recortes y el espesor del enjarre de filtración en la interfaz de formación con el pozo. Este proceso no deja espacio sobrante para que el fluido de perforación se esparza por la formación. Esto es diferente a la perforación convencional donde se incrementa el enjarre de filtración conforme las partículas se acumulan en la pared del pozo función adicional del lodo y la permeabilidad de la formación. El enjarre de filtración es raspado a menudo de manera mecánica por los lastrabarrenas y las conexiones de la tubería de perforación mientras se mueven alrededor de la pared del agujero. Los núcleos de pared lateral tomados de los pozos de perforación con TR confirman que los recortes y enjarre han sido empujados en la formación. Por otra parte, datos experimentales (tomados de los informes de lodo de perforación con TR) demuestran que el enjarre es muy delgado en perforación con TR en comparación con el enjarre que se desarrolla durante la perforación convencional. Este hecho asegura la eficacia del efecto empaste

Otro evento que puede explicar la ocurrencia del efecto empaste, es el movimiento excéntrico de la sarta de revestimiento durante las operaciones de perforación con TR. Este movimiento proporciona contacto suave con la pared del pozo manteniendo constantemente la conexión de la TR contra la pared del agujero. Además, el diámetro más grande de la sarta de revestimiento hace posible perforar un pozo más circular como en el corte transversal. Por consiguiente, el pozo es más estable que cuando se emplea la perforación convencional. Esto se muestra en la figura 2.18.

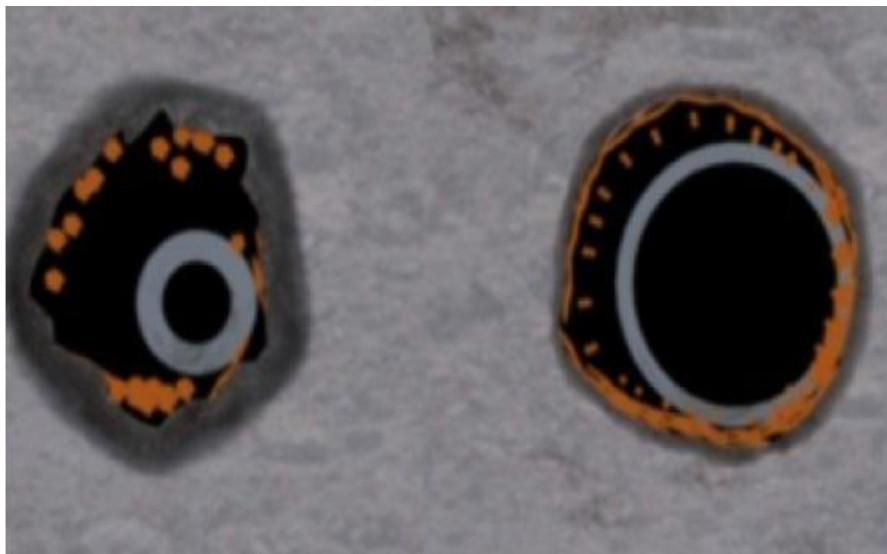


Figura 2.18. Estabilidad del pozo mejorada por perforación con TR (derecha) en comparación a la perforación convencional (izquierda) (SPE-147102).

Finalmente, el análisis de distribución de tamaño de partícula, comparando los recortes de perforación con TR y perforación convencional, muestran que los tamaños de partículas más pequeñas se generan por las operaciones de perforación con TR (Fontenot et al., 2004). Esto es debido a que la sarta de revestimiento desarrolla el efecto fresado (grinding effect) que pulveriza los recortes mientras viajan por el espacio anular y el efecto empaste que cubre las paredes del agujero con dichos recortes. En otras palabras, los recortes de perforación juegan el rol de material de pérdida de circulación (LCM).

La tabla 1 muestra un resumen de la siguiente relación (Diámetro externo de la TR/Tamaño del agujero) para los casos de éxito en campo donde se ha observado el efecto empaste. Con el análisis de los datos, se concluye que el efecto “empaste” es más eficaz cuando la relación está en un rango de 0.75 hasta 0.9. Este punto debe considerarse durante la planificación del pozo y determinar los tamaños de TR. Parece que la relación entre 0.8 es una cantidad razonable para considerar. Si la proporción es inferior a 0.75, probablemente el contacto de la TR no es suficiente para crear el efecto empaste. El límite superior de esta relación puede determinarse por la capacidad operativa para evitar la extrema DEC, torsión, arrastre, etc.

Case Study	Casing size, inch	Hole diameter, inch	Ratio
Fontenot	7	8 7/8	0.79
Lopez	7	8 3/4	0.80
Dawson	13 3/8	17 1/2	0.76
Gallardo	20	24	0.83
	9 5/8	12 1/4	0.79
	18 5/8	22	0.85
Beaumont	13 3/8	17 1/2	0.76
	9 5/8	12 1/4	0.79
Watts	7 5/8	9 7/8	0.77
	7	8 1/2	0.82
	7 5/8	8 7/8	0.86
Sanchez	13 3/8	17 1/2	0.76
	18 5/8	22	0.85
Rosenberg	8 1/2	7	0.82
Torsvoll	8 1/2	7	0.82
	12 1/4	9 5/8	0.79
Kunning	10 5/8	9 5/8	0.91

Tabla 2.1. Resumen de las aplicaciones exitosas del efecto empaste (SPE-147102).

2.8.1. Geometría de TR del sistema de perforación con TR

El gran diámetro de la TR es la unidad principal para el efecto “empaste” de perforación con TR. La Figura 2.19 muestra la comparación entre el tamaño de la tubería en la perforación con TR y la perforación convencional.

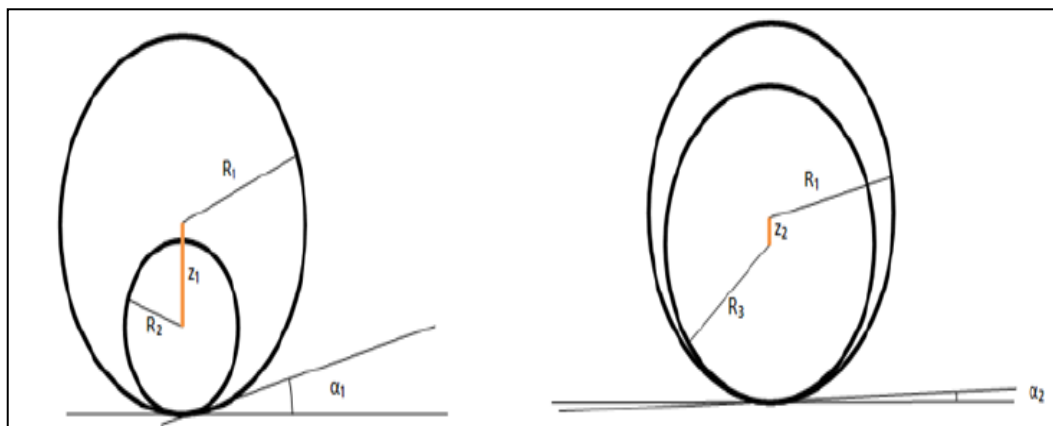


Figura 2.19. Comparación del corte Transversal del pozo entre la perforación con TR (derecha) y perforación convencional (izquierda). (SPE-147102)

Donde:

R_1 : diámetro del agujero.

R_2 : diámetro de la TR.

α : ángulo de contacto de la tubería con el pozo.

A : área de contacto de la tubería con el pozo.

z : distancia recorrida del centro antes de tocar el pozo.

Puede indicarse mirando el esquema de los siguientes hechos:

$$R_2/R_1 < R_3/R_1$$

$$\alpha_1 > \alpha_2$$

$$A_1 < A_2$$

$$z_1 > z_2$$

2.8.2. $\alpha_1 > \alpha_2$ α = Ángulo de contacto de la tubería con el pozo

En orden para el efecto empaste a ocurrir, el contacto de la tubería con el pozo debe ser suave para que no dañe el enjarre por los recortes a través de él. Esto depende del ángulo por el cual la tubería entra en contacto con la pared del pozo. En un caso ideal, el ángulo de ataque es muy cercano a cero, pero en condiciones de fondo y teniendo en consideración que el pozo no es perfectamente circular, el ángulo de contacto será más de cero. Como se muestra en la figura 2.20 cuanto menor sea el diámetro de la tubería mayor será el ángulo de contacto. También, cuando el radio de curvatura de la tubería se acerca al centro u origen del agujero, la acción de contacto es más suave. Esto permite que la TR se deslice más suavemente en el pozo comprimiendo el enjarre de filtración y consecuentemente compactando la roca más eficazmente. Sin embargo, en la perforación convencional la tubería atraviesa al enjarre debido a su alto ángulo de contacto.

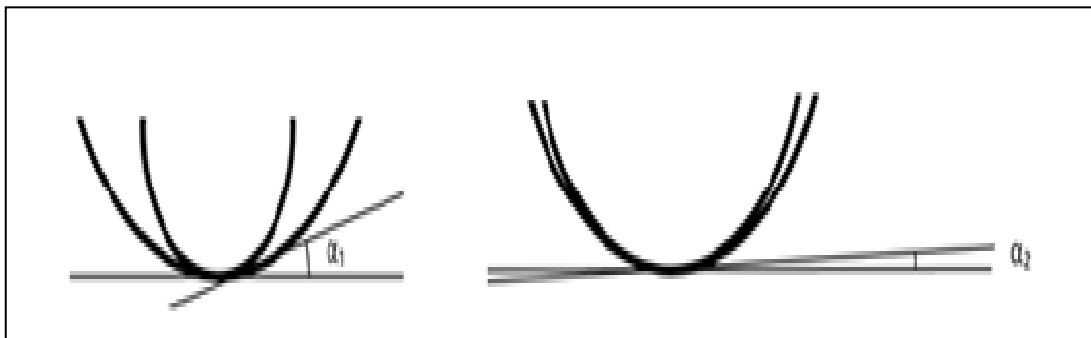


Figura 2.20. Comparación del ángulo de contacto entre la perforación con TR (derecha) y la perforación convencional (izquierda). (SPE-147102)

2.8.3. $A_1 < A_2$ A = Área de contacto de la tubería con el pozo

El empaste ocurre en el área de contacto de la tubería con el pozo, así mientras el área de contacto sea más grande, será mejor. Sin embargo, hay un límite operativo a este hecho. Como se aprecia en la figura 2.21, el área de contacto más grande de la perforación con TR ayuda al efecto “empaste” a ocurrir más rápida y eficazmente.



Figura 2.21 Comparación del área de contacto entre la perforación con TR (derecha) y perforación convencional (izquierda). (SPE-147102)

2.8.4. $v_1 > v_2$ v = Velocidad lineal de la tubería antes de llegar a la pared del pozo

A fin de que el efecto empaste se realice, la tubería debe frotar en la pared del pozo sin problemas. Si la velocidad de la tubería es alta antes de ponerse en contacto con el pozo, se dañará el enjarre ya que transferirá su impulso con fuerza en el área de contacto. Suponiendo que la velocidad de rotación es la misma para ambos casos y la única diferencia es el tamaño de la tubería, se puede concluir que en la perforación con TR la tubería tendrá una velocidad más baja antes de llegar a la pared del pozo, por lo tanto debe ser menos probable dañar el enjarre.

2.8.5. $z_1 > z_2$ d = Distancia recorrida desde el centro del pozo

Como se explica en la sección anterior, en la perforación convencional la tubería tendría que recorrer una distancia mayor antes de golpear el pozo simplemente porque es más pequeña. Esta distancia más grande requiere más tiempo para viajar, dando a la tubería la oportunidad de adquirir velocidad y golpeó con fuerza a la pared del pozo. Sin embargo, cuando la TR se utiliza como la sarta de revestimiento será suavemente frotada y colocada sobre el enjarre sin dañarlo.

2.8.6. $d_1 > d_2$ d = Profundidad de penetración en el enjarre de filtración

En la perforación convencional, la tubería penetra en una distancia más grande en el enjarre de filtración como se muestra en la figura 2.22. Esto sucede porque en general, la tubería es más pequeña, es más grande la fuerza lateral aplicada y menor es el área donde se aplica la fuerza. Esto hace que la tubería entre en contacto con el pozo dañando en demasía el enjarre de filtración.

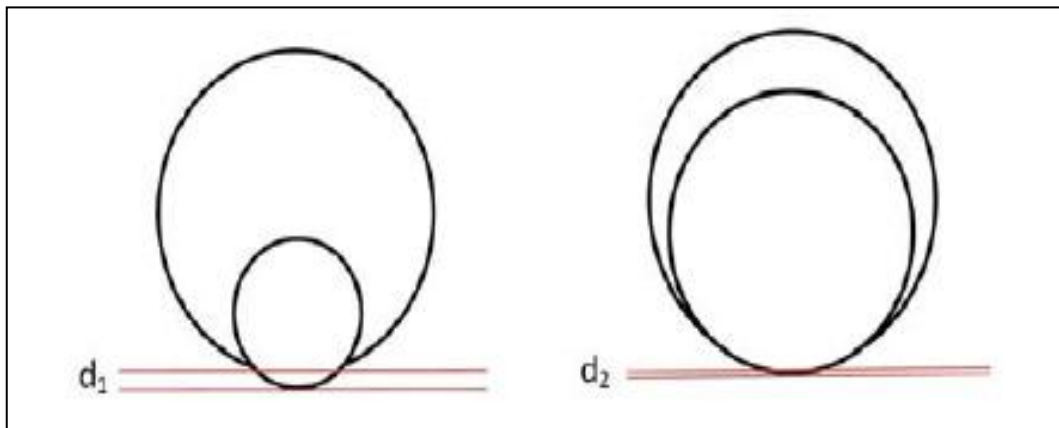


Figura 2.22. Comparación de profundidad de penetración en el enjarre de filtración entre la perforación con TR (derecha) y la perforación convencional (izquierda). (SPE-147102).

La mayor profundidad de penetración aumenta la probabilidad de pegaduras de tubería en la perforación convencional en lugar de perforación con TR. Esto se puede ver en contraste con la ecuación de pegadura por presión diferencial basada en que la TR es más probable a pegarse al pozo debido a tener una mayor área de contacto.

$$F = A \cdot \Delta P \cdot f$$

Donde:

F= Fuerza de pegadura diferencial.

A= Área de contacto

ΔP = Presión diferencial.

f= Factor de fricción.

Sin embargo, no debe ignorarse que ΔP es más pequeña para la perforación con TR debido a la alta calidad del enjarre de filtración y por lo tanto la fuerza de adhesión será menor. Por otra parte, la TR es continuamente frotada y deslizada en el pozo, por lo que es menos probable a pegarse en un punto en comparación con los rápidos movimientos erráticos de la tubería de perforación convencional.

2.9. Perforación libre de problemas con TR

Algunos de los problemas más notorios de la perforación son: tubería pegada, eventos del control de pozos, pérdida de circulación, inestabilidad del pozo y el daño a la formación inducido por la perforación. Puesto que no hay ningún viaje redondo de la sarta de perforación en el sistema de perforación con TR, esto ayuda a muchos de los problemas antes mencionados. Lo más importante, es que esto, ayuda con cuestiones en el control del pozo. Además, el pequeño espacio anular desarrollado durante el proceso, trae consigo una alta velocidad anular que elimina muchas de las cuestiones en el transporte de recortes de perforación, especialmente en ángulos críticos.

2.9.1. Perforación con TR para reducir la pérdida de circulación

La perforación con TR reduce la pérdida de lodo a la formación. El efecto “empaste” crea un enjarre de alta calidad que sella el pozo e impide la transferencia de fluidos entre el agujero y la formación. En el peor de los casos donde las pérdidas no se puedan remediar, la perforación continuará con pérdidas al mínimo hasta que la TR alcance la profundidad total. Por lo tanto, elimina los problemas y riesgos asociados con el sondeo, monitoreo del volumen en la presa de lodos, volúmenes y llenado del agujero relacionado con el acero extraído del pozo en una situación de pérdida de circulación que puede llevar al colapso del agujero y pegadura de tuberías.

Los beneficios del efecto “empaste” no sólo se limitan a la prevención de pérdida de circulación. Este proceso también aumenta el gradiente de fractura de la formación cerca del área del pozo (fortalecimiento del pozo), que se traduce en una más amplia ventana operativa de lodo de perforación. En un estudio de caso de perforación con TR, la resistencia de la prueba del asiento de la TR (Leak-Off Test) mejoró por 4.6 ppq (Watts et al., 2010).

En el peor de los casos donde no se puedan remediar las pérdidas (es decir, grandes fracturas o formaciones vugulares y cavernosas, etc.) la perforación puede continuarse con pérdidas al mínimo hasta que la TR alcance la profundidad total. Hay ciertos factores que permiten seguir perforando con la TR. Estas son: reducir el gasto de flujo requerido, mejorar la limpieza del pozo y la capacidad de la bomba conectada al cigüeñal auxiliar.

Debido al pequeño espacio anular, un menor gasto de flujo es necesario (en comparación con la perforación convencional) para circular el lodo con eficacia. La reducción del gasto de flujo ayuda a minimizar las pérdidas de lodo, especialmente si las pérdidas están ocurriendo alrededor de la barrena de perforación. El gasto inferior también controla la DEC para evitar presiones adicionales ejercidas en la formación que podrían agravar las pérdidas. El espacio anular superior ayuda a limpiar mejor el pozo, especialmente en situaciones donde la columna de pérdida parcial de lodo da lugar a los brotes y derrumbes en el pozo. Con la perforación con TR, es más fácil llenar la parte posterior de la TR debido al pequeño espacio anular. En una perforación con situaciones de pérdidas, esta capacidad ayuda a enfriar y/o lubricar las conexiones y tener un mejor control del pozo. Utilizando la TR como sarta de perforación mantiene flotabilidad en la tubería y reduce la vibración superficial en un mayor tamaño de agujero. También ayuda a mantener cualquier formación de baja resistencia que está por encima de las zonas de pérdida de circulación de colapso y empacamiento alrededor de la tubería.

En la perforación convencional cuando se incurren en graves pérdidas, el proceso de perforación se detiene generalmente hasta que las pérdidas se remedian con ciertas prácticas como la colocación de tapones de cemento. Esto dará lugar a varias horas de tiempo no productivo (NPT). La perforación con TR permite al operador seguir perforando, asegurando una vez que la TR haya dejado atrás la zona problemática de pérdida y posteriormente, se corre de manera segura y lista para ser cementada una vez que la tubería alcanza la profundidad total. Por otra parte, un parámetro principal que influye en el efecto empaste es el tiempo de contacto de la TR con el pozo. Con la perforación continua, el efecto empaste comienza a sanar la zona de pérdida y esto

deja la posibilidad de que los retornos sean recuperados en algún momento. Esto es muy importante si la zona de pérdida está en una sección sobre la barrena.

2.9.2. Perforación con TR para mejorar la estabilidad del pozo

La Tecnología de perforación con TR ofrece varios beneficios que ayudan a mitigar los problemas de estabilidad del pozo. Estos beneficios son la razón de que el sistema de perforación con TR sea seleccionado con frecuencia como el método superior para la perforación de pozos desafiantes, que no pueden manejar fácilmente los métodos convencionales de la perforación. Las ventajas mencionadas son las siguientes:

2.9.2.1. Sin Viaje Redondo

No hay ningún viaje redondo de tubería en la perforación con TR; la tubería siempre es corrida en o cerca del fondo en todas las etapas del proceso de perforación. La mayoría de los problemas de estabilidad de pozo suceden durante o debido al viaje redondo de las tuberías. El problema más común es el sondeo y aumento de presión que puede conducir a la pérdida de circulación o incidentes en el control del pozo. La incapacidad de circular el pozo desde el fondo es otro problema y puede resultar en el asentamiento de los recortes o tubería pegada mientras se realiza el viaje redondo en el aparejo de fondo (BHA). La eliminación del viaje redondo imposibilita la oportunidad a estos problemas. Por otra parte, por definición, no habría ninguna necesidad de aplicar los procedimientos para lavar y escariar después de alcanzar la profundidad total (TD) y antes de correr la TR.

2.9.2.2. Pozo calibrado

Las relaciones del gran diámetro de TR/agujero crean pozos calibrados, que son más estables. El movimiento continuo suave de la TR junto con la acción de doble corte de la barrena piloto y ampliador genera un perfil más circular. Esto ha sido probado por emparejar el área anular con la cantidad de cemento bombeado para observar retornos en superficie. El efecto empaste de la perforación con TR evita el derrumbe y rompimiento, además apoya el argumento que beneficia a los pozos calibrados.

2.9.2.3. Menos tiempo de perforación

Cuanto más tiempo es necesario para perforar cualquier intervalo, mayor será la probabilidad de inestabilidad del pozo. La perforación con TR reduce la cantidad total de tiempo que se perfora el pozo mediante la eliminación del viaje redondo, la corrida de la TR y mitiga el tiempo no productivo debido a problemas de perforación. La disminución del número de horas entre la perforación y la colocación del cemento detrás de la TR y la posibilidad de comenzar a cementar tan pronto quede el intervalo a la profundidad de asentamiento de cada etapa o profundidad total, asegurando el mantenimiento de cada metro perforado. Esto permite una selección agresiva de profundidades de asentamiento de la TR.

2.9.2.4. Pegadura de tubería

La tubería pegada es uno de los problemas más comunes en la perforación y representa un serio problema en el consumo de tiempo y costos adicionales. En el inicio de la perforación con TR, se creía que la pegadura de tubería sería un problema importante para la perforación con tuberías de gran diámetro. Sin embargo, en una década de experiencia en la perforación de zonas problemáticas se ha demostrado que la TR no se atasca o pega, por lo tanto la perforación con TR se halla como una tecnología para mitigar el peligro de pegaduras. En la actualidad, los pozos con problemas de tubería pegada son considerados buenos candidatos para la perforación con TR.

Por definición, una sarta de perforación es considerada pegada cuando la operación se suspende debido a que la tubería no se puede rotar o mover verticalmente. La pegadura de tubería podría ocurrir por varias razones y dependiendo de eso, se debe aplicar la práctica correcta para liberar la tubería. En general, los mecanismos de la tubería pegada pueden dividirse en tres categorías: pegado diferencial, pegado mecánico y tubería pegada por empacamiento. El pegado diferencial es el resultado de la presión diferencial del fluido de perforación y la formación que tiende a mantener la tubería contra la pared del pozo. El pegado mecánico puede ocurrir por diversas razones como ojos de llave, salientes y patas de perro, agujero bajo calibrado, TR colapsada, percusor en el agujero, etc. El pegado por los sólidos empacados podría deberse a una mala limpieza del pozo en formaciones con altos esfuerzos, formaciones móviles, formaciones no consolidadas, fallas, lutitas reactivas, etc. La estructura de la perforación con TR ayuda a prevenir pegaduras en alguna de estas condiciones.

2.9.2.4.1. Pegado Mecánico.

El pegado mecánico se produce cuando el aparejo de fondo (BHA) se arrastra en cualquiera de las aberturas bajo calibradas, pequeñas patas de perro o formaciones inestables. Las micro patas de perro y los agujeros bajo calibrados no son problemas en intervalos perforados de principio a fin con TR. Sin embargo, en intervalos que primero son perforados con ensambles o aparejos convencionales antes de contemplar a un ensamble de perforación con TR para perforar a la profundidad total (TD), el aumento de la rigidez del BHA de mayor diámetro hará más susceptible a cualquier micro pata de perro, agujeros bajo calibrados y agujero inestable perforado en las corridas anteriores. Este problema puede mitigarse mediante el control de mantener y aflojar los pesos mientras viaja el ensamble en el agujero y si es necesario, ampliando el ensamble al fondo antes de comenzar la perforación con TR. Las formaciones inestables también son un peligro que es parcialmente atenuado por el proceso de perforación con TR. Como el viaje redondo no es necesario después de llegar a la profundidad total, la formación no tiene el tiempo o la posibilidad para afectar al pozo, mientras que el aparejo de fondo es retirado del agujero. La TR en su lugar ya está en el fondo del agujero al término de la perforación y los trabajos de cementación pueden iniciarse rápidamente.

2.9.2.4.2. Pegado por empacamiento

El empacamiento es siempre una preocupación durante la perforación de formaciones inestables que podría añadir sólidos al lodo de perforación los cuales no son perforados. El efecto empaste crea un soporte en la pared contra las formaciones problemáticas que mantiene mayor estabilidad, mientras la TR es perforada a la sección de profundidad total. Como se explicará en el siguiente capítulo, la sección de limpieza del pozo, las altas velocidades anulares y agitación continua de la TR, aseguran que todos los recortes se transporten fuera del agujero lo antes posible, lo que evita que se acumulen capas de recortes en el fondo del pozo.

En la perforación convencional si se atasca la tubería, se aplican ciertas prácticas para liberarla; de lo contrario, las consecuencias podrían ser tan malas como perder el BHA o tan catastrófica como perder el pozo. Con la perforación con TR el riesgo de perder el pozo o el BHA es mucho menor. En un caso peor, si la TR se atasca y no puede ser liberada siempre se puede cementar en su lugar y la perforación continua con la siguiente sarta de revestimiento. Si se utiliza un sistema de perforación con aparejo de fondo recuperable, el BHA se obtiene a través del diámetro de trabajo de la sarta de revestimiento. Esto evita que se añadan costos al perder componentes muy costosos del BHA como un sistema RSS, MWD, LWD y motor de fondo.

2.9.2.5. Control de pozo

Los eventos de control de pozo pueden ser los más peligrosos y consumidores de tiempo entre todos los problemas de perforación. Un incidente puede empezar con una manifestación muy pequeña, pero puede conducir a un desastre como el reventón. La experiencia adquirida por la industria de perforación sugiere que no es suficiente haber probado los procedimientos de control de pozos, sino también desarrollar métodos de la perforación que disminuyan significativamente la probabilidad de situaciones de control de pozos. La perforación con TR ha demostrado ser una excelente opción para prevenir incidentes de control debido a sus beneficios inherentes.

El control de pozos se maneja mucho más fácil y más seguro en la perforación con TR. En operaciones convencionales el 70% de las manifestaciones de pozo ocurren durante las operaciones de viaje. Con esta tecnología, la TR es corrida siempre en o cerca del fondo en todo momento durante la operación de perforación, mitigando este riesgo totalmente.

Al perforar con un aparejo de fondo recuperable en la perforación con TR, la limpieza durante su transporte dentro y fuera del agujero se mitiga por un gran desvío mediante que el BHA se recupera a través del diámetro de trabajo de la TR. Esto elimina situaciones de control de fondo del pozo y la posibilidad de recibir manifestaciones debido a la presión hidrostática del lodo mientras se desaloja del agujero.

La mayor DEC en el pequeño espacio anular es una herramienta adicional para controlar la presión de poro o de formación. Con el pequeño espacio anular, e incrementando la velocidad de la bomba de lodo, la DEC puede elevarse hasta el valor deseado para superar la presión externa.

Una barrera adicional para mitigar el riesgo de control de pozos es el efecto empaste de la perforación con TR. La creación de un enjarre externo e interno de baja permeabilidad / baja porosidad en la pared del pozo evita la afluencia de la formación hacia el pozo. En muchos casos, las situaciones de control de pozos ocurren perfectamente después de pérdida del retorno donde se pierde la presión ejercida sobre la formación debido a la columna hidrostática de lodo. El efecto empaste es proactivo en la prevención de pérdida de circulación y mantenimiento de la columna de lodo en el espacio anular todo el tiempo. La clave para mitigar el riesgo de control de pozo es un enfoque proactivo para la prevención, y no el enfoque reactivo de actuar sólo después de que ya se ha producido un evento indeseable.

2.9.2.6. Perforación con TR para aumentar el fortalecimiento del pozo

Como el efecto empaste crea un enjarre más delgado en la pared del pozo, la presión de retención es incrementada. Este proceso incrementa el gradiente de fractura de la formación cerca de la vecindad del pozo (fortalecimiento del pozo), que se traduce en una más amplia ventana operativa de lodo de perforación. Este efecto se observa en formaciones permeables e impermeables. Para lutitas y calizas hay evidentemente algún tipo de efecto de compresión mecánica que ocurre en la superficie del agujero. Esta compresión es la deshidratación eficaz de la estructura química de los minerales hidratados junto a ellas (calizas y lutitas) y formando una capa en la pared del agujero. Esta capa es una fuerte y fina cáscara impermeable que impide cualquier otra invasión de filtrado y reduce cualquier cavidad en el agujero, causada por ruptura mecánica.

2.9.2.7. Perforación con TR para mitigar el daño de formación inducido por la perforación

Históricamente, el énfasis de las operaciones de perforación ha sido perforar pozos al menor costo posible y de forma rápida, sin mucha consideración por las repercusiones sobre la productividad del pozo. El daño de formación ocurre rápidamente y con frecuencia durante las operaciones de perforación con consecuencias potencialmente graves. El efecto empaste de la perforación con TR reduce los sólidos e invasión de filtrado, lo que resulta en menos daño al enjarre especial y mejora la productividad del pozo. También reduce el daño de la formación debido al filtrado de cemento mediante la creación de un pozo calibrado y una adecuada distancia entre la TR y el agujero.

A menudo hay efectos cercanos al pozo, efectos inter-poro que afectan a la presión de poro. La mayoría de los hidrocarburos se producen a través de métodos de recuperación primaria donde la presión de sobrecarga empujará a los fluidos producidos. Sin embargo, métodos de recuperación secundaria (mantenimiento de presión) aumentan y mejoran la producción. Un ejemplo particular, el flujo capilar, es la acción por la que el líquido fluye a través de los poros de la roca y hacia fuera en el pozo superando la presión capilar de la formación. Esta acción capilar es dependiente en el líquido el cual es mojar al grano (Fig. 2.23). La presión capilar es la presión necesaria para que el aceite o el gas desplacen el agua de la roca que está tratando de penetrar. El exceso de filtrado que invade a la formación reduce el flujo capilar por

incremento de la presión capilar y obtura el espacio del poro. Para que la migración ocurra el trabajo se requiere para aumentar el área superficial de la interface aceite-agua para forzar la fase oleosa a través de las gargantas de poro más pequeñas de una capa de confinamiento. La presión mínima necesaria para forzar los hidrocarburos en las gargantas de poro de conexión más grandes de una roca se define como la presión de desplazamiento (Schowalter, 1979).

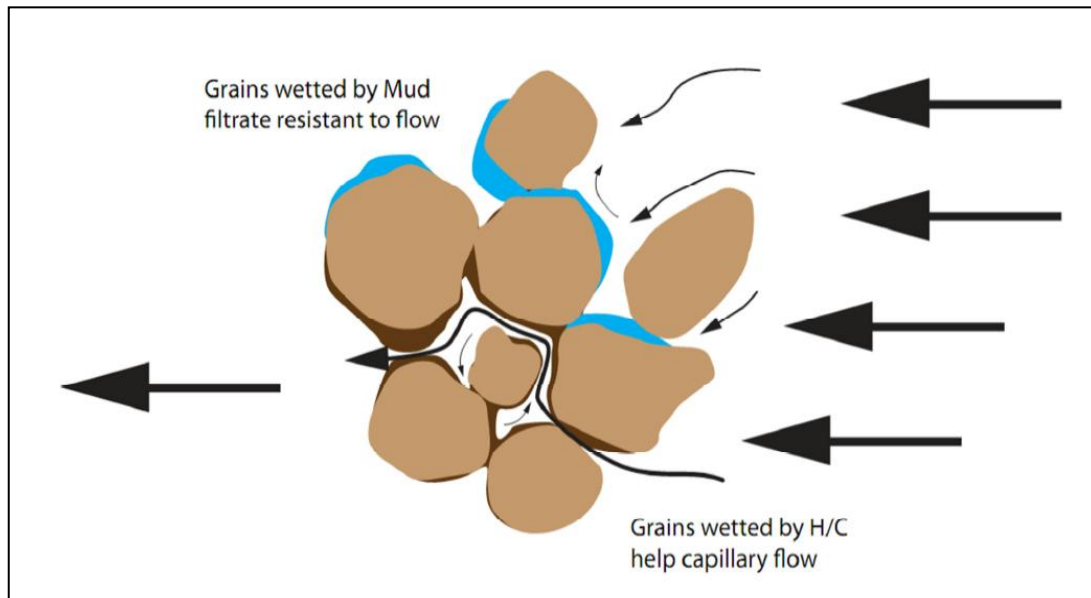


Figura 2.23. Flujo capilar extra granular de los fluidos del yacimiento dependientes en la mojabilidad. (SPE-148564).

Por lo tanto es razonable teorizar que esta presión de desplazamiento existirá cuando los fluidos de perforación penetren en la vecindad del pozo y actúen como una barrera resistente a la producción porque se requerirá trabajo adicional para desplazar. Cuanto más sea la invasión en el yacimiento mayor será el trabajo necesario para desplazar.

La fuente más común de daño de la formación es el proceso de perforación. Un nuevo método para evitar este tipo de daño debe tener un mecanismo para generar un rango controlado de tamaños de partículas que detendrán la pérdida de fluido rápidamente tendiendo una conexión sobre el pozo, justo después de que se perfora. En la perforación convencional, estos materiales se agregan al sistema de lodo, pero con el efecto empaste de la perforación con TR, los recortes perforados se utilizan para sellar los poros o fracturas de la formación. El empaste o enjarre, de baja permeabilidad y baja porosidad impide la invasión y evita el daño de la formación debido a las incompatibilidades de los sistemas fluido-fluido (fluido de perforación y fluido de formación) y sistema roca-fluido. (Figura 2.24).

La pérdida reducida de lodo en la sección del yacimiento puede correlacionarse directamente a la reducción de la "película" debido al daño a la formación inducido por el proceso de perforación. El efecto empaste, como beneficio inherente de la perforación con TR, mantiene la formación productora lo más intacta posible y reduce el daño de la formación. Esto conduce a la mejora de la productividad de los pozos perforados con TR en la sección del yacimiento.

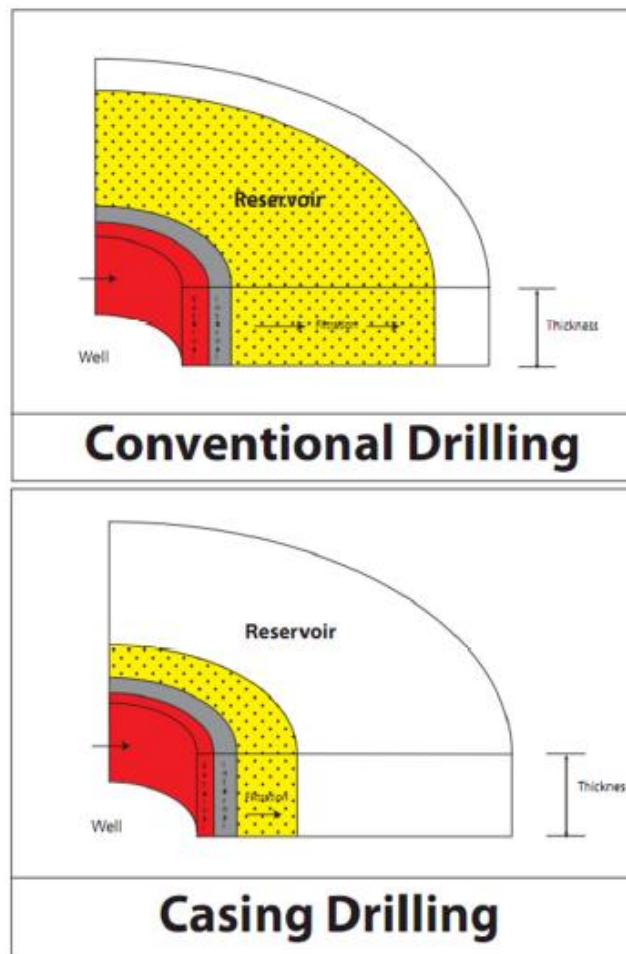


Figura 2.24. La perforación con TR crea un enjarre delgado, de baja permeabilidad, baja porosidad el cual previene la pérdida de fluido a la formación y por consiguiente mitiga el daño a la formación inducido por la perforación. (SPE-148564).

2.10. Niveles en la perforación con TR

Durante la última década la tecnología ha evolucionado y madurado gradualmente para abordar diferentes problemas o retos en la perforación de pozos petroleros. La tecnología de perforación con TR y los servicios de campo son comercializados por diferentes niveles de diseños en el sistema, caracterizados por:

- Nivel I.- Funcionamiento y escariado de la TR (Casing Running/Reaming). Agujeros pre-perforados, donde el sistema de perforación con TR es utilizado como equipo de superficie para bajar la TR aplicando rotación, circulación, etc. (Zapata perforadora opcional).
- Nivel II.- Perforación con TR con sistema BHA No Recuperable (Non-Retrievable Casing Drilling™). BHA simple de la perforación con TR, para ser utilizado en pozos verticales sin necesidad de control direccional.
- Nivel III.- Perforación con TR con sistema BHA recuperable (Retrievable Casing Drilling™). Uso de un BHA específicamente diseñado para ser recuperado sin sacar la TR hasta superficie.
- Nivel IV.- Perforación con TR corta con sistema BHA recuperable (Retrievable Liner Drilling™). Nuevo colgador de Liner de múltiples asentamientos.

- Nivel V.- Bombeo inverso de fondo (Casing Drilling™ Pump-Down Reverse Out). Nuevo sistema, un prototipo ya disponible en proceso de evaluación hoy en día.



Figura 2.25. Niveles de la perforación con TR (cortesía Tesco®).

2.10.1. Método de Barrena Perforable (Drilling With Casing™)

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

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

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

Es necesario entender el límite de durabilidad de la estructura de corte y aumentar los esfuerzos para combinar la durabilidad de los cortadores PDC convencionales con la

capacidad de perforar la zapata una vez que realizó su trabajo. Sin embargo, para la perforación con tubería de revestimiento de explotación o perforación con Liner, la necesidad de que la herramienta sea perforable se desecha. Para estos casos también han sido desarrolladas zapatas perforadoras con cortadores fijos empotrados en una estructura de acero (figura 2.26).



Figura 2.26. Tecnología Drilling With Casing™. Zapata perforable (derecha) y zapata después del desplazamiento, lista para la cementación (izquierda). (Cortesía Weatherford).

2.10.2. Perforación con TR corta (Liner Drilling)

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

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

Esta tecnología fue estandarizada para yacimientos agotados, aunque recientemente se ha extendido a aplicaciones como perforar pozos de alcance extendido, arenas no consolidadas u otras formaciones inestables. Comparado con la perforación con tubería de revestimiento, en donde el operador puede cambiar el BHA varias veces mientras la tubería permanece en el agujero debido a que la tubería llega a la superficie; al perforar con Liner, esto no es posible.

Los sistemas de perforación con Liner permiten usar la suficiente tubería de revestimiento para entubar el agujero y omite la parte superior, siendo así la tubería de perforación la que soporta la mayoría de las cargas, especialmente cuando se perfora rotando toda la sarta. Un colgador de Liner se usa para conectar la tubería de

perforación con el Liner y correr el BHA a través de la formación hasta alcanzar el objetivo. Debido a esto, el BHA sólo puede ser recuperado cuando se alcanzó la profundidad programada. Actualmente los colgadores no son capaces de liberar y conectar varias veces el Liner en el fondo para sacar y meter el BHA del agujero. En caso de 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 la TR previa, limita la máxima longitud de perforación. Si el Liner tiene que ser rotado, deben ser consideradas las reducciones en la resistencia al colapso y presión interna. Son usados motores pequeños debido a que deben pasar a través de Liner, esto no es problema si se perforan zonas suaves o someras, pero para formaciones duras el motor puede no ser suficiente. La máxima distancia que se puede perforar con este sistema es un factor importante. La principal diferencia con el sistema de perforación con TR es la incapacidad de recuperar el BHA del Liner a través del colgador. La vida operacional del BHA para perforar con Liner debe exceder o al menos cubrir el total de la distancia a perforar con un margen de seguridad aceptable.

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

Este sistema se utiliza según esquemas operacionales ya definidos; perforar con BHA estándar tan lejos como sea posible, recuperar el BHA y perforar la sección siguiente con un BHA para Liner, a la profundidad establecida. El perforar con Liner puede ayudar a superar varios problemas del pozo. Para uno de estos problemas (perforar en un yacimiento altamente agotado) esta tecnología ha sido probada y ha demostrado eficacia. Sin embargo, en otras aplicaciones puede requerir de mucha ingeniería para diseñar un sistema capaz de superar los retos presentados.

Actualmente existen varios sistemas patentados de perforación con Liner que han sido usados exitosamente en el campo. Uno se impulsa 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 se impulsa con motor sin la unión giratoria, pero con amplificador debajo del Liner. Los tres sistemas perforan con Liner y aseguran que el mismo esté en su lugar en caso que el agujero tenga problemas de colapso. Un cuarto sistema puede utilizar un motor desechable debajo del Liner y ser dejado en el pozo después de que se termina la perforación aunque se tienen que considerar futuras reentradas al yacimiento o alargamientos del agujero (figura 2.27).

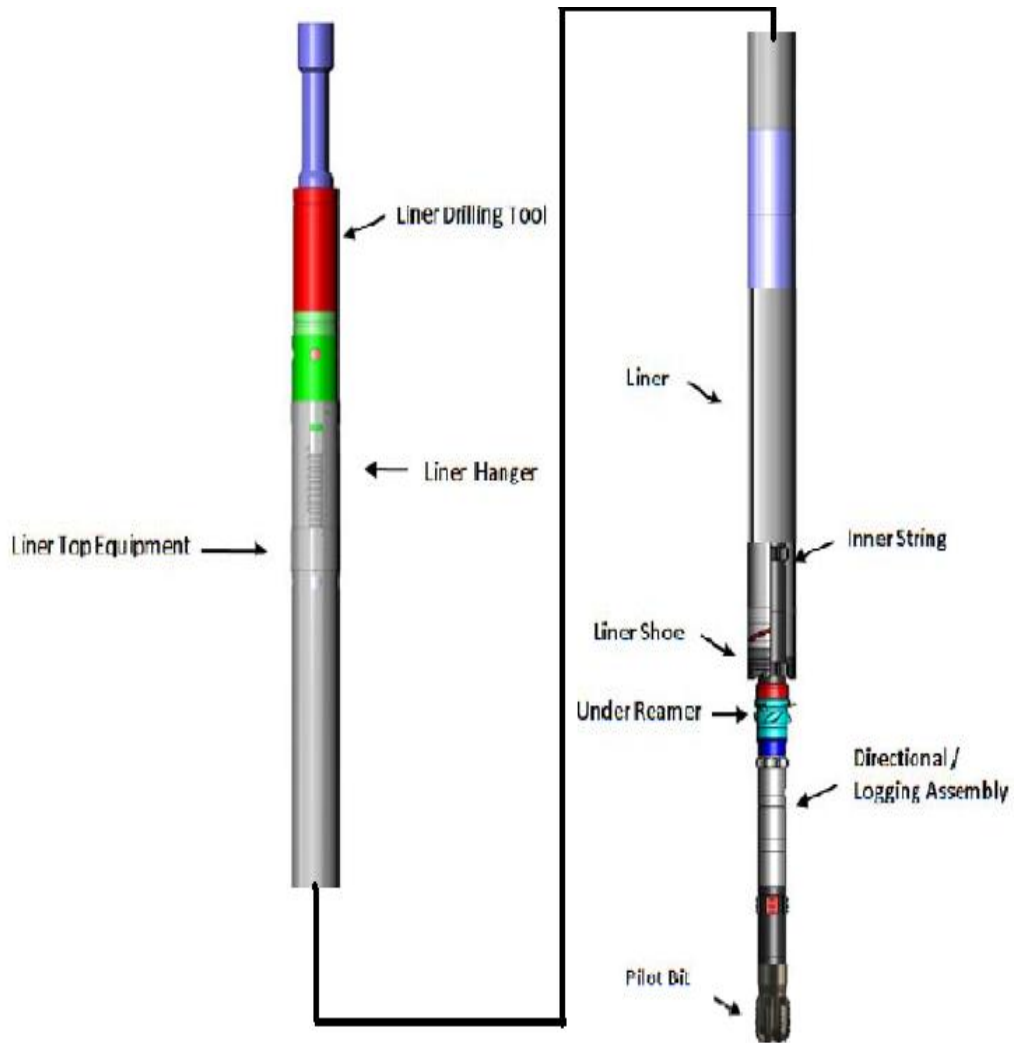


Figura 2.27. Sistema de perforación con TR corta con Multi-colgador ajustable (SPE-148607).

CAPÍTULO III. HIDRÁULICA DE LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

Introducción

La sarta de revestimiento se usa para transmitir energía mecánica e hidráulica a la barrena y el pozo se perfora por la rotación de esta, o se usa un motor de fondo. Al perforar con TR la geometría de la trayectoria del fluido es diferente a la que se tiene en la perforación convencional, por dentro de la TR no se tienen restricciones y las pérdidas de presión son muy pocas. Por el contrario, el espacio anular ofrece mayor restricción al flujo y las pérdidas de presión son más altas que las que se dan en anulares convencionales.

En este capítulo se presentan los principios de este tipo de perforación partiendo de conceptos básicos de la perforación convencional y teniendo en cuenta dos parámetros importantes en la perforación de pozos: la rotación de la sarta y la excentricidad de la tubería en el agujero. Combinando todo esto se llega a predecir la hidráulica de la perforación con TR para visualizar las diferencias en las pérdidas de presión debidas a estos factores.

En la parte inferior de la sarta de revestimiento se encuentran conectadas las herramientas de fondo y accesorios necesarios para desarrollar este tipo de perforación, todas se diseñan para que el proceso sea eficiente en tiempo y costos. En la Figura 3.1 se ilustra la configuración de este sistema el cual se compone de dos cuerpos principales que se acoplan el uno en el otro.

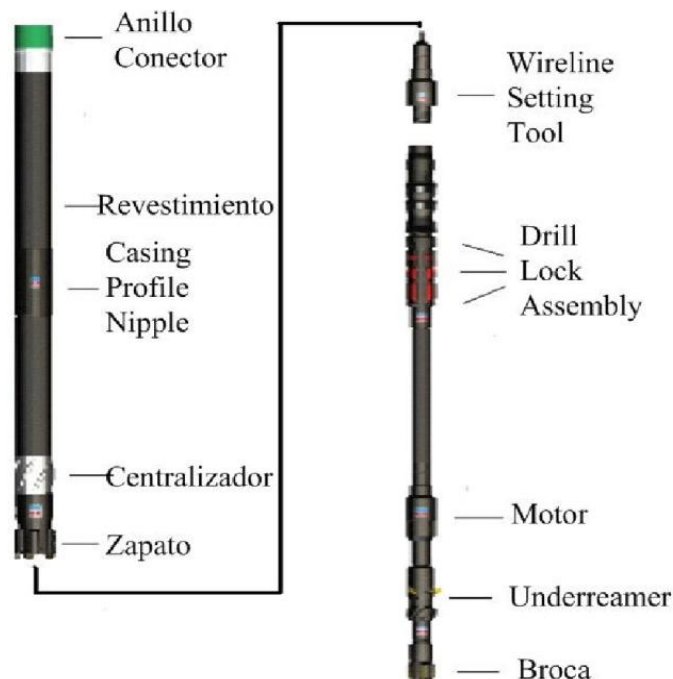


Figura 3.1. Ensamblaje de fondo de pozo para la perforación con TR (Warren, Tommy, 2004).

3.1. Generalidades

Los requerimientos hidráulicos para la perforación con TR difieren de los empleados en la perforación convencional, debido a que la sarta de perforación frecuentemente es rotada a velocidades mucho más altas (para el caso de la perforación convencional) y el área de flujo anular entre la sarta y la pared del agujero es mucho menor (para el caso de perforación con TR). Debido a esto, durante la perforación de pozos con TR, la mayor pérdida de presión por circulación en el sistema se presenta en el espacio anular (alrededor del 90%), mientras que en la perforación convencional se presenta dentro de la sarta de perforación.

La capacidad hidráulica se determina por el equipo del sistema de circulación, el cual consiste de una bomba para mover el fluido de control, una sección continua de mangueras, tuberías para transportar el fluido hacia la barrena y un tanque para mantener una reserva de abastecimiento del fluido de perforación.

A continuación, se presentan algunos conceptos básicos de hidráulica de la perforación convencional, los cuales funcionan como punto de partida para desarrollar la hidráulica de la perforación con TR.

3.1.1. Reología de los fluidos de perforación

La reología (Reo = Flujo, Logos = Estudio) es el estudio del flujo de fluidos. Es la ciencia de la deformación y flujo de los materiales.

El flujo de fluidos o sistema de fluidos, a través de tuberías y espacios anulares, es uno de los aspectos comúnmente encontrados en el campo de la ingeniería; especialmente en la perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Por lo tanto, las características reológicas o de flujo de los fluidos deberán de ser bien definidas, a fin de diseñar adecuadamente los requerimientos de potencia necesaria para circularlos.

Además, en el diseño de sistemas de fluidos y en el comportamiento de flujo a diferentes condiciones; así como el efecto de diversos contaminantes sobre los fluidos, es posible obtenerlos solamente a partir de un estudio reológico o de las variaciones en sus propiedades reológicas.

Se requiere la reología para predecir y/o determinar:

- Calcular las pérdidas de presión por fricción en la tubería o en el espacio anular.
- Determinar la DEC del fluido de perforación.
- Determinar el régimen de flujo en el espacio anular.
- Estimar la eficiencia de la limpieza del agujero.
- Evaluar la capacidad de suspensión del fluido.
- Determinar la velocidad de asentamiento de los recortes.
- Qué tan bueno es el transporte de los recortes afuera del pozo.
- Cuáles son las pérdidas de presión en el sistema de circulación.

- Cómo se comporta el sistema de fluido con los regímenes de flujo que se emplean en el pozo.

En otras palabras se necesita entender la hidráulica de los fluidos de perforación.

3.1.1.1. Fluidos de Perforación

Los fluidos aplicados a la perforación de pozos con TR, prácticamente son los mismos a los usados en la perforación de pozos convencionales. Entre los más recomendables son los poliméricos y las salmueras libres de sólidos, aunque también se usan lodos base aceite cuando se está perforando con sistema rotatorio sin motor de fondo, cuando se utiliza motor de fondo los fluidos base aceite no son recomendables debido a que dañan los elementos de sello (elastómeros) del ensamble de fondo (BHA). Un lodo de perforación de glicol de agua dulce se utiliza generalmente para las operaciones de perforación con TR debido a los problemas sobre las pegaduras diferenciales y estabilidad del agujero. Este lodo también ayuda a contrarrestar el incremento de la tendencia del transporte de recortes de la barrena de cualquier lodo a base agua en comparación con agua limpia.

Los gastos bajos son los recomendables en la perforación con TR, debido a la presencia de menor volumen anular, la limpieza del agujero es mejorada debido a las velocidades anulares más altas alcanzadas, incluso con gastos reducidos. Una ventaja inherente de la perforación con TR es el espacio anular de diámetro reducido. Los BHA's convencionales resultan en diferentes velocidades anulares alrededor de cada componente de la sarta de perforación. Esto puede conducir a la erosión del agujero alrededor de los lastrabarrenas y al transporte ineficiente de los recortes de perforación alrededor de la tubería de perforación de diámetro más pequeño. La DEC disminuye significativamente debido a la eficiente limpieza del agujero y remoción de los recortes, mientras que, las mayores velocidades anulares y las pérdidas por fricción en el espacio anular incrementan la DEC. Cada aplicación debe evaluarse para determinar el equilibrio que debe ser alcanzado entre gasto de flujo para limpiar la cara de la barrena y el claro del espacio anular de los recortes y manejo de la DEC. Una vez que se han considerado todos los factores, se puede seleccionar el apropiado gasto de flujo y la configuración de las toberas.

Los fluidos de perforación deben cumplir con ciertas funciones:

- Mantener la estabilidad del agujero.
- Mantener el control del pozo.
- Levantar los recortes del fondo a la superficie.
- Suministrar potencia a los motores de fondo y demás accesorios del BHA.
- Evitar el daño a la formación.
- Mantener compatibilidad con los fluidos y la roca de la formación.

- Proporcionar buena resolución en cuanto a la respuesta de los registros geofísicos, así como de los pulsos de los instrumentos de medición y registros en tiempo real (MWD/LWD).
- Enfriar y lubricar la barrena.
- Minimizar los problemas de cementación.

Para satisfacer todas estas funciones, los fluidos deben poseer propiedades físico-químicas que ayuden a mantener en equilibrio al fluido al estar sometidos a grandes presiones y temperaturas, así como al encontrarse en condiciones estáticas o dinámicas.

Algunas propiedades fundamentales que deben conservar los fluidos de perforación durante las operaciones son:

- Densidad.
- Viscosidad.
- Tixotropía.
- Contenido de sólidos.
- Salinidad.
- Potencial de Hidrógeno (PH).
- Poder de filtración.
- Estabilidad térmica.

Estas propiedades pueden ser seriamente afectadas cuando no se hace una buena selección del fluido, la cual está en función de las características de las formaciones que serán atravesadas durante la perforación, así como de las condiciones de operación. En la perforación de pozos con TR los fluidos se someten a diferentes condiciones de operación con respecto a los pozos convencionales. Por ejemplo, las condiciones de presión y bombeo son diferentes debido a la limitación del espacio por donde circulan los fluidos. Esta restricción que existe entre las paredes del agujero y la sarta de perforación, obliga al empleo de fluidos menos viscosos, con el fin de que puedan fluir minimizando los problemas de caídas de presión sin llegar a sacrificar la buena limpieza del fondo del pozo.

Al perforar con motores de fondo y sistemas MWD/LWD, los fluidos con alto contenido de sólidos son indeseables porque pueden causar un deterioro prematuro a los elementos de sello de estos equipos, por lo tanto, se recomienda usar otro tipo de fluidos tales como los poliméricos, aun cuando son más caros con respecto a los fluidos comunes. Se puede tener un ahorro sustancial si se decide emplear un polímero en lugar de estar realizando viajes para cambios de BHA, los cuales pueden dañarse hasta quedar sin reparación que significa una mayor inversión en equipos y la falta de éstos.

También, para perforar pozos con TR es conveniente el uso de un fluido que cumpla eficazmente las funciones primordiales y que sea económicamente adecuado para la optimización de la perforación.

3.1.1.2. Esfuerzo cortante (τ)

Al poner un fluido de control en circulación, inicialmente tiende a resistirse al flujo si en el interior las capas que forman el flujo se mueven a diferentes velocidades, esta resistividad de la fuerza ejercida entre capas da origen a un resbalamiento o escurrimiento que se conoce como esfuerzo de corte, por lo tanto, el esfuerzo de corte (τ) es la fuerza requerida para mantener la velocidad de corte.

3.1.1.3. Velocidad de corte

Es un gradiente de velocidad a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar, se define como:

$$\Gamma = \frac{du}{dy} = \frac{\text{velocidad}}{\text{distancia}} = \text{gradiente de velocidad} \left[\frac{1}{\text{seg}} \right]$$

3.1.1.4. Viscosidad

Es la resistencia de un fluido a fluir y se define como la Razón del Esfuerzo cortante a la velocidad de cizallamiento. La viscosidad del lodo mide la resistencia al flujo del lodo de perforación; entre mayor sea la resistencia, mayor será la viscosidad. La viscosidad debe ser la suficientemente alta para que el lodo pueda mantener limpio el agujero y arrastre los recortes hasta la superficie.

$$\mu = \frac{\tau \text{ dyne} * \text{sec}}{\gamma \text{ cm}^2} = \text{poise}$$

La unidad "Poise" es algo grande, por lo que se prefiere expresar la viscosidad en "Centipoise" que es una centésima parte de un Poise.

3.1.1.5. Viscosidad Efectiva (ve, cp)

La viscosidad efectiva se refiere a la viscosidad de un fluido no Newtoniano bajo ciertas condiciones de velocidad de corte, presión y temperatura. Describe la resistencia del fluido a fluir a través de una geometría particular. El fluido fluyendo a través del espacio anular tendrá una viscosidad efectiva diferente a la que tiene cuando fluye dentro de la tubería de perforación, y por lo tanto tendrá diferentes valores para n y K (constantes reológicas).

La viscosidad efectiva esta dada por la lectura del viscosímetro de lodo a 300 rpm (Θ 300) o la mitad de la lectura del viscosímetro a 600 rpm (Θ 600) donde ambos valores de viscosidad aparente concuerdan con la fórmula de viscosidad;

$$VA (cp) = \frac{300x\theta}{\omega}$$

3.1.1.6. Viscosidad Plástica (PV)

Los lodos de perforación están compuestos por una fase líquida continua en la cual están dispersos los materiales sólidos. La Viscosidad Plástica es la resistencia al flujo relacionada con la fricción mecánica que es causada por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase líquida.

La viscosidad plástica se determina a partir de la información obtenida del viscosímetro Fann, con ayuda de la siguiente ecuación:

$$\mu_p = \Theta_{600} - \Theta_{300}(cp)$$

En el campo la PV se considera como una guía para el control de sólidos. Se incrementa conforme el porcentaje volumétrico de sólidos se incrementa o si el porcentaje volumétrico permanece constante pero el tamaño de partículas disminuye.

3.1.1.7. Punto de Cedencia (YP)

El punto de cedencia es la resistencia inicial al flujo debida a las fuerzas electroquímicas entre las partículas. Estas fuerzas son causadas por las cargas localizadas en la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida. El punto de cedencia puede ser estimado a partir de la información obtenida del Viscosímetro Fann, con ayuda de la siguiente ecuación:

$$PC = 2 * \Theta_{300} - \Theta_{600}$$

$$PC = \Theta_{300} - \mu_p \quad Lbs/100 \text{ pies}^2$$

El YP depende de:

- Las propiedades superficiales de los sólidos en el lodo.
- La concentración volumétrica de los sólidos.
- El ambiente iónico del líquido que rodea a los sólidos.

El YP se puede controlar por medio de un tratamiento químico adecuado:

- Las cargas positivas en las partículas se pueden neutralizar por la adsorción de grandes iones negativos. Estos pueden ser aportados por productos químicos como: taninos, lignitos, lignosulfonatos, etc.
- En caso de contaminación de iones como calcio o magnesio, estos se pueden remover como precipitados insolubles.
- La dilución con agua también puede reducir el YP. Sin embargo, si la concentración de sólidos es demasiado elevada no va a ser efectiva.

3.1.2. Modelos Reológicos

La descripción reológica de los fluidos ha sido expresada mediante relaciones matemáticas complejas. Afortunadamente, en el campo de la ingeniería los fluidos no-Newtonianos más abundantes, estudiados y mejor entendidos son los fluidos pseudoplásticos.

Algunas de las relaciones empleadas para describir a estos fluidos han sido aplicadas al comportamiento reológico de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros.

Por lo tanto, los fluidos antes mencionados se pueden representar por varios modelos reológicos o ecuaciones constitutivas; entre las cuales, las más empleadas son el modelo de Bingham, Otswald-de Waele y Herschel-Bulkley. Recientemente, los modelos de Robertson y Stiff y de Casson se han propuesto para caracterizar a los fluidos de perforación y las lechadas de cemento.

3.1.2.1. Modelo de Newton

Este modelo propuesto por Newton, representa a los fluidos ideales. Es decir, caracteriza a aquellos fluidos cuya relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es lineal. La constante de proporcionalidad, conocida como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, es suficiente para describir su comportamiento de flujo.

Matemáticamente, esta relación se expresa como sigue:

$$\tau = \frac{\mu}{g_c} \gamma$$

Donde μ es la viscosidad absoluta, viscosidad Newtoniana o simplemente viscosidad. Esta viscosidad permanece constante a cualquier velocidad de corte; siempre y cuando el flujo sea laminar y las propiedades del fluido permanezcan inalterables.

3.1.2.2. Modelo de Bingham

Este tipo de fluidos es el más simple de todos los fluidos no-Newtonianos, debido a que la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte exhibe una proporcionalidad directa, una vez que un esfuerzo inicial finito, necesario para iniciar el movimiento, ha sido excedido.

A este esfuerzo inicial se le denomina punto de cedencia, τ_y ; en tanto que la pendiente de la porción lineal del reograma es conocida como coeficiente de rigidez o simplemente viscosidad plástica, η_p .

Así, el modelo de Bingham está representado como:

$$\tau = \frac{\eta_p}{g_c} \gamma + \tau_y$$

Donde:

$$\gamma = 0 \text{ si } \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \text{ si } \tau > \tau_y$$

Aunque este modelo es caso idealizado, las suspensiones de arcillas (20 a 60% de arcillas cálcicas en agua) y el flujo de fluidos de perforación en espacios anulares, asemejan su comportamiento de flujo a este modelo.

Por simplicidad, este modelo ha sido empleado extensivamente en la ingeniería petrolera; aun cuando el comportamiento real del lodo de perforación no presenta una relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte.

3.1.2.3. Modelo de Ley de Potencias

El modelo de Ostwald-de Waele, mejor conocido como modelo de Ley de Potencias, es uno de los más usados en el campo de la ingeniería y una de las primeras relaciones propuestas entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Esta relación está caracterizada por dos constantes reológicas y expresada como sigue:

$$\tau = K\gamma^n$$

Donde:

- Factor de Consistencia (K, en centipoises, cp): Describe la viscosidad del fluido, en tanto que si el valor de K es alto, el fluido es más viscoso y viceversa. Es idéntico en concepto a la Viscosidad Plástica, PV. Describe el flujo dinámico solamente.
- Índice de Flujo (n, adimensional): Describe la relación numérica entre el esfuerzo cortante aplicado al fluido y la velocidad de cambio de dicho esfuerzo cortante graficados en un papel log-log. Indica el grado de cizallamiento o fluidez; la capacidad de flujo o la resistencia al mismo cuando se aplica una fuerza cizallante o de corte sobre el conducto. En otras palabras, es una medida de la no-Newtonianidad del fluido. Entre más alejado de la unidad sea el valor de n, más no-Newtoniano es el comportamiento del fluido.

$$0 < n < 1 \dots\dots \text{Fluido pseudoplástico}$$

$$n > 1 \dots\dots \text{Fluido Dilatante}$$

Nótese que este modelo se reduce a la Ley de Viscosidad de Newton, si n es igual a la unidad, con $K = \mu/g_c$

3.1.2.4. Modelo de Ley de Potencias con punto de cedencia

El modelo de Herschel-Bulkley, también conocido como modelo de Ley de Potencias con Punto de Cedencia, fue propuesto con el fin de obtener una relación más estrecha entre el modelo reológico y las propiedades de flujo de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes que presentan un punto de cedencia. Este modelo está representado por:

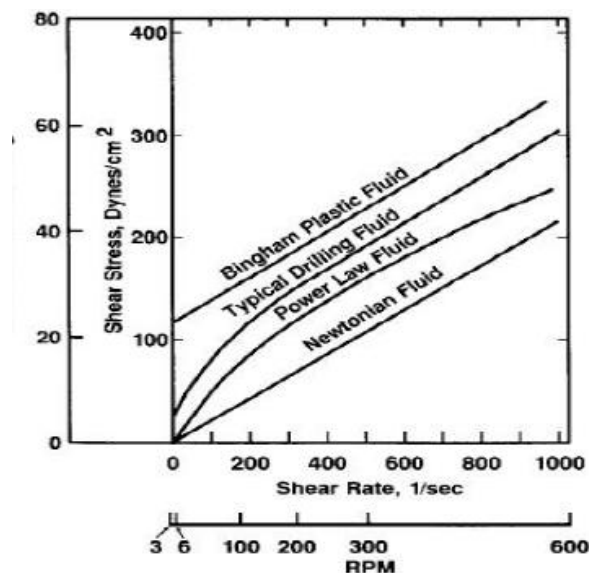
$$\tau = K\gamma^n + \tau_y$$

Con:

$$\gamma = 0 \text{ si } \tau \leq \tau_y$$

$$\gamma \neq 0 \text{ si } \tau > \tau_y$$

donde τ_y representa un esfuerzo inicial o punto de cedencia. Las constantes n y K tienen un significado similar a las constantes reológicas del modelo de Ley de Potencias. Este modelo es más general que los anteriores. Es decir, los modelos de Newton, Bingham y Ostwald-de Waele son soluciones particulares de este; pues si n es igual a la unidad y τ_y es cero, el modelo se reduce a la Ley de Newton; en tanto que si τ_y es diferente de cero, este modelo representa al modelo de Bingham, con $K = \eta_p/g_c$



Gráfica 3.1. Representación gráfica de los modelos reológicos (Applied Drilling Engineering, 1986).

3.1.3. Régimen de Flujo

Cuando un fluido fluye a través de un conducto, éste puede fluir ya sea en régimen laminar, transicional o turbulento. La distinción entre estos regímenes de flujo fue primeramente observada por Osborne Reynolds. Los experimentos realizados por Reynolds mostraron que a una velocidad suficientemente baja un fluido fluye uniformemente en forma de láminas, mientras que a velocidades mayores el movimiento del fluido se torna caótico.

Además, Reynolds mostró que el criterio para romper el movimiento laminar del fluido y la transición al flujo turbulento depende de una cantidad adimensional denominada como Número de Reynolds. El concepto del número de Reynolds, determinado empíricamente, es de gran importancia en la solución de los problemas de flujo y relaciona las fuerzas de inercia a las fuerzas viscosas que son desarrolladas por el fluido en movimiento. El perfil de velocidad del fluido de perforación en el espacio

anular depende del régimen de flujo y si éste es turbulento, el perfil de velocidad será relativamente uniforme, cuando la velocidad del fluido cerca de la pared del agujero es alta, causa erosión del agujero en formaciones suaves, resultando una alta caída de presión, lo cual incrementa la DEC. Si el régimen de flujo es laminar, el perfil de velocidad depende de la reología del lodo.

Para el flujo de fluidos en tuberías, el Número de Reynolds (R_e) está definido como:

$$R_e = \frac{\text{Fuerzas de Inercia}}{\text{Fuerzas Viscosas}} = \frac{\frac{\rho V^2}{D}}{\frac{\mu V}{D^2}}$$

Por lo tanto:

$$R_e = \frac{\rho V D}{\mu}$$

3.1.3.1. Número de Reynolds (para flujo en el espacio anular)

El número de Reynolds toma en consideración los factores básicos del flujo en la tubería. La siguiente expresión se emplea para determinar el número de Reynolds para el flujo a través del espacio anular:

$$R_e = 43.60 * \frac{MW}{E_q \theta_{300}} * \left[\frac{Q}{Dh^2 - Dp^2} \right]^{2-N} * [8.69 * (Dh - Dp)]^N$$

Laminar si $R_e < 2000$

Transición R_e está entre 2000 y 3000

Turbulento si $R_e > 3000$

Donde:

- ✓ R_e = Número Anular de Reynolds (sin dimensión).
- ✓ MW = Densidad del Lodo (lbs/gal).
- ✓ $E_q \theta_{300}$ = Lectura del Viscosímetro Fann a 300 RPM.
- ✓ Dh = Diámetro del Agujero (pulgadas).
- ✓ Dp = Diámetro de la tubería (pulgadas).
- ✓ N' , valor "n" en la Ley de Potencia = $\log(Q600 / Q300) / \log(600/300)$.

El régimen de flujo particular de un fluido de control durante la perforación puede tener un efecto importante en parámetros tales como pérdidas de presión, limpieza del fondo y estabilidad del pozo.

3.1.3.2. Flujo Laminar

Las partículas de lodo se mueven en líneas derechas paralelas a la tubería o las paredes del agujero descubierto. Las capas adyacentes de lodo tienen distintos planos

de esfuerzo cortante entre ellas y se mueven una después de la otra sin mezclarse. Las partículas más cercanas a la pared son efectivamente estacionarias pero alrededor del centro se mueven progresivamente más rápido, a medida que los efectos de la fricción son reducidos. Por lo tanto, el fluido que se mueve bajo condiciones de flujo laminar tiene un perfil de velocidad cónico o parabólico.

3.1.3.3. Flujo Turbulento

El flujo turbulento se caracteriza por la fluctuación en los componentes de la velocidad en todas direcciones; es decir, el flujo se vuelve caótico y las partículas de fluido se mueven en todas direcciones.

En contraste a las condiciones de flujo laminar, el perfil de velocidad del flujo turbulento es casi plano. El flujo turbulento ocurre a velocidades de flujo más altas cuando los planos entre las capas de lodo dejan de ser discretas y el lodo fluye en forma caótica.

Mediante la aplicación del análisis dimensional, las pérdidas de presión por fricción y el gasto volumétrico de flujo se relacionan en función del llamado factor de fricción.

3.1.3.4. Factor de Fricción

El factor de fricción es un parámetro adimensional que indica el nivel de esfuerzo cortante en la pared del conducto. Por lo que el factor de fricción es la relación entre el esfuerzo cortante en la pared τ_w y la energía cinética por unidad de volumen del fluido; es decir:

$$f = \frac{2\tau_w g_c}{\rho V^2}$$

Pero de un balance de fuerzas se puede obtener:

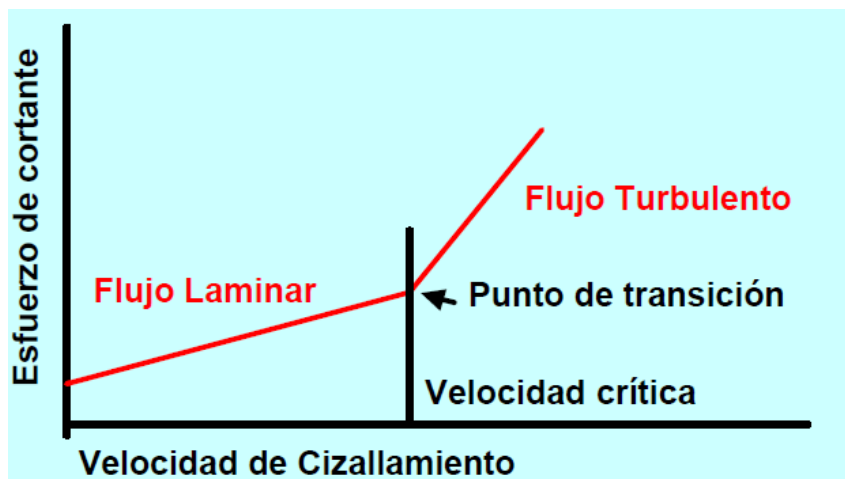
$$\tau_w = -\frac{D}{4} \frac{dP}{dx}$$

Por lo que f está definida por:

$$\tau_w = -\frac{D}{4} \frac{dP}{dx}$$

La expresión anterior es conocida como Ec. De Fanning, la cual es válida para el flujo turbulento de cualquier fluido, siempre y cuando el valor del factor de fricción f sea apropiadamente determinado. En régimen laminar, el valor de f deberá de ser tal que las ecuaciones proporcionen el mismo valor para el gradiente de presión por fricción. Así, igualando estas expresiones y resolviendo para f se tiene, que para flujo laminar:

$$f = \frac{16}{NR_e}$$



Gráfica 3.2. Representación gráfica del régimen de flujo.

3.2. Limpieza eficiente durante la perforación con TR

Varios problemas de estabilidad del pozo como empacamiento del agujero, asentamiento de Barita y tubería pegada, corresponden a la ineficiente limpieza del agujero. Hay preocupaciones más importantes en la perforación direccional y horizontal; más concretamente, en los ángulos críticos de 40° a 65° donde la transferencia de recortes resulta muy desafiante. El pequeño espacio anular de la perforación con TR produce una mayor velocidad anular que facilita el transporte de la recortes de perforación.

El diámetro interior del espacio anular es otra ventaja con respecto a la limpieza del pozo. La geometría de perforación convencional da lugar a diferentes velocidades anulares alrededor de cada componente de la sarta de perforación. La variación de la velocidad puede conducir a la erosión del pozo alrededor de los tubos lastrarbarrenas y el transporte ineficiente de los recortes alrededor de la tubería de perforación de diámetro más pequeña. Con la TR como sarta de perforación, todo el espacio anular en el pozo es prácticamente igual, permitiendo la optimización hidráulica basada en las propiedades de los fluidos, la concentración de recortes y el gasto de flujo (Galloway, 2003).

El pequeño espacio anular de la perforación con TR genera un efecto de agitación mecánica de la TR que ayuda a prevenir la formación de capas de recortes y facilita su transferencia. Por otra parte, debido a la eliminación del viaje redondo, el pozo se circula la mayor parte del tiempo, por tal motivo no deja ninguna posibilidad para asentar en la parte inferior del pozo los recortes de perforación. La mayor velocidad anular, la agitación mecánica y la constante circulación podrían ser la razón de menos problemas de asentamiento de barita en la perforación con TR.

3.2.1. Hidráulica superior

El gran diámetro de la TR permite un camino más pequeño para el viaje del fluido de perforación a través del espacio anular. Esto causa un incremento en la pérdida de presión y una DEC relativamente más alta con un gasto de flujo equivalente. La Hidráulica de la perforación con TR está diseñada para utilizar un gasto reducido para

producir una DEC que es equivalente o sólo es ligeramente superior a la observada en un intervalo perforado convencionalmente. Históricamente, esta mayor DEC se considera como un aspecto negativo del diseño hidráulico debido a la mayor susceptibilidad de fracturar la formación y pérdida de circulación. Sin embargo, el proceso de perforación con TR utiliza la mayor DEC para actuar contra el colapso del agujero y mejora la estabilidad del pozo. La alta DEC es también un elemento esencial en el diseño del efecto empaste.

3.2.2. Velocidad Anular óptima

La velocidad anular óptima debe de ser mayor que la velocidad de asentamiento de los recortes perforados, para impedir que los recortes se depositen en el fondo del pozo y afecten la velocidad de penetración. La velocidad neta de los recortes es la diferencia de estas dos velocidades (véase la figura 3.2).

$$V_{ea} = \left(\frac{24.51Q}{D^2 - d_1^2} \right)$$

Donde:

V_{ea} = Velocidad en el espacio anular, pies/min.

Q = Gasto de la bomba, gal/min.

D = Diámetro interior de la TR, pg.

D1 = Diámetro exterior de la TP, pg.

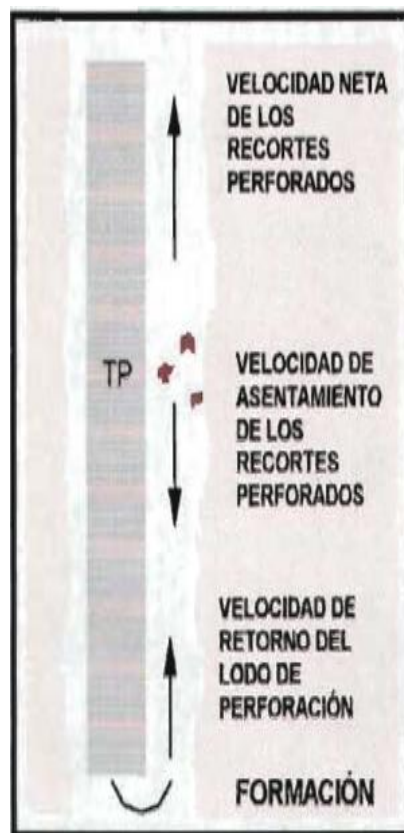


Figura 3.2. Velocidad de los recortes perforados (manual de entrenamiento de la tecnología de pozos de diámetro reducido, 1993).

Una velocidad anular alta puede dejar una erosión excesiva del agujero e inestabilidad del pozo. Como resultado de esto, la selección correcta en la mayoría de los casos de la perforación convencional y en los casos de perforación con TR, es elegir la velocidad anular más baja para poder limpiar el agujero. En la figura 3.3 se muestra un conjunto de curvas desarrolladas por Hal Fulerton que presentan la velocidad anular óptima basada en el diámetro del agujero y el promedio de las propiedades del lodo con varias densidades.

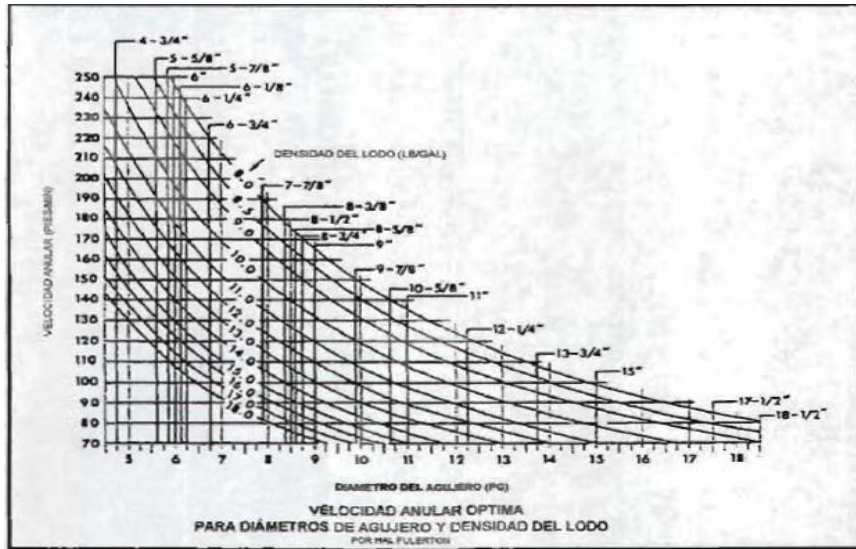


Figura 3.3. Nomograma para determinar la velocidad anular óptima (Hal Fulerton).

3.2.3. Velocidad de asentamiento de los recortes

La velocidad de asentamiento de una partícula se presenta cuando esta alcanza una velocidad constante en el seno del fluido. Esta velocidad de asentamiento nos indica la velocidad mínima del fluido en el espacio anular para que las partículas no se depositen en el fondo del pozo.

Esta función depende de:

- La viscosidad efectiva en el espacio anular.
- La densidad de los recortes, obtenidos de la perforación o molienda.
- La velocidad ascendente del fluido en el espacio anular.
- Tamaño y forma de las partículas.

Los recortes tienden a caer a través del fluido debido a la acción de la fuerza de gravedad y al mismo tiempo son soportados por la fuerza helicoidal ejercida hacia arriba por la velocidad del fluido de control y la fuerza centrífuga que ejerce la velocidad de rotación que se aplica a la sarta. Para que los recortes sean transportados hacia la superficie, el movimiento de los mismos hacia abajo debe ser menor que el movimiento del fluido hacia arriba. Al descenso de los recortes se le llama velocidad de asentamiento. Para el cálculo de la velocidad de asentamiento de los recortes, se emplea la siguiente expresión:

$$V_s = \frac{175\phi_p(\rho_s - \rho_f)^{0.667}}{\rho^{0.333}\mu_e^{0.333}}$$

Donde:

V_s = velocidad de asentamiento de los recortes, pie/min.

ϕ_p =Diámetro equivalente de corte, pg.

ρ_s =Densidad del corte, lb/gal.

ρ_f = Densidad del fluido de control, lb/gal.

μ_e =Viscosidad equivalente en el espacio anular, cp.

3.2.4. Velocidad de acarreo

Es la velocidad con la que los recortes son transportados por el espacio anular hasta la superficie y resulta de restarle la velocidad promedio del fluido de control en el espacio anular, la velocidad de asentamiento de los recortes, se calcula con:

$$V_r = V_{pea} - V_s$$

Donde:

V_r =Velocidad relativa de los recortes, pie/min.

V_{pea} =Velocidad promedio del fluido en espacio anular, pie/min.

V_s =Velocidad de asentamiento de los recortes, pie

Al aumentar la velocidad anular se reduce la viscosidad del fluido de control y en consecuencia se aumenta la velocidad del deslizamiento. Sin embargo, en la mayoría de los casos cuando se aumenta la velocidad anular, la velocidad relativa de elevación de los cortes también se incrementa; esto indica que el aumento en la velocidad tiene un efecto mucho mayor en relación con la correspondiente reducción de viscosidad.

De acuerdo a lo anterior, se deduce que a velocidades anulares altas se obtiene una mejor limpieza del agujero, pero esto ocasiona que el valor de la caída de presión por fricción aumente. Por esta razón lo más recomendable en estos casos, es aumentar el punto de cedencia.

Las condiciones de limpieza varían en cada pozo, así que será de utilidad el relacionar la capacidad de acarreo y la velocidad relativa con la velocidad anular del fluido, con la siguiente expresión:

$$C_a = \frac{V_r}{V_{ea}} \times 100$$

Donde:

C_a =Capacidad de acarreo de los recortes (%)

V_r =Velocidad relativa (levantamiento) de los recortes, pie/min.

V_{ea} =Velocidad anular en el espacio anular, pie/min

3.2.5. Tiempo de atraso

Es el tiempo que tarda un fluido de control en transportar los recortes del fondo del pozo a la superficie y está relacionado con la profundidad, la velocidad anular y la de asentamiento. Para obtenerlo, se calcula el tiempo de atraso en cada sección de espacio anular tomando como base las variables anteriores y por último se suman los valores obtenidos para obtener el tiempo de atraso total.

$$T_{ap} = \left(\frac{H}{V_r} \right)$$

Donde:

T_{ap} = Tiempo de atraso de las partículas, min.

H = Longitud de cada sección, pies.

V_r = Velocidad relativa en cada sección, pie/min.

3.2.6. Densidad Equivalente de Circulación (DEC)

Cuando se circula normal en un pozo, el manómetro del múltiple del tubo vertical nos muestra la presión que la bomba deberá ejercer para que el fluido circule a través del sistema de circulación. Durante la circulación, la presión en el espacio anular a una profundidad L es la suma de las siguientes dos variables:

- La presión hidrostática ejercida por el fluido de control a esa profundidad.
- Las caídas de presión debida al movimiento del fluido de control desde esa profundidad en el espacio anular hasta la superficie.

$$P' = P_h + \sum \Delta P_{fea}$$

Por regla general, la densidad del fluido de control que está dentro de la tubería de trabajo o de producción será igual a la del fluido del espacio anular, o sea que las dos columnas se balancean entre sí como si fuera un tubo en U. En cualquier punto del sistema la presión de circulación, será la necesaria para hacer llegar el fluido de ese punto a la superficie.

En el espacio anular esta presión y la presión hidrostática que ejerce el fluido de control a esa profundidad dan como resultado la presión total que se está ejerciendo contra la pared del pozo en ese punto, transmitiéndose igualmente en todas direcciones.

Si esta presión total que ejerce el fluido de control contra las paredes del pozo en cualquier punto, se convierte a peso equivalente del fluido, se obtiene la DEC, sin considerar los recortes en suspensión se calcula con la expresión:

$$DEC_1 = \frac{P_h + \sum \Delta P_{fea}}{0.052TVD}$$

Donde:

DEC = Densidad equivalente de circulación, lb/gal.

P_h = Presión Hidrostática, lb/pg².

$\sum \Delta P_{fea}$ = Suma de caídas de presión en el espacio anular, lb/pg².

TVD = Profundidad vertical verdadera, pies.

Convirtiendo la presión hidrostática a densidad del fluido de control (gr/cm³) obtenemos la siguiente expresión:

$$DEC_1 = \rho_f + \frac{\sum \Delta P_{fea}}{0.052TVD}$$

ρ_f = Densidad del fluido de control, lb/gal.

El concepto de la DEC es importante porque es un fácil camino para determinar el peso de lodo necesario para mantener estable el pozo, previniendo una manifestación o reventón, y para prevenir el fracturamiento hidráulico, y la pérdida de circulación. En general, el peso del lodo en el pozo puede ejercer la suficiente presión hidrostática para controlar la presión de poro y el esfuerzo de la roca sin que exceda la resistencia a la fractura de la roca. Cuando el lodo es circulado, la presión anular se incrementa, incrementándose la DEC y si excede la resistencia a la fractura de la roca, la roca podría fracturarse hidráulicamente y la pérdida de circulación ocurrirá.

En operaciones de perforación convencional, del 70 al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta dentro de la sarta de perforación y a través de la barrena, así que cualquier cambio en el ritmo de producción produce pequeños cambios en la DEC. Sin embargo, en operaciones de perforación con TR donde el 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta en el pequeño espacio anular, pequeños cambios en el ritmo de flujo pueden causar mayores cambios en la DEC, dejando problemas serios en el pozo.

La DEC se afecta por los recortes que el fluido mantiene en suspensión al estar perforando o moliendo, por lo que debemos tomar en cuenta la nueva DEC que resulta por la acción de este efecto, con la siguiente expresión se calcula:

$$DEC_2 = DEC_1 + \frac{6.8 \times 10^{-4} * D_b * A_v (\rho_r - \rho_f)}{Q * 8.33}$$

Donde:

DEC_1 = Densidad equivalente de circulación sin tomar en cuenta los recortes, gr/cm³.

DEC_2 = Densidad equivalente de circulación tomando en cuenta los recortes en suspensión, gr/cm³.

D_b = Diámetro de la barrena o molino, pg.

A_v = Rango de perforación, pie/min.

ρ_r = Densidad de los recortes, lb/gal.

ρ_f = Densidad del fluido de control, lb/gal.

Q = Gasto de circulación, gal/min.

3.3. Optimización de la hidráulica de la perforación con TR

La hidráulica de la perforación con TR puede ser optimizada por la determinación de las propiedades del fluido de perforación, requerimientos de velocidad anular, potencia hidráulica en la barrena, fuerza de impacto sobre el fondo del agujero y velocidad de las toberas.

Para la exitosa perforación de pozos con TR, se deben seleccionar adecuadamente las dimensiones del espacio anular, las características reológicas del lodo de perforación, el ritmo del lodo de perforación y el diámetro de las toberas de la barrena; a fin de obtener:

1. Suficiente distribución de los recortes perforados a lo largo del espacio anular sin aglomerarse:
 - Mantener el lodo de perforación en el espacio anular tan uniforme como sea posible.
 - Mantener la velocidad anular por arriba de la velocidad de sedimentación o asentamiento de los recortes.
 - Minimizar los efectos adversos de rotación en la sarta de perforación.
2. Un pozo estable:
 - Un gradiente de velocidad pequeño minimiza el esfuerzo de corte en la pared del pozo lo cual reduce la erosión del agujero.
 - Mantener la presión del anular por debajo de la presión de fractura.
 - Minimizar la reacción entre el lodo y la formación.
3. Optimizar el comportamiento de la barrena.
 - Maximizar el ritmo de flujo en la velocidad de las toberas o la fuerza del impacto.
 - Minimizar el ritmo de flujo para enfriar la barrena.
 - Minimizar el ritmo de flujo para prevenir taponamiento de las toberas de la barrena.
4. Optimizar el empleo de la potencia de superficie.
 - Elegir apropiadamente las propiedades reológicas del lodo.
 - Ritmo de flujo apropiado del lodo de perforación.

La hidráulica de perforación óptima se define como el balance apropiado entre los elementos de la hidráulica con el fin de obtener una limpieza adecuada del fondo del agujero y de la barrena, empleando la potencia hidráulica disponible tan eficientemente como sea posible.

En la optimización de la hidráulica de perforación, los elementos considerados en el análisis son:

- **Gasto de Flujo:** Determina la velocidad anular y las caídas de presión por fricción en el sistema de circulación del pozo.
- **Presión de Bombeo:** Determina la velocidad del fluido en las toberas de la barrena.
- **Relación gasto-presión de bombeo:** Determina la potencia hidráulica disponible en la barrena.

- **Fluido de perforación:** Determina las pérdidas de presión por fricción en el sistema y la velocidad de acarreo de los recortes.

A la fecha, no todos los modelos desarrollados, han alcanzado la verdadera optimización de la hidráulica de perforación, que permita una mejor definición del efecto de la hidráulica sobre; la velocidad de penetración, los costos de operación, desgaste de la barrena, problemas potenciales del agujero (erosión, etc) y la capacidad de acarreo de los recortes.

Por otro lado, aún en la actualidad existen desacuerdos en el sentido de cuál o cuáles de los parámetros deberán emplearse para indicar el nivel adecuado de limpieza hidráulica. Sin embargo, actualmente los parámetros o criterios de diseño hidráulico más comúnmente empleados incluyen: la máxima potencia hidráulica en la barrena, la máxima fuerza de impacto hidráulico y la máxima velocidad del fluido en las toberas de la barrena.

Recientemente, aun cuando no muy bien definido, la velocidad del “flujo cruzado” en el fondo del pozo ha sido definida como un criterio alternativo de diseño hidráulico. Investigaciones recientes han demostrado que la maximización de este parámetro permite una mejor limpieza del fondo del pozo. Sin embargo a la fecha no ha sido posible la definición completa de este parámetro.

Así, la práctica común en el diseño de un programa hidráulico optimizado consiste en la determinación apropiada de los gastos de flujo y tamaños de las toberas de la barrena, para un pozo y fluido determinado, que como resultado permitan que alguno de los criterios de optimización sea máximo.

La decisión con respecto a cómo definir el balance apropiado entre los elementos de la hidráulica hace de ésta una de las fases más difíciles de la optimización de la perforación.

3.3.1. Criterios de Optimización

La práctica de campo ha demostrado que la velocidad de penetración se incrementa conforme la energía hidráulica disponible en el fondo del pozo se incrementa; lo que aumenta así la efectividad del empleo de las barrenas de chorro. Sin embargo, una vez que se alcanza un nivel de limpieza “perfecta”, cualquier aumento de la energía hidráulica en la barrena ya no trae consigo un incremento en la velocidad de penetración.

3.3.1.1. Máxima potencia hidráulica

La potencia se define como la capacidad de realizar un trabajo por unidad de tiempo, por lo que la potencia hidráulica que el fluido desarrolla al moverse a través del sistema de circulación está definida por la relación gasto-presión.

3.3.1.1.1. Potencia hidráulica superficial disponible

La potencia hidráulica superficial disponible de la bomba está definida por la siguiente relación:

$$HP_S = \frac{P_S Q}{1714 E_V}$$

Donde:

P_S =Presión superficial de bombeo, lb/pg²

Q =Gasto, gpm.

E_V =Eficiencia volumétrica de la bomba, %.

3.3.1.1.2. Potencia hidráulica en la barrena

La potencia hidráulica en la barrena se expresa mediante:

$$HP_b = \frac{\Delta P_b Q}{1714}$$

Donde:

ΔP_b =Caída de presión en la barrena, lb/pg².

Q =Gasto, gpm.

La potencia hidráulica desarrollada por la bomba se utiliza en parte para vencer la resistencia ofrecida por el sistema de circulación (pérdidas de presión por fricción parásitas), mientras que el resto disponible se destina a la barrena.

Si se deseará incrementar la potencia superficial a fin de utilizar la máxima potencia de la bomba, sería necesario aumentar el gasto de circulación, manteniendo la presión de la bomba constante e igual a la presión superficial máxima. Esto traería como consecuencia un incremento en las pérdidas por fricción a través del sistema de circulación, debido al incremento en el gasto de flujo.

Por lo tanto, gran parte de la potencia superficial desarrollada por la bomba sería destinada a vencer principalmente, la resistencia a la circulación del fluido, a costa de la potencia hidráulica en la barrena. Lo anterior significa que el parámetro que se requiere maximizar es la potencia hidráulica en la barrena y no la potencia superficial.

3.3.1.2. Máximo impacto hidráulico

La fuerza de impacto hidráulico se define como la rapidez en el cambio de momento del fluido con respecto al tiempo; es decir, es la fuerza impartida a la formación por el fluido saliendo de las toberas de la barrena e incidiendo sobre el fondo del pozo. La teoría del impacto hidráulico considera que la remoción de los recortes depende de la fuerza con la cual el fluido golpea el fondo del pozo.

La fuerza del impacto hidráulico (F_b) es proporcional al gasto de flujo (Q) y a la raíz cuadrada de la caída de presión en la barrena (ΔP_b), definida mediante la siguiente expresión matemática:

$$F_b = \left(\frac{\rho \Delta P_b Q^2}{3332} \right)^{1/2}$$

Trabajos experimentales reportados en la literatura han determinado que la velocidad de penetración aumenta con el incremento en la fuerza de impacto hidráulico. Experimentos más recientes han demostrado que maximizando el impacto hidráulico se maximiza la velocidad del flujo a través del fondo del pozo, obteniéndose así una mayor velocidad de penetración. Por lo tanto, a fin de obtener una mejor limpieza en el fondo del pozo, es necesario maximizar la fuerza de impacto hidráulico en la barrena.

3.3.1.3. Máxima velocidad en las toberas

Estudios realizados con las primeras barrenas, mostraron que la velocidad de penetración se mejoraba notablemente conforme la velocidad del fluido, a través de las toberas se incrementaba.

Antes de la introducción de las barrenas de toberas, las bombas se operaban generalmente, al gasto correspondiente a la mínima velocidad anular requerida para levantar los recortes. En cierto punto, esta práctica actualmente continúa siendo válida.

La velocidad del fluido a través de las toberas (V_n) es proporcional a la raíz cuadrada de la caída de presión en la barrena (ΔP_b) e inversamente proporcional a la densidad del fluido (ρ). De tal manera que ésta puede ser expresada como:

$$V_n = \left(\frac{1114.65 \Delta P_b}{\rho} \right)^{1/2}$$

La optimización consiste en seleccionar el tamaño de las toberas de la barrena de tal manera que la presión superficial a un gasto mínimo indispensable para levantar los recortes sea la máxima presión superficial disponible. Por lo tanto, la velocidad del fluido a través de las toberas de la barrena es máxima cuando la caída de presión en la barrena es máxima, y la caída de presión en la barrena es máxima, cuando la caída de presión por fricción en el sistema es mínima y la presión superficial es total.

A su vez, la caída de presión por fricción en el sistema es mínima, cuando el gasto de circulación es mínimo. Por lo que la velocidad del lodo en las toberas es máxima cuando el gasto es mínimo y la presión superficial es máxima.

3.3.1.4. Velocidad de Penetración (ROP)

La velocidad de penetración, representa una indicación de que tan rápido perfora la barrena a través de una formación, bajo ciertas condiciones de operación dadas. Por definición, puede ser considerada como la longitud, distancia o intervalo perforado por unidad de tiempo de rotación de la barrena en el fondo del pozo; es decir, durante el tiempo en que la barrena esté perforando:

$$ROP = \frac{Y}{T_R}$$

Donde:

ROP = Velocidad de penetración, m/hr (pies/hr).

Y = Intervalo perforado, m (pies).

T_R = Tiempo de rotación de la barrena, hr.

La velocidad de penetración puede ser definida sobre las bases de metro a metro perforado por la barrena, intervalo perforado por una barrena o sobre el intervalo total perforado por una misma familia de barrenas.

En lo que a la operación se refiere, la velocidad de penetración es un factor importante en el costo total de la perforación; pero ésta deberá de ser considerada en conjunto con otros factores que también ejercen una gran influencia sobre el costo de perforación.

3.4. Comparación hidráulica entre un pozo perforado con TR y un pozo convencional

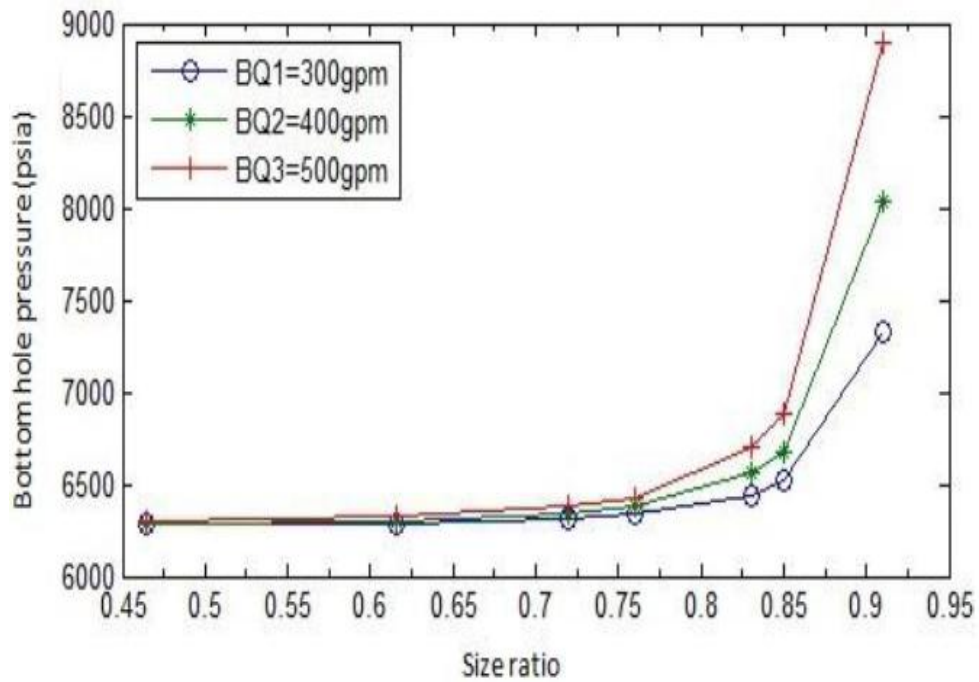
Las diferencias hidráulicas de un pozo perforado con TR y uno convencional son:

- Grandes caídas de presión se presentan dentro de la tubería de perforación debido al pequeño diámetro interior.
- En el espacio anular la caída de presión es mayor a causa del pequeño espacio en esta área, especialmente en sistemas de muestreo continuo.
- Pequeños cambios en el gasto pueden causar un cambio grande en la caída de presión anular, así como en la DEC.
- Altas velocidades de rotación en la sarta (300-800 rpm) pueden incrementar significativamente la caída de presión en el espacio anular, debido a que esta impulsa al fluido hacia la pared del pozo, probando un incremento en la fricción, ésta generara un incremento en la DEC.
- Grandes variaciones en la DEC, pueden causar problemas graves como: 1. Manifestaciones y reventones 2. Colapso del pozo 3. Perdida de circulación 4. Daño excesivo de la formación.
- Los reductores de fricción que mantienen al fluido de perforación en flujo laminar puede reducir significativamente la caída de presión.

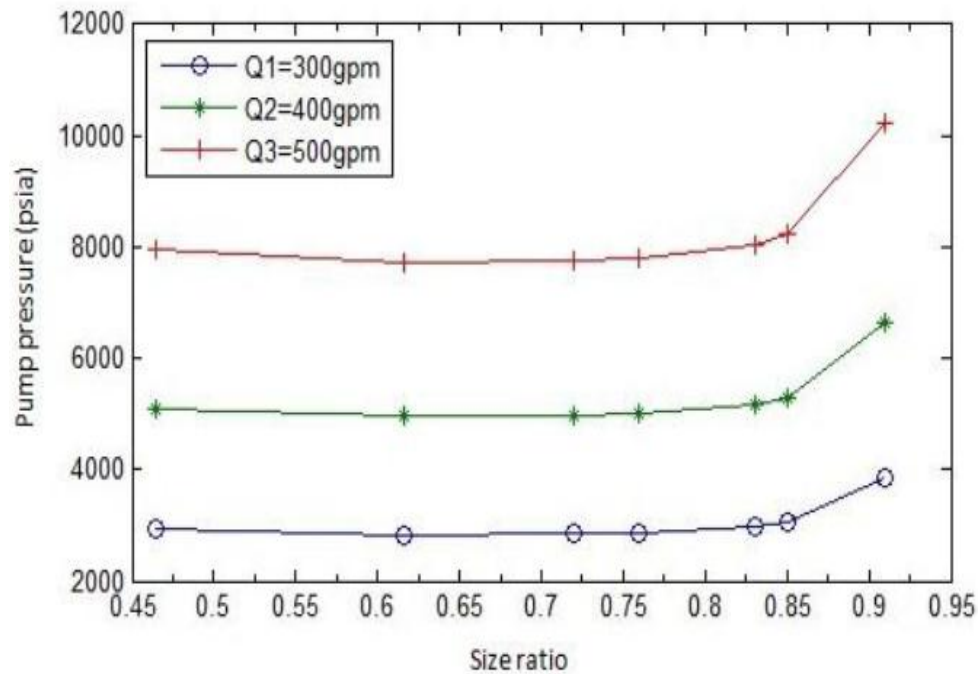
- Altas velocidades de rotación en la sarta pueden causar que los sólidos perforados y los materiales pesados se acumulen en forma de placas, esto se debe a las altas fuerzas centrífugas, incrementando las caídas de presión.
- La descentralización de la sarta de perforación causa hasta el 60% de abatimiento de presión en el espacio anular.
- Altas velocidades en el espacio anular mejoran la remoción de los recortes.
- Los claros pequeños alrededor de las uniones incrementan las caídas de presión y pueden causar erosión del agujero.
- Con bajos valores de Viscosidad Plástica y Punto de Cedencia, se obtienen propiedades reológicas mínimas del lodo, lo cual redundará en menores caídas de presión en el espacio anular.
- En la sarta convencional del 70 al 90% de pérdida de presión en el sistema de circulación se presenta dentro de la sarta de perforación y de la barrena, mientras que en la perforación con TR tendremos del 70 al 90% de presión en el sistema de circulación, presente en el espacio anular.
- En situaciones críticas donde la DEC alcanzada con esta geometría, sea superior al gradiente de fractura de la formación a la profundidad de la zapata, se aumentará el diámetro del agujero y así disminuirá la caída de presión por fricción en el Espacio Anular.

3.5. Cambios en la hidráulica con relación al tamaño de TR/agujero

La hidráulica en las operaciones de perforación con TR es muy diferente que en la perforación convencional. Utilizando tubería de gran diámetro no sólo produce un mejor efecto empaste sino también facilita la entrega de mayor velocidad anular y mejor limpieza del agujero. Sin embargo, esto podría cambiar significativamente con la excentricidad de la TR, creando mayor velocidad en la parte gruesa del espacio anular. Aquí, presentamos sólo cambios hidráulicos basados en la relación del tamaño de una TR totalmente centrada. Los modelos hidráulicos avanzados que consideran excentricidad están actualmente en desarrollo. Las gráficas 3.3 y 3.4 ilustran cómo el fondo del pozo y la presión de bombeo cambian con la relación al tamaño para un lodo de perforación típico base agua utilizando el modelo de Bingham. La Gráfica 3.3 indica que la relación del tamaño comienza a superar el valor de 0.8, la presión en fondo del pozo comienza a cambiar más significativamente. Aunque esto puede crear preocupación acerca de la DEC durante la perforación con TR, la práctica operacional ha demostrado impactos positivos en el control de pérdida de circulación y en la limpieza del agujero durante la perforación con TR. Además, el rango de gasto de flujo puede diseñarse para garantizar el gasto mínimo necesario para limpiar el agujero y el gasto máximo permisible para asegurar que la DEC permanezca dentro de los límites permisibles. El gasto de flujo durante la perforación se controla para lograr el equilibrio óptimo entre la DEC y la limpieza del agujero. La misma tendencia se observa cuando el modelo hidráulico utilizando el modelo reológico de Ley de Potencia, en el que la presión en el fondo del pozo comienza a incrementar bruscamente en proporciones por encima de 0.8 (gráficas 3.5 y 3.6).

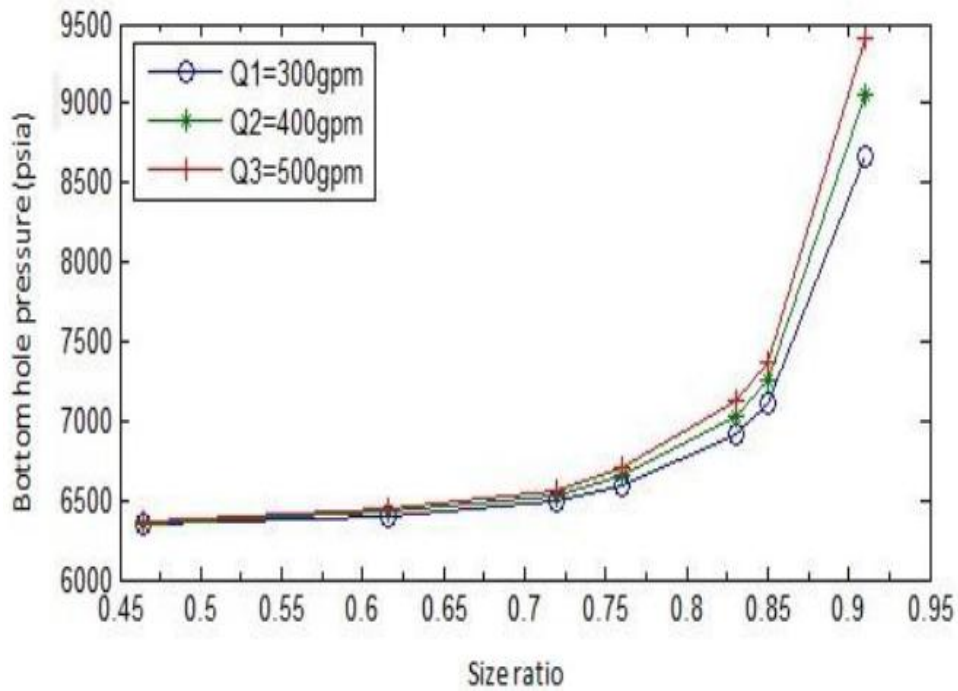


Gráfica 3.3. Relación del tamaño contra la presión en el fondo del pozo para tres gastos de circulación mediante el modelo reológico plástico de Bingham. (SPE-153514)

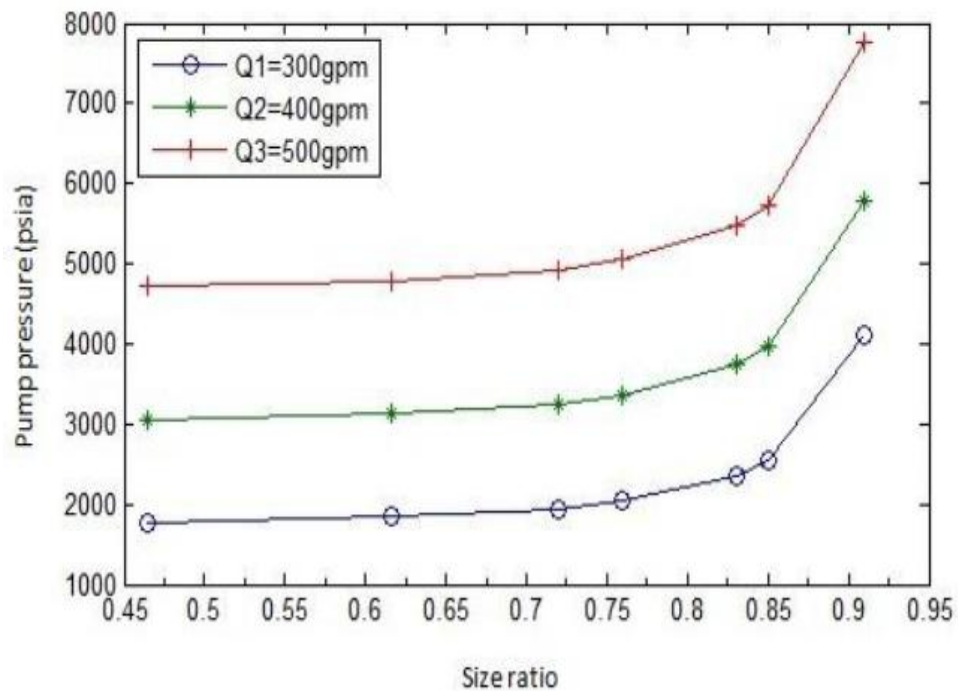


Gráfica 3.4. Relación de tamaño frente a la presión de bombeo para tres gastos de circulación usando el modelo reológico plástico de Bingham. (SPE-163514).

MODELO DE LEY DE POTENCIA



Gráfica 3.5. Relación de tamaño frente a la presión en el fondo del pozo para tres gastos de circulación usando el modelo reológico de Ley de Potencia. (SPE-163514).



Gráfica 3.6. Relación de tamaño frente a la presión de bombeo para tres gastos de circulación usando el modelo reológico de Ley de Potencia. (SPE-163514)

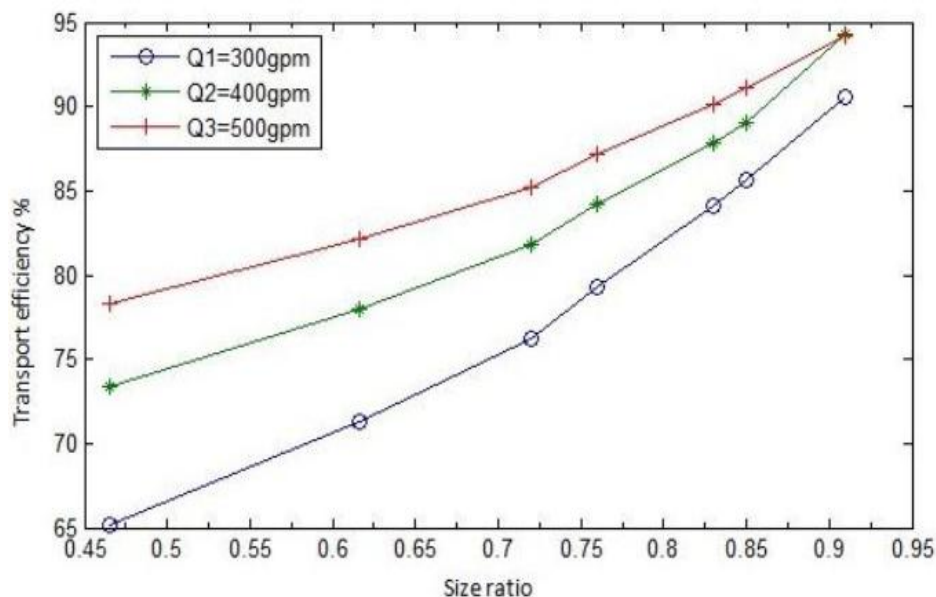
La reología necesaria para limpiar el espacio anular en un intervalo durante la perforación con TR es diferente de lo que se requiere para el mismo intervalo si es perforado convencionalmente. Los lodos finos (menor requerimiento PV/YP) con una

densidad ligeramente menor son muy superiores para la perforación con TR. El espacio anular es mucho más estrecho, que resulta en un área menor para la remoción de los recortes e incrementa la velocidad anular. La Hidráulica está diseñada para alcanzar una velocidad anular de al menos 150 pies/minuto.

Un intervalo perforado con TR estándar tiene casi una proporción de transporte de recortes del 100% mientras se circula. Los requerimientos de la reología de lodo para la perforación con TR son de un fluido ligero que minimiza la dinámica de la DEC mientras circula pero que es capaz de suspender los recortes mientras no hay circulación.

Las velocidades anulares típicas observadas generalmente en los espacios anulares de la perforación con TR sobrepasan los 150 pies/min. Esto crea una eficiencia de limpieza en el agujero de casi el 100% cuando las bombas están operando. El lodo debe tener la suficiente capacidad para acarrear los recortes e impedir que se depositen en el fondo (efecto tixotrópico) cuando las bombas están apagadas durante las conexiones. También es importante tener en cuenta que el gasto de circulación necesario para limpiar el agujero es menos de lo que se requiere convencionalmente para un intervalo similar.

La gráfica 3.7 ilustra la eficiencia del transporte de recortes basada en la relación de tamaño. Cuando la relación de tamaño incrementa, también lo hace la relación de transporte. Con relaciones por encima de 0.7, la eficiencia del transporte incrementa más significativamente debido a la mayor velocidad anular. Esto implica que la eficiencia óptima de recortes ocurre con tamaños mayores de 0.7, que deben ser considerados para las aplicaciones de la perforación con TR. Sin embargo, la excentricidad de la TR cambiará la velocidad anular en el lado grueso y fino de la sección anular del agujero. La combinación ideal de gasto de circulación del lodo, densidad del lodo y otras propiedades reológicas se deben considerar para controlar con seguridad la DEC durante la perforación con TR.



Gráfica 3.7. Relación de tamaño frente a la eficiencia de transporte de recortes para tres gastos de circulación. (SPE-163514).

3.6. Influencia de las condiciones de perforación en las pérdidas de presión anular

Es muy importante minimizar la pérdida de presión por circulación total para reducir el consumo de potencia, así como, la pérdida de circulación anular, con el fin de mantener la presión anular por debajo de la presión de fractura de formación. La pérdida de presión anular depende de la reología del lodo, dimensiones anulares y régimen de flujo. Todos los factores son interrelacionados y cualquier cambio en uno puede afectar a los otros.

Las combinaciones de movimiento de la sarta de perforación, excentricidades anulares y temperaturas de fluidos a lo largo de la longitud del espacio anular afectado por los regímenes de flujo que controlan las pérdidas de presión anular. En una investigación de pozo con configuración anular convencional, se observaron incrementos en las pérdidas de presión anular observados para seguir cada vez mayor la rotación de la sarta de perforación. La rotación de la sarta de perforación puede resultar en la formación de inestabilidades centrífugas que pueden aumentar las pérdidas de presión anular antes de la transición a flujo turbulento. Estas inestabilidades parcialmente adoptan la forma de vórtices de Taylor que conducen a flujo irregular. Cambios rápidos y cíclicos en las velocidades de rotación pueden conducir a cambios simultáneos en las presiones de fondo de pozo.

3.6.1. Excentricidad de la tubería

La excentricidad de la tubería también afecta la caída de presión anular, en operaciones de perforación convencional, la magnitud del efecto es insignificante, sin embargo, con pozos de diámetro reducido, el efecto puede ser sustancial.

Durante las operaciones de perforación, la rotación de la sarta no permanece centrada en el pozo. En la perforación convencional, donde la relación del diámetro exterior de la sarta al diámetro interior del agujero es menor a 0.75, la excentricidad de la sarta de perforación distorsiona el perfil de la velocidad y tiene un pequeño efecto sobre la pérdida de presión anular. Sin embargo, en la perforación de pozos de diámetro reducido donde la relación de diámetros es mayor a 0.75, la excentricidad de la sarta afecta significativamente al perfil de velocidad y a la pérdida de presión anular. La figura 3.4 nos muestra el efecto relativo de la tubería excéntrica sobre el perfil de velocidad.

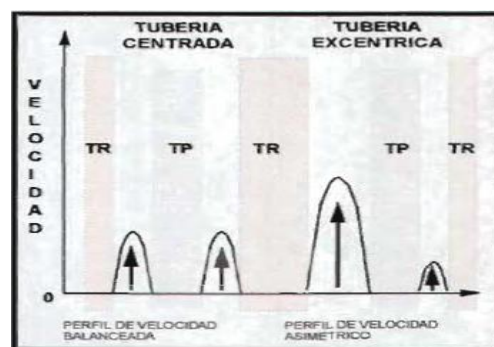


Figura 3.4. Perfil de velocidad asimétrica debido a la excentricidad de la tubería

3.6.2. Condiciones de perforación y flujo de fluidos

Hay varios factores en el fondo de pozo que afectan directamente el régimen de flujo de un fluido de perforación dentro de un espacio anular. Los cambios en el régimen de flujo afectarán las pérdidas de presión anular. Estos cambios en la presión, que se suman a la presión hidrostática del lodo, afectan la presión que se ejerce sobre la formación perforada.

La primera condición en fondo del pozo que se considera para calcular las pérdidas de presión anular es el gasto de flujo del fluido de perforación. En el espacio anular este gasto de flujo es directamente dependiente de la velocidad de bombeo y las dimensiones del espacio anular. Los cálculos estándar que se utilizan para estimar las pérdidas de presión anular o las densidades equivalentes de circulación se basan en estos factores y en el gasto de flujo crítico. La transición de flujo laminar a turbulento en el gasto de flujo crítico es afectada por el número de Reynolds, las dimensiones del espacio anular, excentricidad del agujero y, por supuesto, las propiedades de viscosidad del fluido.

Este tipo de estimación simplificada de pérdida de presión anular se ha utilizado durante muchos años en la industria de la perforación. Sin embargo, como las condiciones de perforación se han vuelto más críticas, como cuando se controlan las presiones del pozo requiere una densidad del fluido que puede acercarse al fracturamiento de la formación. Se necesita prestar más atención a otros factores que afectan las pérdidas de presión anular.

3.6.3. Cambios en las dimensiones del Espacio Anular

Otros factores que pueden afectar la pérdida de presión anular que implican la geometría del agujero y cambios dependientes del tiempo en esa geometría. Por ejemplo, la excentricidad es un factor importante. Si todas las variables pudieran mantenerse constantes, la pérdida de presión anular en cualquier espacio anular excéntrico sería menor que para un espacio anular concéntrico. Al considerar todas las geometrías anulares posibles durante una operación de perforación, la probabilidad de un espacio anular completamente concéntrico es muy pequeña en un momento dado. Solo este factor efectúa a los cálculos elementales que consideran un anular concéntrico en sólo una aproximación. A diferencia de los estudios de laboratorio, la excentricidad de un anular no permanece constante con el tiempo, bajo las condiciones apropiadas el cambio de un anular concéntrico a uno excéntrico puede facilitar la transición a flujo turbulento. Además, ya sea en un pozo desviado o vertical, la excentricidad no es constante a lo largo de la longitud del anular. La excentricidad del espacio anular se verá afectada por la situación en relación con la sarta de perforación en compresión o en tensión. En un pozo desviado estos efectos (Cargas Axiales) pueden significar que la mayor parte del anular excéntrico podría estar en la parte superior del espacio anular cuando la sarta de perforación está en compresión. Si la sarta de perforación está bajo tensión en la sección desviada, gran parte del anular excéntrico puede estar situado en la parte inferior del pozo. Los cambios en la excentricidad hasta el anular pueden interrumpir un flujo laminar idealizado como la geometría de los cambios en el espacio anular. Otros cambios en los patrones de flujo laminar pueden presentarse en las conexiones de la herramienta, BHA y oquedades.

3.6.4. Rotación de la sarta de perforación

La mayoría de los modelos hidráulicos se basan en diámetros de agujero convencional y no consideran el efecto de rotación de la sarta con claros anulares pequeños. La rotación de la sarta tiene un efecto sobre el perfil de velocidad cuando el claro anular es reducido. Este efecto es, generalmente ignorado en la perforación convencional, pero puede ser significativo en la perforación con TR. En claros anulares pequeños, la rotación de la sarta afecta la trayectoria de lodo y los recortes. Por un efecto viscoso llamado efecto de "Couette", la rotación de la sarta obliga al lodo a estar en rotación. Debido a este efecto, la trayectoria resultante del lodo y los recortes perforados son helicoidales. Este efecto de resorte causa en el perfil de velocidad un incremento en la longitud efectiva durante la trayectoria del lodo de retorno, así como el viaje de los recortes. Esto causa dos problemas potenciales: la longitud de retorno en la trayectoria del lodo incrementa la caída de presión anular y la fuerza de transporte de los recortes se reduce debido a que el fluido de perforación se mueve directamente contrario al efecto de la gravedad.

El desarrollo del efecto de "Couette" depende de las propiedades reológicas del lodo, régimen de flujo, gasto, velocidad de rotación de la sarta, diámetro de la sarta y claro anular. Si el régimen de flujo anular es turbulento, la rotación de la sarta no afecta al área total anular y el efecto de Couette es pequeño. Más aún, en lodos viscosos es más probable que se presente flujo laminar y es más importante el efecto de Couette. La determinación del límite entre el flujo laminar y el flujo turbulento es difícil debido a que el flujo axial y tangencial no son independientes.

Un factor complicado que afecta el régimen de flujo y las pérdidas de presión anular es la rotación de la sarta de perforación. El flujo de un fluido en constante rotación puede ser bastante complicado. A bajas velocidades de rotación el flujo del fluido de perforación se asemejaría a un flujo de Couette dentro de un viscosímetro, es decir, se comportaría el movimiento de agitación dentro de un viscosímetro rotacional. Con la adición de un bajo gasto de bombeo, el flujo de fluido se representa en un flujo laminar de tipo helicoidal. Sin embargo, a medida que aumenta la velocidad de rotación, incluso a baja velocidad de bombeo, las fuerzas centrífugas arrojan al fluido lejos de la sarta. Entonces el fluido desalojado tiende a ser reemplazado por el fluido que se encuentra en la parte más ancha del diámetro del espacio anular. Este fenómeno altera el flujo laminar con un flujo secundario de vórtices de anular llamado Vórtices de Taylor, la presencia de éstos en el fluido de perforación incrementan la pérdida de presión anular. Por supuesto, incrementando el gasto de flujo mientras la sarta esté rotando causará una transición adicional a un régimen de flujo turbulento que perturbará los más ordenados vórtices de Taylor.

Los efectos de cambios en la velocidad de rotación de la sarta de perforación complican el régimen de flujo de fluidos. La aceleración y la desaceleración de la velocidad de rotación también pueden perturbar la formación de remolinos o cambiar el efecto resultante de vórtices.

3.6.5. Dinámica de la sarta de perforación

La dinámica de la vibración y movimiento de la sarta durante las operaciones de perforación afecta a los regímenes de flujo durante la circulación del fluido. Los movimientos asociados con la rotación lateral y el movimiento y vibración axial alteran y afectan los patrones de flujo de fluidos del tipo laminar. Si estos movimientos son rápidos hay grandes posibilidades de cambios significativos en el flujo de fluidos y, por lo tanto, cambios importantes en las pérdidas de presión anular.

Este movimiento se produce cuando la barrena y la parte inferior de la sarta de perforación se detienen momentáneamente mientras la mesa rotaria o el top drive está girando a un ritmo relativamente constante. Una vez que la sarta es puesta en movimiento, la liberación de energía cuando se sobrepasa la fricción estática puede causar la rotación de la barrena y del BHA y afecta las mediciones de velocidad de rotación en superficie. Se ha reportado que en estas oscilaciones la barrena puede permanecer sin girar durante una fracción grande de tiempo y durante el intervalo de liberación la rotación de la barrena puede llegar al doble de velocidad de rotación. Este movimiento afecta no sólo la fatiga de los componentes de la sarta, pero puede influir en el régimen de flujo, la formación de vórtices y en última instancia, la pérdida de presión anular. Los cambios en las pérdidas de presión anular asociadas con la rotación normal de la sarta serían excesivos y previstos de las medidas superficiales de rotación.

El movimiento lateral de la sarta de perforación también es complejo ya que es afectado por la rotación de la sarta. No es necesariamente un movimiento claro a través de la distancia del pozo, más bien se describe como un movimiento que gira alrededor del agujero. Este tipo de movimiento es complicado y causado por la desviación de la sarta, se puede describir de manera simple como un movimiento de la sarta que va de un lado del agujero al otro y de regreso.

Este movimiento tiene consecuencias para el fluido de perforación en el espacio anular, ya que volumen anular está siendo desocupado por la sarta de perforación que es llenado por el fluido de perforación, mientras la sarta a su vez desplaza fluido delante de ella. Con la magnitud de la velocidad de este movimiento de la sarta, el flujo del fluido de perforación más allá de la sarta de perforación puede exceder fácilmente el gasto en la pared superficial del espacio anular. En las dimensiones correctas del espacio anular esta velocidad lateral del fluido puede ser cinco veces mayor que la velocidad del fluido en la zona superficial del anular. Esta velocidad lateral puede tener un efecto significativo en la formación de vórtices y un flujo secundario que afectará a la transición de flujo tipo laminar a flujo turbulento. Por lo tanto, el fluido puede estar en flujo turbulento muy por debajo de lo que se calcula como la velocidad crítica de un anular concéntrico estacionario.

Todos estos efectos dinámicos de la sarta tienen una influencia significativa en las pérdidas de presión anular. Esto es cierto, especialmente como que ninguno de los tipos de movimientos de la sarta ocurre de manera aislada entre ellos. Esto se agrava por el hecho de que el movimiento en una parte de la sarta de perforación puede no ser la misma que en una sección que está a una distancia considerable. Estos diferentes tipos de movimientos y rotaciones de la sarta hacen muy complicada la predicción y modelado del comportamiento de la hidráulica bajo condiciones reales de

perforación. Por lo tanto, los estudios de laboratorio del flujo de fluido en un anular son muy importantes en la comprensión del comportamiento del agujero.

3.7. Modelos para calcular las pérdidas de presión

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

3.7.1. Modelo Convencional

Se basa en la teoría que se aplica en la perforación tradicional. En general, no se considera la rotación de la tubería, se asume tubería concéntrica en el agujero y se desprecian las variaciones de temperatura a lo largo del pozo. Este modelo tiene dos vías para determinar las pérdidas de presión; usar el modelo reológico Ley de Potencia o el Plástico de Bingham. La Tabla A.1 presenta las ecuaciones que se usan bajo esta perspectiva.

3.7.2. Modelo de Luo y Peden

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

El modelo parte del supuesto de que la TR rota a una velocidad angular ω 1 mientras que el tubo exterior (pozo) se mantiene estacionario. El fluido se comporta según el modelo ley de potencia y fluye a través del anular por la acción de un gradiente de presión constante P_g en dirección axial. Para determinar este gradiente se requiere de los parámetros dimensionales y adimensionales mencionados, y definidos en las ecuaciones A.22 a A.34.

3.7.3. Modelo de Wei

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

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

La Figura 3.5 ilustra la aproximación. La cara del pozo tiene un radio r_2 con centro en O_2 y una tubería de radio r_1 con centro en O_1 . Para hallar la distribución de velocidad en anulares concéntricos se requiere conocer un gradiente de presión, propiedades

reológicas del fluido (valores de índice de consistencia, k e índice de comportamiento de flujo, n) y parámetros geométricos del pozo (r_1 y r_2).

Al usar la aproximación de Luo y Peden, la distribución de velocidad en un anular excéntrico a lo largo de un radio con dirección dada por el ángulo θ_1 , se aproxima a la distribución de velocidad de un anular concéntrico con radio interno r_1 y radio externo $r_e(\theta_1)$ tal como se muestra en la Figura 3.5.

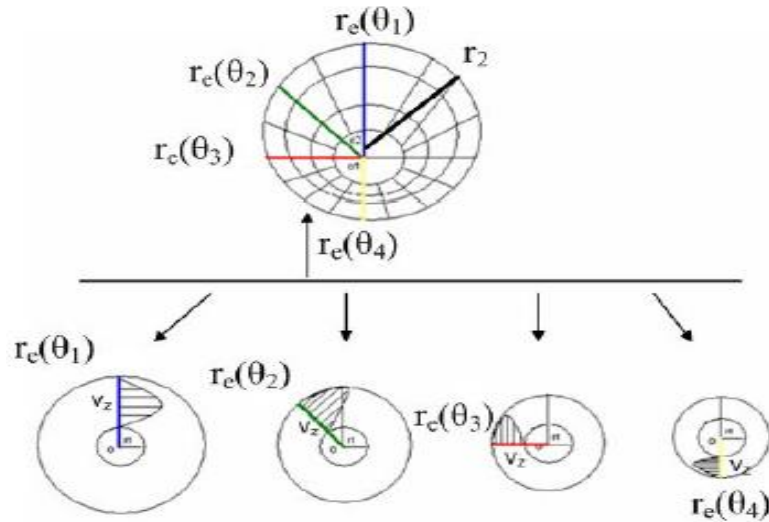


Figura 3.5. Ilustración de la aproximación de flujo helicoidal en configuraciones excéntricas. (WEI, Xinwei, 1997).

La Figura 3.6 muestra el flujo helicoidal en una configuración excéntrica, donde r_1 es el radio interior, r_2 es el radio exterior y δ es el desplazamiento del eje de la tubería interior con respecto al eje de la tubería exterior. Tomando O_1 , centro de la tubería interna como el origen del sistema de coordenadas, la distancia del límite externo al origen, r_e varía con θ , por lo tanto r_e se escribe como $r_e(\theta)$. Su valor se puede calcular de la ley de coseno en el triángulo Co_1o_2 que aparece en la Figura 3.6b. El desarrollo numérico de este modelo usa las ecuaciones A.35 a A.48 de la Tabla A.2 para determinar las pérdidas de presión anulares.

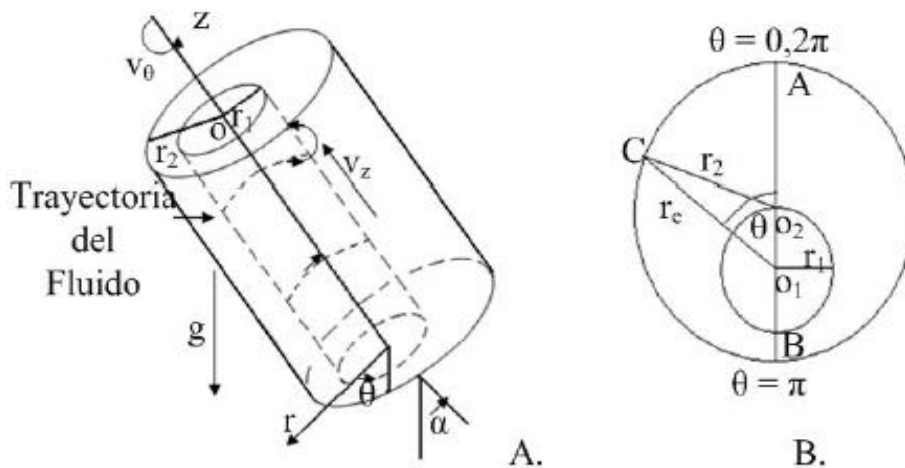


Figura 3.6. Aproximación de flujo helicoidal para anulares excéntricos. a. Vista frontal, b. vista superior.

3.7.4. Modelo de Díaz

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

Para el desarrollo matemático se asume fluido incompresible, proceso isotérmico y estado estable.

El problema se resuelve al suponer dos placas paralelas separadas por una distancia igual al espacio radial. Se asume un esfuerzo de corte promedio para el área mojada externa e interna del anular y un balance de fuerzas del fluido que pasa a través de la ranura permite determinar dicho esfuerzo " τ_{wprom} ", así como lo muestra la ec. A.49.

El flujo laminar helicoidal se presenta cuando el fluido pasa a través de dos placas paralelas y una de ellas se mueve a una velocidad U . La velocidad media para flujo laminar y turbulento se aproxima a $U/2$, y la componente de la velocidad tangencial se da por $\omega r/2$. La velocidad media absoluta del fluido v' es el vector resultante de $\omega r/2$ y v , donde v se define como la velocidad axial. Para considerar el efecto de la rotación de la sarta sobre las pérdidas de presión anulares se necesita rotar el sistema de coordenadas, tal como lo ilustra la Figura 3.7. Uno de los ejes se alinea con la dirección de la velocidad media absoluta del fluido, v' .

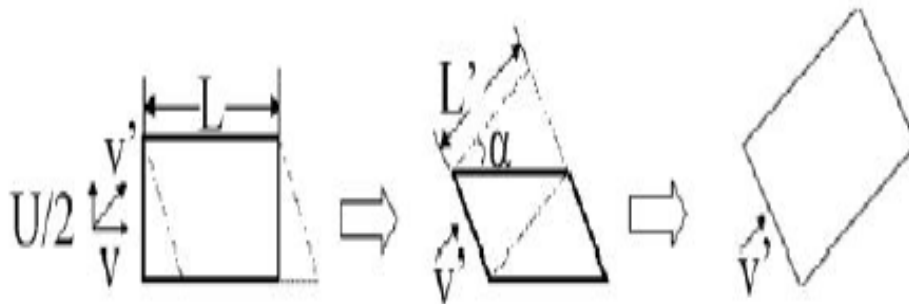


Figura 3.7. Rotación del sistema de coordenadas. (Díaz, Hernán, 2002).

El modelo requiere de una serie de ecuaciones, que calculan parámetros como área anular, área mojada, velocidad axial, factor de fricción y pérdidas de presión que se deben determinar con y sin rotación de la sarta. Además de estas se requieren ecuaciones intermedias que permitan obtener factores propios del modelo Ley de Potencia modificada y determinar el régimen de flujo en cada sección de análisis. Todas las ecuaciones se presentan en la Tabla A.3.

3.7.5. Modelamiento de la Hidráulica de perforación con TR

Para el estudio se construye un modelo a partir de los conceptos teóricos y numéricos desarrollados por Wei y Diaz, ellos incluyen el efecto de la rotación y la excentricidad para calcular las pérdidas de presión anulares. Se seleccionan estos dos modelos debido a que las ecuaciones presentadas por los autores son de fácil manejo tanto matemático como de programación, sin perder exactitud en los cálculos.

3.7.5.1. Análisis de resultados

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

Para realizar el análisis de resultados se utilizan ocho programas de lodo que se combinan con 6 geometrías diferentes y para cada uno de los modelos propuestos se compara el efecto que tiene cada combinación sobre las pérdidas de presión. El programa elaborado en Compaq Visual Fortran 6.0 se ejecuta para 192 casos diferentes los cuales muestran tendencias según el efecto que se quiera observar. La Tabla 3.1 muestra las geometrías utilizadas para desarrollar el trabajo y la Tabla 3.2 presenta uno de los programas típico de lodos.

Geometría	Diámetro Interno de la TR. (in)	Diámetro Externo de la TR. (in)	Diámetro Del agujero (in)	Diámetro Del amplificador (in)	Diámetro De la Barrena (in)
1.	8.921	11	12.25	12.25	8.750
2.	5.5	6.25	12.25	12.25	5.0
3.	4.950	5.35	6.5	6.5	4.5
4.	5.5	6.0	9.5	9.5	4.750
5.	6.184	7.0	8.5	8.5	6.125
6.	4.950	5.5	8.25	8.25	4.750

Tabla 3.1. Geometrías para ejecutar el programa.

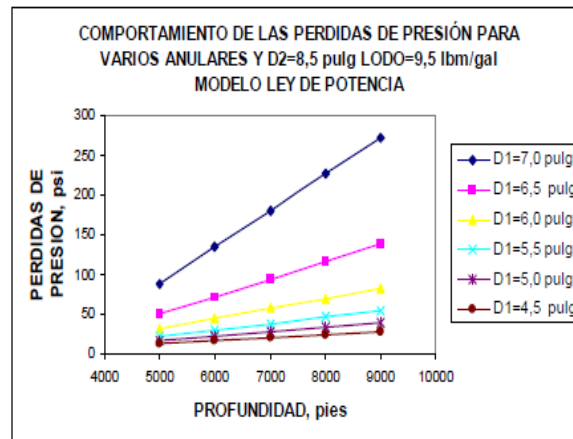
Profundidad	Densidad	Lec 600	Lec. 300	τ_y
5000	9.5	35	20	1
6000	9.5	35	20	5
7000	9.5	35	20	5
8000	10.5	45	25	7
9000	11.0	50	32	9

Tabla 3.2. Programa de lodos.

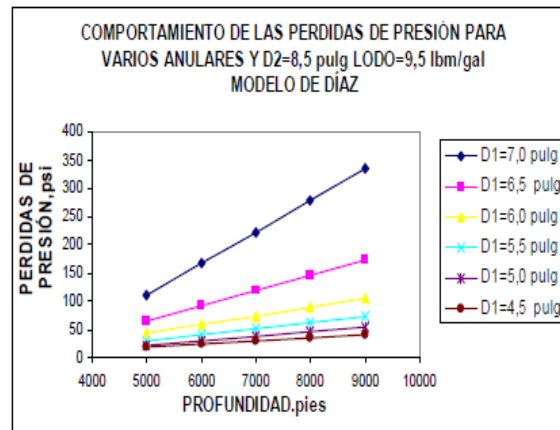
3.7.5.2. Pérdidas de presión anular con la profundidad (Modelo Convencional, Modelo de Díaz y Modelo de Wei)

En las gráficas 3.8-3.10 se muestra el comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes espacios anulares con diámetro externo fijo ($D_2=8.5''$) y diferentes diámetros internos. Para comparar los modelos convencional, de Díaz y de Wei se asume la misma densidad del lodo (9.5 lbm/gal), la rotación de la sarta es cero y la tubería está concéntrica en el agujero. Se puede observar que en los tres casos las pérdidas de presión para anulares estrechos ($D_2=8.5''$ y $D_1=7''$) son 10 veces mayores que para anulares amplios ($D_2=8.5''$ y $D_1=4.5''$). Este resultado se encuentra al calcular las pendientes, para un anular estrecho $m=0.0459$ y para uno amplio $m=0.0041$. Lo cual corrobora que las pérdidas de presión son más sensibles en anulares estrechos, confirmando así la teoría. Se observa además un comportamiento lineal de las pérdidas de presión con la profundidad, lo cual concuerda con la forma de las ecuaciones. El modelo de Wei predice valores de pérdidas de presión anulares

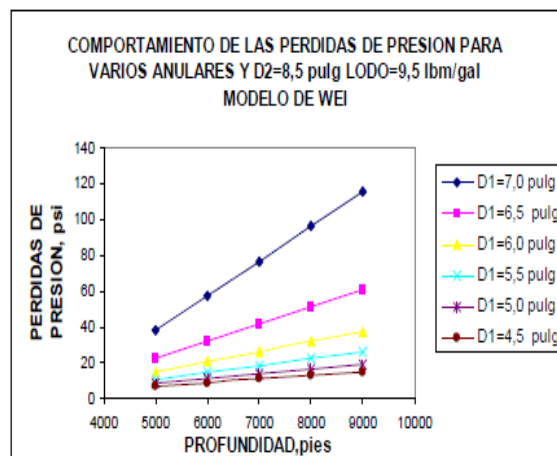
menores, ya que el modelo original se diseña para valores de velocidad de rotación y excentricidad diferentes de cero.



Gráfica 3.8. Comportamiento de las pérdidas de presión con profundidad para varios espacios anulares (Diaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).



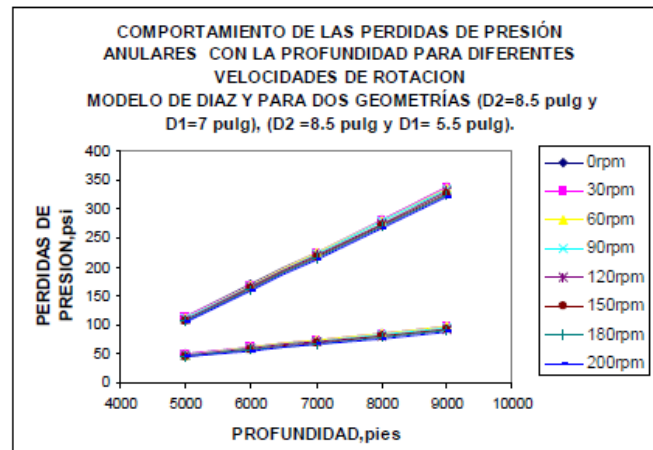
Gráfica 3.9. Comportamiento de las pérdidas de presión con profundidad para varios anulares. (Diaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).



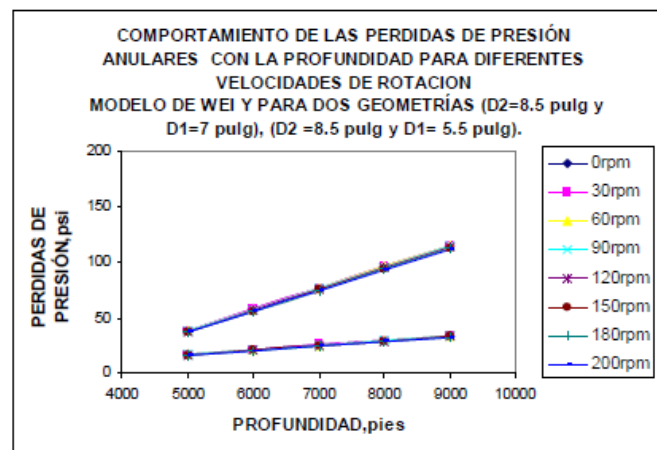
Gráfica 3.10. Comportamiento de las pérdidas de presión con profundidad para varios anulares. (Diaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).

3.7.5.3. Pérdidas de presión con la velocidad de rotación de la sarta (modelo de Díaz y modelo de Wei)

Los modelos de Wei y Díaz consideran el efecto de la rotación de la tubería sobre las pérdidas de presión. En las Gráficas 3.11 y 3.12 se muestran las tendencias para dos configuraciones anulares, una amplia y otra estrecha, con variaciones en la velocidad de rotación de la sarta que van desde 0 hasta 200 rpm, se usa un lodo de 9.5 lbm/gal y espacio anular concéntrico. Para las dos gráficas, la curva superior representa el comportamiento de las pérdidas de presión en un anular estrecho ($D_2=8.5"$ y $D_1=7"$) y la inferior en un espacio anular amplio ($D_2=8.5"$ y $D_1=5.5"$).



Gráfica 3.11. Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes velocidades de rotación. (Díaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).



Gráfica 3.12. Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes velocidades de rotación. (Díaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).

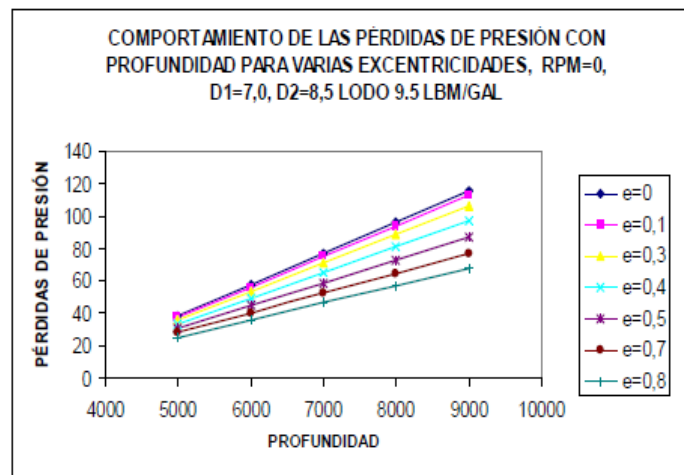
Según el comportamiento presentado en la Gráfica 3.11 (Modelo de Díaz) la disminución en las pérdidas con el aumento de la rotación es del 5%. En la Gráfica 3.12 (modelo de Wei) esta variación es cercana al 3%, lo que corrobora que el efecto de la rotación es despreciable tanto para espacios anulares estrechos como para espacios anulares amplios. (SPE-25769, SPE-28304).

Se recomienda analizar este comportamiento en agujeros esbeltos para determinar si a altas velocidades de rotación (cercasas a 900 rpm) las pérdidas de presión tienen variaciones significativas.

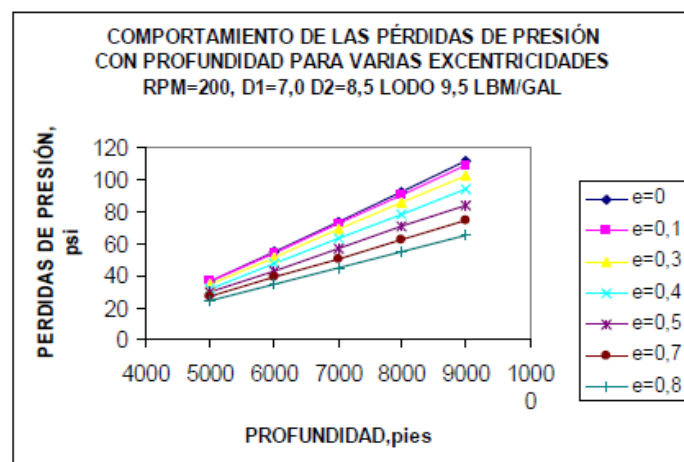
3.7.5.4. Pérdidas de presión anular con la excentricidad de la sarta (modelo de Wei)

Las Gráficas 3.13 y 3.14 presentan el comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para varias excentricidades, rpm= 0 y rpm=200, lodo 9.5 lbm/gal, D2=8.5" y D1=7.0". Se puede observar que el efecto de la excentricidad es disminuir las pérdidas de presión. Si se toma una profundidad de 8000 pies con e= 0 las pérdidas de presión son de 96 psi, mientras que para la e=0.8 son de 57 psi, es decir, se obtiene una disminución cercana al 40%.

Estos resultados están de acuerdo con la teoría presentada por Bourgoine, (1986) y Cartalos (1993) la cual dice que a medida que aumenta la excentricidad de la sarta el decremento de las pérdidas está en el rango de 30-50%.



Gráfica 3.13. Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes excentricidades. (Ingeniería de Perforación Aplicada, SPE, 1986).

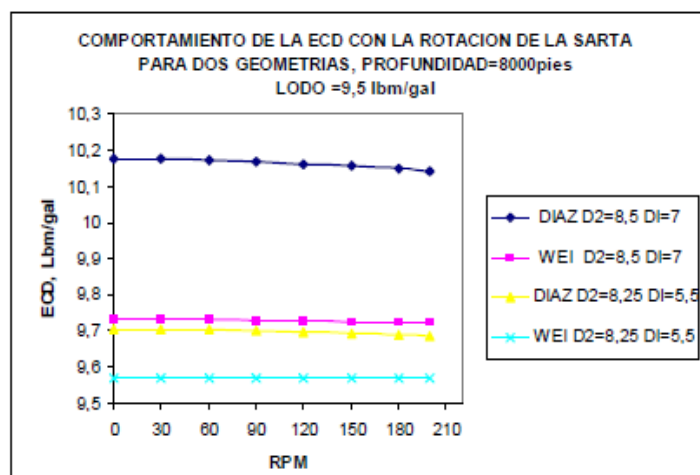


Gráfica 3.14. Comportamiento de las pérdidas de presión con la profundidad para diferentes excentricidades. (Ingeniería de Perforación Aplicada, SPE, 1986).

3.7.5.5. Comportamiento de la DEC con la rotación (modelo de Díaz y modelo de Wei)

Es importante determinar la presión del fluido en el fondo del pozo durante las operaciones de perforación para evitar que esta presión exceda la presión de fractura de la formación. En operaciones de campo la densidad equivalente de circulación la cual debe ser referenciada a una profundidad vertical específica en el pozo.

La Gráfica 3.15 presenta el comportamiento de la DEC con la velocidad de rotación de la sarta para dos geometrías anulares concéntricas y un lodo de 9.5 lbm/gal. Para todos los casos en un anular estrecho ($D_2=8.5''$ y $D_1=7''$) se observa que el cambio de la DEC con la rotación es despreciable, como era de esperarse, debido al comportamiento obtenido en las pérdidas de presión.

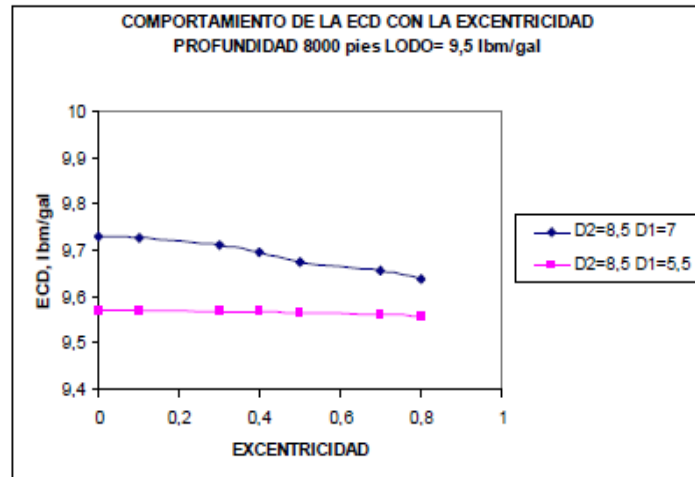


Gráfica 3.15. Comportamiento de la DEC con la rotación para dos geometrías. (Ingeniería de Perforación Aplicada, SPE, 1986).

Si se compara la DEC con la densidad estática de la columna es claro que el modelo de Díaz en espacios anulares estrechos genera la mayor variación en densidad ($DEC=10.17$ lbm/gal y $\rho = 9.5$ lbm/gal). Esto podría ser perjudicial, puesto que el valor de la DEC influye en la determinación de la presión de circulación en el fondo del pozo, y si este valor es alto probablemente sobrepase la presión de fractura de la formación. (Diaz Hernan, 2002).

3.7.5.6. Comportamiento de la DEC con la excentricidad (modelo de Wei)

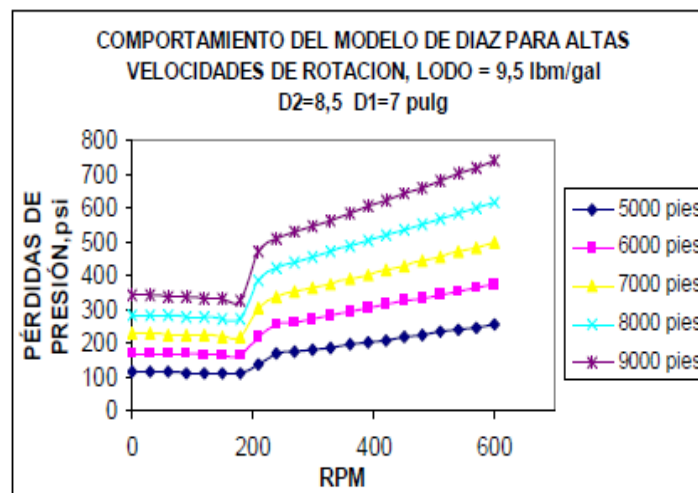
El comportamiento de la DEC con la excentricidad se ilustra en la Gráfica 3.16. Se toma una profundidad de 8000 pies, dos geometrías ($D_2=8.5''$ y $D_1=7.0''$), ($D_2=8.5''$ y $D_1=5.5''$) y un lodo de 9.5 lbm/gal. Para una geometría estrecha la DEC se reduce de 9.74 a 9.64 lbm/gal al pasar de una configuración concéntrica ($e=0$) a una excéntrica ($e=0.8$). La excentricidad hace que la DEC presente una tendencia constante en espacios anulares amplios confirmando así que este parámetro se puede despreciar al perforar de modo convencional.



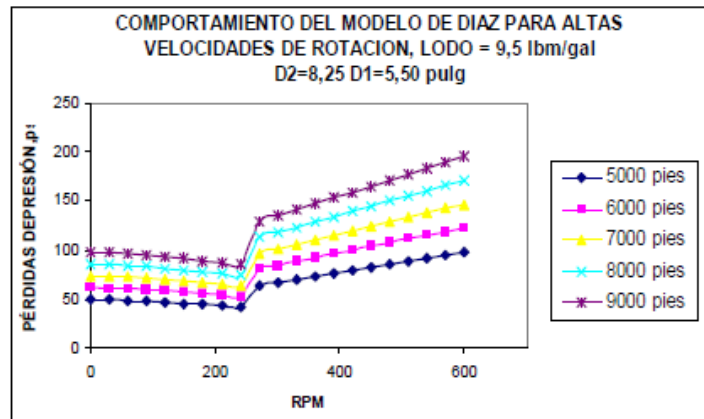
Gráfica 3.16. Comportamiento de la DEC con la excentricidad para dos geometrías. (Díaz, Hernan, 2002 y Wei, Xinwei, 1997).

3.7.5.7. Comportamiento particular de las pérdidas de presión con altas velocidades de rotación al usar el modelo de Díaz

En las Gráficas 3.17 y 3.18 se ilustra un comportamiento particular de las pérdidas de presión anular con altas velocidades de rotación que se obtiene al usar el modelo de Díaz para un espacio anular estrecho y otro amplio. Para velocidades de rotación por debajo de 200 rpm las pérdidas de presión tienen un comportamiento constante, pero para valores superiores a 210 rpm se encuentra que este comportamiento cambia de forma significativa. Lo anterior valida el supuesto teórico que dice que el modelo propuesto por Díaz no es aplicable para altas velocidades de rotación. (Ingeniería de Perforación Aplicada, SPE, 1986).



Gráfica 3.17. Comportamiento del modelo de Díaz para altas velocidades de rotación. (DIAZ, Hernan 2002).



Gráfica 3.18. Comportamiento del modelo de Díaz para altas velocidades de rotación. (DÍAZ, Hernan, 2002).

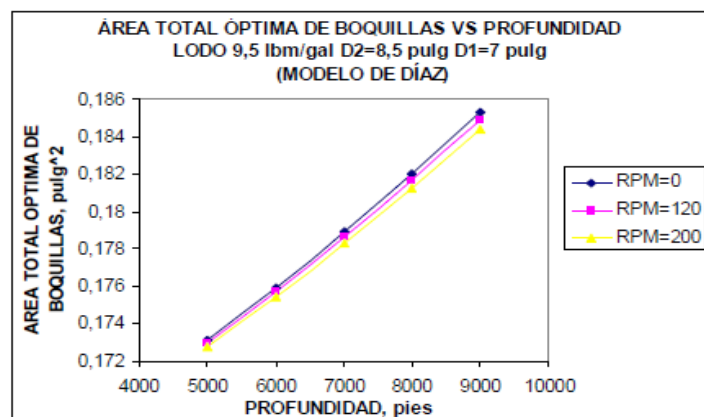
3.7.5.8. Optimización de la hidráulica

Para analizar la hidráulica de la perforación con TR se utilizan los cuatro modelos propuestos y se toman los datos obtenidos de dos geometrías (D2=8.5" y D1=7.0"), (D2=8.5" y D1=5.5") y dos lodos ($\rho= 9.5$ y 12.5 lbm/gal) para visualizar tendencias y resultados.

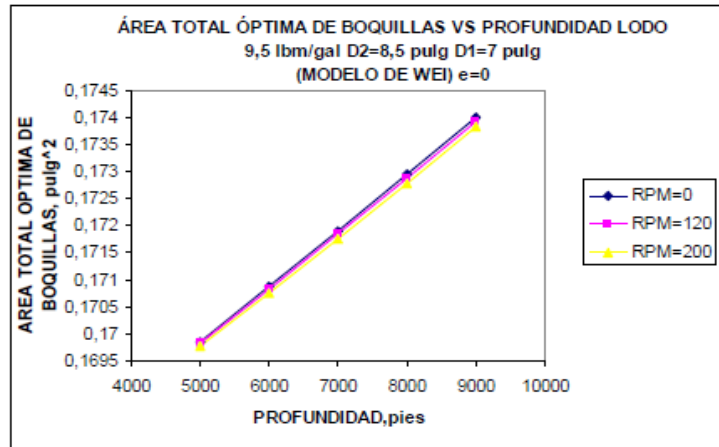
3.7.5.8.1. Efecto de la rotación sobre el área total óptima de las toberas

Las Gráficas 3.19 – 3.21 muestran el comportamiento del área total optima con la profundidad para los cuatro modelos propuestos con el uso de una geometría anular estrecha (D2= 8.5", D1=7.0") y densidad del lodo 9.5 lbm/gal. En ellas se observa que el área total óptima de toberas se encuentra dentro del mismo rango de valores y que la rotación no afecta este parámetro.

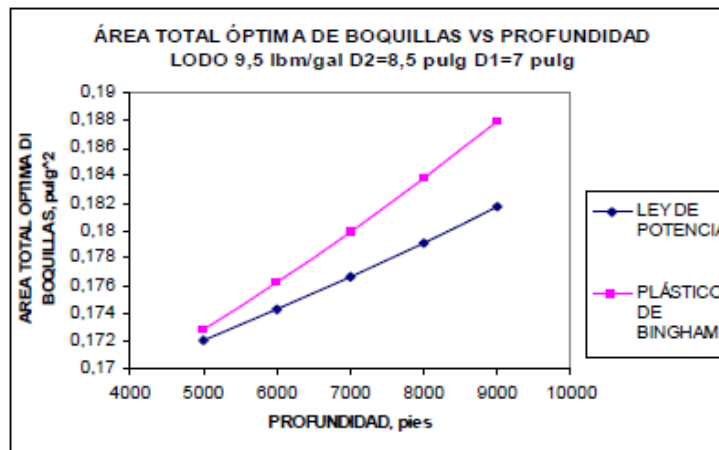
Se observó, además, que al aumentar la densidad del lodo se obtiene una mayor área total óptima de boquillas debido a que (como se mencionó en la sección anterior) las pérdidas de presión anular se incrementan y este hecho debe ser compensado con una disminución en las perdidas de presión a través de la barrena.



Gráfica 3.19. Área total óptima de toberas con la profundidad. (Análisis de la Hidráulica con Tubería de Revestimiento, 2006).



Gráfica 3.20. Área total óptima de toberas con la profundidad. (Análisis de la Hidráulica con Tubería de Revestimiento, 2006).

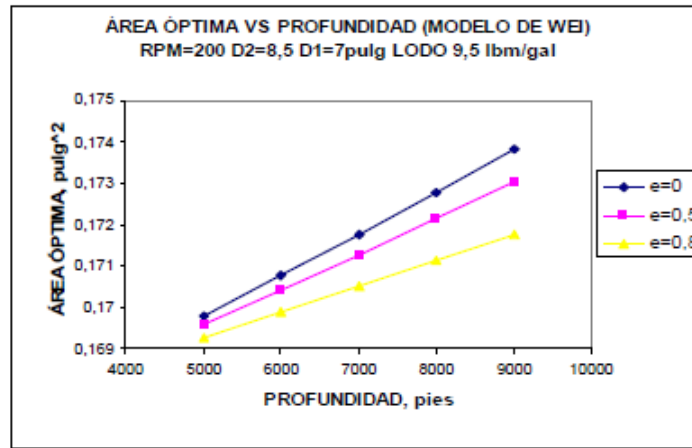


Gráfica 3.21. Área total óptima de toberas con la profundidad, Modelo convencional. (Análisis de la Hidráulica con Tubería de Revestimiento, 2006).

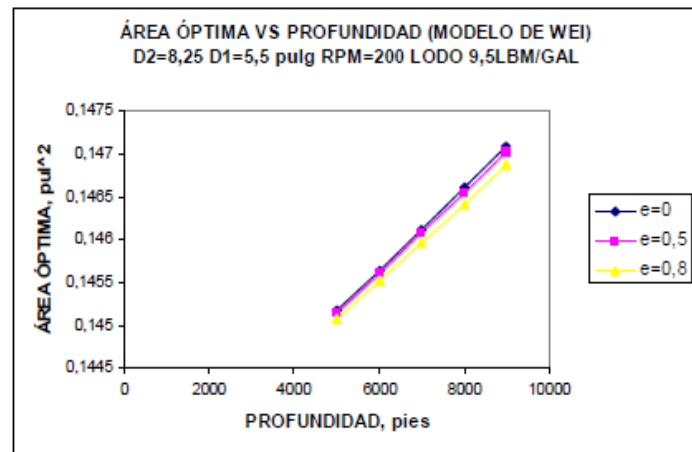
3.7.5.8.2. Efecto de la excentricidad sobre el área total óptima de las toberas

Las Gráficas 3.22 y 3.23 presentan el efecto que tiene la excentricidad sobre el área óptima de las toberas para un espacio anular estrecho ($D_2=8.25''$ y $D_1=7''$) y para uno amplio ($D_2=8.5''$ y $D_1=5.5''$). Si se considera que el lodo tiene una densidad de 9.5 lbm/gal se observa que en el primer espacio anular el área óptima de toberas disminuye a medida que aumenta la excentricidad, mientras que en la segunda geometría el área óptima de toberas permanece constante con la excentricidad de la sarta. Si en la gráfica 3.20 se toma una profundidad de 5000 pies el área óptima para $e=0$ es 0.1697 pg^2 y para $e=0.8$ es 0.1692 pg^2 mientras que para 8000 pies el área óptima de toberas en $e=0$ es de 0.1727 pg^2 y para $e=0.8$ es 0.1717 pg^2 .

Esto indica que la excentricidad en espacios anulares estrechos es más significativa a mayores profundidades.



Gráfica 3.22. Área óptima de toberas vs profundidad para distintos valores de excentricidad. (Análisis de la Hidráulica con Tubería de Revestimiento, 2006).



Gráfica 3.23. Área óptima de toberas vs profundidad para distintos valores de excentricidad. (Análisis de la Hidráulica con Tubería de Revestimiento, 2006).

CAPÍTULO IV. SELECCIÓN DE MATERIALES

Introducción

Mediante la selección de materiales tenemos la posibilidad de elegir el material adecuado sobre la base de las características, pero también en función de su costo. En algunos casos, aceros al Cromo, o aceros especiales deberán ser empleados, en otros el uso de aceros al carbono con recubrimiento o inhibidores es la mejor opción; y en otros el empleo de determinadas características en la conexión serán requeridas.

Los dos factores que gobiernan la selección de materiales en el diseño de un pozo o de una instalación son la integridad de la misma y la incidencia económica. La primera está dada por el empleo del método correcto, y el adecuado diseño que permita determinar que la instalación podrá hacer frente a las máximas cargas esperadas, a la corrosión y al manipuleo en campo, mientras que la segunda trata de la selección de materiales que maximice el retorno económico para una inversión. En los últimos años, el factor económico ha tomado especial relevancia en los planteos de las estrategias para controlar problemas corrosivos y para decidir las mejores terminaciones en los pozos o en las instalaciones.

En función de resolver los problemas, la filosofía es: mejorar y controlar la corrosión generalizada, minimizar la corrosión localizada y eliminar por completo el riesgo de falla catastrófica. Para cumplir con la selección del producto adecuado de la manera más económica posible se debe realizar una tarea de ingeniería que requiere del conocimiento de los materiales y de la evaluación minuciosa del ambiente en donde se van a usar. En este sentido, el conocimiento de las formaciones, las experiencias de campo o en instalaciones similares aportan gran cantidad de información, al igual que los análisis de fallas que se puedan haber producido.

Las consideraciones para una etapa inicial de selección, pueden centrarse en la comparación económica e ingenieril del uso de los aceros al carbono de distinto tipo, de la aplicación de programas de inhibición y del empleo de aceros de alta aleación (Corrosion Resistent Alloys). En este sentido es sabido que los aceros al carbono son menos resistentes a la corrosión en comparación con los aceros inoxidable o aceros de aleación resistentes a la corrosión (CRA por sus siglas en ingles), pero su uso puede dar buenos resultados bajo condiciones específicas del pozo, ayudados por recubrimientos internos (IC: Internal Coatings) y siempre convenientemente acompañados por Programas de inhibición química y Procedimientos de monitoreo. En este marco las ventajas del acero al carbono frente a los aceros CRA son obvias: menor costo, mayor facilidad para soldar y fabricar, no necesitan técnicas ni equipamiento especial para su manipuleo, conocidos y fácilmente disponibles en el mercado. El uso de estos aceros tiene un impacto significativo en la viabilidad económica de los proyectos, sobre todo en campos marginales o maduros.

Por otro lado, el empleo de materiales más sofisticados de alta aleación implica una racionalización en su selección, debido al incremento en su costo que implica el agregado de aleantes. El estudio económico se hace necesario.

Otros productos a tener en cuenta en la selección de materiales son los aceros especiales para medio ágrico, los aceros del tipo Alto Colapso para uso en zonas de alta presión de formación, otros para ambientes corrosivos y para altas prestaciones.

4.1. Tubería de Revestimiento

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco, compuesto generalmente de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que la conforma. Para fines prácticos, se define mediante una geometría homogénea e idealizada. Es decir un diámetro nominal y un espesor nominal constante en toda su longitud.

Las tuberías de revestimiento tienen un papel muy importante en la perforación de pozos, ya que representan una porción muy significativa del costo total del pozo, entre el 15 y 35%. Por lo anterior, una selección óptima de las tuberías puede generar un ahorro importante en el costo total del pozo. Entre las principales funciones se pueden mencionar las siguientes:

- Servir de base para instalar el equipo de control superficial del pozo (cabezales y preventores).
- Evitar los derrumbes de las paredes del agujero.
- Proporcionar al pozo un diámetro conocido que facilite la corrida de tuberías, accesorios, herramientas, etc.
- Evitar la contaminación de agua dulce de formaciones someras.
- Confinar la producción del intervalo productor.
- Impedir la contaminación proveniente de otras zonas atravesadas por el pozo.

4.1.1. Tipos de TR

La configuración que se presenta, respecto al asentamiento de las tuberías de revestimiento, en un pozo dependerá del perfil de geopresiones; el diseño del pozo se realiza del fondo del pozo hacia la superficie. La clasificación de las tuberías de revestimiento se clasifica como sigue:

- Tubería conductora.
- Tubería superficial
- Tubería intermedia,
- Tubería de explotación o de producción.

A continuación se presenta una breve explicación de la función de cada una de las tuberías.

4.1.1.1. Tubería Conductora

La tubería conductora es la primera sarta que se coloca en el pozo. Este tubo conductor puede ser piloteado, si el suelo en el que se está trabajando es blando, en caso contrario se requerirá de la perforación y se introducirá la sarta. Su objetivo es aislar acuíferos superficiales, permitir la circulación del fluido de perforación, brinda un soporte a las paredes del agujero donde el soporte de suelo es inadecuado, en las tuberías conductoras no se suele colocar a los preventores (BOP). Por lo general, se

colocan a la profundidad entre los 20 y 150 ft (6 a 45 m), la tubería es usualmente de 16 a 30 pg de diámetro.

4.1.1.2. Tubería Superficial

Es la segunda sarta de perforación colocada en el pozo, salvo en algunas ocasiones que no hay Tubería Conectora, ésta se vuelve la primera sarta. Su objetivo es el de aislar acuíferos superficiales, mantiene la integridad del pozo, minimiza las pérdidas de la circulación en las zonas someras, además de ser la primera tubería que permite instalar conexiones superficiales de control de preventores (BOP). Las tuberías superficiales son colocadas a unos cuantos cientos de pies o a varios miles de pies, la profundidad dependerá de las características del yacimiento que se este perforando y del programa propuesto por los Ingenieros de diseño. Los diámetros de las tuberías van desde los 7 5/8" sobre los pozos superficiales a 20" en los profundos.

4.1.1.3. Tubería Intermedia

La tubería de revestimiento intermedia, algunas veces es llamada sarta de protección. Esta se coloca en la cima de las presiones normalmente altas con la finalidad de incrementar la densidad en los lodos de perforación, en ocasiones se presentan intercalaciones de zonas de presión anormal, en esos casos se deberá de poner más de una tubería intermedia; reviste las zonas para evitar pérdida de circulación, aísla secciones salinas. Las tuberías se colocan desde la superficie hasta miles de pies de profundidad. Los tamaños de las tuberías van de 6 5/8" a 20". Las más comunes son de 9 5/8, 10 3/4, y 13 3/8". En las zonas de presiones anormales se colocan sartas intermedias.

4.1.1.4. Tubería de Explotación

La tubería de Explotación o de Producción se extiende desde la zona productora hasta la superficie, la profundidad a la que esta se coloca dependerá de la profundidad a la que se encuentra el yacimiento, que va desde unos cuantos miles de pies hasta los 14,000 ft (4,267 m). Dentro de sus funciones, está aislar la formación productora de las demás formaciones, protege al equipo que se colocara dentro de está tubería, además de proporcionar un diámetro conocido para los diversos cálculos en producción; también se realizan trabajos de reparación como tratamientos químicos y cementaciones forzadas, completar el pozo para la producción, proporciona un control de la presión del pozo además de cubrir tuberías de revestimiento dañadas. La longitud de la tubería dependerá del número de sartas de la TP de producción que será colocada y del tamaño del equipo de producción usado.

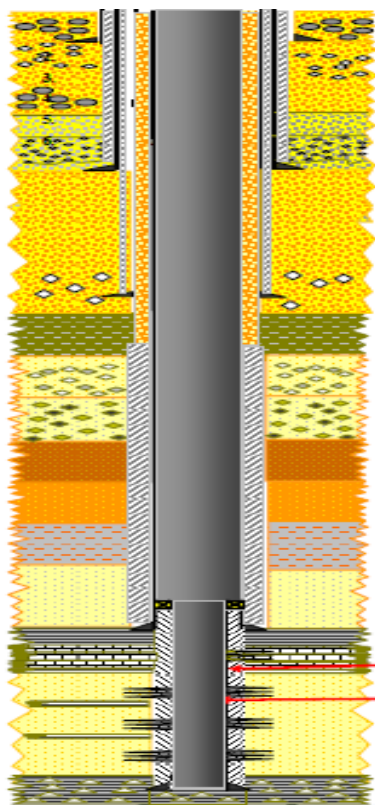


Figura 4.1. Tipos de tuberías de revestimiento. (Schlumberger).

4.2. Principales esfuerzos que actúan sobre la TR

Para las tuberías se deben de considerar el diámetro y la longitud de la sarta, se debe de calcular el tipo, la magnitud de esfuerzos que se presentaran; lo más importante, se deberá de seleccionar tuberías que cumplan con el peso y grado adecuados para la tarea. La tubería debe ser resistente a las distintas fuerzas presentes en el trabajo.

4.2.1. Colapso

La carga por colapso para la tubería es ejercida por el fluido en el espacio anular, y se considera al gradiente de lodo más pesado en la perforación del intervalo, que es cuando se baja la sarta de la tubería de revestimiento. El colapso se genera por los fluidos de la formación tales como gas, aceite, agua salada, lodo de perforación, entre otros.

4.2.2. Presión interna.

Se genera por los fluidos empleados en la perforación o terminación, sin embargo se pueden presentar manifestaciones de la formación, tales como gas, aceite, agua salada, etc.

4.2.3. Fuerza de tensión

Es la fuerza generada por el propio peso de la tubería. La fuerza de tensión, tiende a jalar parte de la tubería que es resistida por la fuerza del espesor de la propia tubería, la cual externa una contrafuerza.

4.2.4. Fuerza de compresión

Es la fuerza ejercida por el fluido de perforación, durante el proceso de introducción de la tubería hacia el agujero o por el cemento en la proceso de cementación. La siguiente figura muestra las distintas fuerzas mencionadas y la posición en la que actúa cada una de ellas sobre la tubería.

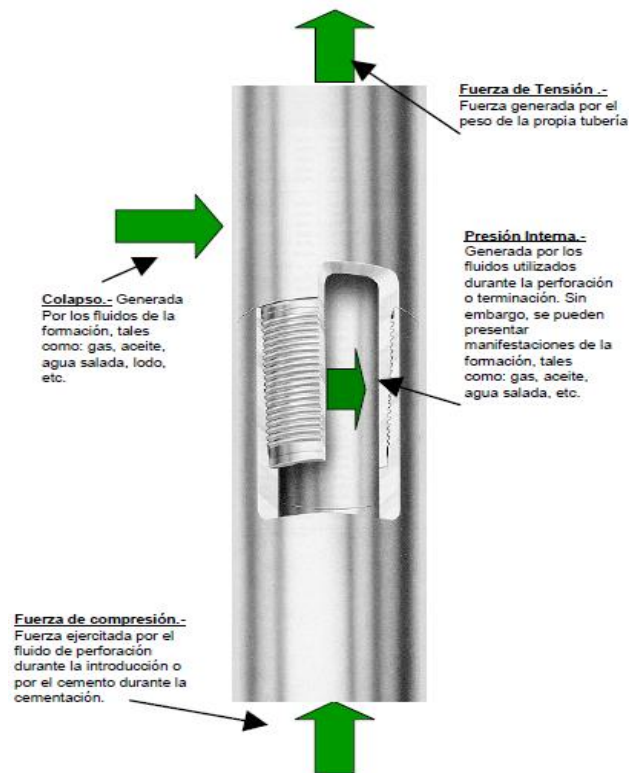


Figura 4.2. Esfuerzos que actúan en la tubería de revestimiento. (Gerencia de Ingeniería UPMP, 2003.).

4.3. Propiedades Físicas de la TR

Dentro de las propiedades físicas de una tubería se encuentran: el grado, la resistencia a la presión, el cambio en el diámetro y el peso. Esas propiedades deberán de ser consideradas antes de la selección final de las tuberías.

4.3.1. Grado

El grado es una denominación que define el rendimiento de esfuerzo de una tubería y ciertas características especiales. El grado usualmente consiste de una letra y dos o tres números como N-80. Las letras hacia el final del alfabeto nos indican más rendimiento de esfuerzos, por ejemplo N-80 ó N-grado, es una tubería que tiene un rendimiento mayor de resistencia que una de de grado H por ejemplo.

El código numérico indica el mínimo rendimiento de esfuerzo en miles de PSI. Por ejemplo N-80 tiene un rendimiento mínimo de esfuerzo de 80,000 psi. El promedio arriba del valor mínimo es usualmente de 10,000 psi, en nuestro ejemplo el valor será para una tubería N-80 de 90,000 psi.



































GRADO DE ACERO	COFLE		TUBO	CODIGO DE COLORES
	COLOR	BANDA	BANDA	
H40	-	-	-	
J55 tubing		-		
J55 casing				
K55		-		
M65 (*)				
N80		-		
N80 Q				
L80 tipo 1				
L80 9Cr				
L80 13Cr				

Figura 4.3. Grado del acero, (*) El grado de acero M65 se suministra con cople grado L80 tipo 1, Q: Con tratamiento Térmico. (Manual de Tuberías, TENARIS TAMSA).

4.3.2. Peso

El peso de una tubería esta expresado en libras por pie (lb/ft). El cálculo del peso se puede obtener por medio de la siguiente fórmula:

$$W_L = (W_{pe}L)$$

Donde:

W_L = Es el peso calculado de una tubería de longitud L en lb.

W_{pe} = Peso sencillo de la tubería en lb/ft

L = Longitud de una tubería en ft

El área de sección transversal de una tubería puede ser aproximada con el ID y OD de la tubería con la siguiente expresión:

$$A_T = (\pi/4)(OD^2 - ID^2)$$

Donde

A_T = Es el área de la sección transversal.

4.3.3. Rango

El rango de una tubería es el valor para aproximar la longitud de una sección de tubería. El API utiliza tres rangos para TR, siendo los siguientes:

Rango	Longitud (ft)	Longitud (m)
1	16-25	4,88-7,62
2	25-34	7,62-10,36
3	34-48	10,36-14,63

Tabla 4.1 Rangos de TR.

El rango tres es utilizado comúnmente en las tuberías de revestimiento, debido a que se reduce el número de conexiones durante las introducciones. El uso del rango 2 de la Tabla 4.1 es utilizado para los ajustes de las sartas.

4.3.4. Diámetro

Los ingenieros de perforación deben de considerar tres diámetros diferentes cuando hacen el programa de las tuberías. El diámetro externo de la tubería se abrevia como OD (Outside Diameter), y su selección dependerá del diámetro que haya dejado la barrena a su paso. El diámetro interno de la tubería ID (Inner Diameter) es controlado por el diámetro externo y por el peso de la tubería. El cambio en el diámetro (drift diameter), este cambio de diámetro es más pequeño que el diámetro interno ID debido a las excentricidades.

Para consideraciones en la perforación, el cambio de diámetro es usualmente considerado como el diámetro por el cual puede correr sin problemas la barrena a través de la TR.

El API permite las siguientes tolerancias en el diámetro exterior:

Díametro exterior de la tubería	Tolerancia
Menores a 4 ½" de 4 ½" a mayores	Más, menos 0,031 pg +1%,-0,5 del diámetro nominal

Tabla 4.2. Tolerancias en el diámetro exterior de la TR

4.3.5. Efectos Biaxiales

La resistencia de la TR al estallamiento y al colapso es alterada cuando la tubería esta bajo cargas de compresión o de tensión. Los cambios cualitativos para una tubería son como sigue.

Tipo de carga	Resultado
	Tensión Explosión – Incrementa
	Colapso – Decrementa
	Compresión Explosión - Decrementa
	Colapso - incrementa

Las alteraciones en la presión de colapso y explosión, debido, a un decremento de la resistencia de la tubería a la presión, podría requerir de mejorar algunas secciones y

un incremento en resistencia a la presión, puede permitir el uso de una tubería de menor grado.

4.4. Propiedades mecánicas de la TR

4.4.1. Esfuerzo de cedencia

Definido por el API es el esfuerzo de tensión mínimo requerido para producir una elongación por unidad de longitud de 0.005 sobre una prueba en una muestra en laboratorio cercana al límite elástico (ver figura 4.4).

4.4.2. Ley de Hooke

Si una barra de longitud L es sometida a una fuerza de tensión P , se observará (dentro de la región elástica), una deformación longitudinal δ , que es proporcional a la fuerza aplicada P e inversamente proporcional al área de la sección transversal de dicha barra.

$$\delta \propto \frac{PL}{As}$$

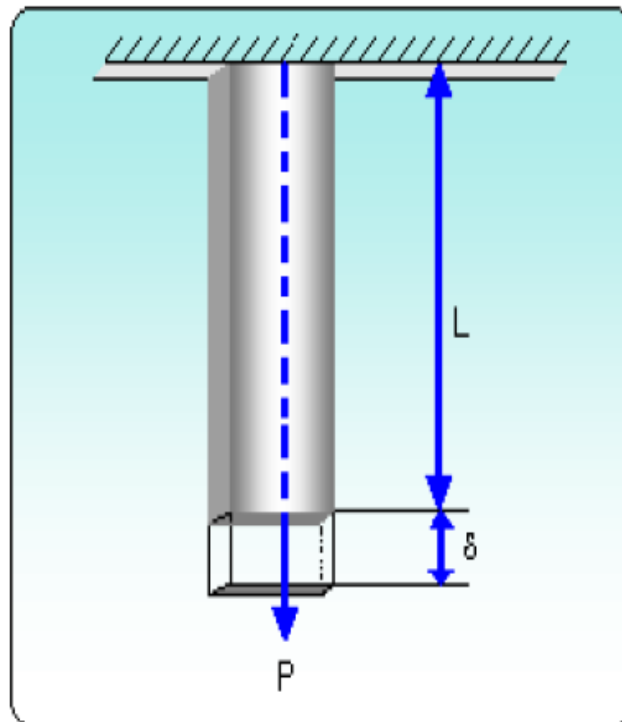


Figura 4.4. Representación de la Ley de Hooke.

De acuerdo con la Ley de Hooke, cualquier incremento de carga de tensión es acompañado de un incremento de longitud. Esta Ley es aplicable solamente en la región elástica (0A).

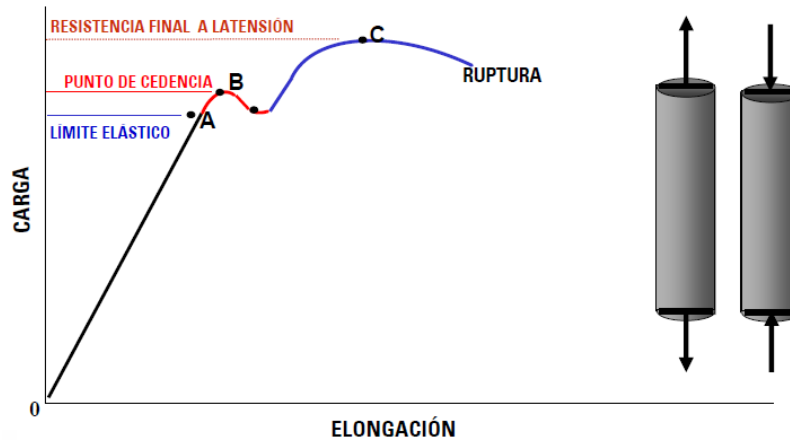


Figura 4.5. Comportamiento del acero bajo cargas (Schlumberger).

El punto B define el esfuerzo de cedencia del material. Es importante no excederse de este valor durante las corridas de TR's, y operaciones para prevenir fallas de la tubería.

La Ley de Hooke no es aplicable de la región elástica a la plástica, hasta alcanzar el último esfuerzo. Las cargas aplicadas en la región causan deformaciones plásticas y permanentes.

4.4.3. Anisotropía

Es un cuerpo que no posee iguales propiedades en todas sus direcciones. El acero es un material elástico hasta ciertos límites, pues si una carga de tensión es aplicada, sufrirá una deformación; si esta carga es retirada, el acero recuperará su forma original. Sin embargo, si se excede el límite elástico, la estructura del acero cambia y no regresará a sus condiciones originales una vez que el esfuerzo es removido. Este comportamiento es conocido como "plástico". Si se aplica mayor carga, el acero se deforma y fallará. Este fenómeno es representado en la figura 4.5.

4.5. Calidad en la fabricación de tuberías

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

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

Un aspecto importante es el fenómeno de la macrosegregación o también llamado "Segregación Central". El fenómeno ocurre siempre que una pieza de acero solidifica, y consiste en una migración de ciertos elementos; en el caso del acero P, Mn, S, Cr hacia el centro de la pieza a medida que la misma solidifica. Este fenómeno es crítico

en los tubos soldados, ya que la segregación presente en la chapa permanece inalterada y termina en el tubo. Esta zona es claramente de menor limpieza y debido al distinto contenido de aleantes, es en general más dura y constituida por microestructuras diferentes al resto del espesor.

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

Es importante el mantenimiento de un alto grado de isotropía en las propiedades mecánicas para enfrentar condiciones de tracción, colapso y estallido simultáneamente.

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

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

Todos estos hechos hablan de la existencia de limitaciones para los tubos soldados, en particular para prestaciones de cierta severidad.

4.5.1. Aceros para aplicaciones especiales

Hoy en día, es común la perforación de pozos de gran profundidad, con altas presiones, y altas temperaturas. Estos ambientes tan exigentes lo son más cuando se involucran fluidos corrosivos. También las nuevas tecnologías de perforación o de estimulación exigen de materiales y productos capaces de asegurar la integridad del pozo.

Mediante investigación y desarrollo, se han realizado análisis de casos complejos de colapso, corrosión, uniones especiales, y otros, a los efectos de desarrollar productos o técnicas de producción particulares que nos permitan contar con tuberías capaces de hacer frente a las exigencias que representan pozos profundos, pozos para estimulación térmica, presencia de domos salinos, presencia de CO₂ y H₂S, perforación con TR etc.

En la Tabla 4.3 se observan distintos tipos de aceros propietarios desarrollados para aplicaciones especiales.

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

Tabla 4.3 Tipos de aceros para aplicaciones especiales (TENARIS).

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

4.5.2. Aceros al carbono

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

El acero al carbono no es, básicamente, resistente a la corrosión dulce o corrosión por CO₂, por lo que su uso no debería ser considerado en estos casos, al menos que se lo acompañe con un programa de monitoreo y de inhibición. Cuando el problema se debe a H₂S, es posible el uso de aceros al carbono bajo ciertas condiciones, en otros casos (según sea el nivel de fluencia requerido, la temperatura y los esfuerzos actuantes) se deberá optar por aceros propietarios para Servicio Agrio. Los límites y criterios de aplicación para estos aceros se pueden obtener de varios trabajos y normas, entre las que se puede mencionar NACE Standart MR0175 o bien las publicaciones y los trabajos del Eurocorr.

4.5.3. Aceros para "Servicio Agrio"

Si bien el H₂S no es corrosivo en ausencia de agua, cualquier vestigio de humedad, el aceite y el gas que lo contengan se tornarán corrosivos. En ese escenario, el principal problema será el riesgo de Corrosión Bajo Tensión en Ambiente Sulfhídrico (SSCC). La ocurrencia de una falla violenta es la principal característica, la cual resulta de la combinación de: tensiones axiales, susceptibilidad por parte del material y contenido de hidrógeno.

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

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

4.5.4. Aceros para "Alto Colapso"

Fueron diseñados para uso en pozos con altas presiones de formación. Debido a condiciones de pozo cada vez más complejas, fue necesario el desarrollo de una tubería que pueda soportar condiciones de carga externa extrema.

Trabajando sobre el diseño y la fabricación se obtuvo un producto de altas propiedades mecánicas que supera a los productos estándar API para el mismo grado de acero en su resistencia al colapso.

Las características dimensionales son fundamentales. Las dos principales son, la baja variación del espesor (excentricidad) y la baja variación en el diámetro (ovalidad).

La excentricidad y la ovalidad reducen sensiblemente la capacidad de resistir cargas externas de una columna tubular.

4.5.5. Aceros "Alto Colapso para Servicio Agrio"

Debido a la existencia de ambientes altamente presurizados con presencia de gas H₂S, se ha desarrollado un producto con resistencia al colapso y con alta resistencia a la fragilización por hidrógeno.

El diseño y la fabricación de este producto se basa en el desarrollo de un producto de baja aleación, y en el estricto control de las variables involucradas en la fabricación del acero, la laminación y el tratamiento térmico.

Este acero combina las características del acero para alto colapso con las del acero para servicio agrio.

4.5.6. Aceros para "Pozos Profundos"

El uso de tuberías en pozos cada vez más profundos ha llevado al desarrollo de un grado de acero que permita combinar gran resistencia con buena ductilidad.

Esto es importante dado que, generalmente en metalurgia, el incremento en la tensión de fluencia del material, implica una disminución en la tenacidad del mismo, (Tenaris ha desarrollado estos grados propietarios con tensiones de fluencia que van desde 140,000 psi hasta 150,000 psi al mismo tiempo que presentan gran ductilidad y tenacidad).

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

4.5.7. Aceros para “Baja Temperatura”

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

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

4.5.8. Aceros para “Servicio Crítico”

Los grados para Servicio Crítico tienen aplicación en ambientes con presencia de gas carbónico (CO₂) en cantidades bajas. Se utilizan en conjunto con inhibidores de corrosión como el caso del 1% Cr o sin inhibidores como el 3% Cr.

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

En general, cuando se habla de corrosión por CO₂, esta puede ser controlada utilizando aceros con alto contenido de cromo (13 Cr, 15 Cr). Los aceros para Servicio Crítico son una alternativa económica que hay que evaluar en cada caso.

4.5.9. Aceros Cr13, Cr15 & Cr13S

Para uso en ambientes con CO₂. La selección de este tipo de aceros por lo general es la solución definitiva al ataque por dióxido de carbono.

La resistencia a la corrosión de estos aceros se basa principalmente en la formación de una película estable de óxido de cromo sobre la superficie que hace de barrera entre el acero y el ambiente corrosivo. Esta película estable puede ser obtenida con un porcentaje de 13 % de Cr, de allí el éxito de los aceros 13 Cr en ambientes con CO₂.

Ambientes más severos, con mayor presión parcial de CO₂, mayor temperatura y contenido de cloruros requieren un mayor porcentaje de elementos aleantes, tales como níquel y molibdeno. Generalmente la adición de Ni mejora la resistencia a las grietas mientras que el incremento de Molibdeno mejora la resistencia a las grietas y picaduras.

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

4.5.10. Aceros Duplex Cr22, Duplex Cr25 & Super Duplex Cr 25

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

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

4.6. Conexiones para el uso en Perforación con TR

El crecimiento y desarrollo de nuevas técnicas de perforación están cambiando los requerimientos técnicos para las tuberías y conexiones OCTG. Entre las diversas técnicas de perforación con particular crecimiento y éxito durante los últimos años, la perforación con TR es un caso particular que presenta requerimientos específicos y necesidades que generalmente son utilizadas para las sargas de tubería de perforación. La resistencia a la carga alterna (fatiga) y cargas de torsión adicional son características clave de rendimiento que no fueron requeridas para las conexiones típicas de TR hace algunos años.

Las uniones deben tener probada resistencia a las cargas alternas y a todos los esfuerzos originados por cargas de impacto. Por lo general se trata de conexiones con rosca Buttress modificada y hombros de torque robustos que actúan con tope frente a las posibles fallas de fatiga, figura 4.6.

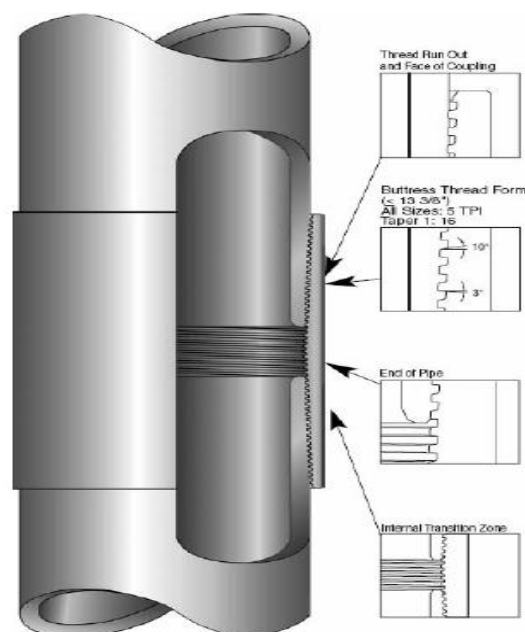
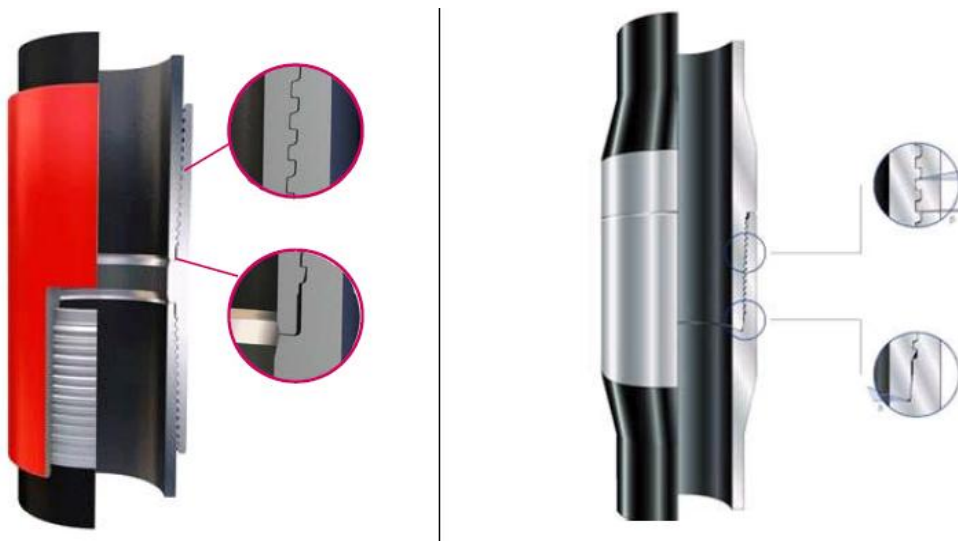


Figura 4.6. Conexión Buttress (Schlumberger).

Se han desarrollado conexiones de probada robustez para utilizar en operaciones de perforación: la conexión AMS XTXC y la conexión PJD y la conexión DQ1, figura 4.7.



Figuras 4.7. Conexión AMS XTXC (izquierda) y conexión PJD (derecha) (TENARIS).

La unión AMS y AMS 28 versión XTXC (Extra Torque-Extra Compresión) es una conexión Premium con cople que posee un diseño apropiado de hombro de torque y una geometría de nariz que le otorga una capacidad de sobretorque superior sin afectar su capacidad sellante manteniendo dimensiones geométricas STD y una alta resistencia al engrane.

4.6.1. Uniones especiales

Para las aplicaciones mencionadas, ya sea con tuberías para perforación, terminación, o pozos de mediana o alta complejidad, o ambientes no convencionales, donde se requieren tuberías especiales, también son necesarias las uniones especiales. Estas uniones son diseñadas para cada aplicación en particular, de manera de asegurar una conjunción perfecta entre tubo y conexión.

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

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

El torque es afectado por la geometría de la rosca, la práctica de engrase y la práctica de enrosque. Cuando el piñón avanza dentro de la caja por rotación, pasada la posición de enrosque a mano, se produce un incremento de la interferencia entre tubo y cople debido a la conicidad.

Esta acción de acuíamiento provoca expansión en el cople y compresión en el piñón, además de ser el origen de esfuerzos tangenciales y circunferenciales en ambos. Las reacciones determinan la presión de contacto entre los flancos del filete.

Las presiones internas y externas tienen significativa influencia sobre los esfuerzos en el piñón y cople. Así, la presión interna incrementa los esfuerzos circunferenciales de tensión en el cople y decrecen los esfuerzos circunferenciales de compresión en el piñón. La presión externa actúa en sentido inverso.

4.6.2. Uniones con sello Metal - Metal

Estas conexiones, llamadas Premium, combinan la excelente resistencia a la tracción de las roscas buttress con uno ó más sellos metal-metal para incrementar su resistencia a la pérdida de fluido.

Dentro de las uniones con sello metal-metal, una de las más utilizadas es la unión con cople sin recalque, con rosca buttress modificada. Esta conexión se utiliza para TR y TP. Posee un sello metal-metal y hombro de torque. El hombro de torque tiene ángulo invertido, de manera de asegurar la estanqueidad. Por tener rosca cónica desvanecida, la resistencia de la unión a la tracción es igual o mayor que la del tubo. El perfil interior es continuo, esto evita el fenómeno de turbulencia, erosión, corrosión en el área, figura 4.8.

Para aplicaciones con alta demanda de torque y compresión se ha diseñado la conexión ANTARES XT-XC (extra Torque - extra Compresión) con prestaciones superiores en aplicaciones que impliquen altos esfuerzos mecánicos tales como la perforación con TR o Pozos inyectores de vapor.

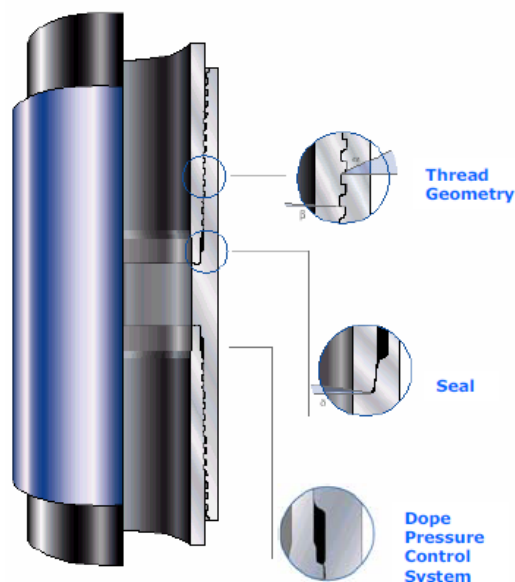


Figura 4.8. Conexión premium Buttress mejorada (TENARIS).

4.7. Componentes de un equipo de perforación con TR

El desarrollo de recursos en muchas cuencas donde se concentran las reservas en yacimientos relativamente pequeños está limitado por los costos de perforación. En los últimos años, los costos de perforación han sido conducidos a muy bajo nivel por: bajos tiempos no productivos para plataformas y/o equipos convencionales, un esfuerzo sostenido para aplicar avances incrementales en tecnología de perforación y presiones para mejorar la eficiencia operacional. Es improbable que la significativa reducción de costos adicionales pueda lograrse sin cambiar la forma en que se perforan los pozos.

El sistema de perforación con TR incorpora equipo superficial y equipamiento de fondo de pozo que elimina los viajes redondos de tubería y reduce los tiempos de retrasos causados por problemas en el agujero y tiempo de corrida de la TR. Concurrente con el desarrollo del sistema de perforación con TR, una plataforma de nueva generación, accionada hidráulicamente y controlada por un ordenador fue desarrollada para facilitar la implementación de perforación con TR. La integración de la plataforma y/o equipo de perforación mejora la fiabilidad, seguridad y flexibilidad y, al mismo tiempo, proporciona una plataforma para introducir la tecnología antes mencionada.

4.7.1. Componentes superficiales

El uso de TR en campos petroleros para perforar y revestir simultáneamente un pozo, es un avance técnico que ayuda a reducir los costos. Se describen aquí el equipo de perforación y equipos asociados que hacen esto posible.

Aquí se describe la hidráulica del equipo de perforación con TR, sus características de diseño y equipamiento utilizado para la perforación con TR. Incluye: 1) El sistema de perforación con TR, incluyendo el ensamble o aparejo básico de fondo de pozo; 2) una descripción de los tres híbridos y un exclusivo equipo de perforación con TR, con diseño modular y sistemas de potencia hidráulica; 3) detalles del sistema de control programable de lógica (Programmable Logic Controller); y 4) descripciones del malacate, top drive, propulsor de la bomba de lodo, mesa rotaria y sistemas eléctricos.

4.7.1.1. Equipo de perforación con TR

Las plataformas híbridas, diseñadas para perforar hasta 3,000 m (9,850 ft), consisten en un doble mástil telescópico con top drive integrado y malacate, una bomba de lodo triplex de 800 HP, un tubo regulador vertical instalado en la torre de perforación, una subestructura de sostén oscilante con una altura de piso de 18 ft y un diseño de construcción modular. El equipamiento del equipo de perforación es accionado por impulsiones hidrostáticas y operadas con controladores digitales programables de lógica (PLC's). Todas las funciones de la plataforma son controladas a través de la interface PLC desde el centro de control de perforación o (Driller's Control Center) situado en una cabina de control que se posiciona como un tercer nivel de la estructura adyacente al piso de perforación.

Estas plataformas están diseñadas para facilitar: la logística, construcción de la localización, eficiencia operativa y la eficiencia en las operaciones de perforación que generalmente son más rentables en la construcción de un pozo. El equipo de la

plataforma de perforación se diseña en estructuras modulares que permiten almacenar el equipo de perforación para mantener un espacio pequeño para el tamaño mínimo de la localización. Veinte estructuras modulares se utilizan para alojar las unidades de potencia, motores, equipos eléctricos, tanques, sistema de circulación, cabina de perforación y otros equipos de la plataforma. El diseño de construcción modular dispone de una cabina de perforación grande, climatizada, común; y reduce el peso de la unidad por carga. Además, el malacate está permanentemente montado en la parte posterior del mástil; este ensamblado, junto al Top Drive permanentemente instalado, reduce significativamente el tiempo de instalación y desmantelamiento de la plataforma.

Por último, esta nueva generación de equipo de perforación ha sido diseñada para facilitar la perforación con TR, aunque puede ser utilizado eficazmente con sartas convencionales de perforación. La polea viajera split con preventores de línea de acero, corona split, top drive permanentemente instalado y poleas de línea de acero en la corona están diseñadas para facilitar la perforación con TR, pero también hacen más eficiente la operaciones de perforación convencionales.

4.7.1.2. Diseño modular

La Figura 4.9 ilustra el diseño modular del equipo de perforación. El equipamiento del equipo de perforación está alojado en estructuras modulares de 20 ft x 8 ft x 8-1/2-ft que pesan, en promedio, 18,500 lb.

El diseño modular reduce el peso de la unidad por carga, comparado con la mayor parte de las estructuras estándar arrastradas en campos petroleros. Esto proporciona características, tales como capacidad del tanque profundo, que permiten mayor volumen por unidad de longitud del tanque.

Las estructuras modulares, a nivel del suelo se colocan juntas para crear una conveniente zona de trabajo interior climatizado o sala común de "maquinaria de perforación". Las unidades de potencia hidráulica y motores se encuentran en un segundo nivel detrás del mástil. Asimismo, la cabina de control superficial y cabina de manipulación de herramientas subsuperficiales se encuentran en un tercer nivel adyacente al piso de perforación.

La subestructura, que alberga la mesa rotaria, es un diseño hidráulico, de sostén oscilante que se retrae a una altura baja de 5 1/2 ft y una altura elevada de 18 ft. Durante la operación, la subestructura cuenta con un claro de altura de 16 ft, que es muy adecuado para las configuraciones más altas, de arreglo en columna del conjunto de preventores en contrapeso.

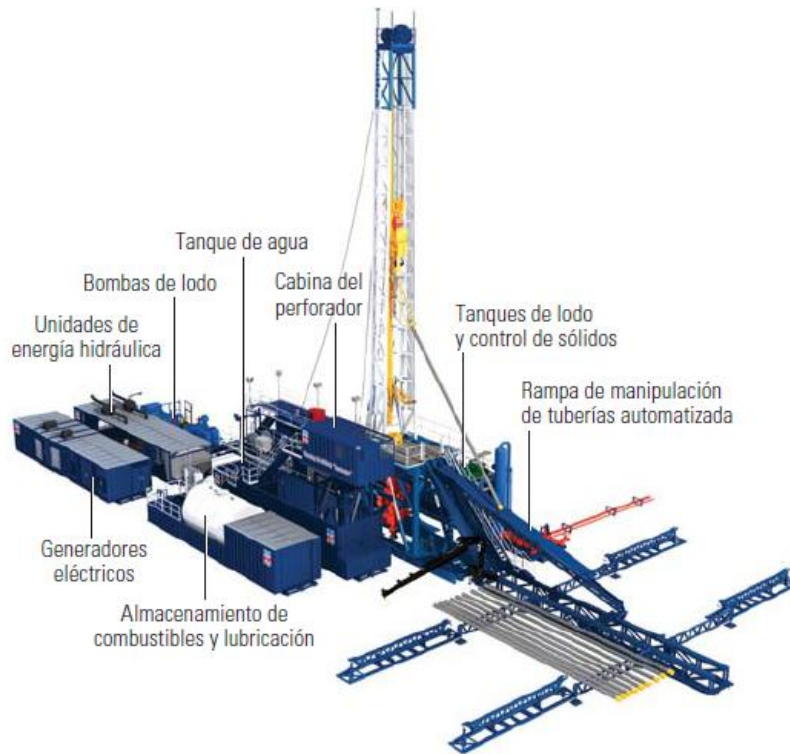


Figura 4.9. Equipo de perforación con TR (TESCO).

4.7.1.3. Sistema de control PLC

La operación de perforación es controlada y monitoreada remotamente desde la cabina del perforador de un diseño ergonómico y sistema de adquisición de datos en el DCC de perforación ubicado adyacente al piso de perforación, Fig. 4. 10. En general, el PLC recibe entradas del DCC y proporciona energía e instrucciones para que la bomba ejecute sus principales funciones. El control del software proporciona ilimitadas conexiones y cálculos para incrementar la eficiencia y seguridad de la plataforma y simplificar el diagnóstico, monitoreo remoto y solución de problemas.



Figura 4.10. Centro de control del perforador (DCC) (TESCO).

Las siguientes funciones de control remoto y automático están disponibles:

- Velocidad del motor remotamente seleccionable (dos motores).
- Asignación de bomba versátil (11 bombas).
- Mandos a distancia del acumulador y del conjunto de preventores (BOP).
- Top drive y funciones auxiliares.
- Control y freno del malacate.
- Auto-perforador.
- Protector de piso y protector de corona.
- Control de clima frío.
- Control automático del sistema de refrigeración.
- Integrado de adquisición de datos de perforación / monitoreo en pantalla.
- Monitoreo extenso de alarma en la pantalla del ordenador.
- Control de radio de malacates de utilidad y cilindros de elevación.

El sistema PLC de la plataforma incluye acceso directo desde una ubicación remota mediante un sistema de navegación por satélite. El estado de la plataforma puede ser monitoreado, diagnosticar problemas, ajustados los parámetros y todo el programa PLC modificado y descargar desde una ubicación de la oficina en casa. Aplicaciones del PLC se observan en las siguientes discusiones de los componentes.

4.7.1.4. Malacate

El malacate utiliza motores hidráulicos compactos, alto torque, multi-desplazamiento, acoplados directamente al forjado del eje en el tambor del cable de perforación, eliminando así la necesidad asociada de engranajes, sistemas de cadena, correas, embragues / engranajes y cadena de protección. Esto significa que el tambor del malacate nunca se desactiva y se conduce suavemente en ambas direcciones con excelente velocidad de control. Este diseño ligero permite al malacate estar integrado en la estructura del mástil; no es removido por los movimientos de la plataforma, Figura 4.11. También funciona para extender y retractar el mástil.



Figura 4.11. Integración del Malacate y Mástil (TESCO).

El sistema hidrostático se utiliza como un freno dinámico mediante la alimentación de energía al sistema hidráulico para disipar la energía cuando se realiza un viaje redondo de tubería. No existen frenos hidroautomáticos ó frenos de corriente Inducida/Foucault en la unidad de perforación. De peso ligero, fundido a troquel, calibradores de freno de disco montado directamente en el bastidor tubular de acero que son utilizados para detener y realizar frenado de emergencia. El freno estacionario es aplicado con resortes y liberado con aire. Si se produce un fallo de aire, el resorte activará el freno. El freno de servicio es liberado por resorte, accionado por aire.

El sistema de transmisión hidrostática de los malacates es controlado a través del sistema PLC por un joystick situado en el DCC. Puesto que el perforador no está limitado por una ubicación para manipular el freno mecánico, él puede colocarse a cualquier distancia del malacate, en este caso, en el DCC.

El malacate de transmisión hidrostática impulsado con el control del PLC facilita la programación innovadora de un perforador automático, funciones anticolidión y otros dispositivos para mejorar el rendimiento y la seguridad. El perforador automático proporciona funcionamiento de manos libres de perforación continua, manteniendo constante el peso en la barrena (WOB) y maximiza la velocidad de perforación dentro de parámetros ajustables de la perforación. Debido a que el auto-perforador no utiliza los frenos del malacate, como los auto-perforadores convencionales, ofrece un control suave y continuo del sistema de transmisión hidrostática. El auto perforador puede recoger automáticamente la sarta de perforación y "reiniciar" la perforación si se detiene el top drive.

4.7.1.5. Sistema de seguridad

El sistema de seguridad del malacate incluye un protector de piso y de la corona hasta el límite del conjunto de la polea viajera / top drive para fines anticolidión. Las tasas o velocidades de desaceleración (depende de la velocidad y peso de la sarta) son optimizadas por el programa, a diferencia con el viaje o válvulas de disparo en protecciones convencionales de corona. Además, un dispositivo de seguridad programado permite al malacate acelerar y ejecutar dentro de la envolvente de velocidad dada entre el piso y corona.

El malacate también tiene un número de otros dispositivos de seguridad para proteger el personal de mantenimiento y equipamiento de daños por operaciones erróneas.

Cambiando el malacate a un rango más alto de velocidad se puede hacer sobre la marcha, pero sólo está permitido por el sistema PLC hasta un límite de carga segura. Si la carga del gancho aumenta más allá del límite de carga al operar en un rango de velocidad alta o media, el rango de velocidad del malacate se desplaza automáticamente hacia abajo a un nivel seguro.

4.7.1.6. Top drive y otros componentes

La tecnología de perforación con TR utiliza como equipo principal un Top Drive, este equipo es muy versátil para aplicación de alta calidad en perforación de pozos. Existen diferentes modelos y estos varían en potencia según las necesidades del pozo.

El Top Drive es un robot mecánico que consiste de un motor con gran potencia (HP) para perforar los pozos, donde su función es la de realizar el viaje hacia arriba y hacia abajo como mecanismo de izaje en la torre de perforación, e imprimir la energía para rotar la tubería, además con tubería de perforación convencional se puede girar y circular el fluido de perforación al mismo tiempo.

El top drive reduce el tiempo de rotación de la sarta de perforación, que con la flecha (Kelly). El top drive también permite acomodar la tubería en lingadas sobre la torre de perforación, teniendo con esto un ahorro en tiempo de perforación.

Los equipos convencionales con flecha solamente pueden rotar y circular cuando la flecha es engranada en la mesa rotaria, y también cuando la sarta de perforación es sacada del agujero, cuando se perforan pozos direccionales y horizontales donde la barrena de perforación necesita ser reorientada a medida que el tiempo avanza.

En pozos verticales el sacar la barrena toma tiempo y aumenta el tiempo de perforación, con el Top Drive no se requiere sacar la sarta de perforación para agregar más tubería. El Top Drive hace girar la tubería durante la operación de izaje, presentándose un rompimiento por fricción entre la tubería y el agujero del pozo, con el objetivo de impedir que la tubería se pegue, es por ello que se tiene menor riesgo al introducir la sarta de perforación con el Top Drive que con el equipo convencional.

Con el Top Drive se pueden realizar modificaciones opcionales, como el de incluir una unión giratoria con capacidad de 500, 650, 700 ton. El torque y la velocidad pueden ser realizadas por el operador al variar los engranes, y poder seleccionar la potencia adecuada al equipo.

Un top drive hidráulico ligero con excelente torsión y control de velocidad a lo largo de su rango de operación es incorporado en el equipo de perforación con TR. Permite la conexión independiente, ajustable de la sarta de perforación y torque de perforación, capacidad de control de sistema auxiliar para el deslizamiento de la perforación, por ejemplo; el perforador puede reducir la fricción de deslizamiento, meciedo la sarta de perforación. Características integrales de manejo de tubería y funciones robóticas, elevadores de potencia, doble inclinación direccional de enlace, función de agujero de ratón extendido, agarradera y funcionamiento remoto, economizador de lodo, válvula de seguridad, disminuyen el tiempo de conexión y aumentan la seguridad en el piso de perforación. Dispositivos especiales están programados a través del sistema PLC para proporcionar seguridad para el operador mientras trabaja el top drive y para la coordinación de su operación y el malacate.

El top drive y dos terceras partes de la pista de torque (torque track) se montan permanentemente al mástil para reducir el tiempo de ensamble y desmantelamiento del equipo. Eliminando la necesidad de retirar el top drive y la mayoría de la pista de torque durante los movimientos de la plataforma, se ahorra hasta 5 hrs comparado al montarlo con un top drive portátil.

Beneficios del sistema top drive:

- Se instala fácilmente en cualquier tipo de mástil o torre de perforación, con las mínimas modificaciones y frecuentemente en un solo día.

- Sustituye a la Mesa Rotaria y a la flecha (Kelly). El Top Drive hace rotar la sarta de perforación de manera directa.
- “Mejora la seguridad en el manejo de la tubería”. Todas las operaciones las realiza por control remoto desde la cabina del perforador; reduciendo las labores manuales y riesgos asociados que tradicionalmente acompañan a la tarea.
- Capacidad de enroscar las conexiones dándoles un torque adecuado.
- Perfora secciones de 90 pies (1 tiro), reduciendo el tiempo de conexiones, al eliminar dos tercios de las mismas.
- Realiza toma de núcleos en intervalos de 90 pies sin necesidad de tener que hacer conexiones.
- En la perforación direccional, mantiene la orientación en intervalos de 90 pies, reduciendo el tiempo de medición (survey time) mejorando el control direccional.
- Apto para toda operación de perforación: direccional, horizontal, bajo balance, perforación de gas o aire, control de pozo, pesca, etc.
- Reduce el riesgo de atascamiento de la sarta, por su habilidad de rotar y circular al mismo tiempo.
- Mejora la respuesta en operaciones de control de pozo. Durante perforaciones bajo balance con presión hidrostática por debajo de la presión de la formación, el Top Drive aumenta la seguridad del pozo al reducir el desgaste del BOP y al permitir que éste y que el preventor rotario de cabeza empaque alrededor de un tubo redondo en lugar de un kelly, cuadrante o hexagonal.
- Se utiliza para perforación en tierra o costa fuera.

4.7.1.6.1. Componentes primarios

En primer lugar tenemos los componentes primarios, llamados así porque son parte de la herramienta que se instala en el mástil del equipo de perforación.

Estos componentes debido a la universalización y conocimiento dentro la industria petrolera se halla en el idioma inglés, junto a alguno de ellos se indica su posible traducción en español.

- Torque track (huella de torsión)
- Optional swivel (unión giratoria opcional)
- Torque bushing (Buje de torsión)
- Swivel sub (sustituto de unión giratoria)
- Extend frame (extensión del armazón)
- Quill (pluma)
- Mainframe assembly (ordenador central)
- Load nut (tuerca de carga)
- Pipe handler assembly (arreglo del asa de la tubería)
- Tilt assembly (mecanismo de inclinación)
- Stabbing valve (valvula auxiliar)
- Saver sub (sustituto ahorrador de lodo)
- Grabber assembly (llave de contrafuerza)
- Bail assembly (arreglo del eslabón)

- Elevator (elevador).

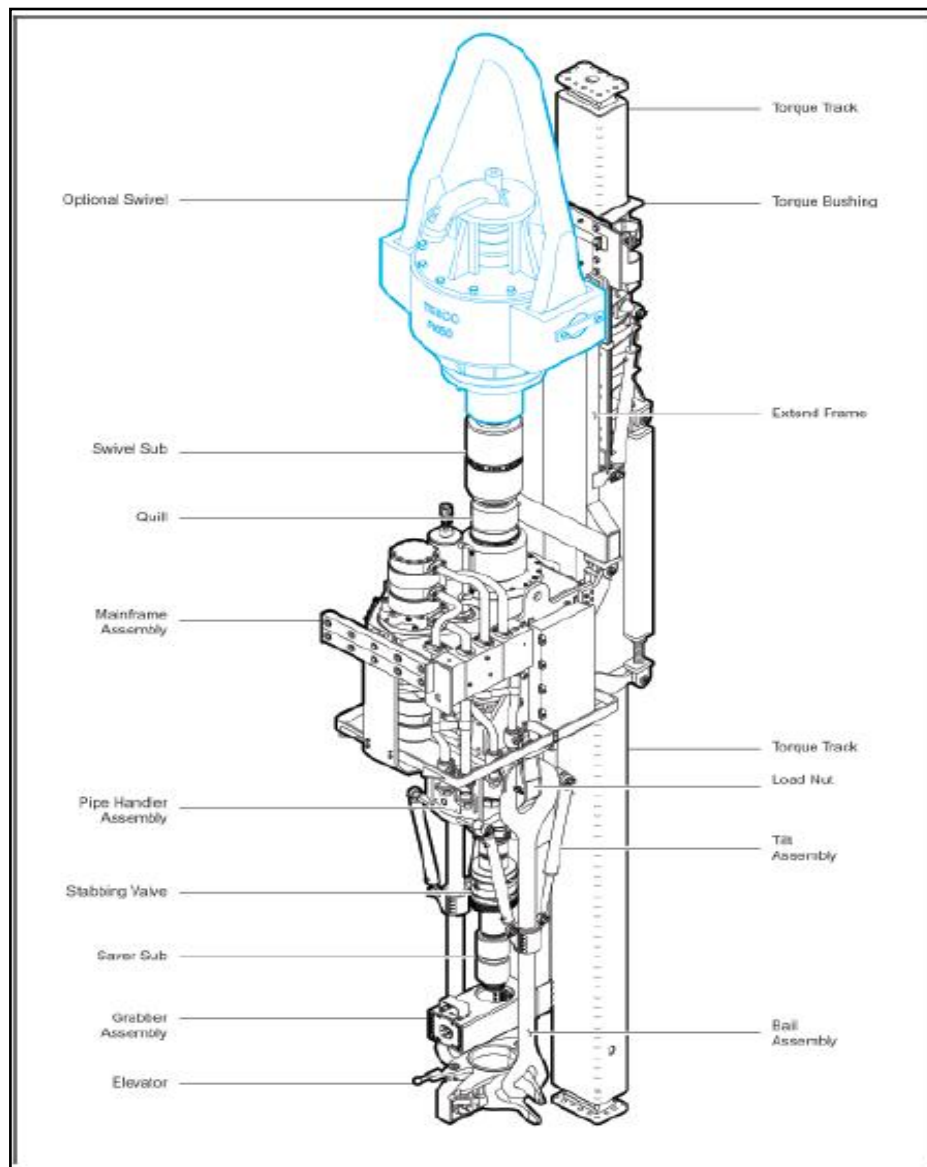


Figura 4.12. Identificación de los componentes en un Top Drive (Manual Top Drive, TESCO, 2002).

4.7.1.6.2. Componentes secundarios

Denominamos a estos así, porque son principalmente elementos de apoyo, pero aún así cabe aclarar que sin ellos el sistema en su totalidad no funcionaría.

Los principales componentes secundarios lo conforman:

- Panel de Perforación (Drillers Panel).
- Módulo de Poder (Power Module).
- Bucle de Servicio (Service Loop).
- Elevadores Hidráulicos (Hydraulic Elevators).
- Válvula ahorradora de lodo y Accionador (Mud Saver Valve and Actuator).



Figura 4.13. Perforador manipulando el Top Drive desde el panel de control (SPE-96810).

4.7.1.6.3. Unidad de peso y transferencia de torque

El control remoto de la unidad de peso y transferencia del torque son montadas directamente en el Top Drive del equipo a través de la flecha de salida del Top Drive para proveer la capacidad de elevación, rotación y la entrada del fluido de control. El peso de la sarta y el torque son transferidos desde las herramientas de agarre del sistema, el principal cuerpo de la herramienta, después del Top Drive. Esta unidad combina diversas herramientas como son: las llaves de potencia, elevador principal, compensador de peso, herramienta de llenado de circulación, sistema de bloqueo de seguridad, estribos y elevador secundario en uno solo.

Libera mas espacio en el piso del equipo que unas pinzas de poder convencionales, figura 4.14.



Figura 4.14. Unidad de peso y transferencia de torque. (SPE-105304).

4.7.1.6.4. Dispositivo del centrador

El centrado de tubería se logra a través de un elevador de junta única que está conectado a un mecanismo de inclinación de enlace activado por cilindros hidráulicos que pueden ser controlados remotamente desde el piso del equipo de perforación. Este mecanismo funcionará como un dispositivo que alinea los diferentes tramos de tuberías eliminando la necesidad de una operación de centrado y conexión de tubulares a 30 ó 40 pies sobre el piso de perforación que es una de las zonas más peligrosas en los equipos de perforación (changuera), como se muestra en la figura 4.15. Además de centrar, el mecanismo de inclinación de enlace junto con el elevador de junta única se utiliza para recoger la siguiente junta de TR que se acomoda en la rampa en V.



Figura 4.15. Condiciones típicas de trabajo de un chango (izquierda), Top Drive recogiendo la TR desde la rampa en V (derecha). (SPE- 105304).

4.7.1.6.5. Torque y Monitoreo del giro

El monitoreo preciso de torsión y giro es una preocupación importante para los operadores y uno de los mayores desafíos para todos los sistemas top drive de conexión de tuberías de revestimiento.

Para alcanzar una óptima conexión o preparación de tuberías se utilizan los siguientes componentes:

- Contador de vueltas. La rotación de la TR (vueltas, rpm) se mide a través de un mecanismo contador de vueltas que monitorea directamente la rotación del top drive sin depender del sistema de control del mismo. (Ver figura 4.16)



Figura 4.16. Contador de giros (SPE-105304).

- Software de monitoreo de torque. El software de monitoreo de torque recopila datos de torsión y vueltas y genera un gráfico de torsión vs vueltas después de cada conexión que se arma. El gráfico aparece en el monitor de control para ayudar al operador a determinar si la conexión está realizada correctamente. El software también permite al operario almacenar los datos de conexión para toda la sarta de revestimiento.

4.7.1.6.6. Torque de reacción

Una araña hidráulica empotrada en la mesa rotaria proporcionará la reacción de torque necesaria para el trabajo de conexión y desconexión de tramos de tuberías. Además, proporciona un diseño del piso de perforación más seguro y elimina las llaves de apriete y la necesidad de andamios para acceder al acoplamiento de TR durante la corrida de la sarta de revestimiento.

4.7.1.6.7. Herramienta de circulación y llenado

La herramienta de conexión del top drive tiene construido en la parte interna una herramienta de llenado y circulación para llenar la TR con fluido de perforación y proporciona un sello para circular a través de la sarta de revestimiento como en el pozo.

Cuando se emplea una herramienta de llenado y circulación convencional el equipo debe llenar cada tramo de TR con fluido de perforación a medida que se baja, que puede causar el incremento de presión y puede dar lugar a riesgos ambientales y de seguridad. La herramienta integral de llenado y circulación permite al operador abrir y cerrar el espacio anular en la tubería y ventilar el aire comprimido sin derrames y sin quitar la herramienta de la tubería.

4.7.1.6.8. Compensación automática de rosca

La compensación de rosca y peso es realizada a través de una rosca hidráulica integrada y de un mecanismo de compensación de peso, equipados con cilindros hidráulicos de emboladas largas que pueden ajustarse desde el panel de control en el

piso de perforación. Esto previene el daño a las roscas de la TR como la siguiente junta sea centrada o alineada en la TR que se coloca en las cuñas que actúan como un amortiguador.

También compensa para viajes de rosca generados durante la conexión y desconexión de tramos de TR. Con el sistema de compensación se puede desconectar la conexión de la TR y levantar el tramo de tubería hacia fuera, dependiendo en el compensador en lugar de la polea viajera.

4.7.1.6.9. Sistema de conexión de seguridad

Uno de los incidentes más comunes durante las operaciones de corrida de TR se produce cuando los operadores inadvertidamente liberan las cuñas empotradas en el buje maestro antes de que el peso de la tubería sea transferido a los elevadores de cuñas. La prevención de un posible fallo es el trabajo de lo que la industria se refiere como "dispositivos de seguridad".

La herramienta del top drive de corrida de TR, araña y panel de control están equipados con un sistema de bloqueo de seguridad que impide que la araña rotatoria se libere cuando el peso de la sarta no está completamente soportado por el elevador a través de su sistema de control. El perforador comienza a levantar la sarta de revestimiento después de que el tramo de tubería está completamente preparado, deben cumplirse varias condiciones antes de que la araña se pueda abrir:

- Los compensadores de peso deben ser totalmente trazados hacia fuera (que sólo puede suceder si los compensadores están soportando todo el peso de la TR más abajo).
- El mecanismo de sujeción debe sujetarse correctamente en el cuerpo de la TR (no en el acoplamiento).
- Debe lograrse la presión total del sistema de sujeción.
- El perforador debe activar el botón en el panel de subcontrol.

La conexión o dispositivo de seguridad es una preocupación de suma importancia, sin el dispositivo seguridad integrado hay un riesgo real de caída de tuberías hiriendo a personal del equipo de perforación.

4.7.1.7. Propulsor de la bomba de lodo

La bomba de lodo es impulsada por un motor compacto, pistón radial, e hidráulico montado directamente en el cigüeñal, Figura 4.17. Como resultado del ensamble de transmisión directa, se ha eliminado el eje del piñón o engrane y el engranaje principal sustituido con un volante menos costoso. Esta característica reduce el peso y la complejidad de la bomba.

La bomba de lodo puede funcionar a toda presión hasta cero rpm para facilitar ciertas operaciones del equipo, tal como llevar a cabo pruebas de goteo o admisión. El sistema de lubricación independiente, y con transmisión eléctrica para el extremo de alimentación, asegura la lubricación de la camisa sobre el rango de velocidad entera. El motor hidráulico, que acciona a la bomba de lodo, puede ser alimentado desde el

sistema de circuito abierto si fallará el sistema de circuito cerrado. Esto permite la circulación del lodo incluso si se interrumpe la corriente principal en el equipo.

Un número de características de seguridad es proporcionado por el sistema PLC. Por ejemplo, si se cierra la válvula de seguridad de lodo la bomba de lodo no arranca a menos que se reemplaza por un interruptor de llave. Un segundo dispositivo asegura que la velocidad de la bomba de lodo se limita a un nivel seguro, independientemente del número de bombas hidráulicas asignadas. Un tercer dispositivo protege al personal de mantenimiento al proporcionar dos estaciones de servicio locales para el mantenimiento y el funcionamiento con mando a distancia. La estación de selectores en ambas localidades debe acordar antes de accionar la bomba de lodo.



Figura 4.17. Bomba de Lodo hidráulica de propulsión directa. (TESCO).

4.7.1.8. Mesa rotaria

Una mesa rotaria de 17 ½" clasificada para soportar 150 ton se utiliza para soportar la carga de deslizamiento, rotar la sarta de perforación lentamente durante los tiempos de "no perforación" o tiempos no productivos, es decir, conexiones y para el respaldo de emergencia en caso de una falla en el top drive. La mesa rotaria es ligera e incorpora un sistema de impulsión hidráulica dentro del bastidor de la mesa rotaria, que elimina la necesidad de un motor externo. Es accionado por el sistema hidráulico del circuito abierto.

4.7.1.9. Sistema eléctrico

Dos unidades UPS (fuente de alimentación continua) convierten la energía del generador del equipo (120-VAC, monofásico de 60 Hz) a 24 VDC para suministrar todos los circuitos de control e instrumentación y proporcionar alimentación de control al fallar la energía del generador. El UPS tiene suficiente energía de respaldo de batería para activar todas las funciones de control e instrumentación hasta por 17 min. Esta característica de seguridad podría, por ejemplo:

- Que el perforador recupere la barrena en el fondo para evitar que quede atascada.
- El tiempo para conseguir el generador de reserva o el sistema auxiliar del circuito abierto. El UPS también proporciona energía limpia y regulada por filtrado contra sobretensiones y ruido en la línea de alimentación.

4.7.1.10. Abrazadera de TR (Casing Clamp™)

Una abrazadera de TR de Tesco® desarrollada recientemente, se muestra en la figura 4.18, se añadió al equipo de perforación para incrementar la simplicidad y eficiencia de la perforación con TR. Antes de esto, una tubería o cople de combinación para la TR fue utilizado debajo del top drive para enroscar en la parte superior de cada junta o tramo de tubería de revestimiento. Las roscas en cada tramo, cople o junta de la tubería se conectan y desconectan antes de que se conecten por última vez, de esta manera incrementa el riesgo de dañar las roscas de la tubería de revestimiento.

La abrazadera de TR sujeta tamaños de TR de 4-1/2" a 9-5/8" y elimina la necesidad de hacer una conexión roscada entre la parte superior de la TR y el top drive. Incorpora cuñas externas para sostener la TR axialmente y para transmitir la torsión rotacional. Un ensamble de arpón y sello interno proporciona un sello sin necesidad de utilizar las roscas de la TR.

La abrazadera de TR es accionada u operada hidráulicamente con los controles del top drive. Después de que una junta o tramo de TR se coloca en el agujero de ratón, una protección de nódulo de rosca completamente abierta se enrosca en la caja del cople, el top drive se extiende sobre el agujero de ratón y la abrazadera se baja sobre la parte superior de la TR. La abrazadera se activa y el tramo o junta es recogido y centrado en el buje maestro en la mesa rotaria. La conexión está conectada a las especificaciones del fabricante de la rosca con el top drive y se reanuda la perforación con TR.



Figura 4.18. Abrazadera de TR "Casing Clamp™" (SPE-67731).

4.7.1.11. Sistema de Impulsión de TR (Casing Drive System™)

El sistema de transmisión o impulsión de TR (Casing Drive System™) portátil utilizado para conectarse al top drive y a la vez a la TR sin la necesidad de hacer una conexión roscada, se utiliza rutinariamente para operaciones de corrida de TR en equipos costafuera y en tierra. El sistema de transmisión cuelga por debajo del top drive como se muestra en la figura 4.19 y puede sujetar la tubería lo suficiente como para aplicar

la máxima carga nominal por completo y torque al segmento de TR para ambos; realizar la conexión de la TR y para perforar con ella. Un conjunto de sello interno proporciona la hermeticidad para la circulación del fluido de perforación.

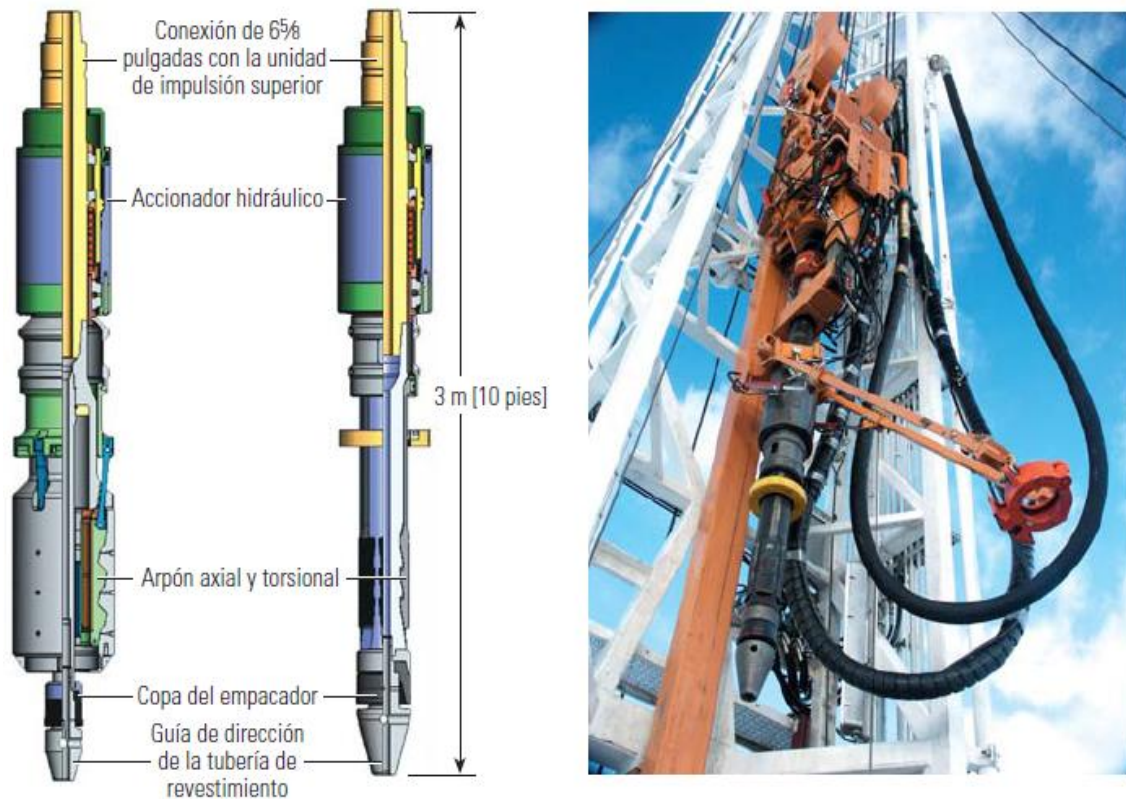


Figura 4.19. Sistema de Impulsión de TR (Casing Drive System™) (Oilfield Review, 2005).

El sistema se requiere para hacer girar la sarta de revestimiento semejantemente como la sarta de perforación convencional. La sarta de revestimiento es rotada para todas las operaciones, excepto para el deslizamiento de la perforación con un motor de fondo y ensamble protector de flexión (bent housing assembly) para el trabajo de orientación direccional. El equipo de izaje debe soportar el peso, aplicar el torque de rotación y contener la presión. Las juntas o tramos sencillos de TR son recogidos del muelle de tuberías y colocados en el agujero de ratón. El top drive, con la función de extensión, está conectada a la parte superior del tramo o unión que es centrada en la parte superior de la sarta de TR en la mesa rotaria y perforada hacia al fondo de manera convencional. La sarta de revestimiento se une al top drive mediante un sistema de impulsión o transmisión de TR (CDS) sin enroscar en la conexión de la TR superior. El CDS incluye un ensamble de deslizamiento para agarrar la parte exterior de la TR y un ensamble de arpón interno para proporcionar un sello fluido a la tubería. Se opera con el sistema de control hidráulico del top drive. El uso del CDS acelera la operación de manipulación de TR y previene el daño a las roscas eliminando un ciclo de conexión/desconexión. En la siguiente tabla 4.4 se muestran las especificaciones técnicas del sistema CDS.

Accionador	Ensamble externo de Transmisión	Ensamble interno de Transmisión
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Conexion superior: piñón API 6-5/8". ➤ Tasa de carga nominal API 8C de 500 ton. 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tasa de carga API 8C 350 ton. ➤ *Tasa de torque 30,000 ft-lb. ➤ Tamaño de grapa. 4 1/2" a través de 8 5/8". ➤ ID min. 2.06". 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Tasa de carga API 8C 500 ton. ➤ *Tasa de torque 30,000 ft-lb. ➤ Tamaño de grapa 9 5/8" a través de 20". ➤ ID min. 2.06".

Tabla 4.4. Especificaciones técnicas del Casing Drive System. * Esfuerzo de torsión nominal a máxima carga axial.

4.7.1.12. Unidad de Línea de Acero

La unidad de línea de acero incorpora un diseño de *cabrestante de tracción* (Figura. 4.20) que permite cargas de alta tensión en la línea de acero, mientras que también proporciona la capacidad para enrollar el cable correctamente en el tambor de almacenamiento o carrete. Una restricción clave del diseño de la unidad es que sean capaces para desenrollar y enrollar el cable de acero efectivamente en cualquier combinación de velocidad alta-baja y alta-baja tensión. Esta capacidad es fundamental para proporcionar operaciones eficientes en la amplia gama de condiciones que ocurren, sin embargo, el ciclo completo de manipulación de los equipos de fondo de pozo se preparan en la superficie y ejecutan dentro y fuera del pozo. Las consideraciones especiales también deben tomarse, como en las operaciones de baja tensión para enrollar con eficacia el cable en el pozo cuando un BHA es bombeado en secciones muy desviadas de la TR.



Figura 4.20. Unidad de línea de acero para las operaciones de recuperación del BHA. Ésta integrado por tres componentes, los cuales son: en la parte frontal se encuentra la unidad de tracción, en la parte posterior se cuenta con un carrete con 20,000 ft de línea de 5/8", al lado se aloja la cabina de control. (SPE-99248).

4.7.1.13. Corona y polea viajera Split.

Dos de los componentes necesarios básicos son la corona de secciones acanaladas y una polea viajera dividida (Figura 4.21). La línea de acero se utiliza para recuperar los aparejos de fondo. Las poleas viajeras permiten que la línea de acero se corra a través de la corona y por debajo a través del top drive y luego a través del sistema CDS

dentro de la TR. Esto facilita la circulación durante la realización de operaciones con ULA.



Figura 4.21. Parte del mecanismo de izaje: Corona Split (izquierda) y Polea Viajera Split con preventores de línea de acero (derecha). (OTC-17685)

Las plataformas y/o equipos de perforación incluyen un cabrestante de línea de acero utilizado para recuperar el BHA de la perforación con TR. Los controles para el cabrestante de línea de acero generalmente son operados por el perforador y están montados en la cabina del perforador. El cabrestante debe tener capacidad suficiente para jalar o elevar los BHA's recuperables mientras no exceda su límite de trabajo seguro.

Un preventor de reventones para línea de acero (BOP) está conectado a la parte superior del top drive (Figura 4.21). El propósito principal del conjunto de preventores para ULA es controlar el pozo en caso de una situación no programada durante las operaciones con línea de acero. Otro propósito del BOP es permitir que la línea de acero sea corrida dentro y fuera del agujero mientras se circula el fluido de control.

4.7.1.14. Cabezales del pozo

Debido a la disponibilidad, en la perforación con TR se pueden emplear un tipo característico de cabezales para optimizar el tiempo de perforación (Figura 4.22). La ventaja de estos cabezales abreviados como DTO en la fase superficial es que permiten instalar la sección A en la TR superficial e instalar el arreglo de preventores (BOP's) inmediatamente después de terminar el trabajo de cementación superficial ya que no hay que esperar en cementar. Además, para la fase de producción, el tapón aislador o colgador de la TR corta se une ya a la última junta de tubería de revestimiento que permite colgar la TR antes de terminar el trabajo de cementación, después de que el arreglo de preventores (BOP's) pueda ser desinstalado inmediatamente.

Las ventajas del cabezal DTO son:

- Aproximadamente cinco horas ahorradas por pozo.
- Cuando se alcanza la profundidad total el DTO permite colgar la TR de explotación con el colgador o tapón aislador de la TR por encima de la sección A para recuperar el BHA recuperable así el BOP puede ser cerrado en la tubería de perforación en el caso de un evento de descontrol del pozo.
- Eliminación total del uso de cabrestantes o tornos para enroscar la sección A, trabajos de soldadura en la TR de explotación con el colgador de BOP's.

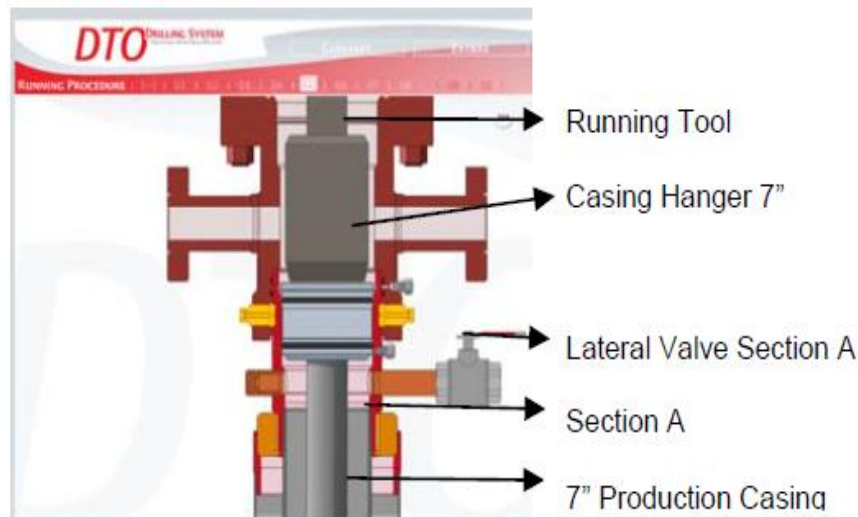


Figura 4.22. Cabezales de Optimización de Tiempo de Perforación (DTO) (SPE-134586)

4.8. Accesorios de corrida de TR

Cuando la TR se corre convencionalmente, esta no es rotada y solamente los accesorios necesarios son los requeridos para cementar y posiblemente para reducir el arrastre o fricción en las paredes del agujero. Sin embargo, cuando se corre la TR con el nuevo proceso se puede proporcionar la rotación en demanda o exigencia, otros accesorios además pueden ser ventajosos. Incrementando la capacidad de torque de las conexiones y mejorando la centralización para resistir en pie tan importante la rotación que puede merecer la pena. Esto no quiere decir que los accesorios adicionales siempre son necesarios cuando se usa el nuevo proceso de corrida de TR, pero pueden ayudar a aprovechar de manera eficiente el nuevo sistema.

La infraestructura para soportar la perforación con tubería de perforación se ha desarrollado muy ampliamente en los últimos 100 años. Los servicios de apoyo y accesorios están disponibles para casi cualquier situación que pueda encontrarse en el camino. La condición opuesta existía para la perforación con TR cuando se introdujo por primera vez. La falta de ciertos elementos de apoyo limitados a las operaciones que se podrían realizar con TR y un conjunto de equipos auxiliares necesarios para la perforación con TR tuvieron que ser desarrollados. En muchos casos, un percibido mercado pequeño inhibe el desarrollo de accesorios de apoyo en la perforación con tubería de revestimiento por proveedores de servicios convencionales.

4.8.1. Junta con Anillo MLT™ (Torque Multi-Lóbulo)

Muchas conexiones premium tienen hombros de torque que proporcionan el torque adecuado para la rotación de la TR, pero estas conexiones por lo general llevan un sobreprecio y a menudo requieren preparación avanzada y ordenada. Para los casos comunes donde se emplean conexiones API de bajo costo en la TR, se puede mejorar la capacidad de torque con juntas de anillo MLT™ (Figura 4.23). Estos anillos añaden un significativo torque de reforzamiento (incremento de torsión) a conexiones API para situaciones donde el torque de rotación en el agujero puede exceder el torque estándar en la preparación o conexiones API. Son diseñados para uso con tuberías estándar "sin costura ERW" en inventarios de campo.

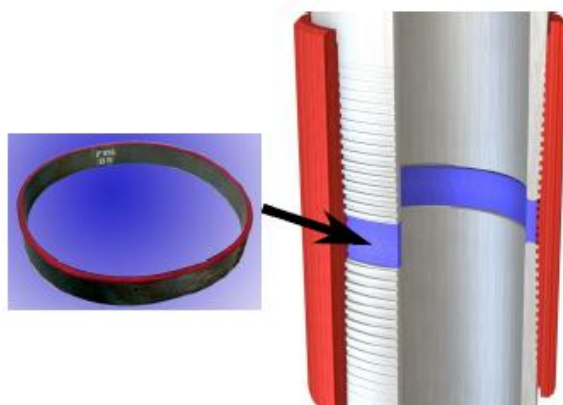


Figura 4.23. Anillos MLT™ de TESCO. (PETSOC 2004-183, 2004).

Las roscas Buttress con anillos MLT™ tienen una capacidad mayor de torsión que las roscas redondas con anillos, la cual es una de las razones del porqué las roscas buttress con anillos MLT™ se utilizan más comúnmente cuando se perfora con TR. Sin embargo, para correr la TR, la mejora de torque proporcionado para roscas API redondas es también significativa y con frecuencia bastante adecuada para el esfuerzo de torsión y arrastre esperado en estas aplicaciones.

Los anillos MLT™ obtienen el nombre de "multi-lóbulo" de la forma del anillo antes de la instalación, teniendo una forma leve no circular o lóbulos. Estos lóbulos proporcionan un "prensa ajustada" o "apriete empalmado" en la caja del cople y, en combinación con bordes dentados mecanizados en el diámetro externo OD, aseguran que el anillo permanezca sentado o fijado firmemente contra el molino dentado del extremo del piñón durante el transporte, manejo y corrida. Cuando ellos son presionados en la caja, los anillos se convierten en redondos con un diámetro interno circular de la tubería para proporcionar una descarga cerca del diámetro interior de la tubería.

Los anillos están diseñados para encajar o empalmar el tamaño de tubería específica, peso (espesor), grado y tipo de rosca (EUE, STC, LTC y BTC). Para dar cabida a las variaciones en las dimensiones de rosca API y tolerancias permisibles de conexión, se proporcionan cuatro longitudes de anillo con código de colores que varían de 0.66" a 1.15". Los anillos MLT™ están hechos de acero de grado API y el anillo estándar MLT™ es grado L-80. Los anillos de grado superior se pueden utilizar con tuberías de mayor grado cuando se requiere el esfuerzo de torsión adicional.

Los anillos MLT™ son fáciles de usar y pueden ser instalados en el sitio del pozo, patio de tubería o molino con una pequeña herramienta hidráulica portátil. Un medidor de mano simple se inserta en el extremo del cople para determinar qué color de anillo se ha de seleccionar (verde, rojo, azul o amarillo). El anillo es insertado en la caja y la herramienta de instalación hidráulica se utiliza para presionar tanto como sea posible en contra del pasador dentado del extremo del piñón. La TR puede ser manipulada y transportada sin preocupación de que los anillos se aflojarán.



Figura 4.24. La selección del anillo se hace simplemente con una herramienta que se inserta en el extremo del acoplamiento (izquierda). La instalación es rápida y fácil con una sencilla herramienta de accionamiento hidráulico portátil. (Boletín TESCO, 65000).

4.8.2. Centradores de rotación

Es necesaria la centralización para cementar en casi toda la sarta de revestimiento o tramo de tubería. Los centradores convencionales (típicamente resortes en arco) se utilizan cuando no se prevé la rotación de la TR. Sin embargo, cuando la TR sufre una cantidad significativa de rotación, los centradores de resorte en arco convencionales no son lo suficientemente resistentes. Actualmente se ha desarrollado un centrador ondulado (crimp-on), con capacidad positiva y alta capacidad de torque que es eficaz para aplicaciones donde la TR será rotada.

Los centradores rígidos pueden necesitarse para el rendimiento direccional, tratamiento de desgaste, control de ojos de llave y centralización para cementar. Los principales criterios para un centrador de la perforación con TR es:

- Económico.
- Suficientemente resistente para soportar los esfuerzos manifestados durante la perforación.
- Pueda conectarse a la TR sin alterar el rendimiento de ella.

Estos centralizadores (Figura. 4.25) se presentan en una sola pieza, en diseño de hojas múltiples, que se deslizan sobre la TR y se instalan con un proceso denominado “crimping” que endereza hidráulicamente el extremo del centrador en el diámetro externo OD de la TR. La interferencia mecánica resultante agarra al centrador firmemente en su lugar bajo cargas axiales y torsionales sin alterar las propiedades subyacentes de la TR. Cada centrador se fabrica de una sola longitud del tubo mecánico. Las hojas se forman en el tubo utilizando presión interna para expandir hidráulicamente la tubería de material dúctil en las cavidades de un molde hidroformado. Las cuchillas u hojas están diseñadas con una hélice en espiral en flanco

derecho con el número de hojas que varían con el tamaño de la tubería. Éstas son muy durables y pueden soportar los rigores de la rotación extendida de la TR.

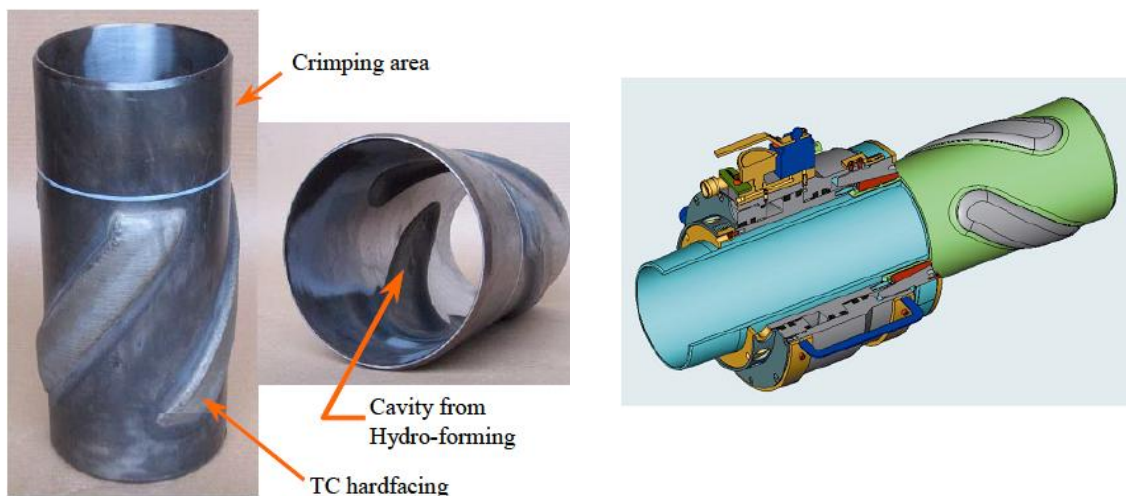


Figura 4.25. Centrador de forma helicoidal (izquierda). Herramienta “Crimper” utilizada para instalar los centradores en la TR (derecha) (PETSOC 2004-183).

Los centradores se instalan con una herramienta denominada crimper portátil e hidráulica que puede utilizarse en el sitio del pozo, patio de tuberías o molino. La alta capacidad torsional del accesorio es lograda mediante el estampado en el extremo del centrador en la TR y dejando un pequeño orificio residual en la TR. La profundidad del orificio varía ligeramente dependiendo del tamaño de la TR, pero no reduce el tamaño del diámetro de trabajo de la tubería por debajo de la mínima desviación o diámetro interior mínimo garantizado API para ese tamaño y peso de la TR. Cada tramo acondicionado de tubería de revestimiento es desviado o calibrado después de que los centradores son instalados para asegurar que permanezca un diámetro adecuado de trabajo.

4.8.3. Zapatas de TR

No es inusual para un pozo perforado a través de formaciones inestables sin puentear en el intervalo de tiempo entre el viaje de vuelta con tubería de perforación y corrida de TR. Una ventaja importante del nuevo sistema de corrida de TR es la posibilidad de correr la TR en estos pozos con esta clase de problemas donde la severa conexión o puente puede impedir una operación exitosa de corrida de TR con equipos convencionales. Para estas situaciones, una zapata guía de TR especializada con un completo agujero abierto en el fondo y un fondo ondulado y/o una estructura de corte puede ser ventajosa para la rotación y circulación a través del puente o conexión. Las zapatas con perfiles con forma en fondo que pueden facilitar el conseguir más allá de lechos de roca u otras irregularidades en el fondo del pozo pueden ser apropiadas para otras circunstancias. Hay una variedad de zapatas rentables o de costo efectivo, que pueden utilizarse para estas situaciones, las muestras de ellas se observan en la figura 4.26.

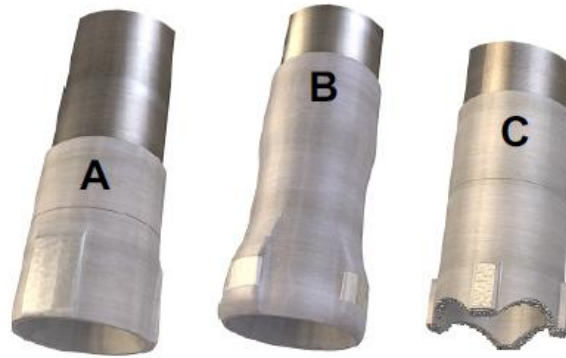


Figura 4.26. Zapatas de TR: (A). Zapata Guía, (B). Zapata Guía Direccional y (C) Zapata Perforadora. (PETSOC 2004-183).

4.8.4. Servicio de esariado con TR

Algunos pozos encuentran muchas dificultades con la inestabilidad del agujero cuando son perforados ya que hay una muy alta probabilidad de que la TR será difícil de correr. Para estos casos, una zapata escariadora con una estructura de corte se puede correr en la tubería para ayudar al nuevo sistema de corrida de TR en rotación y limpieza en el fondo de dicha tubería. Sin embargo, esto puede no ser suficiente en los casos más severos.



Figura 4.27. Zapatas Escariadoras (SPE-105304).

4.8.5. Bandas Protectoras de Desgaste (Wear Bands)

El desgaste del cople de TR parece ser causado por el desalineamiento angular de las juntas de la TR en los coples. El desalineamiento resulta de las tolerancias combinadas en las cuatro operaciones de mecanizado implicadas (dos roscas de piñón y dos roscas de caja) y el hecho de que el cuerpo de la TR en sí misma no es completamente recto.

La protección de desgaste que es económica y relativamente fácil de instalar fue desarrollada para resolver este tipo de problema. Una banda de "desgaste" está instalada en la TR inmediatamente después de los coples (Figura. 4.28). Estas bandas son instaladas en campo con una herramienta portátil que prensa hidráulicamente, la misma que sirce para realizar la instalación de los centradores. El extremo inferior de las bandas de desgaste incluye aproximadamente 1" de carburo de tungsteno endurecido frente a un material similar al que utiliza para la protección del desgaste en la tubería de perforación.

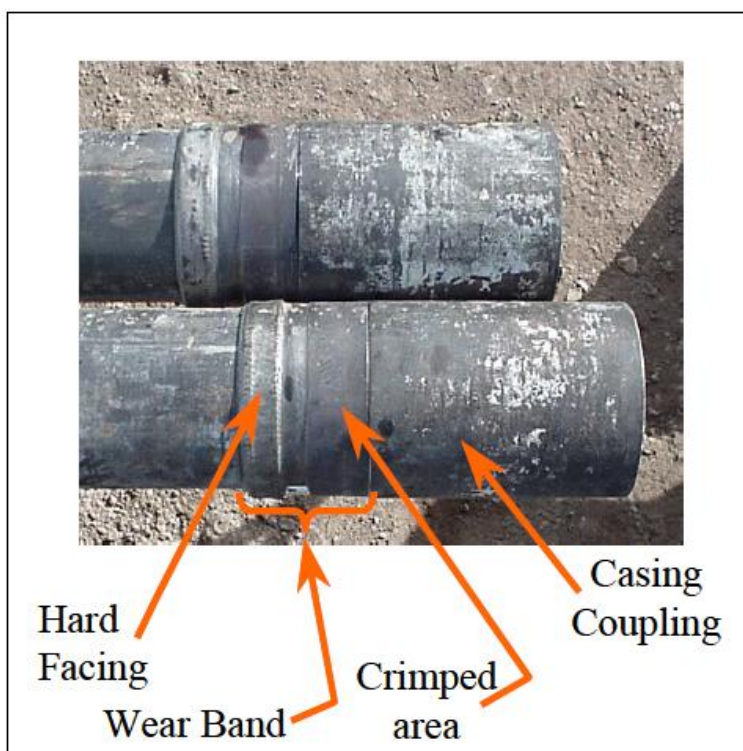


Figura 4.28. Bandas de desgaste instaladas debajo de los coples. (SPE-79862).

4.9. Conexiones de fondo (BHA)

El aparejo de fondo consiste en herramientas que van colocadas en el fondo, como son, barrena piloto, motor de fondo (cuando sea requerido), amplificador, sistema MWD/LWD, etc., el cual es anclado por medio de un seguro que se ajusta dentro del diámetro interior de la TR, y mantiene a todo el conjunto conector en el fondo de la TR, este puede ser recuperado con línea de acero sin sacar la tubería una vez que alcanzó la profundidad objetivo o se requiera cambiar la barrena.

Se tiene dos seguros o protecciones en la perforación para asegurar la tubería y el aparejo de fondo, uno acanalado para transmitir la torsión de la TR al estar perforando, permitiendo que no exista flujo en la tubería, el otro un perfil de cierre axial para transferir las cargas de compresión y de tensión al BHA.

Se tiene un estabilizador en el BHA que es colocado sobre la zapata de la TR, lo que reduce el movimiento lateral de la sarta dentro de esta. Los centradores estabilizan la TR dentro del pozo y previenen un desgaste de los coples. La barrena piloto y el amplificador pasan a través de la TR y perforan un agujero de diámetro conocido capaz

de permitir un espacio libre para la TR y el cemento que será bombeado para dar mayor rigidez a la TR.

Las herramientas convencionales y el LWD pueden colocarse arriba de la zapata. Además se puede hacer un muestreo continuo con herramientas convencionales corta núcleos.

La Figura 4.29 muestra el BHA típico utilizado en la perforación de pozos usando la técnica de perforación con TR. El BHA utilizado consiste principalmente de una Barrena piloto para perforar el agujero piloto, un ampliador para agrandar el agujero para el diámetro final deseado, para propósito de perforación direccional, podemos utilizar motor de fondo o un sistema rotativo direccional (RSS) para conseguir un agujero curvado suave durante el control de la severidad de las patas de perro. En la parte superior del BHA, se utiliza un ensamble de bloqueo de perforación (DLA) para conectar el BHA en el niple de la TR que se coloca inmediatamente por encima de la zapata de la TR.

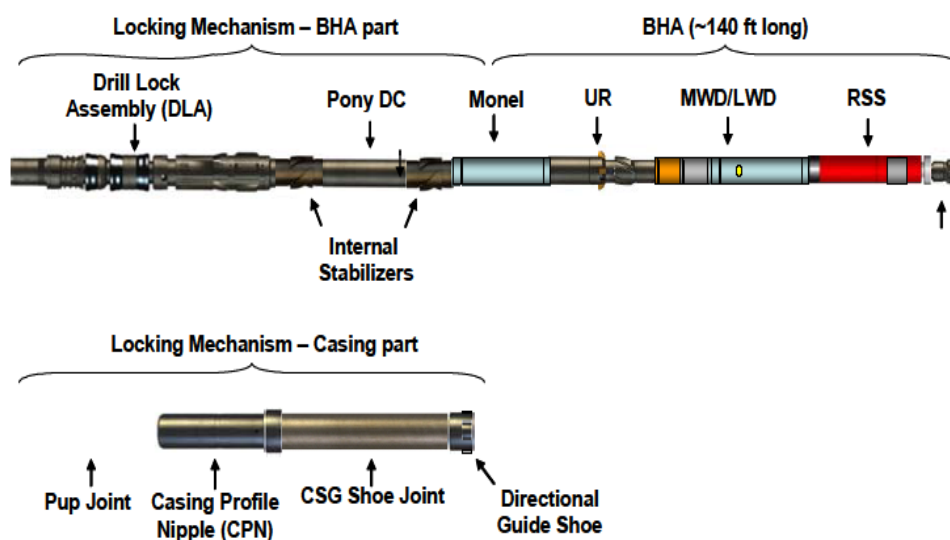


Figura 4.29. BHA empleado en la perforación con Casing Drilling™. (SPE-134586)

4.9.1. Ensamble de bloqueo de perforación (DLA™) y Niple de perfil de TR (CPN)

El BHA es acoplado mecánicamente con el ensamble de bloqueo (DLA™) componente principal del BHA recuperable, el cual cuenta con un posicionador axial que se asienta dentro del niple de perfil de TR (CPN). El Niple tiene accesorios internos que permiten anclar correctamente el DLA dentro de la TR, de esa manera hay transmisión de movimiento axial y torsión, es parte integral de la tubería y se localiza en la parte inferior de la sarta de revestimiento, justo por encima de la zapata guía (Figura 4.30) de manera el BHA queda posicionado en la última unión de la TR y todos los componentes que se encuentran por debajo del estabilizador en tándem se extienden hacia el interior del agujero descubierto por debajo de la TR. Además, cuando el DLA es acoplado correctamente dentro del CPN, las válvulas de desviación (Bypass) se cierran herméticamente para que el fluido de perforación viaje directamente desde el interior de la TR hasta el BHA recuperable y demás

componentes, sin pérdidas en la transición, así que la completa potencia hidráulica está disponible en la barrena.

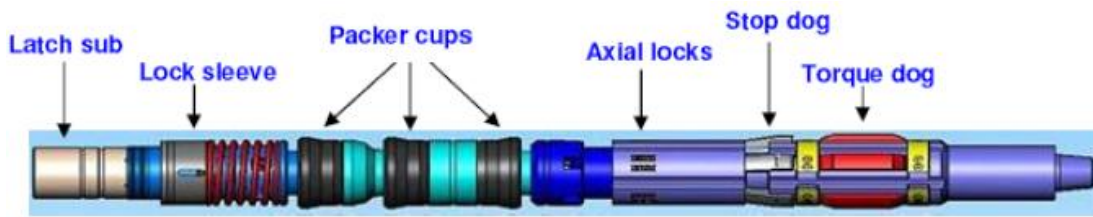


Figura 4.30. Componentes del "Drill Lock Assembly™" (SPE-134586).

4.9.2. Ampliador (UR)

El sistema de perforación con TR requiere correr una herramienta de ampliación de agujero por debajo de la TR para perforar un agujero lo suficientemente grande para permitir que la sarta de revestimiento pueda correrse libremente y cementarse a través del agujero. El ampliador se une a un lastrabarrena espaciador o lastrabarrena no magnético entre la zapata guía de la TR y el cuadro de instrumentación del BHA.

Los ampliadores fueron desarrollados específicamente para su uso en el sistema de perforación con TR. Estos ampliadores (Figura 4.31) incluyen características para asegurar la suave rotación, reducir al mínimo la posibilidad de dejar pescados en el agujero y asegurar que se bloqueen cuando sean recuperadas.

El funcionamiento de esta herramienta consiste en abrir dos de sus brazos a presión hidráulica la cual es mantenida por el fluido de perforación. Cuando el bombeo se suspende, los brazos se colapsan y regresan a su posición original dentro del cuerpo del ampliador. La presión diferencial que activa el ampliador se crea por la caída de presión de todas las herramientas que pueden estar situadas corriente abajo. Este equipo se utiliza para perforación con TR, lo que implica tener diámetros más grandes, sin embargo las barrenas deben ser pequeñas, por tal motivo se instala este equipo para dar mayor eficiencia y menor costo a esta tecnología.



Figura 4.31. Ampliador y barrena piloto extendidos debajo de la zapata de TR (Izquierda), ampliador con brazos retráctiles activados (Derecha). (OTC-17141)

El ampliador para TR fue desarrollado con el fin de aumentar las limitaciones que presentan los ampliadores convencionales. Entre sus características, el ampliador para TR muestra ser muy eficiente para perforar con esta tecnología, lo que permite ser una herramienta fácil de manejar y de bajo costo, las características principales son:

- Mantiene un peso equivalente sobre la barrena al estar perforando.
- Los cojinetes y conos son más grandes, lo que permite aumentar la vida en el fondo del pozo.
- Mayor aumento hidráulico para la limpieza del pozo.
- Es capaz de perforar y escariar simultáneamente.
- Resiste altas cargas de choque y torque en el fondo del pozo.
- Incrementa la velocidad de penetración.
- Presenta un cierre positivo para mantener los brazos en posición abierta.
- Las unidades de corte son estructuras que están diseñadas exclusivamente para ampliadores, logrando reducir las revoluciones por minuto (rpm), dando como resultado una mayor vida útil.
- Se tiene dos toberas con chorros direcciones en la parte inferior, y uno en cada cortador o brazo.
- Se tiene un mayor incremento en la energía hidráulica para mejorar la eficiencia y limpieza de agujero y una mayor velocidad de penetración.

4.9.3. Barrenas de perforación y estructuras de corte

La necesidad de un nuevo diseño de barrenas que sean capaces de perforar en el extremo de la TR o de un Liner es conducida por dos distintas consideraciones económicas:

1. La necesidad de ver reflejado un incremento en la velocidad de penetración al perforar intervalos más largos y formaciones más duras, para aumentar la economía de la perforación.
2. La necesidad de evitar una corrida de una barrena perforadora delicada utilizando el siguiente conjunto de perforación (BHA).

La gama de barrenas para la perforación con TR ha sido limitada en los últimos años por las percibidas características de diseño mutuamente excluyentes de una barrena de estructura de corte completa de PDC que puede ser perforada sin necesidad de correr un equipo de molienda. Adams y colaboradores documentan el uso de una zapata perforable por la cía. Weatherford® con una estructura de corte de TSP o TSD (Termical Stable Diamond) y cuerpo de aluminio (Figura 4.32). En un esfuerzo por mejorar en la velocidad de penetración y reducir los ciclos de las conexiones de la TR, el operador ha seleccionado una nueva barrena PDC exclusiva para la aplicación de esta técnica que a diferencia de las zapatas perforables, ofrece características Premium en la tecnología de barrenas para perforar con TR, las cuales pueden ser perforadas sin la necesidad de correr un equipo de molienda.



Figura 4.32. Barrena Perforable “Drillshoe™” (Izquierda) y estructura de corte (Derecha) (OTC-18720).

La barrena EZCase™ de Baker & Hughes® está diseñada como cualquier otra barrena de perforación Premium; la simulación de la dinámica de fluidos se utiliza para optimizar la configuración hidráulica, modelado de estabilidad y tecnología de cortadores PDC premium se utiliza para maximizar la durabilidad y la ROP. El sistema se completa con un barrena PDC personalizada que puede utilizarse para perforar la barrena EZCase™ perforable y perforar el siguiente intervalo del agujero como a continuación se describe.

4.9.3.1. Barrena de Perforación con TR

Debido a las problemáticas que enfrenta la industria de perforación, se han desarrollado nuevas barrenas capaces de perforar con TR.

La tecnología de las barrenas para la perforación con TR se rezagó con desarrollos tecnológicos de barrena de perforación convencional. Las primeras barrenas de TR se clasificaron como zapatas de TR en lugar de barrenas. Los fabricantes han estado construyendo zapatas aptas para el propósito de mitigar la degradación del pozo desde mediados de 1990. Estas zapatas fueron originalmente hechas de materiales compuestos (acero, cobre y cemento). El uso de estas zapatas requiere de un viaje adicional con un molino de TR para perforar a través de la parte inferior de la zapata. Para evitar este viaje innecesario, los fabricantes han comenzado a fabricar zapatas de TR PDC de cuerpo de acero y agujero completo que puede ser perforada con barrenas convencionales de cortadores fijos y barrenas de conos.

La figura 4.33 muestra una barrena de TR con aleación de acero, equipada con cortadores PDC premium. El diseño es el resultado de un modelado sólido de calidad superior y de novedosa fabricación. Estas barrenas son capaces de escariar secciones importantes del agujero o perforar por delante cuando sea necesario. Para asegurar que la TR alcance la sección de profundidad total, estas barrenas se construyen de

una aleación de acero que proporciona resistencia estructural al ser sometida a peso sobre la barrena y torque que minimizan el riesgo de que el siguiente BHA sea perforado.

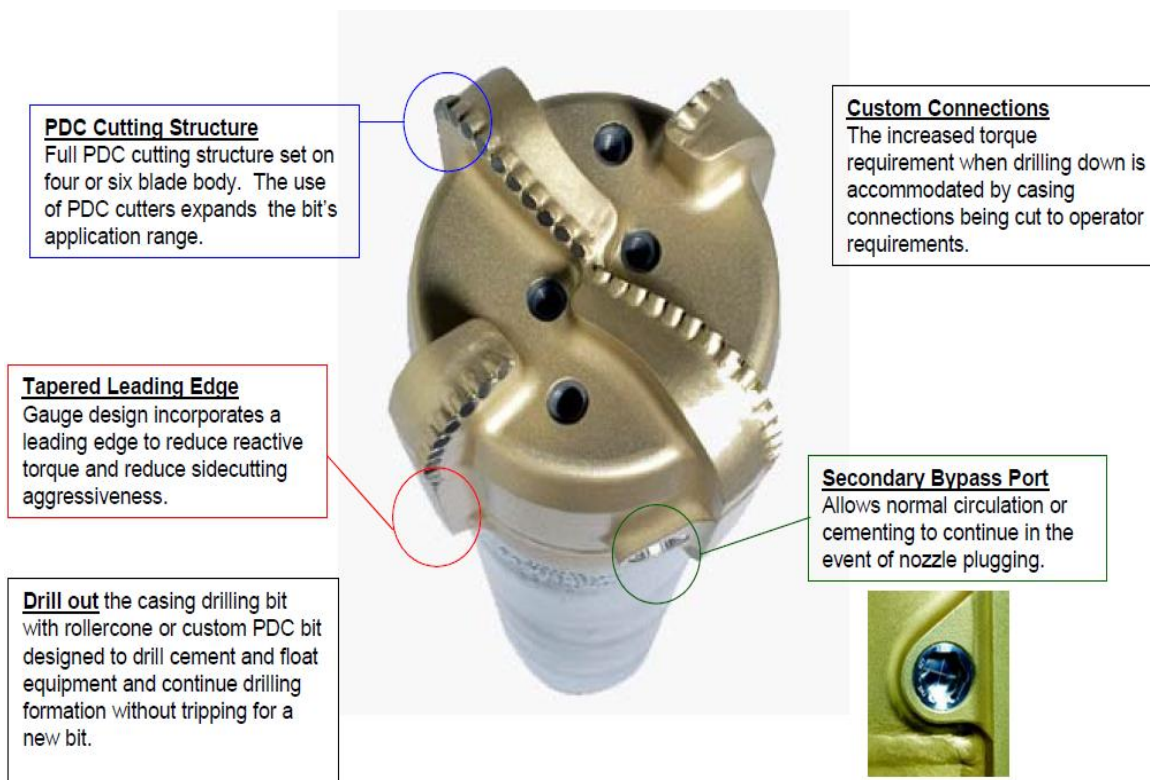


Figura 4.33. Barrena para TR con cuerpo de acero con características de diseño. (SPE-105595).

La barrena está diseñada como un producto no recuperable, igual que la TR que transmite la energía mecánica e hidráulica a la barrena (Ref. OTC-17141). Las barrenas compuestas de aleación de acero e ingeniería de geometría interna hacen que estas sean perforadas utilizando barrena de conos convencional (insertos o dientes de molienda) o barrenas especializadas de PDC.

La barrena de perforación con TR fue diseñada con las técnicas usuales de modelado y con el software que utiliza el fabricante para sus barrenas PDC premium. La hidráulica también se ha diseñado con la misma tecnología (Computational Fluid Dynamics) para barrenas PDC premium. La figura 4.34 muestra la visualización del CFD de una barrena de perforación con TR de 8-1/2" a ser optimizada para el transporte de los recortes y erosión. El diseño de cuatro toberas ha demostrado ser el diseño más hidráulicamente eficiente (las líneas rojas en la imagen indican el tiempo de viaje más rápido de los recortes – extremo verde azul y amarillo indican velocidades bajas). La barrena también cuenta con un puerto de desviación secundaria; esto permite que se realicen las operaciones de cementación e incluso si las toberas llegarán a obstruirse. La válvula de asiento en el puerto de desviación (bypass) puede ajustarse para romperse a presiones de estallamiento o presiones internas designadas.

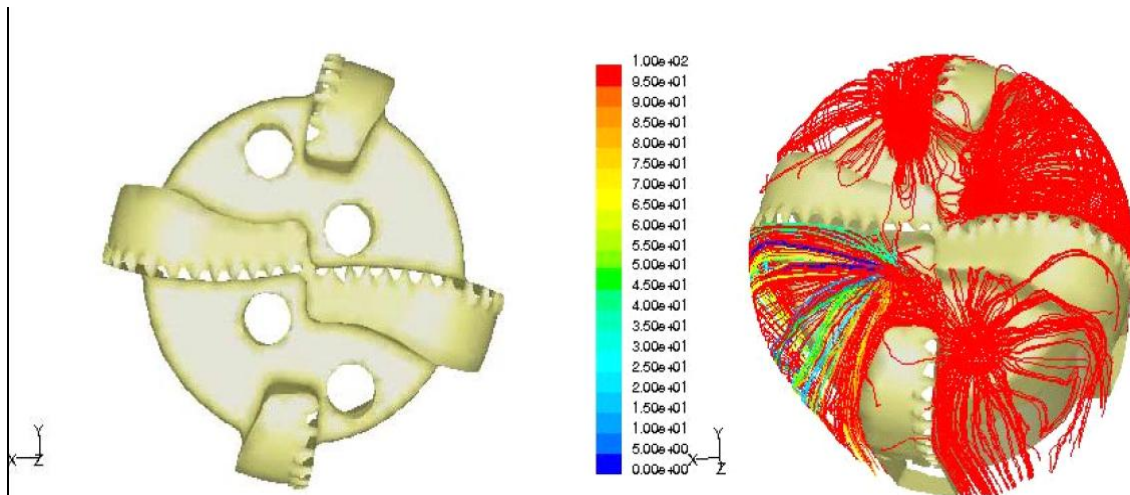


Figura 4.34. Optimización hidráulica de una barrena de perforación con TR de PDC de 8 ½" con cuatro toberas. (SPE-105595).

El sistema puede ser empleado para escariar con Liner y/o TR estándar en el fondo de un agujero existente y/o perforar uno nuevo mientras se ademan las paredes de dicho agujero. La rotación de la barrena puede ser proporcionada por uno de dos métodos:

- A través de un Liner conectado a la tubería de perforación.
- A través de una TR conectada al top drive.

4.10. Equipo de cementación

Se han utilizado centradores helicoidales y con recubrimiento especial en cada una de las hojas para proporcionar la centralización adecuada de la TR para la cementación. El diseño de lámina u hoja helicoidal mejora la limpieza y remoción del lodo del agujero, desvía el flujo con menos esfuerzo de torsión mientras que perfora. El recubrimiento tiene resistencia de desgaste superior durante la perforación a través de formaciones abrasivas. Las cuchillas y el cuerpo se forman como un componente único, e integral.

4.10.1. Equipos de flotación para la perforación con TR

El uso del equipo estándar de flotación instalado cuando se corre la sarta de revestimiento no será adecuado al usar herramientas BHA recuperables debido al requerimiento para el acceso completo del agujero de la TR o calibre.

Después de retirar el BHA a la profundidad total u objetivo, la TR está ahora lista para colocar el equipo de flotación. El equipo de flotación debe ser fácil y rápido para instalar, y debe ser confiable y fácil de perforar. Un empacador está equipado con una válvula de asiento que actuará como un cople flotador y que impide que el flujo y contrapresión regrese después de la cementación. La herramienta de ensamble de "flotación" permite la instalación con línea de acero antes de ser acondicionado el agujero final para cementar. Es posible mantener la circulación a gastos moderados mientras se corre la herramienta de colocación en la TR. El ensamble de anclaje utiliza una unidad de potencia de fondo de pozo.

Cuando el cemento se bombea a través de las toberas, las caras de la lechada crean un problema potencial de deshidratación influenciado por la acción del chorro, y además que la presión caiga a través de las toberas de la barrena. Esto puede resultar en tiempos de espesamiento reducido.

La ventaja de instalar el dispositivo de flotación justo antes de la operación de cementación es para ayudar a prevenir la erosión potencial y la falla de las válvulas de flotación mientras se mantiene la opción de recuperar el BHA vía línea de acero. Este empacador "flotante" de retenedor de cemento se encuentra normalmente en medio de la segunda junta para proporcionar un volumen de la zapata guía.

Los tapones limpiadores de cementación son los mismos utilizados en los trabajos de cementación convencional y el tapón de fondo y superior aterrizarán encima del ensamble de "flotación". Cuando se cementa la etapa intermedia de TR, los tapones son liberados "sobre la marcha" con cemento en la parte superior para facilitar el proceso de remoción de cemento residual.

Un método relativamente nuevo para instalar el equipo de flotación al usar el sistema de perforación con TR ha sido el desarrollo de un flotador de bombeo de fondo (Pumpdown). El flotador pumpdown está preinstalado en un tramo corto de TR, el cual es previamente instalado en superficie. Luego se bombea hacia el fondo de la sarta de revestimiento, donde se anclara en un niple de perfil situado en la TR cerca del extremo inferior de dicha TR.



Figura 4.35. Procedimiento de trabajo de cementación en la perforación con TR. (TESCO).

4.11. Métodos de recuperación del BHA

Hay dos opciones para recuperar el BHA cuando la TR está a la profundidad total, con tubería de perforación y con línea de acero. Como el equipo de perforación tiene una polea viajera dividida o acanalada diseñada especialmente para las operaciones de perforación con TR, la herramienta de recuperación es bombeada hacia abajo enroscándose dentro del top drive y del sistema de impulsión de TR (CDS™) hasta el

ensamble de bloqueo de perforación (DLA™) el cual es desatado desde el niple de perfil característico de TR (CPN).

Se consideraron dos conceptos para la recuperación:

- Recuperación con Línea de acero.
- Recuperación con tubería de perforación.

4.11.1. Recuperación con línea de acero

Las herramientas de la perforación con TR están diseñadas para viajes redondos con una línea de acero que es más rápida en los viajes y para las herramientas convencionales que se desconectan o desbloquean jalando la tubería de perforación. Los procedimientos de viaje redondo con línea de acero permiten que el BHA sea desconectado o viajado bajo cualquier condición normal del pozo manteniendo la capacidad de circulación y correspondencia a la TR. El hecho de que el BHA sea viajado a través de la TR y no a través del agujero abierto elimina el daño del agujero debido a los viajes redondos y proporciona un proceso más seguro de viaje redondo.

El BHA se puede correr y recuperar en pozos desviados con inclinaciones mayores a 90° y el DLA puede desbloquearse con un dardo bombeado hacia el fondo antes de correrse la línea de acero.

Una herramienta de liberación o desbloqueo y tracción se corre con línea de acero para liberar el DLA™ y sacar el BHA de la TR en un solo viaje para pozos verticales y de bajo ángulo. En el caso improbable de que el BHA no pueda ser sacado o desalojado al primer intento, la herramienta de liberación puede ser desconectada desde el DLA™ para que se tomen las medidas correctivas.

En algunos pozos direccionales es deseable liberar el DLA™ con un dardo de vaciado antes de correr la ULA para sacar el BHA. Esto tiene la ventaja de permitir que la TR pueda deslizarse hacia el fondo (cerca de 80 a 120 ft) sobre el BHA direccional para protegerlo mientras se corre la línea de acero. Para los pozos de alto ángulo, la herramienta de recuperación también puede ser bombeada hacia el fondo. La presión de la bomba se utiliza para generar la fuerza axial necesaria para liberar el DLA™ por ambos métodos tales como:

- El método de tracción directa.
- El método de lanzamiento o liberación de dardos

4.11.2. Recuperación con tubería de perforación

Si cualquier componente del BHA recuperable necesita ser cambiado, el DLA puede ser desbloqueado y luego otra vez bloqueado con la aplicación de la herramienta de ajuste hidráulico (HST) aplicando energía hidráulica para asegurar la herramienta de ajuste hidráulico al desplazar un mandril hacia abajo para bloquear los seguros axiales y seguro torsional en su lugar, todo ello sin realizar viaje redondo con la TR.

Las operaciones de colocación y recuperación del BHA también son posibles empleando el uso de una tubería de perforación convencional (Figura 4.36).

A continuación se enlista la metodología para realizar dicha tarea:

1. Corrida en el agujero.
2. Anclaje en el niple de perfil de la TR (CPN).
3. Sacar del agujero con la herramienta HST.
4. Inicio de la perforación.
5. Se corre la herramienta MRPT.
6. La herramienta MRPT es asegurada con el DLA y se libera desde el niple de perfil.
7. Se recupera el DLA junto con el BHA.



Figura 4.36. Metodo de recuperación del BHA con tubería de perforación. (SPE-134586).

4.11.2.1. Herramienta de ajuste hidráulico (HST)

La herramienta de ajuste hidráulico se utiliza para desplegar y colocar el DLA dentro del niple de perfil de TR. El procedimiento de anclaje del HST es controlado por la presión aplicada de la bomba de lodo. Una vez que el DLA ha aterrizado dentro del CPN a la profundidad correcta, una bola es circulada hacia abajo de la tubería de perforación y aterrizada dentro del HST. Un incremento en la presión genera suficiente fuerza para activar el mecanismo de ajuste del HST. Esta fuerza es transferida en el casquillo o camisa de ajuste en el HST, que luego es utilizado para ajustar o colocar el DLA en el niple de perfil de TR (CPN) (Figura 4.37).



Figura 4.37. Herramienta de ajuste hidráulico (HST). (SPE-134586).

4.11.2.2. Herramienta de desbloqueo de seguridad hidráulica (HSRT)

La herramienta de desbloqueo de seguridad hidráulica (HSRT) es una bola o tapón para tubería operado con un sustituto de liberación que proporciona un servicio de desbloqueo de emergencia para ser utilizado en caso de que sea necesario separar el BHA de la tubería de perforación durante las operaciones de perforación con TR. El HSRT opera con tornillos de cizalla, una bola de corte de 2 3/8" o tapón de tubería de 2 7/8" (Figura. 4.38).



Figura 4.38. Herramienta de Desbloqueo de Seguridad Hidráulica HSRT. (SPE-134586)

4.11.2.3. Herramienta de Tracción de Desbloqueo Mecánico (MRPT)

El MRPT se utiliza mecánicamente para desbloquear y recuperar el BHA desde el niple de perfil de TR (CPN). El MRPT sólo puede utilizarse con tubería de perforación ya que el peso es necesario para desbloquear o liberar el DLA del niple de perfil.

La conexión de tipo hembra en el MRPT se desliza sobre las roscas de la conexión en la camisa del DLA y empuja hacia abajo en la camisa de bloqueo del DLA. El peso de la sarta es monitoreado antes de enganchar al DLA. El indicador de peso caerá en cuanto el MRPT ancla en el DLA.

Una vez que ha aterrizado el MRPT, la tubería de perforación se somete bajo tensión. Cuando se aplica tensión, los seguros de bloqueo en el DLA son liberados y el elemento cónico de la camisa es capaz de moverse hacia arriba, liberando los seguros axiales del DLA desde el niple de perfil. El ensamble MRPT/DLA/BHA es entonces recuperado a la superficie (Figura 4.39).



Figura 4.39. Herramienta de Tracción o Jaloneo de Desbloqueo Mecánico (MRPT). (SPE-134586).

4.12. Diseño de Tuberías de Revestimiento

Actualmente existen diferentes métodos para diseñar tuberías de revestimiento; éstos solo difieren en cuanto el proceso de cálculo debido a que aplican el mismo principio, salvo el procedimiento de diseño por “Carga Máxima”.

El diseño de sartas de TR, es uno de los aspectos más importantes en el programa de perforación del pozo. En los pozos petroleros, dependiendo de la profundidad a la que se perfora y características de las formaciones que se atraviesan se utiliza uno o dos grados de tuberías de revestimiento. En los pozos someros usualmente se utiliza una tubería superficial y una de explotación.

Un diseño apropiado de sartas de tubería de revestimiento normalmente proporciona un número determinado de secciones de tuberías con especificaciones diferentes. Es indispensable conocer las fuerzas que intervienen al correr y colocar la TR en el pozo, para que de ésta manera se pueda seleccionar el tamaño, grado y peso adecuado.

Las tuberías de revestimiento son identificadas de acuerdo con cinco propiedades:

- Diámetro exterior.
- Espesor de pared.
- Grado del material.
- Tipo de junta,
- Rango de longitud.

El diámetro exterior y el espesor de pared determinar una propiedad más, que es el peso unitario.

El problema de diseño de sartas de TR consiste en seleccionar las tuberías del peso y grado más económico, que puedan soportar sin falla los esfuerzos a los cuales estarán sujetas.

4.12.1. Diseño por Colapso

La resistencia al colapso depende de:

- Las características del acero.
- La tensión o compresión axial a la que está sujeta la tubería.
- La relación existente entre el diámetro de la tubería y su espesor.

La condición más severa, comúnmente usada para efectos de diseño corresponde a una tubería vacía, con presión cero en la cabeza de la tubería de revestimiento y una columna de lodo en el espacio anular.

Cualquier presión en el interior de la tubería que se mantenga durante la vida del pozo, reducirá la presión de colapso en una cantidad equivalente a la diferencia entre la presión que ejerce el lodo en el espacio anular y la presión del interior de la tubería. En función del esfuerzo aplicado, la tubería puede sufrir diferentes tipos de deformación.

- Deformación Elástica: Se trata de una deformación reversible, recobra su forma original.
- Deformación Plástica: En este caso es irreversible, no recobra su forma original.

4.12.2. Diseño por Presión Interna (Estallamiento)

Durante la entrada del fluido de la formación a la TR, así como en operaciones tales como cementaciones forzadas y fracturamientos, la tubería de revestimiento, está sujeta a presiones internas altas, es por ello necesario tomar en cuenta un factor de seguridad al llevar a cabo el diseño de sartas de tuberías de revestimiento.

El exceso de presión interna puede ocasionar ruptura y por ello, en ese momento se le denomina presión de ruptura. Convencionalmente la presión de ruptura para tuberías de acero es calculada a partir de la fórmula de Barlow.

$$P_b = \frac{2 * s * t}{d}$$

La falla tiende a ocurrir cuando se aplica un esfuerzo excedente al esfuerzo de cedencia, resultando una deformación permanente en la tubería. Este tipo de falla sucede con un esfuerzo considerablemente inferior al que provoca la ruptura, es por ello propicio sustituir el esfuerzo de tensión del acero por el mínimo esfuerzo de cedencia (Y_m) en la fórmula de Barlow y considerar el mínimo espesor de pared permisible (0.875), tomando en cuenta esto la fórmula de Barlow queda:

$$R_1 = \frac{0.875 * 2 * Y_m * t}{d}$$

$$\therefore R_1 = \frac{1.75 * Y_m * t}{d}$$

4.12.3. Diseño por Tensión-Compresión (Carga Longitudinal o Axiales)

En cierto punto de la sarta de tuberías de revestimiento, el colapso deja de ser el factor de control importante en el diseño y la tensión ocupa ese lugar. El efecto de la tensión axial presenta dos aspectos; primero tiende a causar falla en la tubería de revestimiento por efecto de deformación longitudinal y segundo reduce la resistencia al colapso de la TR.

Existen diferentes cargas de tensión que actúan sobre la TR:

1. El propio peso de la tubería desde la conexión superficial, a este se debe restar el efecto de flotación por el líquido en el cual la sarta está sumergida. Como condición crítica se considera que la sarta está suspendida en el aire.
2. Las cargas de impacto ocasionadas durante la introducción de la sarta, provocan efectos que modifican la carga de tensión. El cálculo de estas cargas no es fácil ya que es una función de la velocidad y de la carga que se desliza.
3. Las cargas debidas a la fricción de la tubería con las paredes y el contorno del pozo.
4. Los cambios de temperatura después de cementar la tubería, aumentan el esfuerzo de tensión a razón de 207 lb/pg² por °F de caída de temperatura.
5. La elevada presión del fluido dentro de la tubería de revestimiento expande y reduce la longitud de la sección aumentando con esto la carga de tensión.
6. Cargas de pandeo o flexión de la TR.

La mayoría de las situaciones mencionadas son difíciles de evaluar, es por ello que el efectuar el diseño se considera la situación más crítica, que es la tubería colgando libremente, seleccionando un factor de diseño elevado.

Al considerar un factor de diseño elevado se toman en cuenta los efectos como la curvatura, fricción, pandeo, etc. Si se quisieran conocer de manera independiente algunos de estos efectos, los cálculos se complicarían, por ejemplo la tensión debida a la curvatura sería:

$$T_c = E_s * A_t$$

$$\text{siendo: } E_s = 211(\theta) * d$$

En la que A_t es el área de la sección transversal de la tubería sometida a la curvatura, θ es la desviación en °/100 ft y d es el diámetro de la tubería en pulgadas, por lo que el esfuerzo esta dado en psi.

La resistencia al colapso, presión interna y el esfuerzo de cedencia mínimo del cuerpo y junta, indica los máximos esfuerzos permitidos a los que la tubería de revestimiento puede estar sujeta sin falla.

Rara vez es deseable exponer cualquier material al máximo esfuerzo permisible, esto tiene vital importancia en las tuberías de revestimiento, dado que las propiedades físicas son determinadas en muestras de tuberías y las propiedades de cualquier tramo de tubería en particular pueden desviarse considerablemente del promedio estadístico y por lo tanto ocasionar fallas en ese tramo. Para tratar de evitar esto, se

introduce el concepto de “factor de seguridad”, el cual es la relación entre el máximo esfuerzo permisible y el esfuerzo real de trabajo.

Las secciones de diseño de tubería que se localizan a mayor profundidad se exponen a mayores presiones externas y menores cargas axiales. Contrariamente los tramos superficiales soportan mayores cargas axiales y menores presiones de colapso. En la actualidad existen varios procedimientos empleados para el diseño de tuberías de revestimiento, entre los cuales están:

- Método Analítico.
- Método Grafico.
- Carga Máxima.

Del procedimiento analítico existen variantes, una que emplea la ecuación de la elipse de esfuerzos biaxiales y la otra que utiliza una ecuación a la resistencia al colapso.

El método grafico es también empleado, sin embargo se pueden cometer errores al efectuar el diseño por lo que su uso ha disminuido, su principal ventaja era el hecho de que una manera rápida se obtenía los diseños.

El procedimiento que aplica el concepto de carga máxima, que actualmente es uno de los más usados.

4.12.4. Tubería Conductora

No se consideran las cargas por presión interna, colapso y tensión en éste diseño. La carga mecánica causada por el propio peso, el soporte del preventor de brotes, etc., es difícil de cuantificar. Generalmente la tubería es seleccionada con un espesor de pared de 0.3 a 0.4” de grado más económico posible.

4.12.5. Tubería superficial

Las cargas por presión interna, colapso y tensión deben ser consideradas. Las condiciones netas por presión interna que ocurren son:

1. Incremento del peso del lodo al continuar perforando debajo de la tubería superficial.
2. Control de las operaciones del pozo donde intervenga la presión superficial. La condición más severa es la presencia de un brote (gas) y cierre de pozo, resultando la máxima presión en el fondo del pozo menos un gradiente de gas en superficie.
3. Cementaciones, pruebas y otras aplicaciones de presión. Esos valores son generalmente el resultado del diseño final, más que factores de diseño. Una vez diseñada, es terminado el proceso de cementación para prevenir sobrepresiones a la TR también los preventores y la presión de prueba de la TR son limitantes.

La presión de colapso sobre la tubería superficial, resulta principalmente de la presión hidrostática de la columna de lodo en el exterior de la TR. El diseño convencional por tensión para TR superficial es poco significativo. Las sartas superficiales son

relativamente cortas y las cargas por tensión debidas al peso de la tubería flotando son pequeñas.

4.12.6. Tubería Intermedia

Son las más complejas para diseñar, tanto para presión interna, tensión y colapso deben considerarse. Se pueden suponer numerosas condiciones para generar cargas; tales como brotes, suaveo, altas densidades, etc. Se pueden diseñar anticipando condiciones y usando factores de seguridad adecuados.

Ademas se deben tomar en cuenta esfuerzos generados durante la perforación, ya que se propone perforar pozos desviados la cual la tubería se verá sometida a esfuerzos de flexión y arrastre. Para determinar la presión interna neta, se recomienda un respaldo igual al peso del lodo en el cual fue asentada la TR. En casos donde existen zonas de pérdidas de circulación y sea dudoso que el espacio anular permanezca lleno, el diseñador puede suponer un respaldo a una profundidad arbitraria para compensar. Las condiciones son más manejables por los factores de seguridad, esto incrementará necesariamente el costo.

4.12.7. Tubería de Explotación

El diseño de la tubería de explotación ocasiona la alteración del procedimiento de diseño, ya que los esfuerzos a que quedará sujeta éste tipo de tuberías difieren de los tipos antes mencionados. Ahora predomina la carga por presión interna que estará determinada por los diferentes fluidos usados en el pozo.

4.13. Consideraciones para el diseño en la aplicación de la perforación con TR

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

La única gran diferencia que surge es la incorporación de tensiones adicionales provenientes de efectos dinámicos, estas tensiones nos va a hacer centrar la atención preferentemente sobre cuatro temas fundamentales:

- Desgaste (Wearing).
- Pandeo (Buckling).
- Fatiga.
- Hidráulica del pozo.

Consideraciones tales como la estabilidad del agujero, control del pozo, profundidades de asentamiento de la tubería de revestimiento, planificación direccional y selección de barrenas se tratan mucho como en la perforación convencional. Una diferencia importante es que la TR está sometida a esfuerzos adicionales durante la perforación con TR.

La figura 4.40 muestra algunas de las interacciones que afectan la integridad de la TR utilizada para la perforación con TR. Las tres consideraciones principales para la integridad de la TR (cargas elásticas, fatiga y desgaste) aparecen a la derecha, mientras que las consideraciones que están a cargo de los operadores de control (parámetros operacionales, propiedades de la tubería, diseño del conector y diseño del pozo) se muestran a la izquierda. Las interacciones complejas se relacionan con parámetros directamente bajo control del operador para la integridad de la última TR.

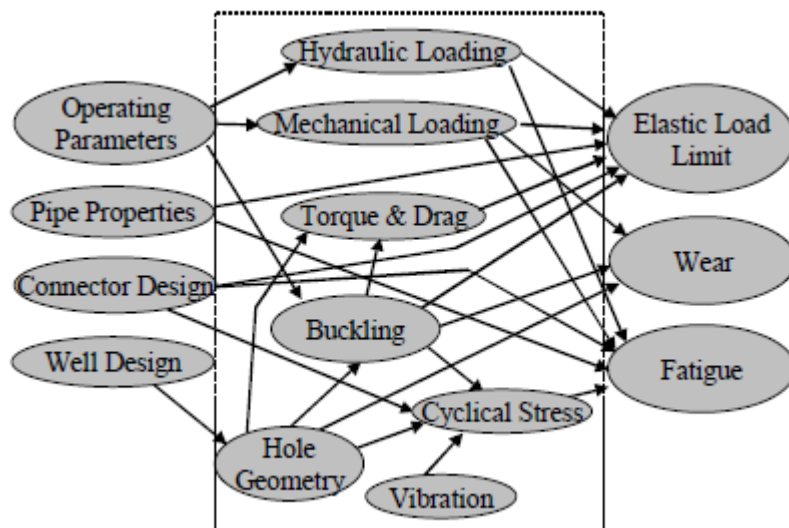


Figura 4.40. Interacciones que afectan la integridad de la TR para las aplicaciones de perforación con TR. (SPE-59179).

La mayoría de estos factores que afectan la perforación con TR puede manejarse con técnicas de ingeniería de la perforación convencional, pero tres aspectos a nombrar: pandeo, fatiga y la hidráulica ameritan comentarios especiales.

4.13.1. Desgaste

El contacto entre el diámetro externo de la tubería (y el diámetro externo de los coples) con las paredes del pozo, hace que se deba poner especial énfasis en el monitoreo del desgaste, sobre todo en la parte inferior de la columna, y más aún si se está perforando formaciones abrasivas.

El uso de centralizadores rígidos en la cercanía de la barrena han demostrado ser de gran ayuda en la preservación de la tubería frente al desgaste. Se han probado centralizadores con brazos adheridos de metal duro que proveen resistencia suficiente a la abrasión.

4.13.2. Pandeo (Buckling)

Una diferencia significativa entre la perforación con una sarta de perforación convencional y perforación con TR es que los lastrabarrenas no se utilizan para proporcionar peso en la barrena. Durante años los perforadores han enseñado que ellos necesitan correr tubos lastrabarrenas para asegurarse de que su sarta de perforación no sea dañada por pandeo.

La parte inferior de la TR de perforación soportará únicamente una carga de compresión limitada antes del pandeo. El pandeo ocurre cuando la carga de compresión y la geometría de la TR y agujero crean un momento de flexión suficiente para que la TR se vuelva inestable. Después de los pandeos, es incapaz de soportar la carga compresiva sin soporte lateral, pero esto no significa que haya una falla estructural. La pared del pozo que rodea la TR proporciona soporte lateral para limitar la desviación o flexión lateral para cualquier conjunto dado de parámetros.

No hay nada intrínsecamente destructivo en el hecho de los pandeos de la TR, pero el pandeo causa dos efectos que pueden ser perjudiciales.

- En primer lugar, las fuerzas de contacto lateral entre la TR y las paredes del agujero pueden provocar un desgaste en el cuerpo de la tubería, incrementando con esto el torque necesario para hacer girar la TR.
- En segundo lugar, el pandeo causa que la TR asuma una geometría curvada dentro del pozo, que incrementa la tensión o esfuerzo en la tubería y puede incrementar la tendencia hacia las vibraciones laterales.

Para las aplicaciones de perforación con TR, es importante determinar si la tubería está pandeada y si es así o no el pandeo es suficiente para causar un problema (desgaste, alto esfuerzo de torsión o tensiones altas).

En agujeros rectos, la carga compresiva que provoca el pandeo es determinada por la rigidez de la tubería (EI), la fuerza lateral de gravedad (inclinación del agujero y peso de la tubería) y distancia desde la pared del agujero (juego o espacio libre radial). En un agujero perfectamente vertical, la porción de la TR de perforación que se encuentra en compresión está siempre pandeada si el agujero no proporciona soporte lateral a través de centralizadores, así como los lastrarbarrenas son pandeados en un agujero vertical.

Para agujeros curvados la tubería llega a ser más estable cuando la inclinación está aumentando, pero puede ser menos estable cuando la inclinación está disminuyendo en una curvatura baja (generalmente menos de 1°/100 ft). Esto es debido a la compresión axial, forzando a la tubería en la parte exterior de la curva para ayudar a la gravedad, sosteniendo el tubo firmemente contra la pared del agujero.

Desde un punto de vista de ingeniería de perforación con TR es importante para gestionar el proceso total de perforación en el fondo del pozo para mantener la integridad de la TR de perforación y la eficiencia de la perforación. Un paso en este proceso es para detectar si realmente el pandeo es o no es significativo para las condiciones particulares del pozo. Si la tubería está pandeada es prudente evaluar el efecto de la condición pandeada en fuerzas de contactos y esfuerzos.

El pandeo influye en dos factores críticos al desempeño de la perforación que debe ser evaluado. En primer lugar, la fuerza de contacto en la pared de agujero afecta el torque necesario para girar la sarta de perforación y el desgaste experimentado por la TR. La ubicación del contacto determina si el desgaste se localiza en los coples de la TR o si afecta también el cuerpo de la tubería.

En segundo lugar, la curvatura de la tubería de pandeo afectará la tensión o esfuerzo que experimenta el tubo. Si el nivel de esfuerzo es suficientemente alto, la tubería puede deformarse y fallar, pero este nivel de esfuerzo es raramente experimentado para las condiciones prácticas de perforación con TR. En un nivel inferior, el esfuerzo puede influir en la vida de fatiga de la tubería. La fuerza de contacto de pared y el esfuerzo de la tubería están influenciados por muchos factores además del pandeo.

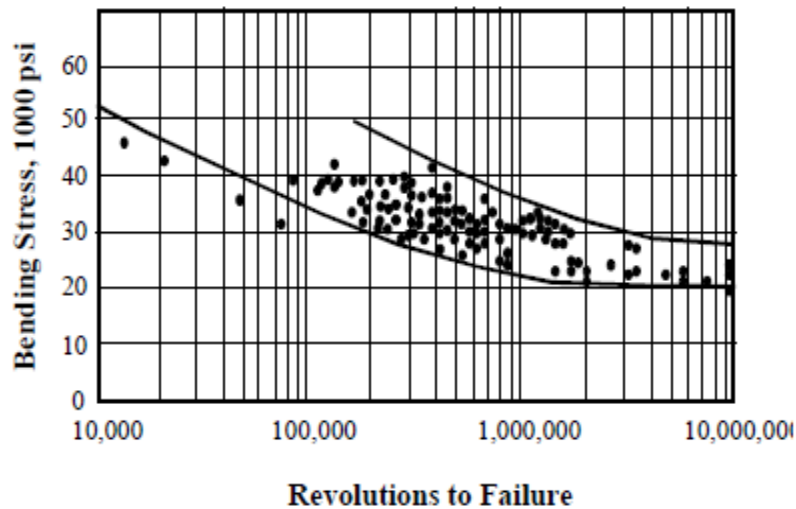
En el análisis final, el pandeo puede no ser un problema tan importante para la perforación con TR como podría parecer al principio. El gran diámetro de la TR en relación con el tamaño del agujero mitiga en gran parte el efecto de pandeo y generalmente mantiene los niveles de esfuerzo muy bajos.

4.13.3. Fatiga

Las fallas por fatiga son causadas por la carga cíclica en los niveles de esfuerzo muy por debajo de la fuerza elástica. En baja carga repetida, una pequeña grieta o hendidura comienza en un punto localizado de alto esfuerzo y se propaga a través del cuerpo hasta el área de sección transversal restante, que es insuficiente para soportar la carga estática. El número de ciclos de esfuerzo que se requieren para causar fallas depende de varios factores, pero puede variar de sólo unos pocos ciclos hasta el infinito. Las fallas de fatiga son altamente susceptibles a las condiciones locales y son algo estadísticas en la naturaleza.

Las fallas por fatiga de la sarta de perforación generalmente son resultado de cargas oscilantes de flexión en lugar de cargas torsionales de flexión. Se localizan predominantemente en la parte inferior de la sarta de perforación, en lugar de la parte superior donde los esfuerzos de tensión estáticos son más altos. En muchos casos una grieta o hendidura de fatiga dará lugar a una filtración antes de la ruptura definitiva; así la mayoría de las "oquedades" que se encuentran en las sargas de perforación son realmente causados por grietas de fatiga. Estas fallas a menudo se localizan en cualquiera de las dos partes de la porción roscada de una conexión o en la zona de deslizamiento de la tubería de perforación.

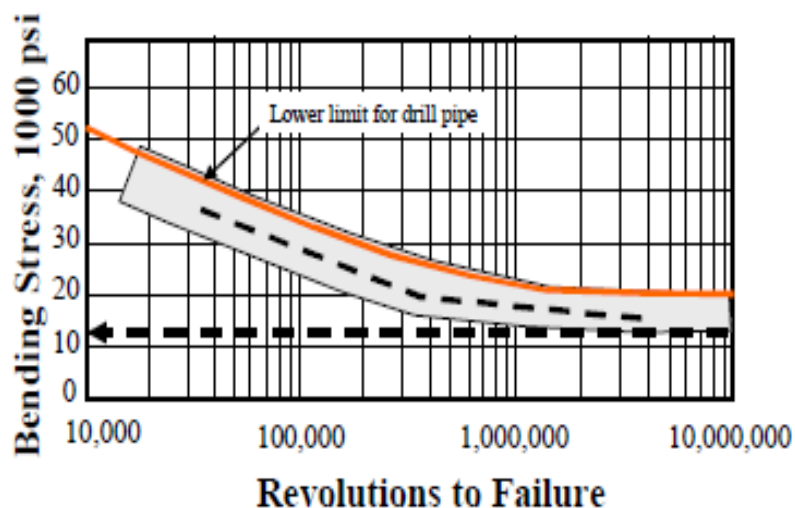
La vida de fatiga de una porción particular generalmente se cuantifica mediante el uso de una curva S-N que relaciona el nivel de esfuerzo con el número de ciclos que originan fallas. La Gráfica 4.1 muestra una curva S-N graficada para el grado D y E de una tubería de perforación. Los datos de fatiga no se grafican como una simple línea sino como una banda de falla o ruptura. Las pruebas de fatiga a menudo muestran este tipo de dispersión y la curva S-N es a menudo reportada como la media de los datos. La vida de fatiga varía con muchas pequeñas imperfecciones en el material y el acabado superficial. Los datos mostrados en la Gráfica 4.1 indican un límite de resistencia (esfuerzo por debajo cuyo falla no ocurre) para la tubería de perforación de unas 20,000 psi.



Gráfica 4.1. Curva S-N para una tubería de perforación de grado D y E. (SPE-59179).

Se han realizado un número limitado de pruebas de fatiga que han sido llevadas a cabo con las conexiones que se han utilizado para la perforación con TR y otras pruebas están en progreso. Estas conexiones se basan principalmente en roscas Buttress y suelen tener algún tipo de hombro de torque.

La Gráfica 4.2 muestra el rango de los datos obtenidos con las conexiones K-55 y N-80 graficadas sobre la curva S-N para grado D de tubería de perforación. El rendimiento de la TR cae o falla ligeramente por debajo del límite inferior de la tubería de perforación. Se han llevado a cabo más pruebas, pero un límite de resistencia de 12,000 psi parece razonable de los datos actualmente disponibles.



Gráfica 4.2. Banda de fatiga para TR J-55 y N-80 (SPE-59179).

La Gráfica 4.2 se basa en el esfuerzo, en la tubería (no en la conexión) a pesar de las fallas en la conexión. El esfuerzo local real en la conexión es mayor que el de la tubería, pero debe ser relacionada linealmente con el esfuerzo de la tubería.

Para que ocurra una falla por fatiga, la parte debe estar expuesta a un esfuerzo de tensión alterno. Hay dos fuentes comunes de esfuerzo de tensión cíclico en sartas de

perforación. El primero son los esfuerzos de flexión que resultan de la rotación de la tubería en una geometría curva y el segundo en vibraciones.

El esfuerzo alterno mientras gira en un agujero curvado es proporcional a la severidad de la pata de perro. Usando un límite arbitrario de esfuerzo de 12,000 psi permitiría una severidad máxima de pata de perro de 4, 6, 8 y 12° / 100ft para TR de 13-3/8", 9-5/8", 7" y 4 1/2" respectivamente.

Además de los esfuerzos de flexión alternos, la TR también experimentaría esfuerzos de tensión axial por el peso de la suspensión de la sarta de perforación y de la presión interna del fluido de perforación.

La TR puede correrse en situaciones donde el esfuerzo excede el límite de la resistencia, pero el esfuerzo máximo permisible de funcionamiento dependerá de la cantidad de ciclos de esfuerzos que experimentará la tubería. Para los niveles más altos de esfuerzos es importante limitar los ciclos de rotación de la tubería mediante consideraciones alternativas, como el uso de un motor de fondo. En niveles más altos de esfuerzo también es mucho más importante para evitar vibraciones laterales.

La Gráfica 4.2 se puede utilizar para comparar la vida de fatiga para TR y tuberías de perforación a los mismos niveles de esfuerzo, pero para una determinada curvatura la TR se sometería a un mayor esfuerzo alterno que el de la tubería de perforación utilizada para el mismo tamaño del agujero.

4.13.4. Hidráulica

La geometría de la trayectoria del flujo del fluido ofrece otra diferencia significativa entre la perforación con TR y la perforación convencional. La trayectoria del flujo en el fondo del diámetro interno de la TR es grande y sin restricciones por lo que generalmente hay muy poca caída de presión en el diámetro interno de la TR.

El espacio anular con la perforación con TR generalmente proporciona una trayectoria de flujo más restringida donde se encuentran mayores pérdidas de presión. Si bien la trayectoria del flujo es más restringida, es también más uniforme para que las velocidades anulares sean casi constantes desde la zapata de la TR a la superficie (excepto para la perforación debajo de un Liner). Esto proporciona la oportunidad de limpiar el agujero con gastos relativamente bajos, pero deben considerarse adecuadamente las propiedades de los fluidos de perforación y la energía hidráulica adecuada debe proporcionarse para limpiar la barrena y el ampliador. Incluso con la alta velocidad, el movimiento de la tubería se ha encontrado que es importante para mantener la limpieza del agujero.

Estos factores también deben ser considerados a la luz de los límites de la DEC impuestos por la presión del entorno y el esfuerzo de la formación. En muchas situaciones de la perforación con TR la DEC será mayor que la DEC para la perforación convencional, aunque pueda utilizarse un gasto más bajo.

CAPÍTULO V. PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON CASING DRILLING

Introducción

La mayoría de la actividad de perforación con TR se ha centrado en la perforación de intervalos verticales, sin embargo el interés de la perforación con tubería de revestimiento en pozos direccionales ha aumentando a medida que los procesos para perforar pozos verticales han sido probados en campo.

Los pozos verticales se pueden perforar con TR, utilizando un sistema simple que consta principalmente de una barrena especial conectada a la tubería, la cual puede perforarse para la corrida de sartas de revestimiento subsecuentes. Pero cuando existe la necesidad de perforar con un motor sin rotar la tubería, o cuando la sección no puede ser perforada confiablemente con una barrena convencional, entonces un BHA recuperable, el cual puede ser reutilizable y recuperado con línea de acero es requerido bajo estos posibles escenarios. Incluso algunas secciones que pueden perforarse con una barrena retractable pueden ser más rentables perforarse con un sistema recuperable.

El equipo recuperable del sistema de perforación con TR es requerido para pozos direccionales debido a la necesidad de recuperar las costosas herramientas de perforación direccional y orientación, la necesidad de tener la capacidad para reemplazar los equipos fallidos antes de llegar a la profundidad de asentamiento de la tubería y la necesidad de un acceso rápido y rentable a las formaciones debajo de la zapata de TR.

Un BHA de perforación direccional recuperable con línea de acero, colocado en el extremo inferior de la tubería, reemplaza las herramientas direccionales utilizadas en un BHA convencional. Se ha utilizado este sistema direccional con TR's de 5 1/2", 7", 9 5/8", y 13 3/8" para perforar pozos con inclinaciones relativamente bajas. El sistema también se ha utilizado con TR cortas de 7" y 5 1/2" para perforar varios pozos de prueba con inclinaciones que se acercaron o excedieron la horizontal.

Las operaciones exitosas direccionales requieren más que simplemente tener herramientas direccionales disponibles que se puedan correr por debajo de la tubería de revestimiento. La respuesta del BHA puede ser muy diferente cuando se perfora con TR, comparado con los sistemas convencionales de perforación. El torque y arrastre deben gestionarse a través de la selección de las conexiones de la tubería, estabilización y prácticas operacionales en el pozo. El equipo especial de manipuleo de superficie es a menudo necesario para hacer eficiente el proceso de perforación con TR.

La expansión de la actividad comercial de la tecnología de perforación con TR para pozos direccionales es vista como un siguiente parteaguas lógico para dicha tecnología. El equipo necesario para perforar pozos direccionales con TR está actualmente disponible y ha sido corrido en pozos comerciales lo suficiente como para

demostrar que pueden perforar pozos direccionales. Estas corridas, las cuales incluyen el uso de motores direccionales y sistemas navegables direccionales (RSS), proporcionan información sobre las ventajas y posibles problemas cuando ambos se utilizan con la TR como sarta de perforación. La tecnología está todavía en etapas de prueba en términos de crecimiento del mercado, pero algunos operadores han aceptado y persiguen activamente nuevas aplicaciones.

Los resultados de las pruebas realizadas recientemente a las operaciones direccionales con TR demuestran cómo la tecnología de sistemas rotativos direccionales (RSS) mejora la eficiencia de la perforación en comparación con los motores direccionales de fondo de pozo, especialmente en lo que respecta a pozos de menor diámetro.

Tanto la tecnología de motores de desplazamiento positivo (PDM) como la tecnología de sistemas RSS utilizan sartas de perforación. Esta tubería de paredes gruesas, diseñada especialmente, se baja hasta el fondo de un pozo y se extrae del mismo, probablemente varias veces durante una perforación, y luego otra vez más para instalar una sarta de revestimiento permanente durante una operación independiente, distinta del resto del proceso de perforación.

Los motores direccionales con ángulos de curvatura fijos, o cubiertas acodadas, posibilitaron el control simultáneo del azimut y el ángulo de inclinación del pozo, lo que se tradujo subsiguientemente en un mejor control direccional y en la construcción rutinaria de pozos de alto ángulo y secciones horizontales en la década de 1980, y finalmente pozos de alcance extendido en la década de 1990.

A fines de la década de 1990, los sistemas rotativos direccionales ayudaron a los operadores a establecer nuevos récords en términos de perforación de pozos de alcance extendido (ERD). Esta tecnología facilita el control direccional y la orientación de la barrena mientras la columna de perforación entera rota en forma continua.

5.1. Evolución de la tecnología de perforación direccional

Desde las primitivas herramientas utilizadas para perforar en busca de sal durante cientos de años hasta el desarrollo de las técnicas modernas, se han realizado impresionantes avances en la tecnología de perforación. Con el advenimiento de la perforación rotativa, cuyos orígenes son motivo de debate, pero que se produjo alrededor de 1850, los perforadores obtuvieron un mayor control para alcanzar el objetivo deseado. Los avances posteriores dependieron del desarrollo de sistemas de relevamiento más precisos y otros dispositivos de fondo. Por otra parte, el progreso de la tecnología se ha visto acompañado por un mayor nivel de seguridad en las tareas de perforación. Se utilizan equipos de perforación más grandes y de mejor calidad que manejan las cargas con mayor seguridad; el software capaz de detectar amagos o manifestaciones de reventón y el uso de dispositivos que identifican los cambios de la presión anular ayudan a mejorar la limpieza del agujero y mantienen el control del pozo.

En 1873 se otorgó la primera patente de una turbina de perforación, un tipo de motor de perforación para uso en el fondo del pozo. La perforación direccional controlada

comenzó a fines de la década de 1920, cuando los perforadores quisieron impedir que los agujeros verticales se curvaran, cuando necesitaron desviar la trayectoria del agujero alrededor de obstrucciones o perforar pozos de alivio para recuperar el control después de un brote imprevisto. Se produjeron incluso casos de perforaciones que invadían límites de propiedades privadas para obtener reservas de crudo y gas en forma ilegal. El desarrollo del motor de lodo constituyó un poderoso complemento para los avances en la tecnología de mediciones giroscópicas (Surveys). Desde entonces, los motores de desplazamiento positivo que se colocan en los aparejos de fondo para rotar la barrena han perforado la mayoría de los pozos direccionales. Existen pozos con diseños exóticos que continúan extendiendo los límites de la tecnología de la perforación direccional, donde se combinan los sistemas de perforación rotativos y direccionales disponibles hoy en día.

Uno de los problemas principales de la perforación direccional consistía en determinar la inclinación del agujero, hasta que se inventaron dispositivos de medición precisos. Los giroscopios direccionales proporcionan por lo menos tres datos fundamentales: la profundidad medida, la inclinación y el azimut del agujero. A partir de estos datos, se puede calcular la locación del agujero. Las técnicas de medición direccional abarcan desde el uso de instrumentos magnéticos de un solo disparo hasta sofisticados giroscopios. Los giroscopios magnéticos registran la inclinación y la dirección del pozo en un punto dado (un solo disparo) o en muchos puntos (disparos múltiples), utilizando un inclinómetro y una brújula, un cronómetro y una cámara. Las mediciones giroscópicas brindan mayor precisión utilizando una masa giratoria que apunta hacia una dirección conocida. El giroscopio mantiene su orientación para medir la inclinación y la dirección en estaciones específicas del instrumento.

Los modernos sistemas de medición durante la perforación (MWD) envían datos de mediciones direccionales a la superficie por telemetría de pulsos del lodo; las mediciones de la herramienta son transmitidas como pulsos de presión en el fluido de perforación y decodificadas en la superficie mientras se avanza con la perforación. Además de la dirección y la inclinación, el sistema MWD transmite datos acerca de la orientación de la herramienta de perforación direccional. Las herramientas de medición sólo indican el lugar donde se ha posicionado el pozo, mientras que las herramientas direccionales, desde una simple cuchara desviadora hasta los avanzados sistemas direccionales, son las que le permiten al perforador mantener el control sobre la trayectoria del agujero.

Antes del desarrollo de los sistemas direccionales de última generación, la correcta colocación de los lastrabarrenas y los estabilizadores en el BHA les permitían a los perforadores controlar el incremento o la reducción angular. Si bien estas técnicas les daban un cierto control sobre la inclinación del agujero, no tenían casi ningún control sobre el azimut. En algunas regiones, los perforadores experimentados pudieron aprovechar la tendencia natural de la barrena de perforación para alcanzar una limitada desviación del agujero de una forma bastante previsible.

En la figura 5.1 una cuidadosa colocación de los estabilizadores y los lastrabarrenas le permiten al perforador controlar el incremento (*izquierda*) o la reducción (*derecha*) angular sin un BHA direccional.

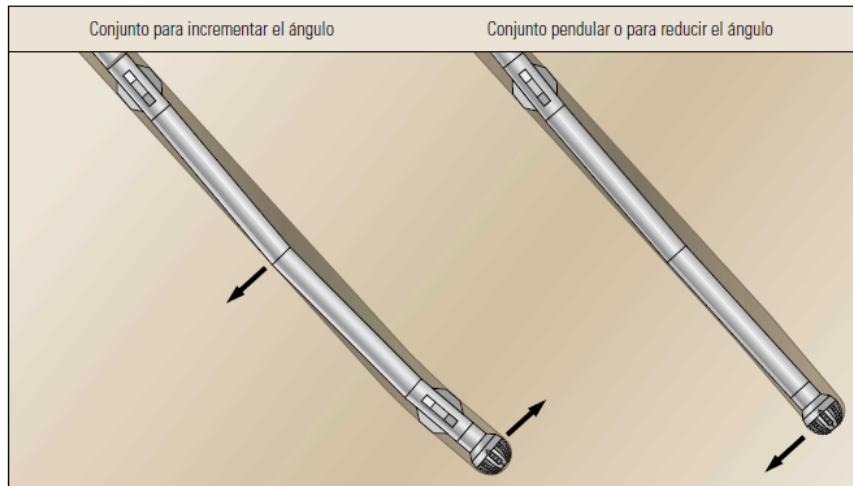


Figura 5.1 Cambio de dirección sin un motor de fondo. (Oilfield Review, 2000).

Los motores direccionales, que utilizan una turbina de fondo o motor de desplazamiento positivo como fuente de potencia y un BHA con una curvatura fija de aproximadamente $\frac{1}{2}^\circ$, fueron desarrollados a comienzos de la década de 1960 para permitir el control simultáneo del azimuth y la inclinación del agujero. Hoy en día, un motor direccional típico consta de una sección para generación de potencia, a través de la cual se bombea el fluido de perforación que hace girar la barrena de perforación, una sección curva de 0 a 3° , un eje propulsor y la barrena (figura 5.2).



Figura 5.2. BHA direccional. El PowerPak es un dispositivo direccional simple pero resistente, compuesto por una sección generadora de potencia, un dispositivo de ajuste angular en superficie, un estabilizador y la barrena de perforación. (Oilfield Review, 2000).

La perforación direccional con un motor direccional se logra en dos modos: rotación y deslizamiento. En el modo de rotación, la totalidad de la sarta de perforación rota, como ocurre en la perforación rotativa convencional y tiende a perforar hacia adelante.

Para iniciar un cambio en la dirección del agujero, la rotación de la columna de perforación es detenida en una posición tal, que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria deseada. Este modo, denominado modo de deslizamiento, se refiere al hecho de que la porción de la sarta de perforación que no realiza un movimiento rotativo, se desliza por detrás del conjunto direccional. Si bien esta tecnología ha funcionado en forma extraordinaria, se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección curva del motor debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación, que se comporta casi como un resorte en espiral y se retuerce hasta tal punto que resulta difícil orientarlo. Las variaciones litológicas y otros parámetros también influyen en la posibilidad de lograr la trayectoria de perforación planeada.

Quizás el mayor problema que se presenta en la perforación por deslizamiento convencional sea la tendencia de la columna no rotativa a sufrir atascamientos. Durante los períodos de perforación por deslizamiento, la tubería de perforación se apoya sobre el lado inferior del agujero, lo cual produce velocidades disparejas de fluido alrededor de la tubería. Por otra parte, la falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad del fluido de perforación de remover los recortes, de manera que se puede formar una capa de recortes sobre el lado inferior del agujero. La limpieza del agujero se ve afectada, entre otros factores, por la velocidad de rotación, la tortuosidad del agujero y el diseño de los conjuntos de fondo.

La perforación en el modo de deslizamiento disminuye la potencia disponible para hacer mover la barrena, lo cual, sumado a la fricción de deslizamiento, reduce la velocidad de penetración. Finalmente, en proyectos de perforación de gran alcance o alcance extendido, las fuerzas de fricción durante el deslizamiento se acumulan hasta tal punto que el peso axial resulta insuficiente para hacer frente al arrastre de la tubería de perforación contra el agujero, haciendo imposible continuar la perforación.

Por último, la perforación por deslizamiento presenta diversas ineficiencias poco deseables. Si se cambia del modo de deslizamiento al modo de rotación durante la perforación con herramientas direccionales, es probable que se obtenga una trayectoria más tortuosa en dirección al objetivo.

En la figura 5.3 la perforación direccional en los modos de deslizamiento y de rotación por lo general da como resultado una trayectoria más irregular y más larga que la planificada (trayectoria roja). Las patas de perro pueden afectar la posibilidad de colocar la TR hasta la profundidad total. El uso de un sistema rotativo direccional elimina el modo de deslizamiento y produce un agujero más suave (trayectoria negra).

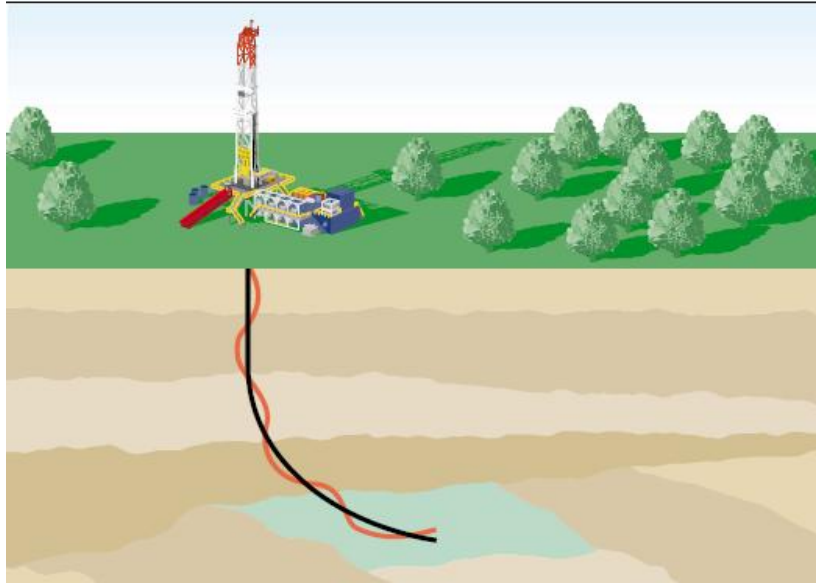


Figura 5.3. Optimización de la trayectoria. (Oilfield Review, 2000).

Las numerosas ondulaciones o patas de perro en el agujero aumentan la tortuosidad del mismo, lo que a su vez incrementa la fricción aparente durante la perforación y la corrida de la TR. Durante la producción, se puede producir una acumulación de gas en los puntos altos y agua en los puntos bajos, lo cual dificulta la explotación de hidrocarburos.

En la figura 5.4, los puntos altos y bajos en el agujero ondulado (arriba) tienden a acumular gas (rojo) y agua (azul), dificultando el flujo de aceite. Un perfil más suave (abajo) facilita el flujo de hidrocarburos hacia la superficie.

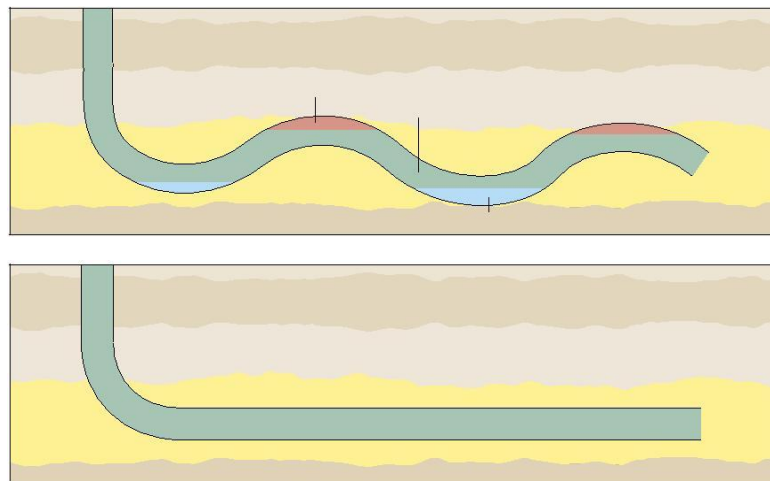


Figura 5.4. Optimización del flujo durante la producción. (Oilfield Review, 2000).

A pesar de estos problemas, la perforación direccional con motor direccional sigue resultando efectiva en términos económicos y, por el momento, es el método de perforación direccional más utilizado.

El próximo paso en la tecnología de perforación direccional, es el sistema rotativo direccional. Estos sistemas permiten la rotación continua de la columna de perforación

mientras se controla la dirección de la barrena. En la actualidad, la industria petrolera clasifica los sistemas rotativos direccionales en dos grupos, los sistemas más generalizados de “empuje de la barrena,” que incluyen el sistema “PowerDrive™” y los sistemas menos desarrollados de “direccionamiento de la barrena”.

En la figura 5.5 se muestran los sistemas que dirigen la barrena (izquierda), la barrena se encuentra inclinada en relación con el resto de la herramienta para lograr la trayectoria deseada. En los sistemas que empujan la barrena (derecha) se aplica una fuerza contra el agujero con el mismo fin.

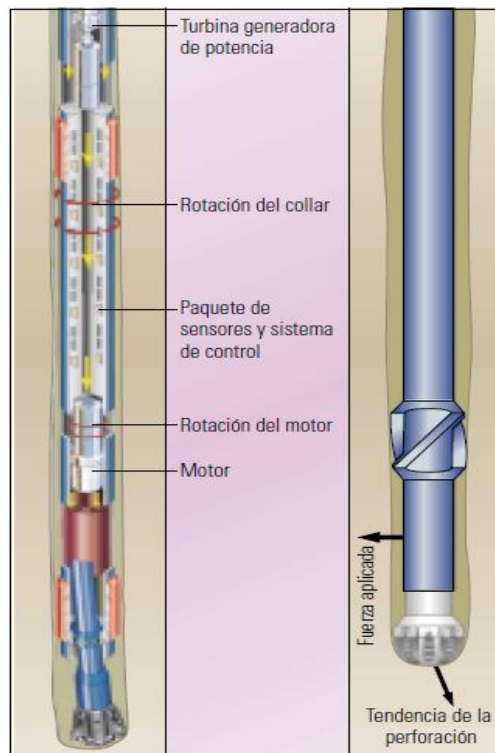


Figura 5.5. Diseños de sistemas rotativos direccionales caracterizados por su comportamiento estable. (Oilfield Review, 2000).

5.2. Perforación Direccional con TR

El sistema de perforación con TR de Tesco® proporciona las herramientas versátiles necesarias para las operaciones de perforación direccional. Un aparejo de fondo recuperable con línea de acero, colocado en el extremo inferior de la TR, reemplaza las herramientas direccionales utilizadas en un BHA convencional. Estas herramientas pueden ser recuperadas y corridas en inclinaciones superiores a 90° y la TR puede ser alternada y circulada mientras se están corriendo o recuperando las herramientas para asegurar que la TR no se atasque.

El sistema de perforación direccional se ha utilizado con TR's de 7" y 9 5/8" para perforar pozos comerciales desviados con inclinaciones tan altas como 80°. Sin embargo, las operaciones exitosas de perforación direccional con TR requieren más que simplemente tener herramientas direccionales que pueden correrse por debajo de la TR. La respuesta del BHA es muy diferente cuando es comparada con la perforación convencional con tubería de perforación y requiere un diseño diferente de

BHA. El torque y arrastre se gestionan a través de la selección de las conexiones de TR, estabilización, propiedades del lodo de perforación y prácticas operacionales en el sitio del pozo. El equipo de manipuleo de TR en el equipo de perforación mejora la eficiencia general del proceso de perforación direccional con TR.

Las siguientes secciones explican los procesos que se utilizan para perforar direccionalmente con TR usando motores direccionales y sistemas rotativos direccionales.

5.2.1. Análisis de Torque y Arrastre

Las consideraciones de torque y arrastre afectan la determinación si un pozo particular es un buen candidato de perforación direccional con TR. Los factores que afectan el torque y arrastre al perforar con TR incluyen todos los que afectan a la perforación con tubería de perforación.

El torque es una medida de la resistencia a la rotación, causada por la fricción entre la TR o la sarta de perforación y la pared del pozo. El arrastre es una medida de la resistencia al movimiento ascendente o descendente. La magnitud del torque y del arrastre, observada en la tubería, es una función de la tensión o la compresión y del área en contacto con el pozo (figura 5.14). Cuando las tuberías están centradas correctamente en un pozo vertical, el contacto con la pared del pozo es insignificante, y el torque y el arrastre son esencialmente nulos (*izquierda*). Durante una sección de incremento angular, la sarta de perforación o la TR experimenta grados variables de torque y arrastre porque es presionada contra el lado superior de la pared del pozo y se encuentra en estado de compresión o tensión (*centro*). En la sección tangencial del pozo, las tuberías se encuentran en pleno contacto con la parte inferior del pozo y en cierto estado de compresión o tensión (*derecha*). La magnitud del torque y el arrastre, creados a lo largo de esta sección del pozo, es básicamente una función del peso de la tubería de revestimiento. La flexión se produce cuando las fuerzas de compresión resultantes del arrastre pliegan la tubería contra la pared del pozo, generando una configuración sinusoidal (*inserto, extremo superior*). Con el tiempo, si las cargas continúan creciendo, la tubería se curvará helicoidalmente (*inserto, extremo inferior*), y en ese momento el movimiento descendente se detendrá.

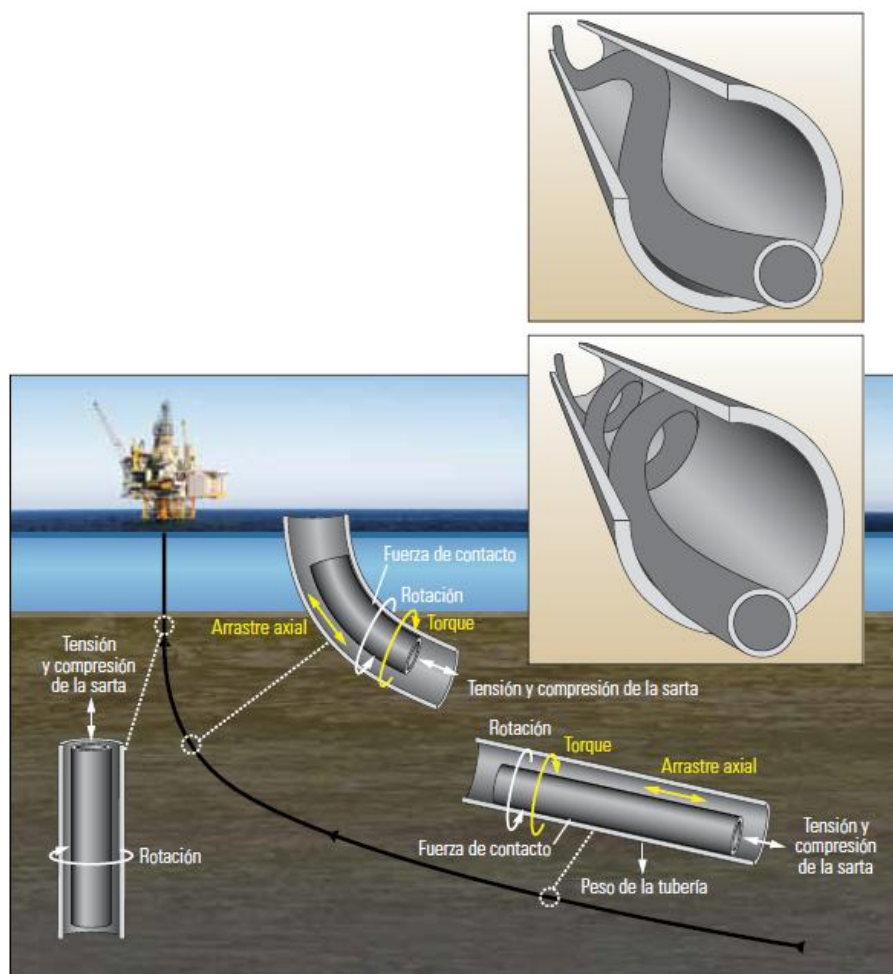
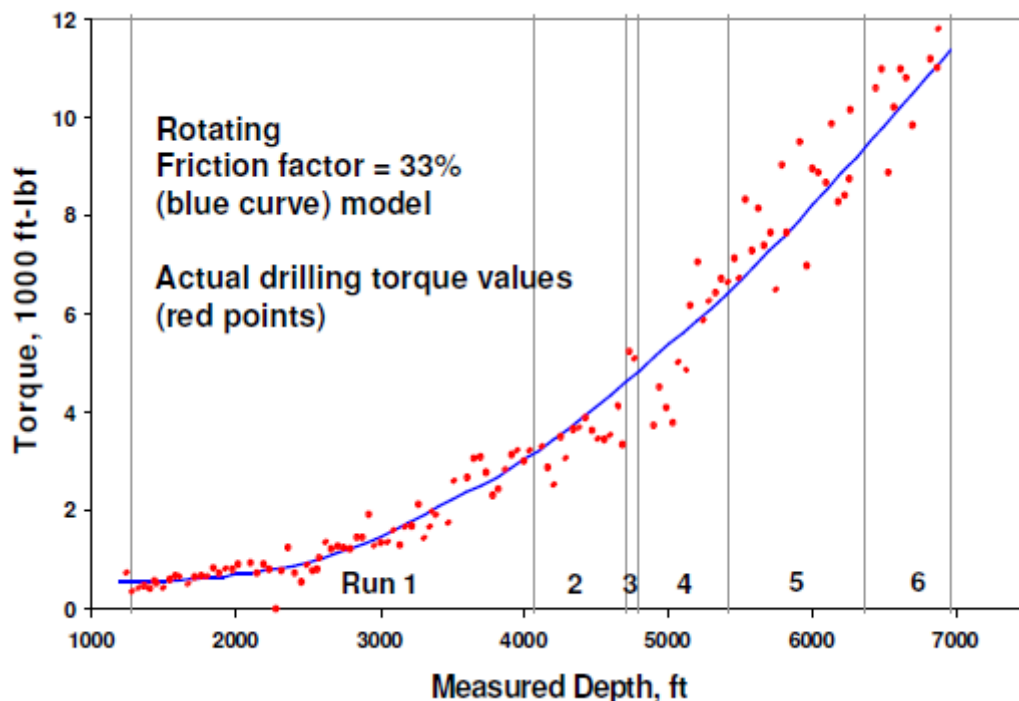


Figura 5.14. Torque y arrastre en la perforación direccional (Oilfield Review, 2010).

En un sentido muy general, la fuerza de contacto normal, el factor de fricción y el diámetro de rotación eficaz determinan el torque necesario para rotar la TR. En muchas situaciones con TR más grande, la fuerza normal agregada mientras se perfora con TR en un pozo direccional es mayor que cuando se perfora con tubería de perforación debido a que el peso de la TR es mayor. El diámetro eficaz de la TR también es mayor que para la perforación con tubería de perforación. Ambos de estos efectos pueden contribuir al mayor torque de rotación con TR. Si el agujero es tortuoso, la rigidez de la TR puede contribuir también a dicha torsión. La pobre limpieza del agujero también puede incrementar significativamente la torsión experimentada en un pozo perforado con TR.

El diseño de la sarta de revestimiento para pozos direccionales perforados con TR puede requerir más centralización que en pozos verticales. Los pozos direccionales tienen más fuerzas laterales y son más susceptibles a pegarse por presión diferencial.

Los cálculos de torque y arrastre pueden utilizarse eficazmente para modelar la torsión esperada para la trayectoria prevista y la tortuosidad esperada, tal como se hace en pozos direccionales perforados convencionalmente. La Grafica 5.1 muestra el modelado vs. Torsiones de perforación reales para la sección de un Liner de 7" de un pozo perforado direccionalmente con TR. El factor de fricción de rotación es mayor en 33% que en pozos perforados con tubería de perforación.



Grafica 5.1. Mediciones del torque de perforación (rojo) vs Torque modelado (azul) de un análisis de torque y arrastre utilizando un 33% del factor de fricción de rotación para la etapa de explotación con un Liner de 7" de un pozo perforado con TR. (OTC-17453)

El modelado puede predecir con precisión los valores de torque, que pueden ayudar a detectar el exceso de torsión que se desarrolla cuando ocurren vibraciones de la sarta de revestimiento o rotación. Una variación en la torsión con cambios en RPM también puede ser observado como una indicación de vibraciones laterales expandiéndose.

5.2.2. Hidráulica de la perforación direccional con TR

En aplicaciones típicas de perforación con TR, el programa hidráulico está previsto alrededor de mantener un DEC permitida mientras se logra una adecuada limpieza del pozo. Este proceso puede requerir hacer ajustes a las propiedades del fluido y los gastos de flujo. Los componentes del BHA se seleccionan para dar cabida a estas limitaciones, sin salirse de los márgenes de funcionamiento de los componentes individuales. A menudo, esto requiere componentes de dirección para ser ejecutados en los límites de funcionamiento. La presión de la bomba es generalmente más baja que para la perforación convencional, debido al gran diámetro de la sarta de perforación y gastos más bajos de flujo.

5.2.3. Control direccional

En la simple situación de perforación vertical, parece lógico que la parte inferior de la tubería podría ser estabilizada para proporcionar un medio eficaz de control de desviación. La estabilización de la tubería al centro del agujero debe permitir que la rigidez de la tubería ayude a la barrena en la perforación a lo largo de un camino recto. Desafortunadamente, esto no siempre funciona.

Se hicieron varios intentos de hacer esto, estabilizando el extremo inferior de la tubería dando como resultado altas cargas laterales y desgaste unilateral en los estabilizadores, y también no proporciona un adecuado control de desviación. Un mejor control de la desviación se logra a través de la estabilización a través de la tubería cuando se perfora sin un BHA recuperable.

La causa principal del desgaste del estabilizador y el pobre control de desviación es que la tubería no es recta en su totalidad. Esto puede resultar de una variedad de razones, pero la más importante es que la TR puede tener extremos curvados. Las especificaciones API para la TR no definen adecuadamente la "rectitud" de la tubería una vez que sea roscada (figura 5.15). En algunos casos, la tubería puede ser recta cuando sale de fábrica, pero no podrá permanecer recta debido a esfuerzos residuales o defectos que quedan de la fabricación y los procesos de enderezamiento.

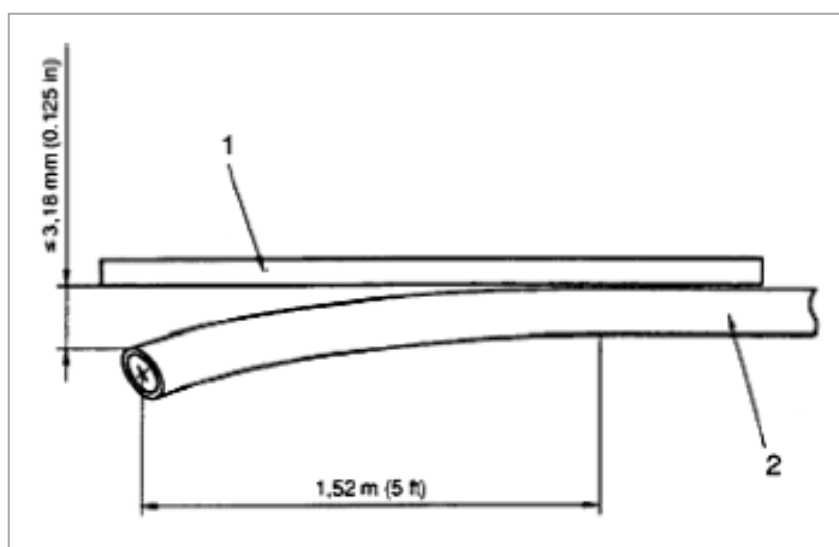


Figura 5.15. Procedimiento para medir el extremo curvado de una tubería. (1) Longitud de borde recto $\geq 1.83\text{ m}$ (6 ft). (2) Tubería. (SPE-79914).

Se desarrolló un método alternativo para proporcionar control de desviación en la barrena, en lugar de tratar de encontrar una mejor manera de tomar ventaja del uso de la rigidez de la tubería. La TR se utiliza para transmitir energía mecánica e hidráulica al BHA, pero el BHA es intencionalmente desacoplado de movimiento lateral y rigidez de la tubería. La estabilización del BHA en el agujero piloto, entre el ampliador y la barrena piloto, proporciona el control de desviación.

La estabilización bajo calibrada se utiliza en la parte inferior de la TR para proporcionar centralización para la cementación y para asegurarse de que la TR no sea corrida inadvertidamente en la sección de agujero severamente bajo calibrada.

El BHA debe ser estabilizado de una manera que permita que el agujero sea perforado con un diámetro más grande que el de la TR con las herramientas que pueden ser retiradas a través de la tubería. Esto descarta el uso de cualquier estabilización de aleta fija por encima del ampliador. Colocando toda la estabilización en el agujero piloto, y abriendo el agujero de diámetro completo con un ampliador situado por encima de la barrena piloto, proporciona un buen control de la dirección, mientras se mantiene la recuperación del BHA.

Un lastrabarrena espaciador relativamente flexible conecta la parte superior del amplificador al DLA para desacoplar parcialmente el movimiento lateral del amplificador. El DLA está generalmente posicionado alrededor de 20 ft por encima de la zapata de TR de modo que cualquier rotación excéntrica de la TR no es transferida de forma rígida al amplificador. Sin embargo, la superposición entre la TR y el lastrabarrena espaciador todavía proporciona algunos límites a la desviación lateral del BHA. El uso de este tipo de arreglo, mostrado en la figura 5.16, ha demostrado que proporciona un control efectivo de desviación. También ha reducido significativamente el torque de rotación mediante la perforación de un agujero más suave que cualquier otra configuración de estabilización de TR que haya sido probada.

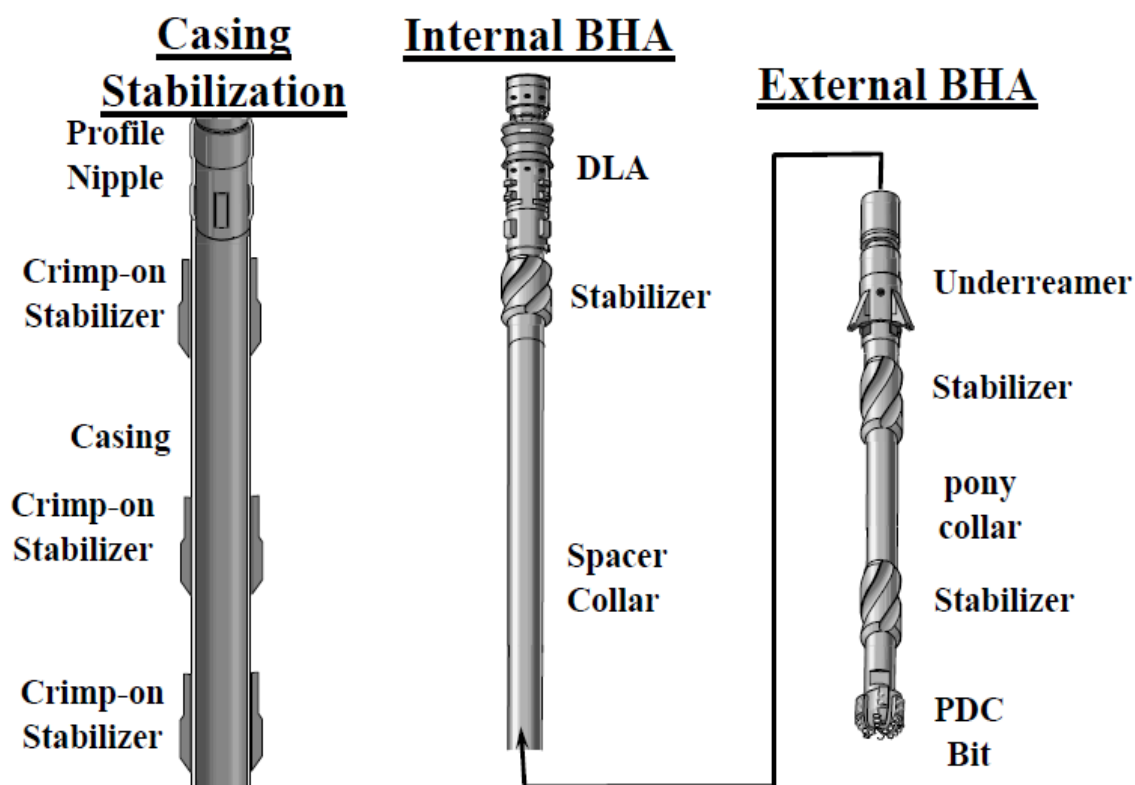


Figura 5.16. Ensamble del control direccional. (SPE-79914).

El principio fundamental empleado para proporcionar un buen rendimiento del control de la desviación es que un ensamblaje piloto estabilizado perfora un agujero recto y liso, el cual es abierto lo suficientemente como para proporcionar un espacio libre alrededor de la tubería. La tubería sigue este camino con poca dificultad.

Este concepto no puede ser implementado para pozos direccionales cuando se utiliza un motor direccional convencional. La figura 5.17 muestra el arreglo típico de motor que es utilizado para el trabajo direccional durante la perforación con TR. Debido a la necesidad de perforar sin rotación de la tubería para una sección del agujero, el amplificador debe ser colocado por debajo del motor, el cual lo sitúa directamente encima de la barrena. Un estabilizador de calibre completo se incorpora en el amplificador, inmediatamente por debajo de los cortadores, para ayudar en la perforación de una curva suave.

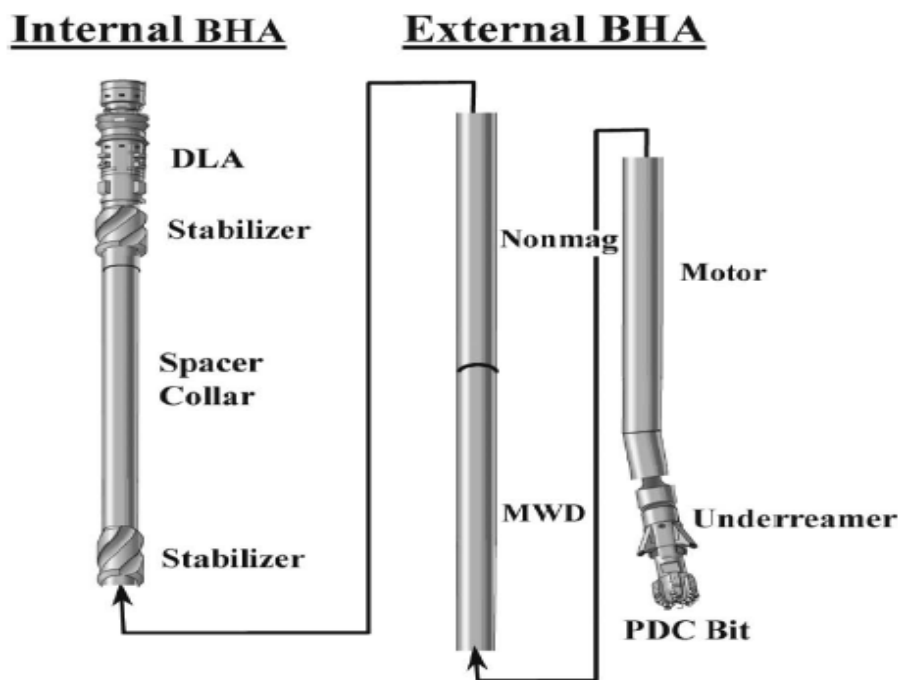


Figura 5.17. Ensamble retirable en un equipo de perforación direccional. (SPE-79914).

Sin la estabilización de calibre completo se puede colocar en el BHA entre la zapata de TR y el amplificador. El sistema CD se dirigió hacia arriba, abajo, derecha, e izquierda dentro del rango deseado de parámetros.

En agujeros más pequeños, a menudo se desean mayores tasas de construcción angular, y el control de la dirección es un poco más difícil con un conjunto de motor direccional no estabilizado. Es mucho más fácil de construir la inclinación que reducir la inclinación con el motor más pequeño y el conjunto de MWD. La corrida de un estabilizador expandible por encima de la parte superior del motor elimina este problema, pero introduce otra complejidad al BHA.

Elegir el ángulo de curvatura del motor para correrlo con un sistema de perforación con TR implica una consideración adicional que es requerida para la perforación convencional. El motor, la barrena, y amplificador deben pasar a través de la tubería que puede ser ligeramente más grande que el motor. Esto limita el ángulo de curvatura a uno que podría ser menor que el que se utiliza para perforar convencionalmente en la misma curvatura deseada. El ángulo de curvatura más pequeño aumenta la cantidad de deslizamiento relativo de rotación, pero esto no es del todo malo, ya que tiende a limitar la curvatura máxima local del agujero local necesaria para lograr la curvatura media deseada.

5.2.4. Criterios de selección de pozos

Es posible perforar direccionalmente bajo algunas condiciones bastante extremas con un sistema de perforación con TR, pero algunos pozos candidatos son mucho mejor para este proceso que otros. Las aplicaciones potenciales deben ser examinadas para asegurarse de que tienen una buena probabilidad de resultar exitosas técnica y económicamente.

5.2.4.1. Criterios Técnicos

La perforación direccional con TR está en una fase prematura, se puede esperar más progreso en el futuro al implementar una amplia gama de herramientas que se dispongan a utilizar con él. Hoy en día, la perforación direccional con TR cortas menores de 7" resulta ser algo limitada. El tamaño pequeño de los motores puede ser utilizado con Liner de 5 ½" dejando a las barrenas con baja potencia y proporciona control direccional limitado. La perforación direccional con los motores pequeños se puede lograr, sin embargo es más competitiva en los lugares en los cuales se proporciona una tecnología de este tipo.

La perforación direccional con Liner de 7" se hace mucho más práctica con motores disponibles en la actualidad y los sistemas de orientación. Los motores utilizados con grandes tamaños de TR son lo suficientemente potentes que no limitan el rendimiento. El trabajo direccional se lleva a cabo a menudo a profundidades menores y a menores tasas de construcción angular con los tamaños de TR más grandes, los cuales también hacen más eficaz la orientación.

En la mayoría de los casos, el diámetro exterior (OD) de la TR que se utiliza para la perforación es más grande que el diámetro exterior de la tubería de perforación y los coples que se utilizarían para perforar el mismo tamaño de agujero. Esto resulta en un incremento de la rigidez, lo que aumenta la magnitud de los esfuerzos de retroceso que se originan cuando la tubería se hace girar en cualquier curvatura particular. Estos esfuerzos causan fatiga y limitan la tasa de construcción angular que es práctica para cualquier tamaño y grado de TR dados.

Las características de fatiga de la tubería de perforación son considerablemente conocidas, pero muy poca información está disponible para la TR y las conexiones. Los datos discutidos por Warren indican que la tubería K55 es ligeramente más susceptible a la fatiga que para los grados D y E de tubería de perforación para la misma magnitud del esfuerzo de retroceso. Estos datos indican que, si la magnitud del esfuerzo se mantiene por debajo de 12,000 psi (basado en cálculos del cuerpo de la tubería), la fatiga no puede ser una consideración importante con las conexiones del tipo Buttress. (Warren y colaboradores, 2001).

La perforación con esfuerzos de flexión superiores a 12,000 psi no resultará en una falla catastrófica inmediata de la tubería. Este hecho permite que la TR sea utilizada como sarta de perforación en situaciones en las que la curvatura excede los máximos valores promedio permisibles para intervalos cortos. Sin embargo, una falla por fatiga es mucho más probable que ocurra después de un número finito de rotaciones en estos esfuerzos más altos. Es mejor diseñar el pozo con una curvatura sustancialmente por debajo del límite de resistencia a tolerar las patas de perro inevitablemente más altas que se producirán durante la perforación con un motor direccional. Cuando las patas de perro son mayores que el límite de resistencia, la rotación de la TR sin avance axial debe ser limitada.

El diseño de la conexión también puede afectar significativamente el límite de resistencia de la TR. El límite sugerido de 12,000 psi se basa en el uso de una conexión con una eficiencia de tensión del 100% y características relativamente buenas de fatiga. Las conexiones comunes Buttress generalmente satisfacen estas

condiciones, al igual que muchas conexiones Premium. Históricamente, ha habido muy poca consideración de las propiedades de fatiga de los coples de TR porque no era importante para las aplicaciones normales. Debido a esto, algunas conexiones que tienen evaluaciones muy altas de torque que pueden tener un rendimiento de fatiga relativamente bajo y puede no ser adecuado para su uso en la perforación con TR.

El límite de resistencia de 12,000 psi para tuberías K-55 se puede extrapolar a otros grados de tuberías utilizando técnicas estándar. La curvatura máxima permitida para los diferentes tamaños y grados de tubería se puede calcular para evitar que el límite de resistencia sea excedido. En la Tabla 5.1 se pueden apreciar estos valores.

Tabla: Máximas curvaturas permitidas para varios pesos y grados de TR.			
Tamaño (in)	Peso (lbf)	Grado	Curvatura máxima grado/100 ft
5.5	17	P110	13
7	23	L80	8
9.625	36	J55	4.5
13.375	54.5	J55	3

Tabla 5.1. La tabla muestra los valores sugeridos que podrían ser utilizados para algunas sargas de revestimiento típicos.

El esfuerzo asociado con la vibración lateral es también una causa común de fatiga durante la perforación con TR. La mayoría de las fallas de fatiga reportadas en la perforación con TR, se han originado en los pozos verticales y generalmente son atribuidas al esfuerzo de retroceso de vibración. Las fallas por fatiga son probables que sean menos comunes en pozos direccionales que en pozos verticales. La velocidad de rotación inferior utilizada con motores direccionales, en combinación con la amortiguación de la vibración lateral proporcionada por la inclinación del pozo, debe resultar en menos ciclos de fatiga y de menor magnitud.

Las consideraciones de torque y arrastre también ayudan a determinar si un pozo particular es un buen candidato para una perforación direccional con TR. Los factores que afectan el torque y arrastre cuando se perfora con TR incluyen todos los que afectan a la perforación convencional.

5.2.4.2. Criterios económicos

Hay una serie de beneficios con el sistema de perforación con TR que resultan en ahorros de costos. Lo más significativo de estos beneficios es:

- El tiempo reducido necesario para los viajes redondos.
- Reducción del tiempo de problemas asociados con la pérdida de circulación.
- Posibilidad de resguardar el pozo cuando se produce una eventualidad no prevista.

La principal ventaja de perforación direccional con TR es que permite que estos tipos de beneficios sean capturados para los pozos direccionales. La perforación direccional con TR ofrece una mayor facilidad en la orientación de un motor direccional y los viajes más rápidos para el cambio de componentes del BHA, pero la velocidad de penetración real probablemente sufre una ligera penalización cuando se perfora con TR's más pequeñas. Para mayores tamaños de tubería y perfiles direccionales menos

severos, los beneficios de la perforación con TR pueden ser capturados sin pérdida de eficiencia direccional o velocidad de penetración.

En la evaluación de pozos candidatos a un sistema de perforación direccional con TR, lo más conveniente es identificar primero los pozos que tienen problemas específicos, los cuales pueden ser resueltos mediante la perforación y entubación simultánea del pozo. Estos pueden incluir cosas tales como la reducción del tiempo por problemas de pérdida de circulación; la conducción de la TR para una mayor profundidad en formaciones problemáticas, tales como zonas agotadas o de baja presión, la perforación a través de formaciones no consolidadas, reduciendo el tiempo de viaje en operaciones de alto costo, o el uso de una equipo de perforación más pequeño.

Una vez identificados estos beneficios, entonces los criterios técnicos asociados con la perforación direccional con TR pueden ser evaluados para determinar si los objetivos direccionales pueden ser alcanzados durante la perforación con TR.

5.3. Motores de fondo direccionales

Las operaciones de perforación con TR y motores direccionales en pozos de prueba y en operaciones de campos petroleros identificaron tres limitaciones: geometría de los arreglos de fondo de pozo, desempeño de los motores y prácticas operacionales. En un BHA recuperable para la perforación con TR, el motor y la cubierta acodada se encuentran ubicados por encima del ampliador y la barrena piloto para producir la rotación de ambos. Esta configuración permite la perforación por deslizamiento sin hacer rotar la sarta entera para efectuar las correcciones direccionales.

La geometría del BHA para el control direccional con motores direccionales y TR difiere de un BHA convencional para columna de perforación (Ver figura 5.6).

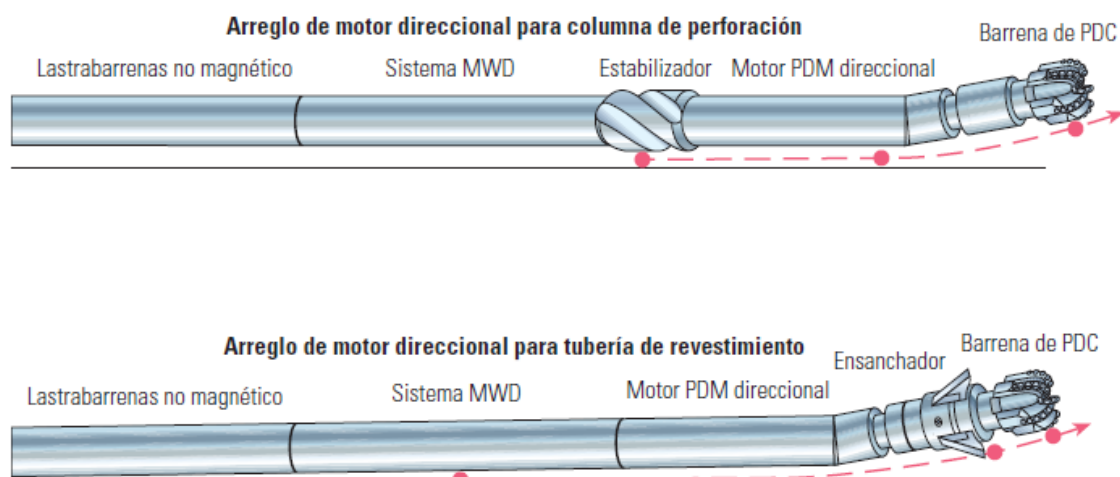


Figura 5.6. Geometría de la perforación direccional y puntos de control (Oilfield Review, 2005).

En un BHA direccional convencional para columna de perforación se cuenta con tres puntos característicos: la barrena, un patín del estabilizador en la cubierta del motor y un estabilizador situado por encima del motor definen la geometría para el incremento angular (en el extremo superior de la figura 5.6). Los dos puntos superiores son no

cortantes, de modo que la geometría y la rigidez del BHA obligan a la barrena a realizar cortes a lo largo de un trayecto circular.

En la perforación direccional con TR, también tres puntos determinan la tasa de incremento para un motor direccional pero no están tan definidos como los anteriores y resultan más difíciles de modificar (extremo inferior de la figura 5.6). El punto inferior sigue siendo la barrena, pero el segundo punto no se encuentra ubicado en la cubierta del motor. Se debe utilizar un motor más pequeño que el pozo para pasar a través de la TR en un arreglo recuperable. En consecuencia, la cubierta del motor a menudo no se pone en contacto con la pared del pozo. En cambio, un estabilizador rotativo no cortante situado por debajo de los patines de las aletas del amplificador funciona como segundo punto de control. El control direccional puede verse afectado porque la barrena se encuentra más alejada del punto de control superior.

Además, los sistemas de perforación para perforar pozos direccionales con TR deben pasar a través de la tubería, de manera que el BHA y el motor PDM son de menor diámetro que el pozo.

Esto limita el ángulo de curvatura del motor. El patín de contacto de la cubierta del motor a menudo no toca la pared del pozo. En cambio, se incorpora un estabilizador de agujero piloto por debajo de las aletas del amplificador para proveer control direccional y garantizar una trayectoria suave del pozo.

Los motores y componentes de menor tamaño también aumentan la flexibilidad del BHA, de modo que resulta más difícil mantener el control direccional. El arreglo entero se inclina formando un ángulo más grande en el pozo y tiene tendencia a aumentar el ángulo de inclinación, lo que dificulta aún más la reducción del ángulo del pozo. El agregado de un estabilizador expansible o de un amplificador con patines de estabilizador no cortantes por encima del motor reduce las tasas de incremento de la rotación y provee la capacidad de reducir el ángulo de inclinación por deslizamiento, pero esto aumenta la complejidad del BHA.

El problema principal con los motores de menor tamaño es una relativa falta de potencia, en comparación con las versiones más grandes. La selección del motor más adecuado para ejecutar operaciones de perforación direccional es crucial, particularmente para TR de 7" y de menor tamaño. Los motores de baja velocidad que proveen mayor torque útil en respuesta al incremento de la presión son más fáciles de operar. Una barrena con estructuras de corte menos agresivas que no realizan incisiones tan profundas dentro de la formación también mejora el desempeño del motor. No obstante, todos estos factores reducen la eficiencia de la perforación y las velocidades de penetración.

Para TR's de más de 9 5/8", las necesidades de potencia del motor son menos cruciales porque pueden utilizarse motores más grandes que el pozo. En ciertos casos, puede resultar ventajoso utilizar motores diseñados específicamente para perforación direccional con TR, que proveen alto torque a una presión de bombeo relativamente baja.

La recuperación luego de un atascamiento del motor y la reorientación del BHA requieren menos tiempo con la TR porque ésta es más rígida que la sarta de

perforación convencional. La TR no se tuerce demasiado entre la superficie y un motor PDM, de manera que no existe necesidad de darle movimiento alternativo para relajar este esfuerzo de torsión acumulado. Se pone peso sobre la barrena (WOB) y se aplica el freno sin bajar la TR. Luego se levanta levemente el BHA y se le hace rotar en la orientación deseada. Si un motor se atasca, se reduce la velocidad de bombeo y se levanta la sarta para volver a ponerlo en marcha, normalmente sin tener que reajustar su ángulo de curvatura.

Si la fricción del pozo hace que la TR se cuelgue, el balanceo o la rotación manual o automática de la sarta hacia adelante y hacia atrás sin cambiar la orientación del BHA, ayuda a controlar los cambios abruptos en el WOB en el modo de deslizamiento. Esto permite que el motor funcione en forma más consistente y mejora el desempeño de la perforación sin afectar el control direccional.

5.4. Sistema Rotativo Direccional (RSS)

Un sistema rotativo direccional es un sistema compacto y poco complicado desde el punto de vista mecánico, que comprende una unidad sesgada y una unidad de control que agregan sólo 3.8 m [12 ½ pies] a la longitud total del BHA (ver figura 5.7). La unidad sesgada, ubicada directamente detrás de la barrena, aplica una fuerza sobre la barrena en una dirección controlada mientras toda la sarta gira. La unidad de control, que se encuentra detrás de la unidad sesgada, contiene dispositivos electrónicos, sensores, y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas del lado de la barrena, necesarias para alcanzar la trayectoria deseada.

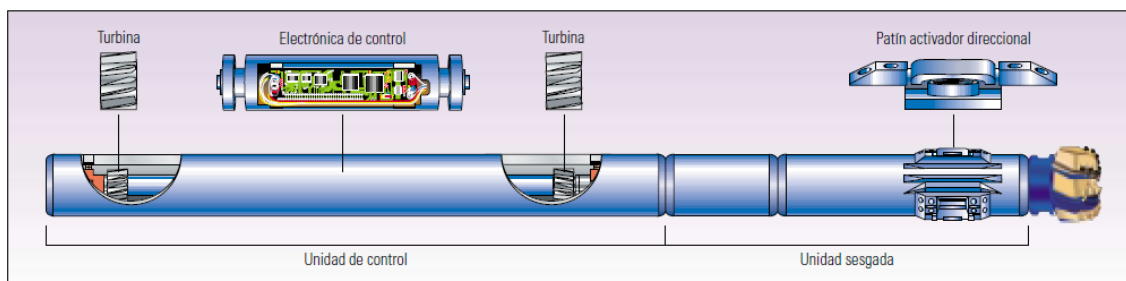


Figura 5.7. Sistema rotativo direccional PowerDrive (Oilfield Review, 2000).

La unidad sesgada tiene tres patines externos articulados, que son activados por el flujo de lodo controlado a través de una válvula. La válvula utiliza la diferencia de presión de lodo existente entre el interior y el exterior de la unidad sesgada. La válvula de tres vías de disco rotativo acciona los patines al dirigir el lodo en forma sucesiva a la cámara del pistón de cada patín, a medida que rota para alinearse con el punto de empuje deseado en el pozo, que es el punto opuesto a la trayectoria deseada. Una vez que un patín pasa el punto de empuje, la válvula rotativa corta el suministro de lodo y el mismo se escapa a través de una compuerta especialmente diseñada para la filtración del lodo. Cada patín se extiende no más de 1cm [3/8"] durante cada revolución de la unidad sesgada. Un eje conecta la válvula rotativa con la unidad de control para regular la posición del punto de empuje. Si el ángulo del eje se encuentra geoestacionario con respecto a la roca, la barrena será empujada constantemente en una dirección, que es la dirección opuesta al punto de empuje. Si no se necesita

modificar la dirección, el sistema se opera en un modo neutral, donde cada patín se extiende de a uno por uno, de manera que los patines empujen en todas las direcciones y sus movimientos se cancelen entre sí.

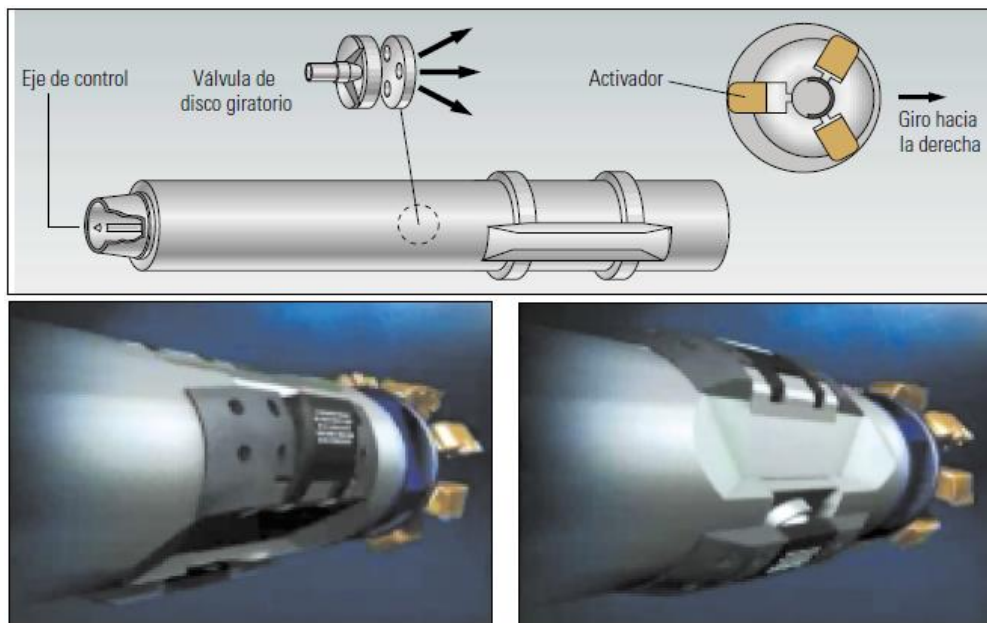


Figura 5.8. Empuje de la barrena (Oilfield Review, 2000).

En la Figura 5.8 el flujo de lodo impulsa tres patines externos (arriba) a través de una válvula de tres vías de disco rotativo. Los patines ejercen presión contra el agujero en el punto adecuado en cada rotación para alcanzar la trayectoria deseada: en este caso, un giro a la derecha (arriba a la derecha) y extensión hacia afuera de hasta 1 cm [3/4"]. Las ilustraciones inferiores muestran la herramienta con los patines retraídos (izquierda) y extendidos (derecha).

La unidad de control mantiene la posición angular propia del eje de impulso relativa a la formación. La unidad de control está montada sobre cojinetes que le permiten rotar libremente alrededor del eje de la sarta de perforación. Por medio de su propio sistema de activación, se puede dirigir a la unidad de control para que mantenga un ángulo de giro determinado, o ángulo de orientación de la herramienta con respecto a la roca de formación. Los sensores del acelerómetro y magnetómetro de tres ejes proporcionan información relativa a la inclinación y al azimut de la barrena, además de la posición angular del eje de impulso. Dentro de la unidad de control, se encuentran unos impulsores de turbina de rotación contraria, montados sobre ambos extremos de la misma, que desarrollan el torque estabilizador necesario por medio de imanes permanentes de gran potencia, cuya acción se suma a la de las bobinas de torsión ubicadas en la unidad de control. La transmisión del torque desde los impulsores a la unidad de control se controla en forma eléctrica modificando la resistencia de las bobinas de torsión. El impulsor superior, o torque, se utiliza para aplicar torque a la plataforma en la misma dirección de la rotación de la columna de perforación, mientras que el impulsor inferior la hace girar en la dirección inversa. Otras bobinas generan energía para los dispositivos electrónicos.

La herramienta se puede adecuar a las necesidades específicas en la superficie y se puede programar previamente de acuerdo con las variaciones esperadas de inclinación y dirección (figura 5.9). Si fuera necesario modificar las instrucciones, una secuencia de pulsos en el fluido de perforación transmite las nuevas instrucciones al fondo del pozo.



Figura 5.9. Personal de perforación preparando la corrida de un sistema RSS y barrena PDC en un BHA de perforación direccional con TR (SPE-92195).

El funcionamiento del sistema rotativo direccional puede ser monitoreado por medio de herramientas MWD y de los sensores instalados en la unidad de control; esta información será transmitida a la superficie por medio del sistema de comunicación “PowerPulse”. El nivel de referencia utilizado para establecer el ángulo geoestacionario del eje es proporcionado por un acelerómetro triaxial o bien por el magnetómetro montado en la unidad de control.

Cuando se trata de agujeros casi verticales, para determinar la dirección de la desviación se utiliza como referencia un cálculo del Norte magnético. En los agujeros que presentan mayor desviación respecto de la vertical, los acelerómetros proporcionan la referencia necesaria para el control de la dirección.

Uno de los múltiples beneficios derivados de utilizar una plataforma con rotación estabilizada para determinar la dirección de navegación es su insensibilidad con respecto al comportamiento de colgamiento-deslizamiento de la columna de perforación. Los sensores adicionales que se encuentran en la unidad de control registran la velocidad instantánea de la columna de perforación con respecto a la formación, con lo cual se obtiene información útil acerca del comportamiento de la sarta. Los sensores térmicos y de vibración también están incluidos dentro de la unidad de control para registrar datos adicionales sobre las condiciones de fondo. La computadora instalada a bordo muestrea y registra información relativa a las condiciones de perforación, que se transmite en forma inmediata a la superficie por medio del sistema MWD o bien se recupera posteriormente. Esta información ha ayudado a diagnosticar problemas de perforación y junto con los registros MWD,

registros de lodo y de la formación, resulta de gran importancia para optimizar las operaciones futuras.

5.5. Direccionales revolucionarios

Los sistemas rotativos direccionales han evolucionado considerablemente desde su introducción. Las primeras versiones utilizaban estabilizadores accionados por lodo para provocar cambios de dirección, un concepto de diseño que sigue disfrutando de éxito hasta hoy. Con una dependencia del contacto con la pared del pozo para el control direccional, el desempeño de estas herramientas puede verse afectado a veces por los derrumbes y la rugosidad del pozo.

Las versiones más recientes incluyen diseños que se apoyan, una vez más, en un codo para producir cambios en el ángulo de orientación de la herramienta, lo cual reduce las influencias medio-ambientales del pozo sobre el desempeño de la herramienta. De esta manera, nacieron dos conceptos direccionales: *push-the-bit* y *point-the-bit*.

5.5.1. Sistema empuje de barrena (push-the-bit)

Este sistema empuja contra la pared del pozo para llevar la sarta de perforación en la dirección deseada. Una versión de este dispositivo RSS utiliza una unidad de desviación con tres estabilizadores o almohadillas de direccionamiento colocadas cerca de la barrena para aplicar una fuerza lateral contra la formación. Para incrementar el ángulo, cada centralizador accionado por el lodo empuja contra el lado inferior del pozo a medida que gira hacia su posición; para disminuir el ángulo, cada centralizador empuja contra el lado alto. Los comandos del perforador enviados al fondo del pozo por la telemetría de pulsos del lodo dirigen la temporización y la magnitud de la actuación del centralizador. Una unidad de control posicionada encima de la unidad de desviación acciona una válvula giratoria que abre y cierra el suministro de lodo hacia los centralizadores de manera sincronizada con la rotación de la sarta de perforación. El sistema modula de manera sincronizada la extensión y la presión de contacto de los centralizadores de actuación a medida que cada centralizador pasa por un cierto punto de orientación.

En la figura 5.10 se observa como las almohadillas se extienden de manera dinámica desde un alojamiento giratorio para crear una fuerza lateral dirigida contra la formación, la cual a su vez, provoca un cambio en la dirección de la perforación.

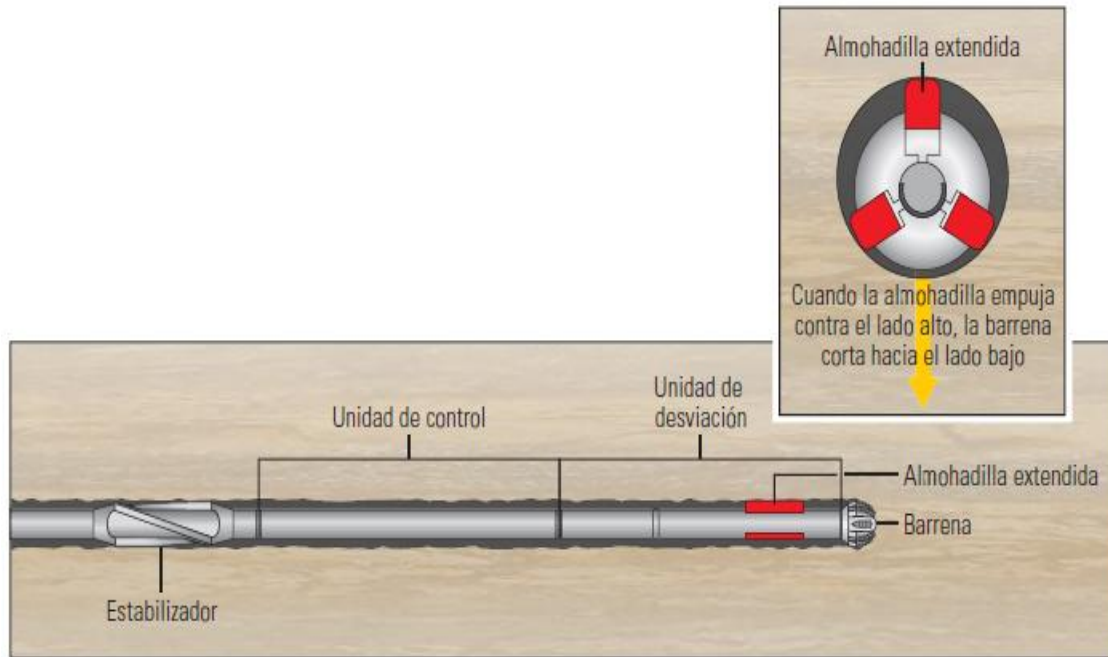


Figura 5.10. Sistema RSS Push-the-bit. (Oilfield Review, volumen 23, no. 4).

5.5.2. Sistema punto de barrena (point-the-bit)

Este sistema utiliza un codo interno para desplazar la alineación entre el eje de la herramienta y el eje del pozo produciendo una respuesta direccional. En un sistema *point-the-bit*, el codo está incluido dentro del cople de la herramienta, inmediatamente arriba de la barrena. Los sistemas *point-the-bit* cambian la trayectoria del pozo cambiando el ángulo de orientación de la herramienta. La trayectoria cambia en la dirección del codo. Esta orientación del codo está controlada por un motor auxiliar que gira a la misma velocidad que la sarta de perforación, pero en sentido contrario. Esto permite que el ángulo de orientación de la herramienta permanezca geoestacionario, o sin rotar, mientras que el lastrabarrena gira.

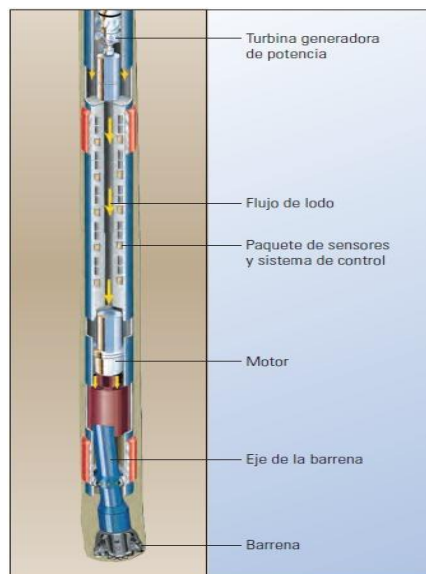


Figura 5.11. Sistema RSS Point-the-bit. (Oilfield Review, volumen 23, no. 4).

Un eje de la barrena se orienta en un ángulo de desplazamiento con respecto al eje de la herramienta. Este desplazamiento se mantiene geoestacionario mediante un motor auxiliar que gira en sentido contrario.

El desarrollo más reciente en la evolución de estos sistemas rotativos direccionales (el motor RSS de alta tasa de construcción angular) es un híbrido que combina las características de desempeño de los sistemas antes mencionados.

5.5.3. Sistema RSS híbrido

Hasta hace poco, los conjuntos RSS no podían entregar perfiles de pozo tan complejos como los perforados por los sistemas de motores direccionales. Sin embargo, el sistema rotativo direccional PowerDrive Archer demostró su capacidad para alcanzar elevadas severidades de pata de perro al mismo tiempo que alcanzaba las ROP típicas de los sistemas rotativos direccionales.

Se trata de un sistema totalmente rotativo, todos los componentes externos de la herramienta giran con la sarta de perforación, lo que permite una mejor limpieza del pozo al mismo tiempo que reduce el riesgo de atascamiento.

A diferencia de algunos sistemas rotativos direccionales, el motor RSS PowerDrive Archer no necesita de las almohadillas externas móviles para empujar contra la formación. En vez de esto, cuatro pistones de actuación dentro del lastrabarrena de perforación empujan contra el interior de una camisa direccional cilíndrica y articulada, la cual oscila sobre una junta universal para orientar la barrena en la dirección deseada. Además, cuatro aspas estabilizadoras en la camisa exterior que esta encima de la junta universal proporcionan una fuerza lateral a la barrena de perforación cuando contactan con la pared del pozo, lo cual permite que este motor RSS funcione como un sistema *push-the-bit*. Como sus componentes móviles son internos (protegidos así de la interacción con los severos ambientes de la perforación), este RSS tiene menor riesgo de mal funcionamiento o daños a la herramienta. Este diseño también ayuda a prolongar la vida útil del RSS.

Una válvula interna, mantenida geoestacionaria con respecto al ángulo de orientación de la herramienta, desvía un pequeño porcentaje del lodo hacia los pistones. El lodo acciona los pistones que empujan contra la camisa de direccionamiento. En modo neutral, la válvula de lodo gira continuamente, de manera que la fuerza de la barrena se distribuye uniformemente a lo largo de la pared del pozo, lo que permite que el RSS mantenga su curso (figura 5.12).

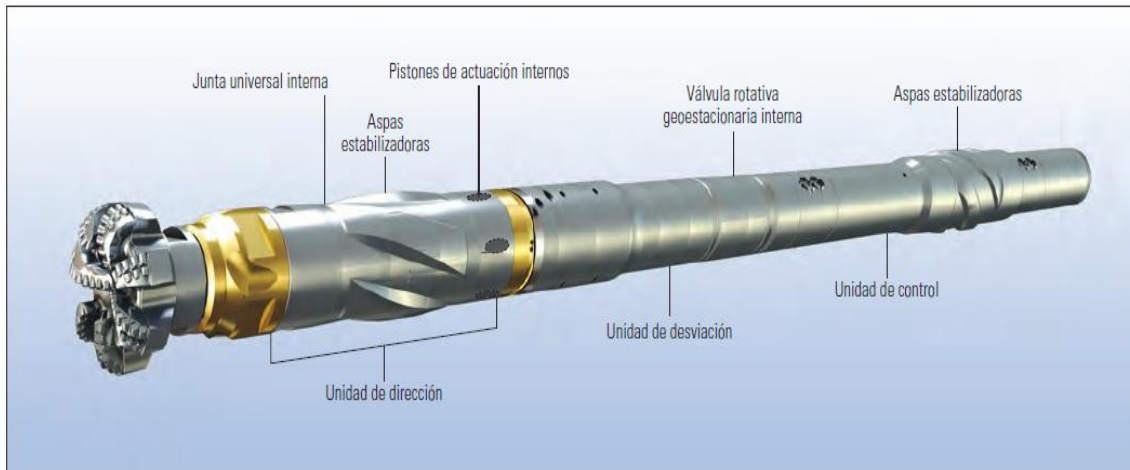


Figura 5.12. Sistema rotativo direccional PowerDrive Archer. Este sistema híbrido combina las almohadillas de actuación con un eje de direccionamiento desplazado, todos ubicados dentro del collar de perforación para protegerlos del ambiente del pozo.

Las mediciones cercanas a la barrena, tales como los rayos gamma, inclinación y azimut, permiten que el operador siga de cerca el progreso de la perforación. La orientación actual y otros parámetros de operación se envían al operador a través de una unidad de control, la que envía esta información a la superficie a través de telemetría continua de pulsos del lodo. Desde la superficie, el perforador direccional envía comandos al fondo del pozo hacia la unidad de control ubicada encima de la unidad de direccionamiento. Estos comandos se traducen en fluctuaciones de los gastos de flujo de lodo. Cada comando tiene un patrón de fluctuaciones único que se relaciona con puntos discretos de un mapa de direccionamiento preestablecido, el cual se ha programado en la herramienta antes de la perforación.

Los operadores han sido rápidos en beneficiarse de las capacidades del sistema direccional PowerDrive Archer. Dado que puede perforar las secciones verticales, curvas y horizontales, puede lograr trayectorias 3D complejas y perforar desde una zapata de la TR a la siguiente en una única operación.

Utilizando este, un operador puede perforar las secciones verticales, curvas y laterales con un único BHA, con lo cual aumenta la eficiencia de la perforación, la ROP y la calidad del pozo. Y, al no seguir la práctica de alternancia entre los modos deslizante y rotativo, la perforación con el sistema RSS logra una menor tortuosidad del pozo, menor arrastre y fricción causados por una mala calidad del pozo. Esto permite la perforación de secciones laterales más largas que penetran más el yacimiento.

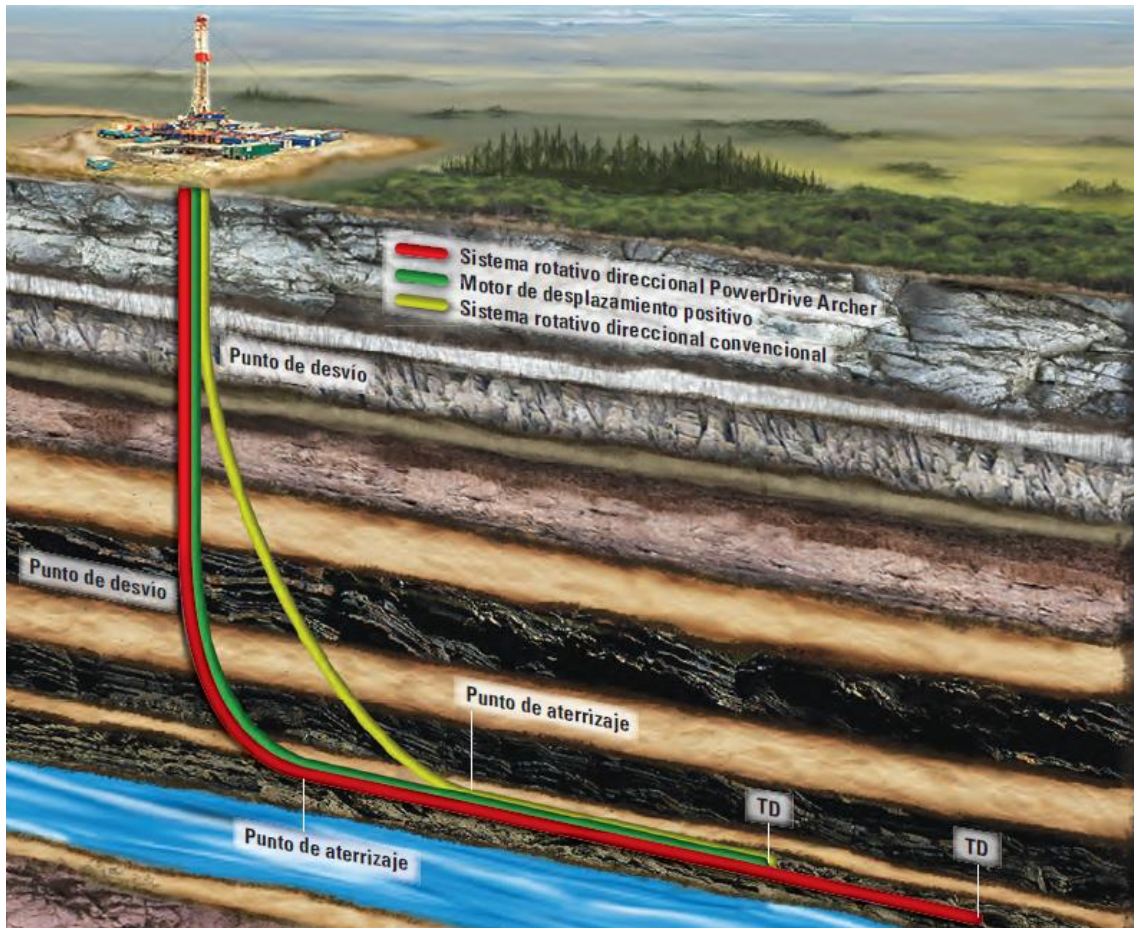


Figura 5.13. Diseño híbrido que combina las posibilidades de desempeño de un sistema rotativo direccional con las elevadas tasas de construcción angular de un motor de desplazamiento positivo. Sistema PowerDrive Archer (Rojo). Motor de desplazamiento positivo (Verde). Sistema rotativo direccional convencional (Amarillo). (Oilfield Review, vol 23 no 4).

5.6. Arreglos típicos de un BHA con motor de fondo

El BHA para perforar un intervalo direccional con TR incluye la colocación de estabilizadores en tándem en el interior de la TR para reducir las vibraciones y el desgaste en el DLA, unos lastrabarrenas no magnéticos, un monitor de vibraciones, un sistema MWD, un lastrabarrena o unión espaciadora, o adaptador flotante, y un motor de fondo. El arreglo termina con un amplificador que se abre y una barrena piloto (véase la figura 5.18).

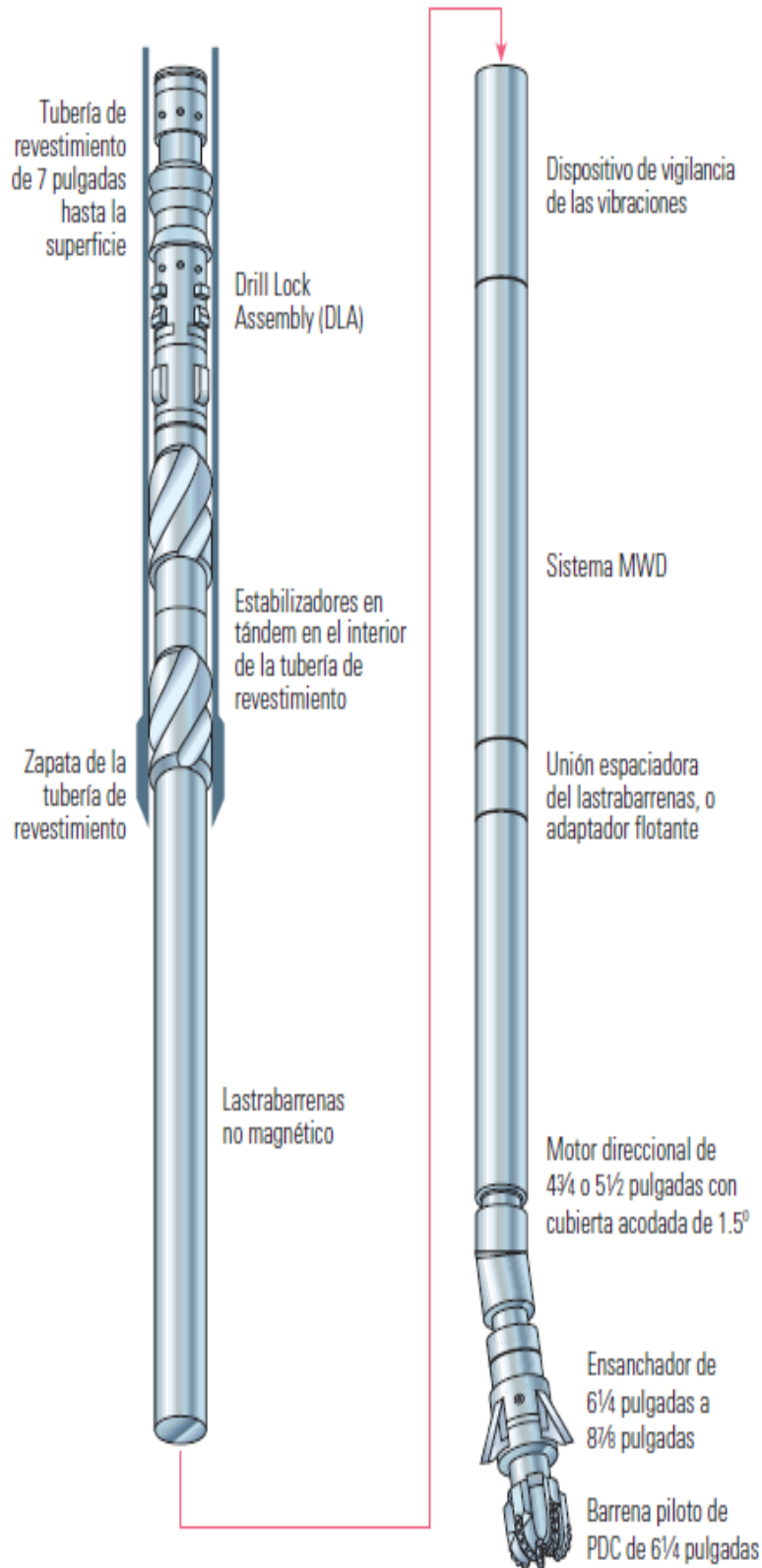


Figura 5.18. Arreglo de fondo de pozo recuperable para un motor de fondo direccional. (Oilfield Review, 2005).

Otro arreglo típico de un BHA es el conocido como ensamble de péndulo el cual cuenta con dos estabilizadores entre la barrena piloto y el ampliador, su configuración es la siguiente (figura 5.19):

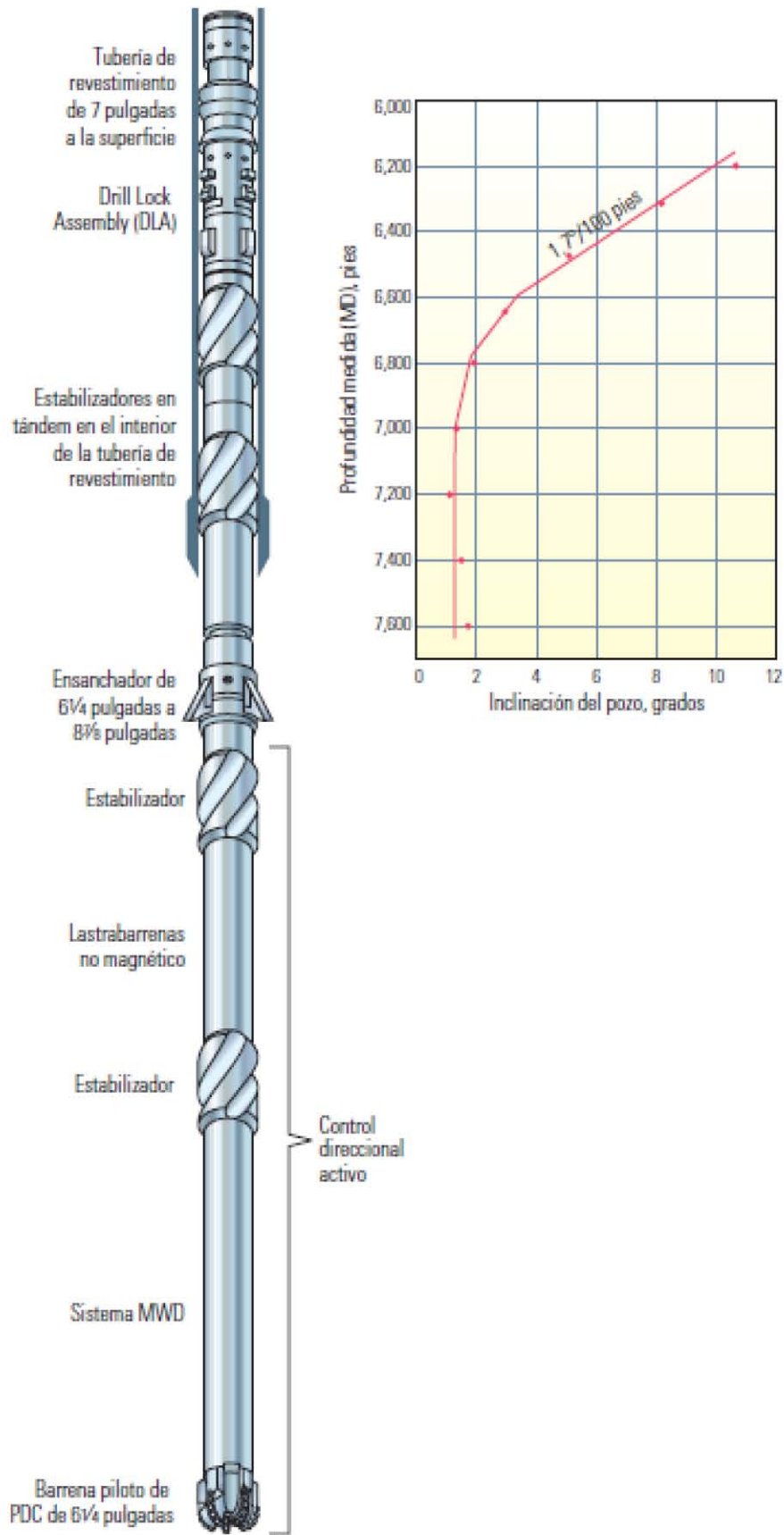
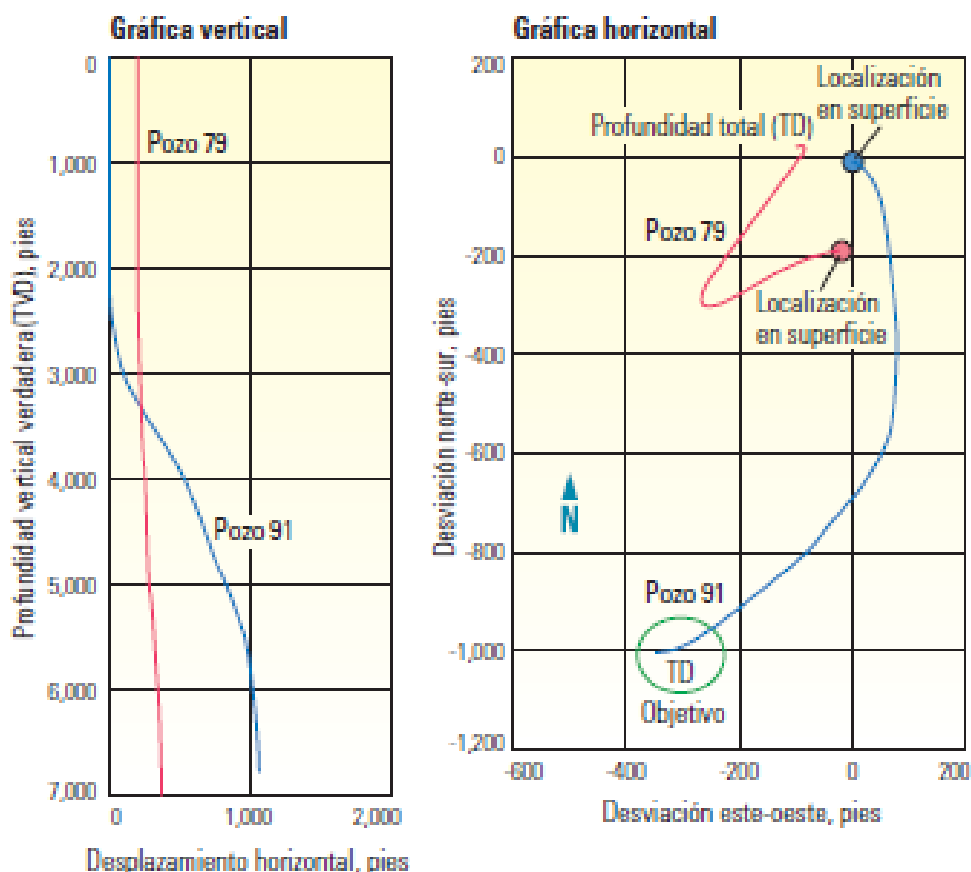


Figura 5.19. Desempeño de un arreglo pendular y de la perforación rotativa. (Oilfield Review, 2005).

5.7. Prueba de perforación direccional con sistema RSS

El área de desarrollo que se escogió es el Área Lobo en el sur de Texas. A fines del año 2004, el Pozo 91 planteó una oportunidad única. La localización propuesta se encontraba a aproximadamente 366 m [1,200 pies] al sur del Pozo 79, un pozo vertical que había sido perforado con TR en marzo del 2004. El plan inicial del pozo exigía un incremento del ángulo de inclinación hasta 29° para luego reducirlo verticalmente con el fin de penetrar el objetivo.

Este perfil se asemejaba a las trayectorias de pozos comunes de las plataformas marinas con pozos múltiples.



Gráfica 5.2. Trayectoria vertical y la trayectoria horizontal del Pozo 91, situado en el área Lobo. Para evitar el riesgo de colisión con el Pozo 79. (OilField Review, 2005)

La trayectoria horizontal del Pozo 91 partió a lo largo de un azimut de 40° al este del azimut del objetivo antes de iniciar un giro de 100° a la derecha, en dirección al suroeste (derecha). La trayectoria vertical incrementó el ángulo de inclinación hasta 29° (izquierda). En las etapas posteriores del giro horizontal, los perforadores iniciaron una reducción angular para llevar el pozo hacia el objetivo en una inclinación casi vertical.

La experiencia indica que los pozos con TR de superficie a mayor profundidad tienen más problemas con la vibración de la TR y la inestabilidad, o giro, de la barrena durante la perforación de la sección de la TR de 7" debido a la fricción de una tubería sobre la otra en el interior de las secciones más largas.

Se agregó un motor PDM recto por encima del ampliador permitiendo encarar este problema. El propósito de este motor era permitir la reducción de la rotación de la sarta de perforación desde la superficie ante la presencia de vibraciones excesivas. Además, el motor protegía la sarta de perforación y el BHA ya que actuaba como amortiguador de choques. No obstante, el sistema MWD debió bajarse por debajo del motor, de modo que la señal MWD se propagaba en sentido ascendente a través del motor. Esto era técnicamente factible pero nunca se había implementado.

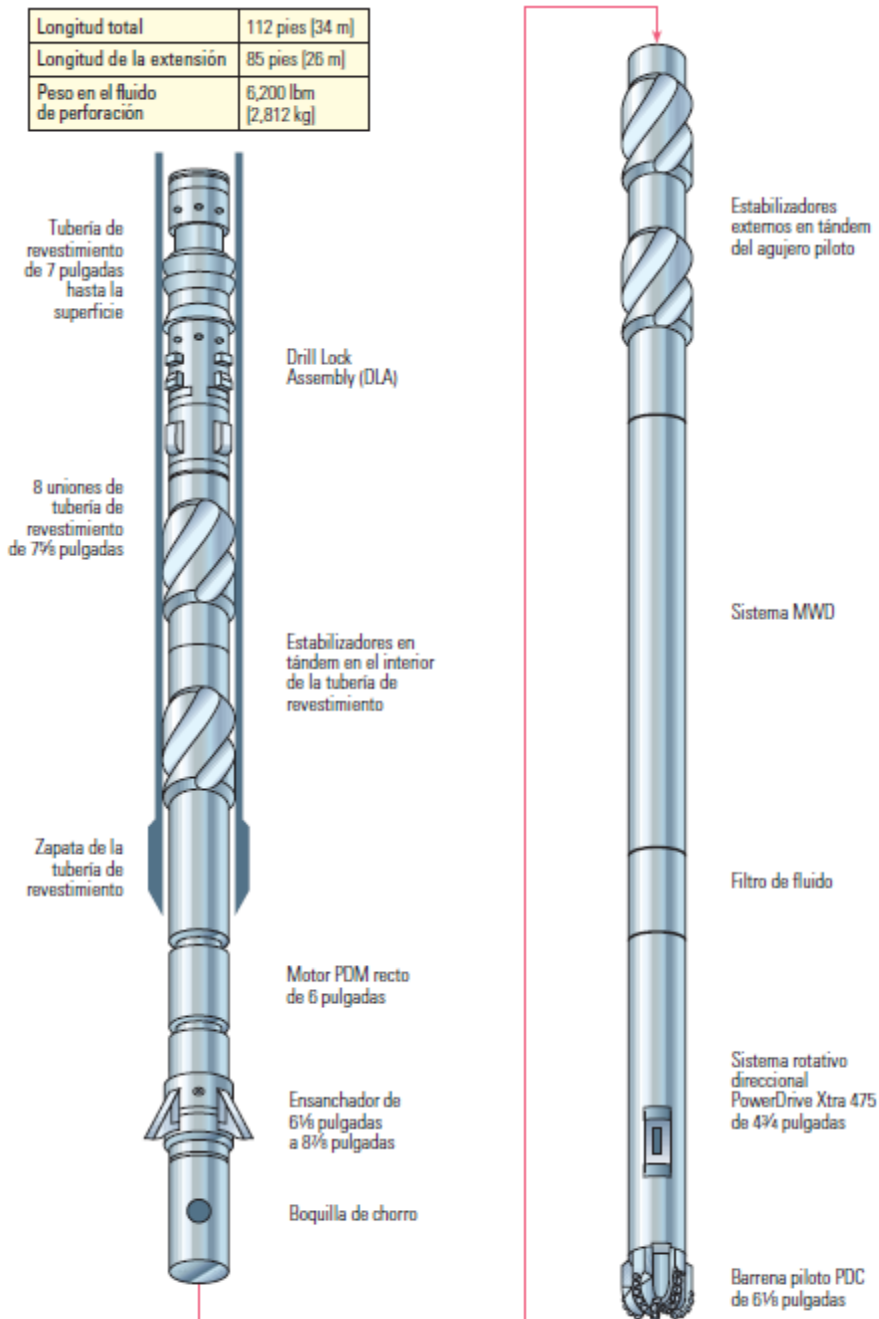


Figura 5.20. BHA recuperable en el Pozo 91 del área Lobo para realizar una operación de perforación rotativa direccional.(OilField Review, 2005)

Las operaciones de perforación direccional con TR requieren velocidades de rotación de la barrena similares a las de la perforación con columna de perforación, que oscilan

habitualmente entre 120 y 180 rpm. El motor agregaba fuerza de rotación en el BHA y la barrena para mantener una ROP adecuada. Por ejemplo, si el giro de la barrena limita la rotación desde la superficie a 50 rpm, el motor agrega 100 rpm para restablecer el desempeño óptimo de la barrena.

El ampliador, que abrió el agujero piloto de 6 1/8" hasta 8 7/8", fue colocado directamente por debajo del motor de lodo. Por medio de una tobera de chorro se desvió un 20% de fluido de perforación desde la barrena con el fin de balancear el flujo entre el agujero piloto y el agujero expandido. Se colocaron estabilizadores externos de 6 1/16" en tándem por debajo de la tobera de chorro con el fin de reducir la vibración y el desgaste en el ampliador. Debajo del sistema MWD se instaló un sistema rotativo direccional PowerDrive Xtra 475 y una barrena de PDC de 6 1/8".

Las operaciones de perforación con TR corta de 7" comenzaron a 390 m [1,278 pies]. Para perforar este tramo, se empleó una barrena PDC de cuatro aletas con cortadores de 3/4" el mismo tipo de barrena que la utilizada en otros pozos del área Lobo. Los levantamientos indicaban que el pozo era casi vertical.

El sistema MWD, situado por debajo de los motores de lodo, mantuvo una transmisión de datos confiable (figura 5.21). Sin embargo, los levantamientos debían realizarse durante los períodos de inactividad en los que las bombas del equipo de perforación estaban cerradas y no había rotación del motor, en lugar de efectuarse al volver a poner en funcionamiento las bombas después de una conexión de la TR, como es práctica habitual. La atenuación de la señal del sistema de telemetría MWD a través del motor fue de sólo un 40 a un 50%, en lugar del 90% esperado.

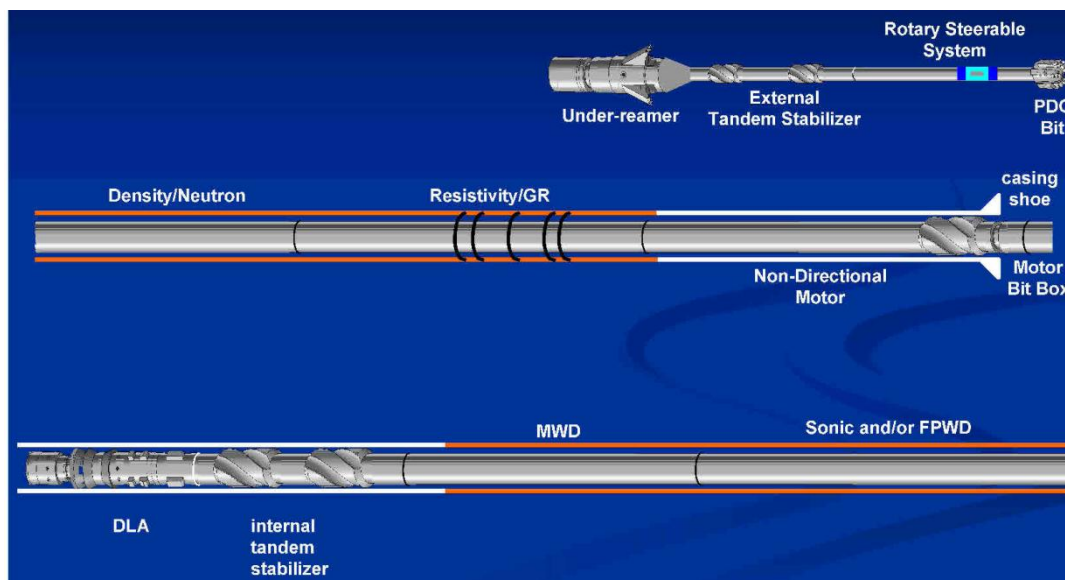


Figura 5.21. Evaluación de formaciones en un sistema de perforación direccional con TR. (Schlumberger).

Después de alcanzar la profundidad de 640 m [2,100 pies], correspondiente al punto de inicio de la desviación (KOP), la sección de incremento angular fue terminada según lo planificado. La carrera inicial continuó hasta 1,240 m [4,067 pies], profundidad en la que los picos de presión indicaron la existencia de un problema, de manera que el BHA fue recuperado con cable. El motor se encontraba atascado y la herramienta RSS presentaba una fuga, o agujero, pero se mantenía operativa. No se

volvió a correr un motor PDM. La unidad sesgada del sistema RSS fue reemplazada y la perforación siguió adelante pero a menor velocidad. Además, resultaba difícil mantener la rotación desde la superficie por encima de 60 RPM sin el motor.

Esta segunda carrera finalizó cuando llegó al lugar un motor de reemplazo. El motor fue incorporado para la tercera carrera, restaurando el BHA a la configuración del diseño inicial. La perforación prosiguió a lo largo de 61 m [200 pies], antes de que la ROP se redujera significativamente.

Cuando se extrajo el BHA, los perforadores observaron que el pequeño estabilizador situado por debajo de los patines de las aletas del amplificador era más grande que la barrena; 6 1/4" en lugar de 6 1/8". Este estabilizador sobredimensionado funcionó hasta encontrar formaciones más duras.

El amplificador fue reemplazado y la perforación continuó sin inconvenientes hasta alcanzar 1,652 m [5,420 pies], profundidad en la que la TR experimentó atascamiento por presión diferencial. Direccionalmente, se terminó la sección de incremento angular y la sección de giro y se inició la reducción angular hasta alcanzar la vertical. La perforación continuó hasta los 1,939 m [6,360 pies].

Las dos instancias de tiempo no productivo acontecidas en el pozo direccional 91, un estabilizador sobredimensionado y la tubería atascada, agregaron aproximadamente 85 horas al tiempo total de perforación.

Ahora el pozo tenía un ángulo de inclinación de 4°. Una caída de presión indicó la presencia de una fuga en el BHA. La inspección de superficie también reveló una fuga en la conexión entre la tobera de chorro y el estabilizador en tándem externo. La tobera de chorro fue removida del BHA y la perforación continuó hasta la profundidad total; es decir, 2,118 m [6,950 pies].

La experiencia en el Pozo 91 demostró que la tecnología RSS resulta efectiva para la perforación direccional con TR en pozos de menos de 8 1/2" a 9 7/8" de diámetro en los que el desempeño del motor PDM es limitado (gráfica 5.3).

Para perforar direccionalmente con TR, se deben encarar los asuntos relacionados con la selección de la barrena que son comunes en la perforación direccional con columna de perforación convencional y sistemas RSS. Las barrenas se eligen en base a su capacidad de corte lateral para el control direccional y su estabilidad para reducir las vibraciones excesivas.

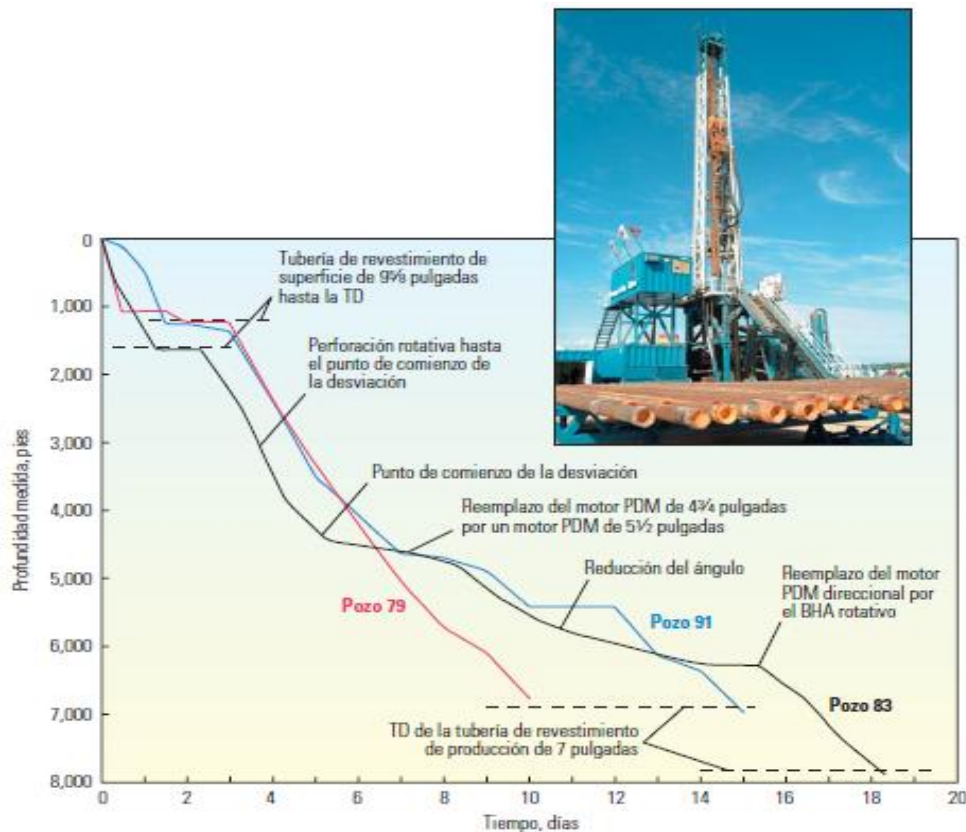
Los componentes hidráulicos de la barrena y las toberas del BHA también deben ser balanceados de manera que los gastos de flujo de fluido, tanto en el agujero piloto como en el pozo de diámetro completo, permanezcan dentro de los rangos óptimos para lograr la limpieza efectiva de la barrena y del pozo y operar los sistemas MWD y las herramientas PDM o RSS.

Si la superficie del pozo es irregular o rugosa y su trayectoria es tortuosa, la rigidez de la TR puede contribuir a incrementar el esfuerzo de torsión. Las fuerzas laterales y las fuerzas de torsión son mayores que con la columna de perforación porque las tuberías de mayor tamaño pesan más y poseen un diámetro de rotación más grande. Los

diseños de las sargas de revestimiento para la perforación de pozos direccionales requieren mayor centralización que en los pozos verticales.

Además, la centralización de la TR desempeña un rol importante en lo que respecta a la limpieza efectiva del pozo y la reducción de las vibraciones de la columna de perforación y los episodios de atascamiento de la tubería. La limpieza del pozo y las pegaduras por presión diferencial aumentan en los pozos direccionales al incrementarse los ángulos de inclinación. Es preciso extremar los cuidados para evitar la existencia de largos períodos de tiempo en los que la TR o bien el BHA se encuentren estacionarios sin circulación de fluido.

La técnica de perforación con TR, y en mayor medida la perforación de pozos direccionales con TR, aún se encuentran en las primeras fases de su desarrollo. Los procedimientos y las prácticas se irán optimizando a medida que aumente la experiencia de los operadores con estas nuevas tecnologías.



Grafica 5.3. Tiempo de perforación versus profundidad para los pozos 91, 79 y 83 del área Lobo. (OilField Review, 2005)

El pozo direccional 91 (azul) y el pozo vertical cercano 79 (rojo) fueron comparables a lo largo de aproximadamente 1,372 m [4,500 pies]. Se utilizó un total de 132 uniones de TR's para perforar direccionalmente el Pozo 91, frente a las 128 uniones utilizadas para el pozo vertical 79. La ROP, estimada unión por unión para el pozo direccional fue sólo un 10% inferior a la ROP en el Pozo 91; sin embargo, la técnica de perforación con TR y un sistema RSS permitió un ahorro sustancial de tiempo, en comparación con el Pozo 83 (negro), que se perforó utilizando TR y un motor PDM direccional.

CAPÍTULO VI. EXPERIENCIA EN LA PERFORACIÓN CON REVESTIMIENTO

6.1. Experiencia en México

La aplicación en México ha sido restringida tanto en frecuencia como en recursos, ya que sólo se tienen documentados tres casos de aplicación:

- a) El primero en la Cuenca de Burgos (Pozo Culebra No.281).
- b) El segundo en el Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo en Poza Rica, Veracruz (Pozo Tajín 62).
- c) El tercero en el Activo Integral Cantarell en Ciudad del Carmen, Campeche (Pozo Cantarell C-3097H).

En el pozo Culebra 281 se utilizaron recursos propios de PEMEX únicamente, se modificó un equipo convencional para que fuera capaz de manejar y hacer rotar la TR como si fuera tubería de perforación convencional, sólo consistió en utilizar un Kelly más largo y peines más amplios para la colocación de las TR's. Este intento en sí, no explotó todos los beneficios del sistema de perforación con TR de Tesco® actual, ya que lo único que se hizo fue sustituir la TP por TR, la perforación se manejó de manera convencional, se tenía que sacar y meter de nuevo toda la sarta de revestimiento para recuperar y/o cambiar el BHA, de la misma manera como se hace convencionalmente.

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

El tercer caso es el pozo Cantarell C-3097H, el cual se describe a continuación.

6.2. Pozo Cantarell C-3097H perforado con TR

Debido al estado avanzado de explotación del Campo y teniendo la necesidad imperiosa de minimizar costos y tiempos, se llevó a cabo el proyecto de modificar la arquitectura de pozos horizontales de arreglo robusto a un arreglo esbelto, esto implicaba la reducción de diámetros de las tuberías de revestimiento y por ende al eliminar una TR de contingencia, se incrementarían significativamente los riesgos.

En la búsqueda de alternativas para minimizar los riesgos de malos asentamientos a la cima de la Brecha-Cretácico Superior, se visualizó la alternativa de utilizar la

tecnología de perforación con TR en 9 5/8” para poder perforar las etapas subsecuentes sin riesgo alguno. Ya que esta tecnología permite la perforación con TR, utilizando la misma como tubería de perforación y proveedora de la energía hidráulica y mecánica para lograr el corte de la formación e ir asentándola a medida que se va perforando. En Cantarell el asentamiento de TR en la Cima de la Brecha es crítico y significa, sin duda alguna, el 50% de éxito de la perforación del pozo.

El Cantarell C-3097H se perforó con la ayuda del equipo Ocean Nugget en la parte norte del campo Akal (Akal-TTM) el objetivo era el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Este es uno de los tres pozos que constituyeron una prueba piloto en donde se aplicaron las tecnologías de perforación con TR, mud cap (bombeo de fluidos a través de tubería de perforación y anular) y perforación con agua de mar.

6.2.1. Objetivos

1. Lograr asentar y asegurar la TR intermedia de 9-5/8” en la cima de la Brecha del Cretácico Superior (B-KS) utilizando la tecnología de perforación con TR.
2. Perforar la brecha B-KS con agua de mar y evaluar la posibilidad de continuar perforando de la misma forma a través del Jurásico Superior Tithoniano (JST).

6.2.2. Información del pozo

El nombre del pozo es Cantarell número 3097, letra H, numero de conductor 2 y está clasificado como pozo horizontal.

Está ubicado en el Estado de Campeche, Municipio de Ciudad Carmen, en el Golfo De México (figura 6.1). Los datos de la altura superficial son (tabla 6.1):

Tirante de agua (m)	50 m	
Altura de la Mesa Rotaria (m)	17.30 m	
Coordenadas UTM conductor	X=5 ^o 97,466.24	Y=2,152,110.98
Coordenadas geográficas del conductor	19°27' 44.12	92°04' 17.059
Coordenadas UTM a la Profundidad Total	X=597,509.08	Y=2,150,930.10

Tabla 6.1. Datos de la ubicación superficial.

El objetivo de este pozo fue encontrar producción comercial de hidrocarburos en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano mediante la perforación de un pozo horizontal para alargar su vida productiva e incrementar el factor de recuperación del yacimiento.

Se perforó con barrena de 36” agua de mar y baches bentoníticos a 200 md, asentando TR de 30”. Se asentó TR de 13 3/8” una vez que se perforó con barrena PDC 17 1/2” y lodo bentonítico. Posteriormente, con barrena de 12 1/4” y lodo emulsión inversa se perforó 300 m antes de la cima del cuerpo calcáreo del Paleoceno Superior para anexar el sistema LWD y continuar perforando hasta la cima mencionada, se bajo sistema de perforación con TR de 9 5/8” y continuo perforando hasta la cima de la Brecha del Cretácico Superior (BKS) asentando así misma. Se perforó con barrena de 8 1/2”, agua de mar y baches de lodo béntico hasta cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano (+/- 3008md), asentando Liner de 7”.

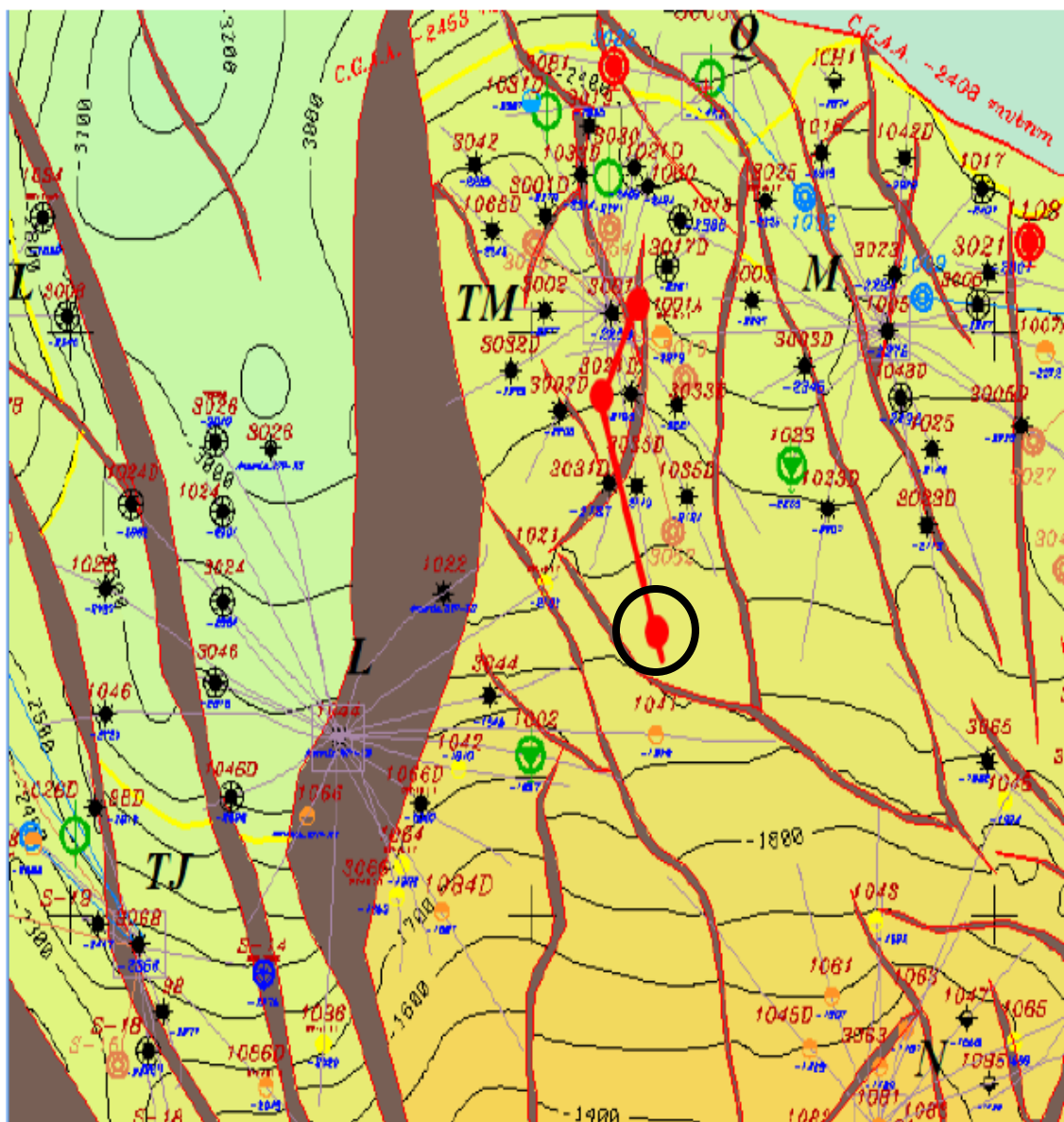


Figura 6.1. Plano de ubicación geográfica.

Con barrena de 6 1/8", lodo polimérico de B.D. de 0.90gr/cc y sarta navegable rotatoria (RSS) se perforó construyendo ángulo de 90° hasta 3343.12 md (2949.44 mv) y continuo perforando horizontal a la profundidad total de 3620 md. Se corrieron registros especiales en agujero descubierto e inicio la terminación del pozo con sistema de controladores de flujo.

6.2.3. Profundidad programada

Objetivo	Prof. Vertical (mvbmr)	Prof. Des. (mdbmr)	Desplazamiento (m)	Azimuth (°)	Coordenadas UTM (m)	
					X	Y
Cima de Brecha	2228.00	2274.85	308.44	210.74	597281.06	2151795.74
Aterrizaje a 90°	2949.44	3343.12	926.61	155.31	597391.94	2151795.74
PT programada	2949.44	3620.00	1181.61	155.31	597508.90	2150930.47

Tabla 6.2 profundidad y coordenadas del equipo.

6.2.7. Columna Geológica probable

Formación	Profundidad desarrollada (m.d.b.m.r.)	Profundidad vertical (m.v.b.n.m)	Espesor (m.v.)
Mioceno Superior	763	760	760
Mioceno Medio	1403	1386	626
Mioceno Inferior	1330	1506	120
Oligoceno Superior	1661	1633	127
Oligoceno Medio	1740	1709	76
Oligoceno Inferior	1792	1762	53
Eoceno Superior	1847	1815	81
Eoceno Medio	1933	1896	33
Eoceno Inferior	1966	1929	71
Paleoceno Superior	2038	2000	57
C. Calcáreo Paleoceno	2101	2057	121
Paleoceno Inferior	2234	2178	50
Brecha-KS	2275	2228	242
Cretácico Medio	2526	2470	157
Cretácico Inferior	2694	2627	127
Jurásico Superior Tithoniano	2846	2754	102
Jurásico Superior Kimmeridgiano	308	2856	92
JSK U-C	3323	2948	
Profundidad Total	3620	2949	

Tabla 6.5. Columna geológica.

Tesco® y Pemex establecieron los objetivos principales de la aplicación: Realizar las operaciones de manera segura. Bajar la TR con el CDS™ de TESCO hasta la profundidad de 2,215 md. Perforar con la tecnología de perforación con TR, la sección correspondiente al Cuerpo Calcáreo del Paleoceno Superior y Paleoceno Inferior hasta el tope de la formación Cretácico Superior (La Brecha), hasta aproximadamente 2,351 md (136 mts), y aislar con TR de 9 5/8", los cuerpos arcillosos (lutitas) del Paleoceno Inferior para mantener el diseño mecánico y geometría del pozo y poder perforar la siguiente fase con agua de mar, (figura 6.3).

Se demostró una vez más los beneficios del efecto empaste en las operaciones de perforación con TR. Los 62m aislados con la TR dentro del cuerpo calcáreo, permitieron perforar la siguiente sección más rápido y con menores volúmenes de lodo perdido, estimando ahorros de tiempo de +/-23 días y +/-6 millones de US\$ en ahorro de tiempo y lodo de perforación en la sección.

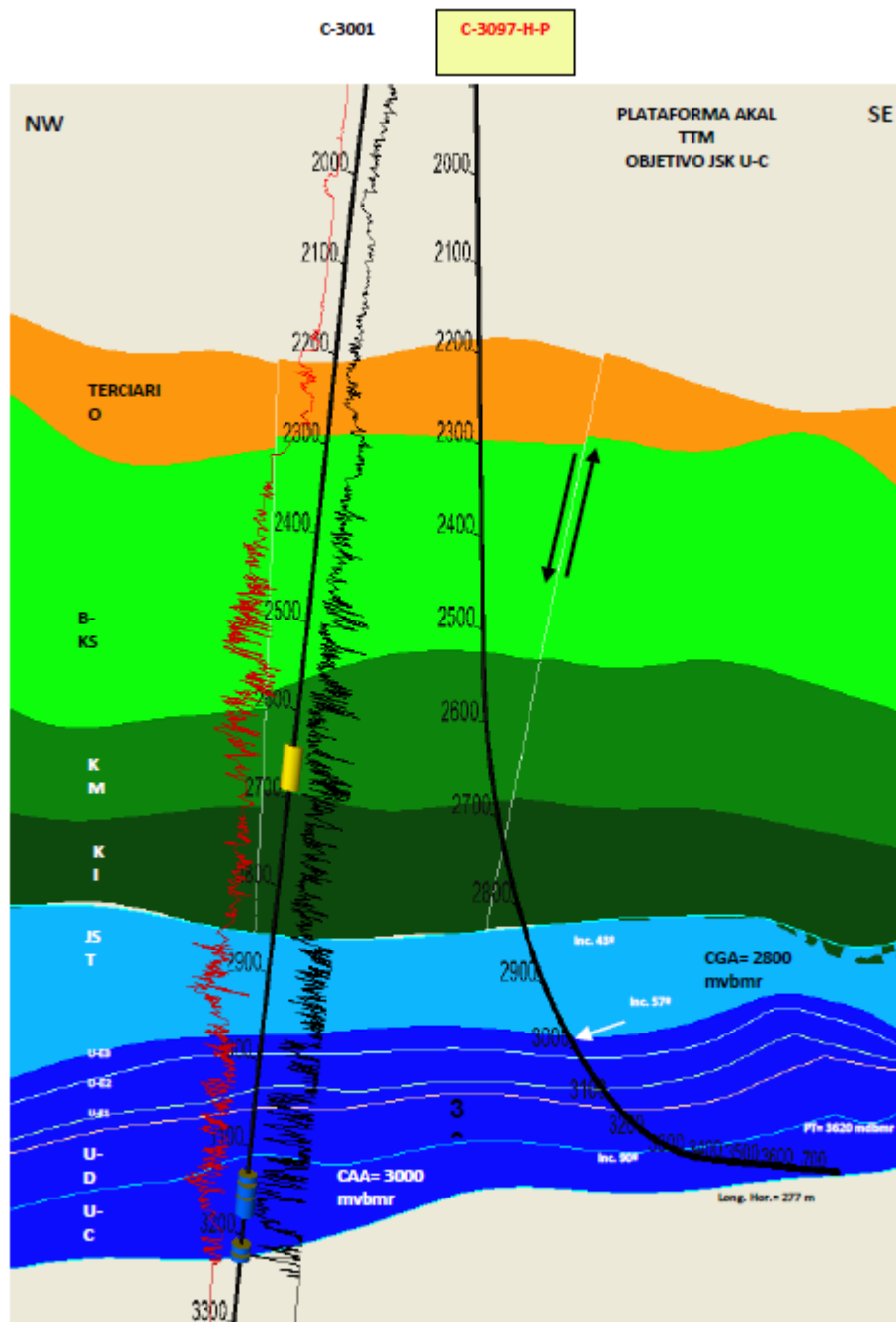


Figura 6.3. Sección estructural del pozo C-3097H (PEMEX-PEP)

6.2.8. Requerimientos de la TR de explotación y de la TP

Se asentó un Liner de 7" a 3008 mdbmr (2856 m) a cima de JSK. La sección horizontal del pozo (+/-277m) comprendida desde 3343.12 mdbmr (2949.44 m) hasta la profundidad final de 3620 mdbmr, (2949m), quedó en agujero descubierto. Todas las tuberías de explotación tenían el grado de acero apropiado para el manejo de H_2S y CO_2 .

6.2.9. Estado mecánico programado

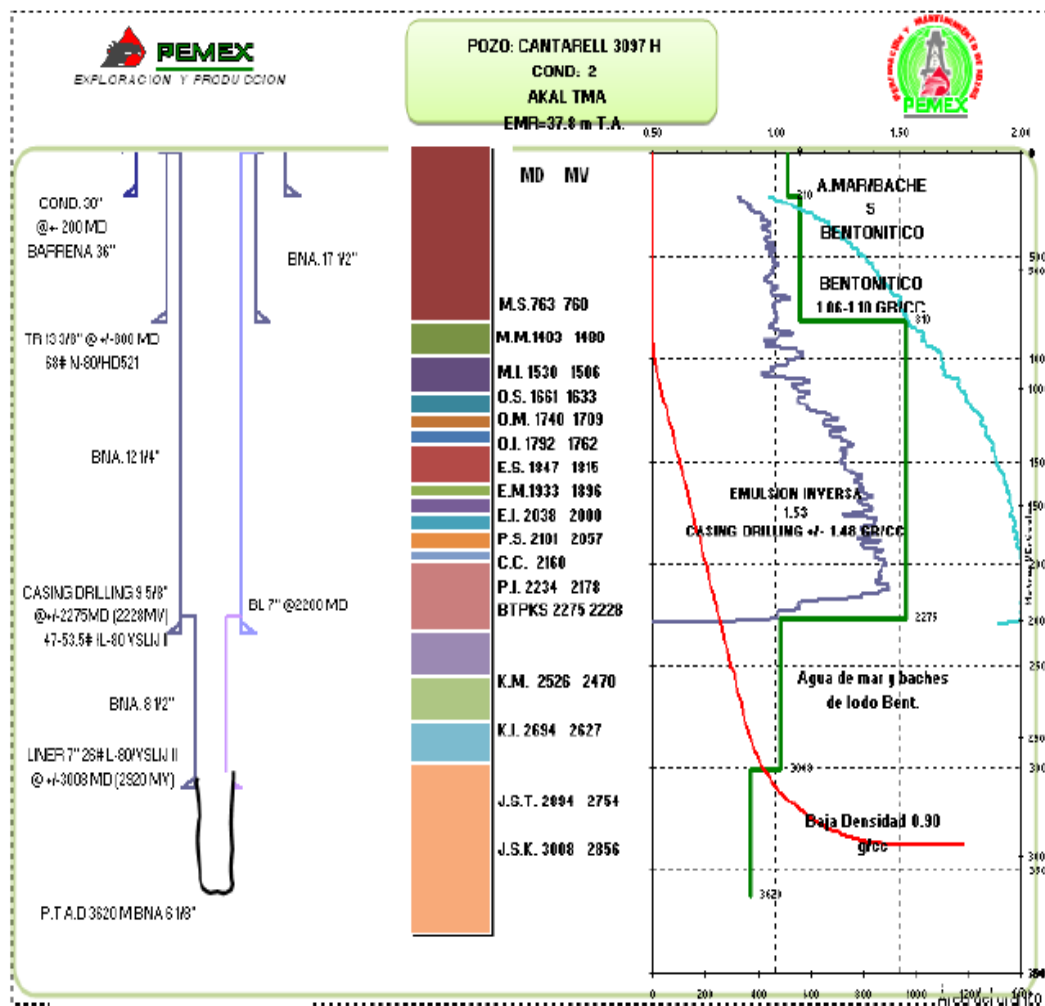


Figura 6.4. Estado mecánico programado.

6.2.10. Objetivo de cada etapa

Etapas	Diámetro de Barrena (pg)	Profundidad (mdbmr)	Profundidad (mvmbr)	Diámetro TR (pg)	Objetivo
1	36"	200	200	30"	CONDUCTOR
2	17 1/2"	800	800	13 3/8"	INCREMENTAR GRADIENTE DE FRACTURA Y AISLAR ZONA DE ARENAS POCO CONSOLIDADAS
3	12 1/4"	2275	2228	9 5/8"	CUBRIR ZONA DE ALTA PRESIÓN
4	8 1/2"	3008	2920	7"	AISLAR ZONA DE PÉRDIDA Y CASQUETE DE GAS. LLEGAR A ZONA DE ATERRIZAJE
5	6 1/8"	3620	2920	AGUJERO DESCUBIERTO	NAVEGACIÓN HORIZONTAL DE 277M PARA PRODUCCIÓN MEDIANTE IGUALADORES DE CAÍDA DE PRESIÓN EN LA FORMACIÓN K.I.

Tabla 6.6. Objetivos por etapas.

6.2.11. Pronóstico de Gradiente Geotérmico

El gradiente geotérmico estimado para este pozo es de 3 °C por cada 100 m.

Profundidad Vertical (m)	Temperatura (°C)
500	15
1000	30
1500	45
2000	60
2250	67.5
2500	75
2750	82.5
2850	85.5
2919	87.6

Tabla 6.7. Gradientes geotérmicos.

6.2.12. Equipo para la perforación del pozo C-3097H

El siguiente equipo fue provisto para las operaciones de perforación con TR del pozo en mención:

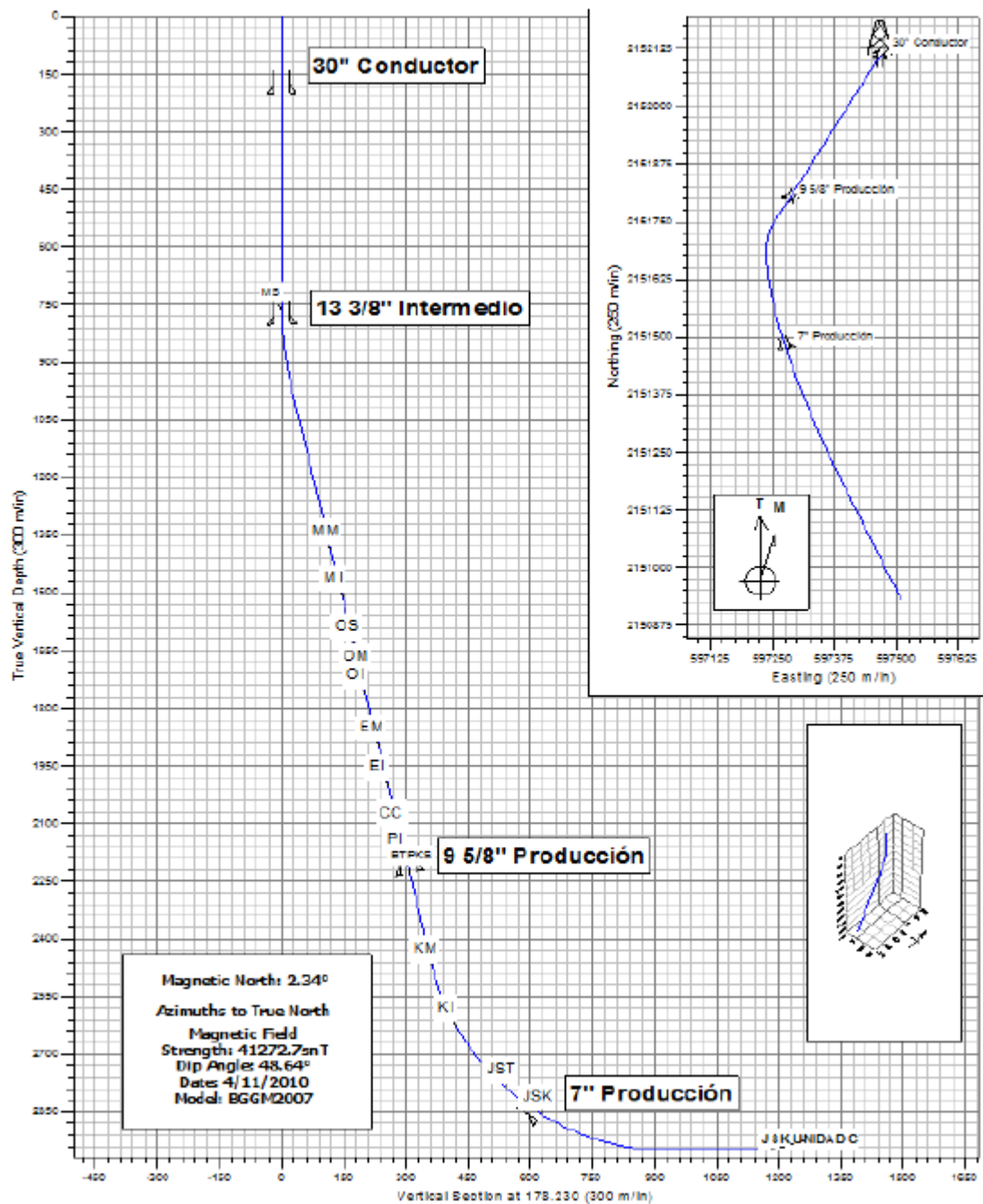
- Zapata perforadora EZCase de 9 5/8" x 12 1/4", 6 aletas, 6 toberas intercambiables y 70 cortadores de 13mm.
- Cople flotador doble o 2 coples flotadores sencillos con perfil anti-rotación (Pemsa).
- Cople de cementación múltiple (Tesco).
- Equipo para introducción de TR 9-5/8", cuñas hidráulicas (arañas), Llave de aguante, collarín de seguridad y arrastre (Tesco).
- Panel de Control del actuador del CDS™ (Tesco).
- Sistema Casing Drive (CDS™) Interno con Actuador, ensamblaje de gafas y mandril, cuñas, puntera, sello empacador, asiento de sello para TR de 9 5/8".
- Unidad de potencia hidráulica marca TESCO® (Tesco).
- Unidad de potencia hidráulica convencional de respaldo (Tesco).
- Llave de potencia hidráulica para apriete convencional de respaldo (Tesco).
- Sistema de Monitoreo y Registro de Torque de conexiones (TTS®) Tesco.
- Tapón cementación.
- Cabeza de cementar.

6.2.13. Procedimiento operativo

1. Se perforó con barrena de 12 1/4", sarta convencional y LWD. Una vez identificado con LWD y correlaciones geológicas el tope del Cuerpo Calcáreo del Paleoceno Superior (CCPS) se procedió a sacar del agujero la sarta convencional a +/- 2160 m. Se acondicionó agujero para bajar TR.
2. Se instaló el CDS al Top Drive y se aseguro que los calibradores de TR, protectores de roscas, collares de seguridad, etc. estuviesen disponibles. Se instaló el equipo de manejo de la TR: cuñas, elevadores, llaves, etc.
3. Se levantó el primer tramo de TR con la Zapata Perforadora EZCase apretada.

4. Se apretó el segundo tramo con primer cople flotador.
5. Se colocó Baker-lock a las juntas con accesorios.
6. Se apretó el tercer tramo con el segundo cople flotador y se continuó apretando la TR de 9 5/8" e introdujo la misma con el CDS.
 - a. Se llenó TR con CDS mientras se bajaba en el agujero.
 - b. Se llenó TR y rompió circulación cada 500 m con tasa mínima de bombeo para evitar exceder la DEC inicial.
 - c. El torque óptimo de la TR de 9-5/8" L-80 47LB/FT, HD 513 y de la TR de 9 5/8" TRC-95 53.5 LB/FT, HD 513 con el CDS™ según las especificaciones del fabricante y/o técnico de roscas en el pozo (Óptimo 17,000LB/FT).
 - d. El torque óptimo de la TR de 9-5/8" TRC-95 53.5 LB/FT, HD 513 con el CDS™ según las especificaciones del fabricante y/o técnico de roscas en el pozo (Óptimo 22,000LB/FT).
7. Cuando faltaban +/- 550mts para llegar a la profundidad perforada, se instaló cople de cementación múltiple en la sarta.
8. Se continuó introduciendo la TR de 9-5/8" con el CDS hasta llegar a +/- 28 m (2 juntas) antes de alcanzar la profundidad perforada.
 - a. Se rompió circulación e incremento gasto hasta llegar al volumen programado para perforar.
 - b. Se inició rotación.
 - c. Se continuó introduciendo lentamente la TR hasta reconocer la profundidad perforada.
9. Una vez alcanzada la profundidad perforada, se circuló y homogenizó el lodo de Emulsión Inversa (E.I.). Se redujo de manera progresiva la densidad de dicho fluido con la intención de definir la densidad del fluido de perforación a la cual las formaciones expuestas en agujero descubierto (800mts a TD) comienzan a fallar. La reducción de la densidad del fluido de perforación al mínimo ayudó a minimizar las pérdidas de circulación al perforar con TR el Cuerpo Calcáreo del Paleoceno.
10. Una vez definido el peso de lodo para la operación, se tomaron los siguientes parámetros:
 - a. Peso de la sarta entrando y saliendo del agujero con rotación y circulación.
 - b. Peso de la sarta entrando y saliendo del agujero con rotación y sin circulación.
 - c. Se anotaron las respectivas lecturas de torque.
 - d. Peso de la sarta entrando y saliendo del agujero con circulación y sin rotación.
 - e. Peso de la sarta entrando y saliendo del agujero sin circulación ni rotación.
11. Se levantó la sarta de las cuñas, se operó la bomba y estableció circulación. Una vez que la bomba estuvo en régimen y la sarta estuvo rotando se puso en cero el indicador de peso (WOB) en el registrador del equipo para anular los efectos del Levantamiento Hidráulico "Pump Off". Se llevó registro del levantamiento hidráulico en cada conexión y evaluó posibles incrementos del mismo, indicativo de recarga del anular con recortes

12. Se comenzó la rotación e inicio el proceso de perforación de agujero descubierto bombeando un gasto de 150-400 gpm y una rotación de 60-110 RPM.
13. Se bajo la sarta lentamente hasta tocar el fondo, monitoreando cuidadosamente el peso sobre la zapata, el torque y la presión.
14. Fue recomendable que los primeros metros fueran perforados con un peso mínimo (1 a 2 toneladas máximo). Se continuó perforando con estos parámetros los primeros 3 m reacondicionando el fondo perforado.
15. Se continuó la perforación según los parámetros preestablecidos en el programa.

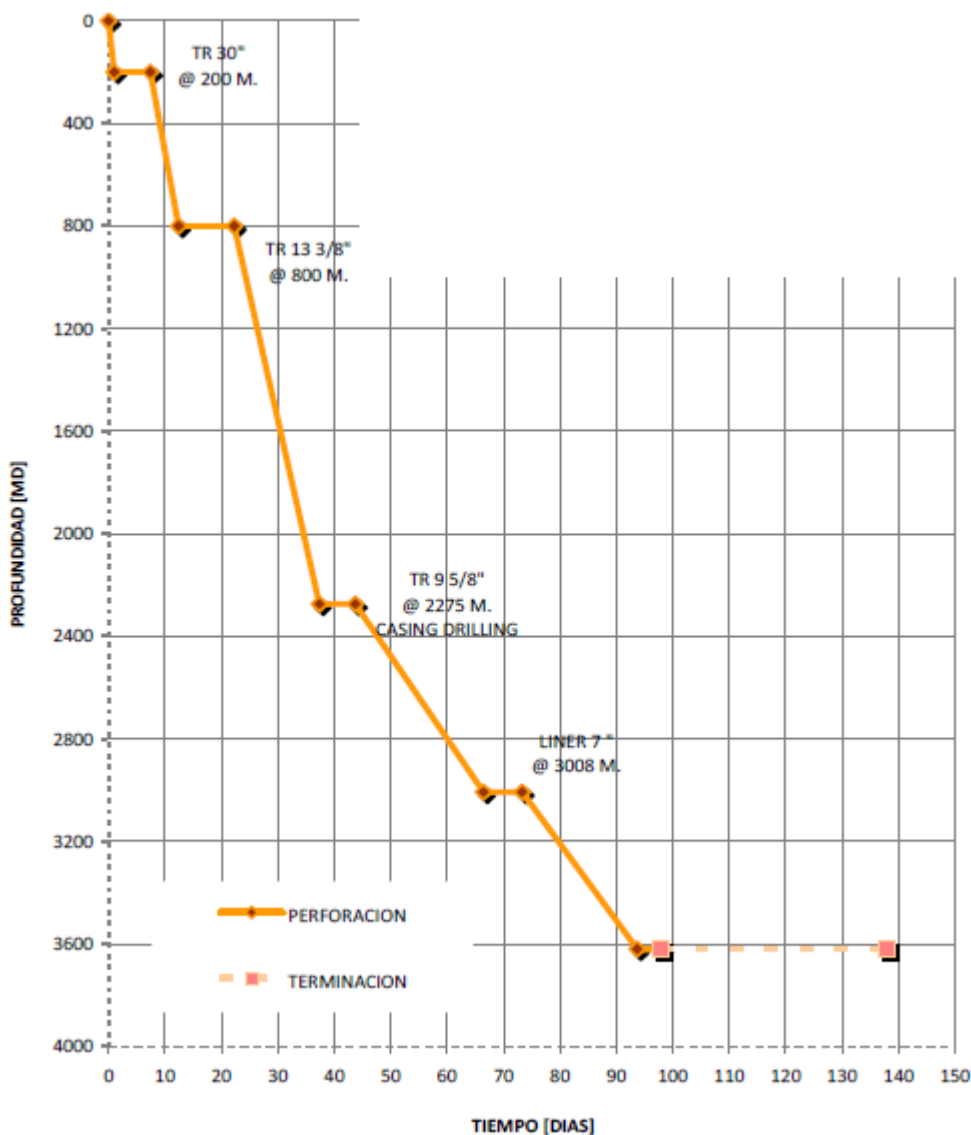


Gráfica 6.1. Gráfico del proyecto direccional. (PEMEX-PEP).

6.2.14. Tiempos de perforación programados

Etapa	Prof. (m)	Perf. (Días)	TR's (Días)	Días Etapa
Movimiento				5.50
Tubería de revestimiento 30" y parasita 20"	200	1.00	6.42	7.42
Tubería de revestimiento 13 3/8"	800	5.00	9.88	14.88
Tubería de revestimiento 9 5/8" casing drilling	2275	15.05	6.48	21.47
Liner 7"	3008	22.70	6.84	29.53
Agujero descubierto 6 1/8"	3620	20.40	4.25	24.65
Sub total (perforación)				97.47
Total (perforación + movimiento)				103.44
Días en terminación				30.00
Días totales del pozo				133.44
Índice de perforación				36.96

Tabla 6.8. Tiempos de perforación.



Gráfica 6.2. Gráfica de avance del pozo C-3097H.

6.2.15. Costos estimados de perforación

Total de la intervención \$564, 335,490

Etapa	Costos directos			Directos	Total Directos	Total directos e indirectos	Fact. De Riesgo 20%	Total Etapa
	Insumos	Tarifas	Cuotas					
Movimiento 6044	\$8,223,230	\$ 0	\$0	\$8,223, 230	\$829,698	\$9,052,928	\$1,644,646	\$10,697,574
1.-CONDUCTORA 30" DE 0 A 200 mts	\$21,636,184	\$1,084,841	\$ 0	\$22,721,024	\$1,538,399	\$24,259,423	\$4,544,205	\$28,803,628
3.-EXPLO TACIÓN 13 3/8" DE 200 A 800 mts	\$40,222,208	\$2,175,776	\$ 0	\$41,397,983	\$3,085,440	\$45,483,424	\$8,479,597	\$53,963,020
EXPLO TACIÓN 9 5/8" DE 800 A 2275 mts	\$86,133,587	\$3,139,943	\$ 0	\$89,273,530	\$4,452,714	\$93,726,243	\$17,854,706	\$111,580,949
EXPLO TACIÓN 7" DE 2200 A 3008 mts	\$174,559,025	\$4,319,860	\$ 0	\$178,878,884	\$6,125,939	\$185,004,823	\$35,775,777	\$220,780,600
EXPLO TACIÓN DE 3008 A 3620 mts	\$107,558,348	\$3,605,571	\$ 0	\$111,163,920	\$5,113,015	\$116,276,935	\$22,232,784	\$138,509,719
TO TALES		\$14,325,990	\$ 0	\$452,658,571	\$21,145,205	\$473,803,776	\$90,531,714	\$564,335,490

Tabla 6.9. Costo por etapa empleando el sistema MICOP

6.3. Experiencias en la aplicación de la Perforación con TR en el mundo

6.3.1. Perforación con TR Costafuera

Recientemente se han perforado las secciones superficiales de 9 5/8" en dos pozos pertenecientes a uno de los campos operados por Chevron en el Golfo de México. Las mismas alcanzan profundidades de 982 m y 1136 m respectivamente. Esta fue la primera operación de perforación direccional utilizando el sistema de perforación con TR en una plataforma marina.

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

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

Si bien el sistema de recuperación de la herramienta fue diseñado para ser operado con línea de acero, en éstos pozos se utilizó una sarta de perforación como medio de pesca y recuperación del BHA debido al peso de la herramienta y a la falta de una unidad de línea de acero apropiada.

El conjunto de fondo utilizado en éste proyecto fue básicamente el siguiente: barrena 8 1/2", amplificador, motor de fondo de 6 3/4" de bajas rpm, flotador, MWD de 6 3/4", amplificador (UR/HO) antimagnético, lastrabarrena antimagnético, estabilizador de 8 3/8", dos

lastrabarrenas cortos de 6 ½” y el DLA. La utilización de éste conjunto de fondo hizo que la perforación de las secciones mencionadas sea muy similar a la convencional.

Las conexiones fueron realizadas posicionando la TR en el piso de perforación y ajustando a mano el sistema de impulsión de TR (CDS) para que éste sea elevado con el Top Drive y proceder a darle el torque de ajuste adecuado. Perforando de ésta manera, el tiempo de conexión osciló entre 7 y 10 minutos.

El objetivo fue cumplido pero existieron áreas donde se pudieron establecer mejoras. Por ejemplo en el primer pozo (A-12) el objetivo direccional fue cumplido pero se requirió más deslizamiento para alcanzarlo, unos 235 m más que para pozos similares perforados convencionalmente.

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

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

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

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

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

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

Las velocidades de penetración durante una perforación convencional están limitadas por la limpieza del pozo. Al perforar con TR, el espacio anular es menor, con lo que las velocidades de flujo son mucho más elevadas por lo cual la limpieza del pozo mejora notablemente. No obstante, la velocidad de penetración se ve regulada por la DEC.

Por debajo de los 730 m, las velocidades de penetración de los pozos perforados con TR fueron menores que las del pozo perforado convencionalmente.

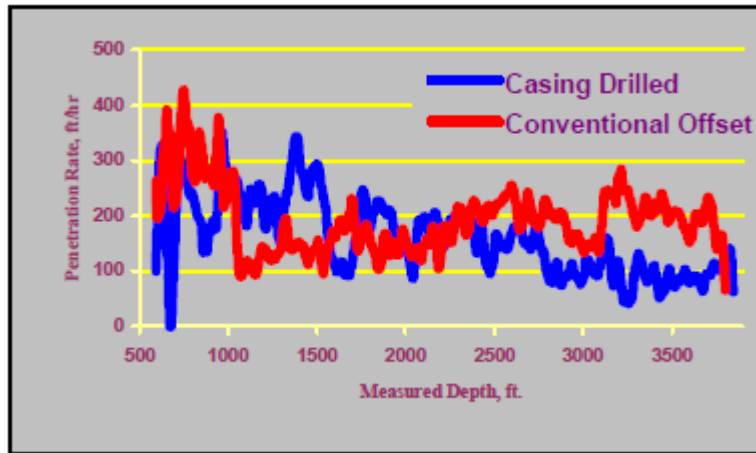


Figura 6.5. Tasa de penetración entre los pozos perforados.

En éste caso el factor limitante fue el peso sobre la barrena. Este no podía ser mayor a 5 Ton a los efectos de no dañar el amplificador.

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

La diferencia entre el tiempo real de perforación y el tiempo total representa las conexiones, registros de verticalidad y otras operaciones. Este tiempo para el pozo A-13 fue de 25.6 horas y para el pozo A-14 fue de 27.3 horas. De aquí se deduce que el sistema de perforación con TR fue algo más rápido para llevar a cabo estas operaciones (figura 6.6).

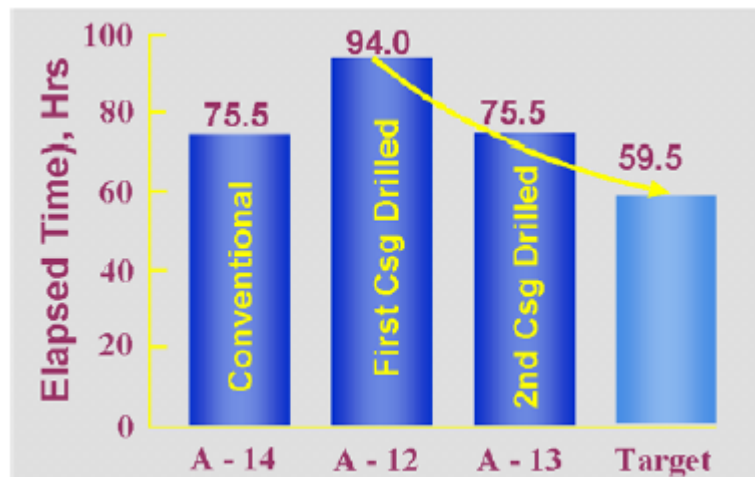


Figura 6.6. Ahorro de tiempo entre pozos.

Como se ha señalado anteriormente el BHA del sistema de perforación con TR ha sido diseñado para ser pescada y recuperada del pozo mediante el uso de línea de acero. En éstos pozos se han recuperado con tubería de perforación, lo que ha determinado que las horas de maniobras se extendieran un poco. Es altamente probable que de utilizar una unidad de línea de acero con la capacidad necesaria para recuperar la herramienta de fondo, los tiempos de maniobra bajarán como mínimo a la mitad.

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

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

En resumen, hay un potencial en ahorro de tiempos factible de realizar mediante la utilización de la técnica de perforación con TR luego de pasar por la curva de aprendizaje.

6.3.2. Perforación con TR en Tierra

Con respecto a las aplicaciones de la tecnología de perforación con TR en tierra nos referiremos a los casos más recientes donde se han podido demostrar sus ventajas como así también comprender sus limitaciones.

6.3.2.1. Pozos en Wyoming (E.U.A)

Uno de los casos de interés para comentar es la campaña de perforación de cinco pozos llevada a cabo por BP en Greater Green River Basin en el sur de Wyoming. Luego del éxito conseguido en ésta pequeña campaña, la compañía operadora decidió agregar pozos adicionales en el programa de perforación del mismo campo.

Estos pozos han sido perforados en un área donde las formaciones productivas están compuestas por areniscas cerradas con presiones originales equivalentes de 11 libras por galón (ppg) que pueden encontrarse en un rango de profundidades que va desde los 2400 m hasta los 3000 m. Se deben atravesar formaciones del Cretácico y del Terciario, las cuales son mayormente areniscas y lutitas con intercalaciones de carbón e intrusiones de bentonita. Los pozos en ésta área se perforan de manera convencional comenzando por un conductor de 16" para luego perforar un pozo de 11" donde se corre una TR de 8 5/8" a 350 m y luego se perfora con 7 7/8" hasta la profundidad final corriéndose una TP de 3 1/2" como TR de explotación.

La parte superior del tramo de producción se perfora con agua como fluido de perforación, con velocidades de penetración por encima de los 60 m/hr. Los problemas más comunes que se encuentran por encima de la zona de interés productiva son entradas de agua, pérdidas de circulación y atascamiento de barrenas.

El fluido de perforación (agua) que se utiliza en la parte superior se convierte a un lodo con algunas propiedades de gel unos metros antes de llegar a la zona de interés dependiendo de las condiciones de perforación. Generalmente también se densifica hasta 10 ppg dado que si bien la zona productiva es bastante cerrada, aporta bastante gas si se la perfora con un mínimo desbalance.

Luego de intensivas campañas de perforación y debido a un gran esfuerzo por optimizar la perforación en éste campo, se lograron reducir los costos de perforación

empleando motor de fondo y perforando con barrenas PDC hasta el tope de la zona de interés procediendo a perforar la zona productiva con una barrena de insertos.

Para el proyecto de perforación con TR, se utilizó un equipo de Tesco diseñado de acuerdo a las necesidades imperantes. Se trata de un equipo semiautomático controlado por un sistema PLC. El mismo es completamente hidráulico, desde el cuadro de maniobras hasta las bombas de lodo.

La sección superficial de cada pozo se perforó con TR de 7" hasta aproximadamente 370 m utilizando los ampliadores de Tesco. En los primeros dos pozos se utilizaron barrenas tricónicas cambiando luego por barrenas PDC en los pozos siguientes. En cada uno de los casos el BHA se armó en la superficie asentando el DLA sobre el niple de perfil para ser retirado luego mediante el uso de línea de acero una vez alcanzada la profundidad de asentamiento. El montaje de la compañía de cementación se llevaba a cabo mientras se recuperaba la herramienta con cable, en la figura 6.7 se puede apreciar el tiempo consumido desde el momento del arranque del pozo hasta la finalización de la cementación en los seis primeros pozos. Un pozo compensador típico para la zona, basado en el promedio de los últimos 19 pozos perforados entre Junio y Octubre del año 2000, toma entre 8 y 12 horas para perforar la sección superficial y 18.9 horas para cementar el agujero guía (desde el arranque hasta el final de la cementación).

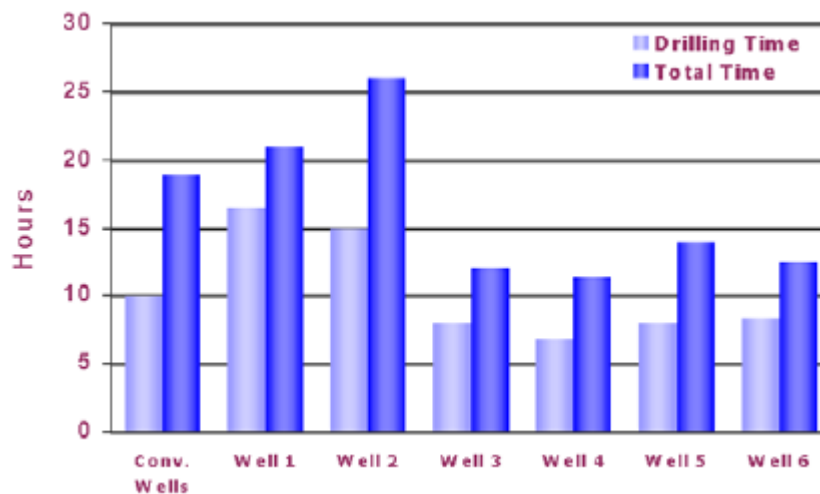


Figura 6.7. Tiempo consumido desde el momento del arranque del pozo hasta la finalización de la cementación en los seis primeros pozos.

Los dos primeros pozos perforados con la tecnología de perforación con TR requirieron más tiempo que el promedio pero el resto de los pozos fueron perforados más rápidamente que el pozo compensador. Si bien en el primer pozo el tiempo transcurrido desde que se alcanzó la profundidad final y el final del trabajo de cementación se redujo sustancialmente, el tiempo total fue mayor que para los pozos convencionales.

A medida que se fueron perforando nuevos pozos, la velocidad de penetración se fue mejorando debido a:

- Cambio de barrenas tricónicas por PDC.

- Cambios en el fluido de perforación de agua a lodo.
- Incrementos en el gasto de bombeo.
- Perforación con parámetros más agresivos.
- Ganancia en experiencia con el medio ambiente local.

Muchas de éstas prácticas fueron utilizadas rutinariamente en la perforación convencional mientras que al comienzo de las operaciones de perforación con TR no lo fueron debido a que el objetivo era comenzar a probar el sistema en forma conservativa. Hoy podemos decir que en estos pozos la aplicación de la técnica de perforación con TR ha logrado reducir el tiempo de perforación de la sección superficial en un 30% a 35%.

El BHA ha sido recuperado con cable en los seis pozos en forma satisfactoria. El tiempo de recuperación del BHA normalmente es de 45 minutos contando desde el momento en que la herramienta de pesca está lista para bajar hasta que se recupera el BHA en superficie, incluyendo el tiempo para registrar verticalidad.

El ampliador trabajó de manera excelente en los seis pozos superficiales de 8 ½". El mismo ampliador con sus cortadores fue utilizado en los seis pozos sufriendo desgaste mínimo dado por algo de erosión alrededor de algunos de los cortadores.

La perforación de la etapa de explotación con la tecnología de perforación con TR inicialmente no fue tan efectiva como en la sección superficial del pozo. De hecho, en los primeros dos pozos se llegó a la profundidad final en forma convencional luego que las uniones de la TR fallaran. Si bien ya el tercer pozo se logró perforar con TR en ambas secciones, a esa altura no se tenía certeza si ésta nueva tecnología era viable para éste tipo de pozos.

Recién en el quinto pozo la perforación con TR se hizo competitiva con respecto a la perforación convencional.

Las primeras dificultades que se encontraron fueron una velocidad de penetración inaceptable comparada con las de los pozos vecinos y vibraciones laterales de la sarta de perforación que condujeron a la falla por fatiga de las conexiones de la TR en los dos primeros pozos. A medida que la perforación de los pozos fue avanzando, los problemas se fueron resolviendo y los procesos se fueron adecuando a las necesidades. Se hicieron cambios en las últimas tuberías de la sarta de revestimiento para reducir las vibraciones laterales y además se cambiaron las uniones por otras más resistentes a la fatiga. El gasto de bombeo se aumentó y la mayor parte del pozo se perforó con agua para mejorar las tasas de penetración.

Los dos últimos pozos se perforaron con una barrena convencional de PDC en lugar de utilizar barrena piloto y zapata perforadora para mejorar la velocidad de penetración. A la profundidad de asentamiento de la TR, la misma se cementó sin sacar la sarta.

Los trabajos realizados desde el pozo número cuatro hasta el número seis demostraron la viabilidad técnica de perforar con el sistema de perforación con TR. Todas las secciones de los pozos fueron perforadas con TR y además fueron los pozos más profundos en ser perforados con éste sistema sin llevar a cabo maniobras

de viaje de salida de la sarta de revestimiento. Se llevaron a cabo carreras de 242.5 horas y 1230 m de perforación para luego sacar la herramienta sin problemas.

El Sistema de impulsión de TR (CDS) se utilizó en éstos pozos y facilitó el manejo de las tuberías minimizando el daño en las uniones mientras se perforaba. Este sistema se ha constituido en una herramienta esencial al momento de aplicar la tecnología de perforación con TR.

Durante la perforación de estos pozos, se encontraron algunas zonas depresionadas donde las pérdidas de circulación son comunes aún perforando de manera convencional. De todas maneras se han podido perforar utilizando un lodo más liviano y con las mismas características que el utilizado normalmente para acondicionar el pozo durante las maniobras en la perforación convencional.

La perforación de la zona de interés en desbalance también ha sido exitosa perforando con TR. Se utilizó el mismo fluido de perforación liviano que usualmente se utiliza en éste tipo de operaciones en la zona para perforar y producir gas a través de un múltiple de estrangulamiento y proceder a su posterior venteo y quema. Se observaron llamas de hasta 7 metros de altura. Tampoco ha habido dificultades en retirar el BHA y cementar una vez alcanzada la profundidad final. La falta de necesidad de acondicionar el pozo, hacer la maniobra de desarmado de la sarta de revestimiento y entubar el mismo implicó el ahorro de un día una vez alcanzada la profundidad total.

CONCLUSIONES

1. El sistema de perforación con TR proporciona beneficios económicos al ahorrar el tiempo del equipo necesario para acondicionar un agujero y correr la TR. El sistema de perforación con TR es combinable con componentes estándar de perforación tales como: barrenas, motores de fondo, sistemas M/LWD, entre otros.
2. La perforación con TR puede ser utilizada como una tecnología que previene los problemas que limitan el rendimiento de las operaciones de perforación, tales como la pérdida de circulación y la estabilidad del pozo.
3. Los recortes de granos finos se han estudiado mientras se perfora con TR y el efecto empaste, sin embargo, los cortes de grano fino no necesariamente se producen con dicho efecto.
4. Una planificación adecuada y la atención a todos los aspectos de los equipos y la operación permiten al operador terminar la operación de perforación con TR de forma segura y eficiente.
5. El éxito de la tecnología depende en gran medida de la correcta aplicación de los parámetros de perforación y mejoras en la tecnología que ya se han identificado y propuesto a través de experiencias en campo.
6. A lo largo del trabajo se demuestra que la rotación no es un factor importante en la optimización de la hidráulica de la perforación con TR. Este factor puede tener relevancia cuando se utilizan altas rotaciones. En este caso no se utilizan velocidades de este tipo por que las especificaciones del Top Drive utilizado en la perforación con TR permite una velocidad de rotación máxima de alrededor de 200 rpm.
7. Para optimizar la hidráulica de la perforación con TR es importante tener en cuenta factores como: la geometría del pozo (incluyendo la excentricidad) y la densidad del lodo ya que estos influyen de forma directa en el tamaño de las toberas que se requieren para perforar cualquier intervalo.
8. En espacios anulares estrechos cuando se tiene una geometría completamente excéntrica las pérdidas de presión se reducen en un 40% con respecto a una configuración concéntrica, lo cual establece que las pérdidas de presión se disminuyen entre 30 y 50% con la excentricidad. Esta variación se ve reflejada en el valor de la presión de circulación en el fondo y por tanto es necesario tener en cuenta este factor en operaciones de control de pozos.
9. El importante avance logrado en los últimos años referente a los materiales, las operaciones y herramientas ha posibilitado una alta reducción de costos. Para continuar en el mismo sentido, vemos que los ahorros futuros resultarán del empleo de técnicas innovadoras y del uso de materiales elaborados especialmente para cada aplicación. Las tuberías no deben estar ajenas a esto y por lo tanto deben tener un alto nivel de desarrollo e investigación, se deben elaborar con altos estándares de fabricación y deben desarrollarse teniendo en cuenta los ambientes de uso, de manera de contribuir a una mejor prestación en el pozo.

10. El desarrollo de nuevas técnicas de perforación requiere de nuevos productos y la mejora o nuevas características en los productos existentes. Las actividades de desarrollo de productos deben seguir muy de cerca la evolución de estas técnicas de perforación con el fin de tener el producto adecuado que permita la utilización con éxito y la introducción de estas técnicas.
11. La eficiencia del aparejo se puede aumentar de manera significativa como resultado de la reducción del capital y los costos de logística atribuibles a una subestructura de menor peso y torre de perforación que se requiera, la eliminación de la extensa manipulación de tuberías permite menos personal y una mayor seguridad, baja potencia y por lo tanto menos combustible y mantenimiento necesarios debido a las pérdidas de presión de circulación sustancialmente reducidas y la eliminación del repetitivo viaje redondo.
12. Las eficiencias operativas se pueden incrementar de manera significativa como resultado de: bajo consumo de combustible y el aumento de la hidráulica de la barrena con menor potencia de entrada, los problemas de desviación se reducen debido a la estrecha tolerancia del tamaño del agujero, bajos costos de cementación debido a la reducción de los diámetros del pozo.
13. Mediante la selección de materiales tenemos la posibilidad de elegir el material adecuado sobre la base de las características y rendimiento de los productos, pero también en función de su costo. El conocimiento de las zonas productivas, las experiencias de campo o en instalaciones similares aportan gran cantidad de información, al igual que los análisis de fallas que se puedan haber generado.
14. La tecnología RSS resulta efectiva para la perforación direccional con TR en pozos de menos de 8 1/2" a 9 7/8" de diámetro en los que el desempeño del motor PDM es limitado. Para perforar direccionalmente con TR se deben encarar los asuntos relacionados con la selección de la barrena que son comunes en la perforación direccional con sarta de perforación convencional y sistemas RSS. Las barrenas se eligen en base a su capacidad de corte lateral para el control direccional y su estabilidad para reducir las vibraciones excesivas.
15. Los componentes hidráulicos de la barrena y las toberas del BHA también deben ser balanceados de manera que los gastos de flujo de fluido, tanto en el agujero piloto como en el pozo de diámetro completo, permanezcan dentro de los rangos óptimos para lograr la limpieza efectiva de la barrena y del pozo y operar los sistemas MWD y las herramientas PDM o RSS.
16. La técnica de perforación con TR y en mayor medida la perforación de pozos direccionales con TR, aún se encuentran en las primeras fases de su desarrollo. Los procedimientos y las prácticas se irán optimizando a medida que aumente la experiencia de los operadores con estas nuevas tecnologías.
17. Mediante la utilización de la sarta de revestimiento como conducto de protección para las herramientas de adquisición de registros y el cable, este sistema reduce la exposición de dichas herramientas al ambiente de agujero descubierto. El proceso de adquisición de registros incrementa la probabilidad de adquirir registros de calidad del yacimiento en el primer intento, especialmente cuando las condiciones del pozo amenazan el éxito de los métodos convencionales de operación de herramientas.

18. El estado de desarrollo en que se encuentra el proceso hoy en día, lo hace aplicable con total seguridad a la perforación de zonas suaves con diámetros grandes de TR. En estos casos en particular es donde se pueden igualar fácilmente las velocidades de penetración obtenidas mediante la perforación convencional y las ventajas en cuanto al ahorro de maniobras y manipuleos de tuberías se hacen más evidentes.
19. La perforación con TR es sin duda la próxima etapa en la evolución tecnológica de la perforación de pozos petroleros. Del compromiso de investigación e innovación de las empresas operadoras y perforadoras dependerá la rapidez de su desarrollo y aceptación para su aplicación masiva.
20. Con la tecnología de perforación con TR los costos se reducen desde un 30% a un 50%, debido a la reducción en el uso de los materiales (lodo, volumen de tubería y cemento), menor consumo de energía por el equipo, personal para realizar las operaciones, y lo más importante es que minimiza el daño del medio ambiente. Estos porcentajes nominales pueden variar dependiendo de las demandas o exigencias de cada pozo en particular.
21. Las consideraciones en la optimización de la hidráulica para los pozos perforados con TR son las mismas que las usadas en los pozos convencionales.
22. El gasto es un parámetro muy importante en la perforación con TR, ya que nos permite obtener la velocidad apropiada para levantar los recortes y prevenir que se asiente en el fondo del pozo. Asimismo un cambio pequeño en el gasto puede incrementar significativamente las caídas de presión por fricción, debido al pequeño espacio anular.
23. El fluido de perforación debe estar libre de sólidos para evitar un incremento en las caídas de presión por fricción y adicionalmente evitar que estos obturen el espacio anular. Este fluido debe evitar que las lutitas se hidraten lo que reduce el volumen del espacio anular.
24. En la perforación con TR, las consideraciones de diseño son muy parecidas a las consideraciones de perforación convencional, salvo tres conceptos a los que se les debe poner especial atención, pandeo, fatiga e hidráulica.
25. Para la perforación con TR se elimina un manejo extenso de tubería de perforación, presentando con esto un incremento en la seguridad del personal que está operando los equipos, ya que el Top Drive es el que manipula la tubería y no el personal.
26. Los equipos de perforación con TR son muy similares a los equipos convencionales, excepto en las capacidades y en las condiciones de operación.
27. Se puede ahorrar un tiempo considerable cuando se realiza el viaje redondo de los aparejos recuperables con línea de acero más que con los viajes redondos convencionales con tubería de perforación.
28. El BHA recuperable utilizado con el sistema de perforación con TR permite flexibilidad suficiente de realizar casi cualquier función que estaría disponible durante la perforación convencional. La recuperación con línea de acero proporciona un método eficiente de cambiar el BHA y proporciona una mejor situación de control del pozo después de que realiza el viaje redondo del BHA.
29. La tecnología de perforación con TR minimiza el tiempo de operación de perforación significativamente, especialmente en las zonas problemáticas.

- Reduce el tiempo de operación como su construcción simple, y también reduce el costo de perforación.
30. La perforación con TR puede penetrar formaciones duras más rápido que el sistema de perforación convencional con bajas RPM aplicadas y alto peso sobre la barrena.
 31. Las observaciones de campo han demostrado que el “efecto empaste” reduce la pérdida de circulación, mejora la estabilidad del pozo, mejora la calidad del pozo, fortalece el agujero y mitiga el daño de formación inducido por la perforación.
 32. Utilizando el efecto empaste, se han terminado las operaciones de perforación con TR en zonas difíciles y problemáticas que no han sido realizadas con la perforación convencional.
 33. Si correlacionamos los resultados del estudio de laboratorio para el proceso real de la perforación con TR se puede concluir que el pequeño tamaño de los recortes de perforación con TR les permite adherirse al pozo fácilmente, ayudando a sellar los espacios porosos de la formación.
 34. Los recortes producidos en la perforación con TR en ciertos rangos de tamaño pueden sellar efectivamente los espacios de poros más eficazmente.
 35. Si el tamaño promedio de los recortes es más pequeño que el tamaño de la garganta de poro pueden penetrar fácilmente y pasar a través de la interfaz. Esto podría conducir a la pérdida de fluido de perforación y el daño de formación subsecuente.
 36. Si el tamaño promedio de los recortes es más grande que el tamaño de la garganta de poro, entonces los poros no pueden sellarse efectivamente porque la garganta de poro no está completamente tapada y el lodo puede pasar a través de ella.
 37. La distribución del tamaño de partícula del lodo debe monitorearse continuamente mientras se perforan yacimientos depresionados para asegurarse de que el efecto empaste sea más eficaz.
 38. Con el fin de sellar los espacios porosos, la distribución del tamaño de partículas debe ser evaluada basándose en el tamaño del tamiz de los recortes de las temblorinas vibratorias y las partículas del lodo.
 39. Los pozos direccionales con TR proporcionan una alternativa práctica a la perforación de pozos convencionalmente y además se corre la TR como un proceso separado. Asegura que la TR se puede correr a la profundidad total y captura muchos de los ahorros que se han demostrado para pozos verticales con TR.
 40. Existen algunos efectos, tales como; excentricidad, remoción de recortes y efecto couette que deberán ser considerados cuando optemos por perforar agujeros esbeltos con la tecnología de perforación con TR, ya que tienen un valor significativo, mientras que en la perforación convencional son prácticamente despreciables.
 41. Se deberán manejar gastos reducidos durante la perforación de agujeros esbeltos, para lograr tener un régimen de flujo laminar y minimizar las caídas de presión por fricción en el espacio anular.

RECOMENDACIONES

1. La tecnología de perforación con TR se debe aplicar en pozos con profundidades de bajas a medias, en donde el promedio de profundidad sea entre 1500 y 3000 m en donde solo se requieran dos o tres secciones para perforar.
2. Se recomienda monitorear directamente la reología del fluido de perforación para mantener bajos valores de viscosidad plástica y punto de cedencia de acuerdo con la optimización de la hidráulica durante la perforación.
3. En la cementación primaria se requiere un estricto control de calidad para que esta sea exitosa ya que la geometría reducida complica la corrección de la cementación.
4. Capacitar y motivar al personal de operación con esta tecnología, involucrándolo a que aporte sus conocimientos para mejorar esta tecnología en México.
5. Hay que considerar que es una tecnología que se encuentra en una etapa temprana de curva de aprendizaje, por lo que los mayores beneficios serán evidentes en la aplicación de un conjunto de pozos y no hay que condenar a la tecnología a la primera falla.
6. Es recomendable utilizar esta técnica bajo marcos geológicos complejos, donde prevalecen problemas de pérdidas de circulación en zonas inestables, zonas depresionadas y en campos de desarrollo en explotación intermedia o avanzada, donde se tenga suficiente información y se requiera aumentar la rentabilidad de los proyectos de inversión.
7. Los campos deben ser de desarrollo, por lo cual las formaciones deben ser perfectamente identificadas y serán factibles de perforar con esta técnica.
8. Se deberán conocer con precisión los gradientes de formación y fractura para poder controlar las densidades del lodo de perforación, a fin de evitar pegaduras por presión diferencial y de esta manera mantener la velocidad de penetración.
9. Se recomienda emplear la tecnología de perforación con TR en nuestro país, ya que podría disminuir los problemas comunes en las operaciones de la perforación convencional, como son las formaciones arcillosas, poco consolidadas o zonas de pérdida de circulación, condiciones muy comunes en los campos de nuestro país.
10. Bajas velocidades de rotación de la sarta de revestimiento pueden favorecer al efecto empaste de la perforación con TR, al crear una terminación superficial para poder atravesar zonas problemáticas, sin ningún tipo de eventualidades.
11. La tecnología de vanguardia en nuestra industria nos permitirá ser más competitivos en los mercados nacionales e internacionales.
12. La técnica de perforación con TR, es una alternativa más, para poder optimizar a rentabilidad de los activos; pero no deberá utilizarse indiscriminadamente para cualquier pozo y campo, sin haber hecho una evaluación extensa de casos candidatos a este tipo de tecnologías emergentes.

	Modelo Plástico de Bingham	Modelo Ley de Potencia
En el interior de la TR:		
Parámetros del modelo reológico	$\mu_p = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (A.1)$ $\tau_y = \theta_{300} - \mu_p \quad (A.2)$	$n = 3.32 * \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (A.3)$ $k = \frac{510 * \theta_{300}}{511^n} \quad (A.4)$
Número de Reynolds	$NRe = \frac{928 * ID1 * Va * \rho}{\mu_p} \quad (A.5)$	$NRe = \frac{89100\rho * Va^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0416 * ID1}{3 + 1/n} \right)^n \quad (A.6)$
Criterio de turbulencia	$V_{cc} = \frac{1.08 * \mu_p + 1.08\sqrt{\mu_p + 12.34 * ID1^2 * \tau_y * \rho}}{\rho * ID1} \quad (A.7)$ $Va = \frac{Q}{2.45 * ID1^2} \quad (A.8)$ <p>Se usa el criterio de la velocidad crítica para definir el tipo de flujo: Si $Va < V_{cc}$ → flujo laminar Si $Va > V_{cc}$ → flujo turbulento</p>	<p>Se usa el criterio del número de Reynolds crítico para definir el tipo de flujo</p> $NRe_c = 3470 - 1370 * n \quad (A.9)$ <p>Si $NRe_c < NRe$ → flujo laminar Si $NRe_c > NRe$ → flujo turbulento</p>
Factor de fricción de Fanning	$f = \frac{0.0791}{NRe^{0.25}} \quad (A.10)$	$\sqrt{\frac{1}{f}} = \frac{4}{n^{0.75}} \log(NRe * f^{1-n/2}) - \frac{0.395}{n^{1.2}} \quad (A.11)$
Pérdidas de presión para flujo laminar	$\Delta Pli = \frac{\mu_p * L * Va}{1500 * ID1^2} + \frac{\tau_y * L}{225 * ID1} \quad (A.12)$	$\Delta Pli = \frac{k * Va^n * \left(\frac{3 + 1/n}{0.0416} \right)^n * L}{144000(D2 - D1)^{(1+n)}} \quad (A.13)$
Pérdidas de presión para flujo turbulento	$\Delta Pti = \frac{f * L * \rho * Va^2}{25.8 * ID1} \quad (A.14)$	$\Delta Pti = \frac{f * L * \rho * Va^2}{25.8 * ID1} \quad (A.14)$
En el Espacio Anular:		
Número de Reynolds	$NRe = \frac{757 * Va * \rho * (D2 - D1)}{\mu_p} \quad (A.15)$	$NRe = \frac{109000 * \rho * Va^{(2-n)}}{k} \left(\frac{0.0208 * (D2 - D1)}{2 + 1/n} \right)^n \quad (A.16)$
Criterio de turbulencia	$V_{ca} = \frac{1.08 * \mu_p + 1.08\sqrt{\mu_p^2 + 9.26(D2 - D1)^2 * \tau_y * \rho}}{\rho * (D2 - D1)} \quad (A.17)$ $Va = \frac{Q}{2.45(D2^2 - D1^2)} \quad (A.18)$ <p>Se usa el criterio de la velocidad crítica para definir el tipo de flujo: Si $Va < V_{cc}$ → flujo laminar Si $Va > V_{cc}$ → flujo turbulento</p>	<p>Para definir el tipo de flujo se utiliza el mismo criterio del número de Reynolds crítico que se usa en el interior de la TR.</p> $NRe_c = 3470 - 1370 * n \quad (A.9)$ <p>Si $NRe_c < NRe$ → flujo laminar Si $NRe_c > NRe$ → flujo turbulento</p>
Pérdidas de presión para flujo laminar	$\Delta Pli = \frac{\mu_p * L * Va}{1000 * (D2 - D1)^2} + \frac{\tau_y * L}{200 * (D2 - D1)} \quad (A.19)$ <p>En las ecs. A.19 y A.20 ΔPli define las pérdidas de presión anulares para flujo laminar.</p>	$\Delta Pli = \frac{k * Va^n * \left(\frac{2 + 1/n}{0.0208} \right)^n * L}{144000(D2 - D1)^{(1+n)}} \quad (A.20)$
Pérdidas de presión para flujo turbulento	$\Delta Pti = \frac{f * L * \rho * Va^2}{21.1 * (D2 - D1)} \quad (A.21)$ <p>En la ec. A.21 ΔPti representa las pérdidas de presión anulares para flujo turbulento.</p>	$\Delta Pti = \frac{f * L * \rho * Va^2}{21.1 * (D2 - D1)} \quad (A.21)$

Variables Dimensionales	Luo y Peden	Wei
Viscosidad Aparente	$\mu_a = K^{1/n} \left[\frac{\beta^2}{r^4} + \frac{P_g^2}{2} \left(r - \frac{r_o^2}{r} \right)^2 \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.22)$	$\mu_a(\theta) = K^{1/n} \left[\frac{\beta(\theta)^2}{r(\theta)^4} + \frac{P_g^2}{2} \left(r(\theta) - \frac{r_o(\theta)^2}{r(\theta)} \right)^2 \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.35)$
Velocidad Angular	$\omega = \omega_1 - \beta \int_{r_1}^r \frac{dr}{\mu_a r^3} \quad (A.23)$	$\omega = \omega_1 - \beta(\theta) \int_{r_1}^{r(\theta)} \frac{\partial r(\theta)}{\mu_a(\theta) * r(\theta)^3} \quad (A.36)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta)$
Velocidad Axial	$v = \frac{P_g}{2} \int_{r_1}^r \frac{1}{\mu_a} \left(\frac{r_o^2}{r} - r \right) dr \quad (A.24)$	$v(\theta) = \frac{P_g}{2} \int_{r_1}^{r(\theta)} \frac{1}{\mu_a(\theta)} * \left(\frac{r_o(\theta)}{r(\theta)} - r(\theta) \right) * dr(\theta) \quad (A.37)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta)$
Constante de Integración	$\beta = \frac{\omega_1}{\int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{\mu_a r^3}} \quad (A.25)$	$\beta(\theta) = \frac{\omega_1}{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} \frac{\delta r(\theta)}{\mu_a(\theta) r(\theta)^3}} \quad (A.38)$
Constante de Integración	$r_o = \left(\frac{\int_{r_1}^{r_2} r dr}{\int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{\mu_a r}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (A.26)$	$r_o(\theta) = \left(\frac{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} r(\theta) * \partial r(\theta)}{\int_{r_1}^{r_e(\theta)} \frac{\partial r(\theta)}{\mu_a(\theta) * r(\theta)}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (A.39)$
Gasto de Flujo	$Q = \frac{\pi * P_g}{2} \int_{r_1}^{r_2} \frac{r(r^2 - r_o^2)}{\mu_a} dr \quad (A.27)$	$Q = 2 \int_0^\pi \int_{r_1}^{r_e(\theta)} v(\theta) * r(\theta) * dr(\theta) * d\theta \quad (A.40)$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta), \quad 0 \leq \theta \leq \pi$
Variables Adimensionales	Luo y Peden	Wei
Relación de radios adimensional	$\lambda = \frac{r}{r_2}, \quad \lambda_1 = \frac{r_1}{r_2} \quad (A.28)$	$\lambda_e(\theta) = \frac{r_e(\theta)}{r_1}, \quad \lambda_{e2} = \frac{r_2}{r_1} = \text{constante} \quad (A.41)$ $\lambda_e(\theta) = (\lambda_{e2} - 1) * e * \cos\theta + \sqrt{(\lambda_{e2}^2) - (\lambda_{e2} - 1)^2 e * \text{sen}^2\theta} \quad (A.42)$
Parámetros adimensionales	$\sigma = \frac{\beta}{P_g r_2^3} \quad (A.29)$ $\pi_{\omega 1} = \frac{\omega_1}{\left(\frac{P_g r^2}{k} \right)^{1/n}} \quad (A.30)$	$\theta_e(\theta) = \frac{\beta(\theta)}{P_g * r_1^3} \quad (A.43)$ $\pi_{e\omega 1} = \frac{\omega_1}{\left(\frac{P_g * r_1}{k} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (A.44)$
Viscosidad aparente adimensional	$\pi_\mu = \frac{\mu_a \left(\frac{P_g r_2}{K} \right)^n}{P_g r_2} = \left[\frac{\sigma^2}{\lambda^4} + \frac{(\lambda^2 - \lambda_o^2)^2}{4\lambda^2} \right]^{\frac{n-1}{2n}}$	$\pi_{e\mu}(\theta) = \frac{\mu_a(\theta) \left(\frac{P_g * r_1}{k} \right)}{P_g * r_1}$ $= \left[\frac{\sigma_e(\theta)^2}{\lambda(\theta)^4} + \frac{(\lambda(\theta)^2 - \lambda_{eo}(\theta)^2)^2}{4 * \lambda(\theta)^2} \right]^{\frac{n-1}{2n}} \quad (A.45)$
Parámetros Adimensionales	$\sigma = \frac{\pi_{\omega 1}}{\int_{\lambda_1}^1 \frac{d\lambda}{\pi_\mu \lambda^3}} \quad (A.32)$ $\lambda_o = \left(\frac{\int_{\lambda_1}^1 \frac{\lambda d\lambda}{\pi_\mu}}{\int_{\lambda_1}^1 \frac{d\lambda}{\pi_\mu \lambda}} \right)^{1/2} \quad (A.33)$	$\sigma_e(\theta) = \frac{\pi_{e\omega 1}}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_e} \frac{d\lambda(\theta)}{\pi_{e\mu} * \lambda(\theta)^3}} \quad (A.46)$ $\lambda_{eo}(\theta) = \left(\frac{\int_{\lambda_1}^{\lambda_e(\theta)} \lambda(\theta) * \partial \lambda(\theta)}{\int_{\lambda_1}^{\lambda_e(\theta)} \frac{\partial \lambda(\theta)}{\pi_{e\mu} * \lambda(\theta)^3}} \right)^{1/2} \quad (A.47)$
Gasto de flujo adimensional	$\pi_q = \frac{Q}{\pi r_2^3 \left(\frac{P_g r_2}{K} \right)^n}$ $= \frac{1}{2} \int_{\lambda_1}^1 \frac{\lambda(\lambda^2 - \lambda_o^2)}{\pi_\mu} d\lambda \quad (A.34)$	$\pi_{eq} = \frac{Q}{r_1^3 \left(\frac{P_g r_1}{k} \right)^{\frac{1}{n}}} =$ $\int_0^\pi \int_{\lambda_1}^{\lambda_e(\theta)} \frac{1}{\pi_{e\mu}(\theta)} (\lambda_{eo}(\theta)^2 - \lambda(\theta)^2) * d\lambda(\theta) * d\theta$ $r_1 \leq r(\theta) \leq r_e(\theta) \quad 0 \leq \theta \leq \pi \quad (A.48)$

Variables	No se tiene en cuenta el efecto de la rotación	Se tiene en cuenta el efecto de la rotación
Esfuerzo de corte promedio	$\tau_{w,prom} = \frac{\Delta P * A_a}{S} \quad (A.49)$	
Área anular	$A_a = \frac{\pi}{4}(D2^2 - D1^2) \quad (A.50)$	$A'_a = \frac{A_a}{\cos\alpha} \quad (A.54)$
Área mojada	$S = \pi(D2 + D1)\Delta L \quad (A.51)$	$S' = \pi(D2 + D1)L = S \quad (A.55)$
Factor de Fricción de Fanning	$f = \frac{\tau_{w,prom}}{\frac{1}{2}\rho v^2} = \frac{\Delta P}{\Delta L} * \frac{D_h}{2\rho v^2} \quad (A.52)$	$f' = \frac{A'_a}{S'} * \frac{\Delta P'}{\rho} * \frac{2}{v'^2} \quad (A.56)$
Velocidad Media	$v_a = \frac{Q}{2.45(D2^2 - D1^2)} \quad (A.18)$	$v' = \frac{v}{\cos\alpha} \quad (A.57)$
Ángulo que forma la velocidad media absoluta v' con la velocidad axial		$\alpha = \arctan\left(\frac{\omega r_1}{2v}\right) \quad (A.58)$
Pérdidas de presión anulares	$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\omega=0} = \frac{4\tau_w}{D_h} = \frac{2f\rho v^2}{D_h} \quad (A.53)$	$(\Delta p)_{\omega} = \frac{f'}{f} * \frac{(\Delta P)_{\omega=0}}{\cos\alpha}$
<p>Ecuaciones intermedias del modelo de Díaz Parámetros reológicos del modelo Ley de Potencia Modificada:</p> $n = 3.322 * \log \frac{lec\ 600 - \tau_y}{lec\ 300 - \tau_y} \quad (A.60)$ $k = \frac{0.0106 * (lec\ 300 - \tau_y)}{(511^n)} \quad (A.61)$ $\frac{12v}{D_o - D_i} = \frac{(\tau_{w,prom} - \tau_y)}{k \frac{1}{m} (\tau_{w,prom})^2} \left(\frac{3n}{1 + 2n} \right) \left(\tau_{w,prom} + \frac{n}{1 + n} \tau_y \right) \quad (A.62)$ <p>Gasto de Corte:</p> $\dot{\gamma}_w = \left(\frac{\tau_w - \tau_y}{k} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (A.63)$ <p>Índice de comportamiento generalizado de flujo, N:</p> $\dot{\gamma}_w = \frac{1 + 2N}{3N} \frac{12v}{D2 - D1} \quad (A.64)$ <p>Número de Reynolds:</p> $NRe = \frac{D_{eff} * \rho * v}{\eta} \quad (A.65)$ <p>Diámetro efectivo:</p> $D_{eff} = \frac{3N}{1 + 2N} \left(\frac{2}{3}(D2 - D1) \right) \quad (A.66)$ <p>Para determinar si el flujo es laminar o turbulento se utiliza el criterio del Número de Reynolds, se toma la ecuación (A.9) y se compara con la ecuación (A.65)</p> <p>Viscosidad Apparente:</p> $\mu_a = \frac{\tau_w}{\dot{\gamma}_w} \quad (A.67)$ <p>Factor de fricción de Fanning para flujo laminar:</p> $f = \frac{2\tau_w}{\rho v^2} = \frac{16}{NRe} \quad (A.68)$ <p>El factor de fricción de Fanning para flujo turbulento se obtiene con la ecuación (A.11).</p>		

Tabla A.1. Ecuaciones para calcular las pérdidas de presión en el modelo convencional.
 Tabla A.2 Ecuaciones utilizadas en el modelo de Luo y Peden y en el modelo de Wei.
 Tabla A.3 Ecuaciones utilizadas en el modelo de Díaz. (Análisis de la hidráulica con TR)

NOMENCLATURA

AMS-XTXC, PJD y DQ1: *Conexiones para la perforación con TR's.*

ANTARES XT-XC: *Conexiones Extra torque-Extra compresión.*

API: *Instituto Americano del Petróleo.*

APWD: *Presión anular durante la perforación.*

ATG: *Aceite Terciario del Golfo (PEMEX).*

BHA: *Ensamble de fondo de pozo (Bottom Hole Assembly).*

B-KS: *Brecha del Cretácico Superior.*

BP: *British Petroleum.*

BOP: *Conjunto de Preventores de Reventones (Blow Out Preventer).*

CASING: *Tubería de Revestimiento.*

CCPS: *Cuerpo Calcáreo del Paleoceno Superior.*

CD: *Perforación con TR (Casing Drilling™, Tesco®).*

CDS: *Sistema de impulsión o transmisión de TR (Casing Drive System™, Tesco®).*

CFD: *Dinámica de fluidos computacional.*

CPN: *Niple de perfil característico de TR (Casing Profile Nipple).*

CRA: *Aceros de aleación resistentes a la corrosión.*

CWD: *Revestimiento durante la perforación.*

DCC: *Centro de control del perforador.*

DEC: *Densidad equivalente de circulación.*

DLA: *Ensamble de Bloqueo de Perforación (Drill Lock Assembly™, Tesco®).*

DRILLING LINER: *Perforación con TR corta.*

DRILLING TUBING: *Perforación con TP.*

DTO: *Cabezal de optimización de tiempo de perforación.*

DwC: *Perforación con TR (Drilling With Casing™, Weatherford®).*

EI: *Emulsión inversa.*

ERD: *Perforación de pozos de alcance extendido.*

E.U.A.: *Estados Unidos de América.*

f: Factor de fricción.

HFI: Alta frecuencia de soldadura.

HP: Caballos de potencia.

HP: Alta Presión.

HRT: Herramienta de recuperación hidráulica.

HSRT: Herramienta de desbloqueo de seguridad hidráulica.

HST: Herramienta de ajuste hidráulico.

HT: Alta Temperatura.

IC: Recubrimientos internos.

ID: Diámetro interno.

IWD: Imágenes durante la perforación.

JSK: Jurásico Superior Kimmeridgiano.

JST: Jurásico Superior Tithoniano.

K: Factor de consistencia.

k: Permeabilidad de la roca.

KOP: Punto de inicio de la desviación.

LCM: Material de pérdida de circulación.

LINER: TR corta (camisa).

LWC: Registros durante la extracción de núcleos.

LWD: Registros durante la perforación.

MLT: Anillos de torsión Multi-Lóbulo (Multi-Lobe Torque Rings™, Tesco®).

MD: Metros desarrollados en la perforación.

MDBMR: Metros desarrollados bajo mesa rotaria.

MRPT: Herramienta de desbloqueo mecánico.

MV: Metros verticales.

MVBMR: Metros verticales bajo mesa rotaria.

MWD: Mediciones durante la perforación.

n: Índice de Flujo.

NPT: Tiempo no productivo del equipo de perforación.

OCTG: *Requerimientos técnicos para las tuberías y conexiones.*

OD: *Diámetro externo.*

PDC: *Cortador de Diamante Policristalino (Polycrystalline Diamond Cutter).*

PDM: *Motor de desplazamiento positivo.*

PEP: *Pemex Exploración y Producción.*

PH: *Potencial de Hidrógeno.*

PLC: *Control Lógico Programable (Programmable Logic Control).*

PPG: *Libras por galón (lb/gal).*

PSI: *Libras sobre pulgada cuadrada (lb/pg^2).*

PV: *Viscosidad Plástica.*

PWD: *Mediciones de presión durante la perforación.*

Re: *Número de Reynolds.*

ROP: *Velocidad de penetración.*

RPM: *Revoluciones por minuto.*

RSS: *Sistema rotativo direccional.*

SiWD: *Simulaciones durante la perforación.*

SMWD: *Medición sísmica durante la perforación.*

SPE: *Sociedad de Ingenieros Petroleros.*

SSCC: *Corrosión bajo tensión en ambiente sulfhídrico.*

TD: *Profundidad total.*

TIR: *Tasa de retorno de la inversión.*

TOP DRIVE: *Unidad de impulsión superior.*

TP: *Tubería de Producción.*

TR: *Tubería de Revestimiento.*

TSD: *Cortador de Diamante Térmico Estable (Termical Stable Diamond).*

TVD: *Profundidad vertical verdadera.*

TWD: *Pruebas durante la perforación.*

ULA: *Unidad de línea de acero.*

UPS: Fuente de alimentación continua.

UR: Ampliador (Underreamer).

WOB: Peso sobre la barrena (Weight On Bit).

YP: Punto de Cedencia.

NOMENCLATURA DEL APÉNDICE.

μ_p = Viscosidad Plástica [cp]

ΔP_{li} = Caída de presión para flujo laminar dentro de la tubería [psi]

ΔP_{ti} = Caída de presión para flujo turbulento dentro de la tubería [psi]

ΔP_{la} = Caída de presión para flujo laminar en el espacio anular [psi]

ρ = Densidad [lb/gal]

θ_{600} = Lectura del viscosímetro a 600 rpm.

θ_{300} = Lectura del viscosímetro a 300 rpm.

τ_Y = Punto de cedencia [lbf/100ft²]

Q = Gasto de fluido [gpm]

NRe = Número de Reynolds .

$ID1$ = Diámetro interno de la tubería [in]

V_a = Velocidad del fluido dentro de la tubería [ft/s].

V_{cc} = Velocidad crítica dentro de la tubería [ft/s].

V_{ca} = Velocidad crítica en el espacio anular [ft/s]

$D2$ = Diámetro del agujero [in]

$D1$ = Diámetro externo de la tubería con que se perfora [in]

L = Longitud [ft]

k = Índice de consistencia [cp].

n = Índice de comportamiento de flujo.

BIBLIOGRAFÍA

- (Schlumberger), G. D., (Schlumberger), A. B., Andrew, I. K., (TESCO), H., (TESCO), L. W., Khazali(PETRONAS), K. A., y otros. (3-6 de Mayo de 2010). Directional Casing While Drilling (DCwD) Heralds a Step Change in Drilling Efficiency from a Producing Platform. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 20880)* . Houston, Texas, USA.
- A.K. Gupta, S., & Mines, I. S. (8-10 de Mayo de 2006). Drilling With Casing: Prospects and Limitations. *SPE Western Regional/AAPG Pacific Section/GSA Cordilleran Section Joint Meeting (Paper SPE 99536)* . Anchorage, Alaska, USA.
- Aivalis, J., Meszaros, T., Crouch, B. W., & Reid, T. L. (s.f.). Perfilaje a través de la barrena. *Oilfield Review* , 24 (2) .
- Aniket Kumar, U. o., & Robello Samuel, H. (5-7 de Marzo de 2013). Analytical Model to Characterize 'Smear Effect' Observed while Drilling with Casing. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (Paper SPE/IADC 163486)* . Amsterdam, The Netherlands.
- Antony Fisher, B. S., Reid, D., Tan, M. Z., & Greg Galloway, W. I. (13-15 de Septiembre de 2004). Extending the Boundries of Casing Drilling . *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper IADC/SPE 87998)* . Kuala Lumpur, Malaysia.
- Aris Buntoro, P. E. (25-27 de Agosto de 2008). Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper IADC/SPE 115283)* . Jakarta, Indonesia .
- B. Borland and R. Watts, C., T. Warren, T. C., & and B. Lesso, S. (21-23 de Febrero de 2006). Drilling High-Angle Casing Directionally Drilled Wells With Fit-for-Purpose String Sizes. *IADC/SPE Drilling Conference (Paper IADC/SPE 99248)* . Miami, Florida , USA.
- Bargach, S., Falconer, I., & Maeso, C. (Invierno de 2001). LWD en tiempo real: Registros para la perforación. *Oilfield Review* .
- C.J. Mason, S. B., & D.C.-K. Chen, S. H. (24-27 de Septiembre de 2006). The Drilling and Casing Running Enigma. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 100749)* . San Antonio, Texas, USA.
- Colombia, E. L., Castilla/Halliburton, A., & Rincón/Tesco, J. (19-22 de Septiembre de 2010). Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 134586)* . Florencia, Italia .
- Colombia, E. L., Castilla/Halliburton, A., & Rincón/Tesco, J. (19-22 de Septiembre de 2010). Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in Cira Infantas Field. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 134586)* . Florence, Italy.

- Cook, J., & Growcock, F. (Invierno de 2011-2012). Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación. *Oilfield Review* .
- Corp., T., Corp., R. T., & Corp., B. H. (3-6 de Mayo de 2004). Casing Drilling with Retrievable Drilling Assemblies. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 16564)* . Houston, Texas, U.S.A.
- D. Bickford, A. C., & M. Mabile, D. I. (2-5 de Mayo de 2005). Casing Drilling Rig Selection Process for the Stratton Field. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 17685)* . Houston, TX, U.S.A.
- David Veltri, Y., & Tommy Warren, R. T. (20-22 de Febrero de 2007). Two Salt-Dome Wells Successfully Drilled With Casing-While-Drilling Technology. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 105773)* . Amsterdam, The Netherlands.
- Dirección Corporativa de Finanzas. (2012). *Memoria de labores 2011*.
- Downton, G., Klausen, T. S., & Hendricks, A. (Verano del 2010). Nuevos rumbos en la perforación rotativa direccional. *Oilfield Review*.
- E. Eriksen, D. H., & G. Rodriguez Jordan, G. M. (24-26 de Octubre de 2011). Development of a Liner Drilling System Incorporating a Retrievable Bottom Hole Assembly. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper SPE/IADC 148607)* . Muscat, Oman.
- E. Skinazi, S., R. Deady, S., Robson, D., Kenschuh, C., & Services, S.-S. D. (11–13 de September de 2000). Development of a Casing /Drilling System Improves the Drilling Process . *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology (Paper IADC/SPE 62780)* . Kuala Lumpur, Malaysia.
- Felcza, E., Godwin, N. D., & Hawkins, R. (2011-2012). Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido. *Oilfield Review* , 23 (4) .
- Fontenot, K. R., Lesso, B., Strickler, R. D., & Warren, T. M. (Otoño 2005). Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. *Oilfield Review*.
- Gabriel Carcagno, T., & Nestor Santi, T. (s.f.). New Drilling Technologies as Drilling-with-Casing (DWC) Require New Solutions for Tubular's Connections.
- H.A. Adams, E. P., S. Rosenberg, M. M., & G. Galloway, W. I. (2-5 de Mayo de 2005). Drilling With Casing Overcomes Losses to Thief Zone. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 17687)* . Houston, TX, U.S.A.
- Houtchens, B. F., & Tessari, R. T. (20-22 de Febrero de 2007). Applying Risk Analysis to Casing While Drilling. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 105678)* . Amsterdam, The Netherlands.
- Hugo Costeno (SPE), H. R., Christie Usun Ngau, P. C., & and Andrew Harris (SPE), T. C. (9-11 de Juio de 2012). Managing Shallow Gas Drilling Risk with Casing Drilling

- Technology in Brown Field Re-Development Campaigns. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference (Paper IADC/SPE 156259)* . Tianjin, China, 9–11 July 2012., China.
- J.C.R. Plácido, S., Medeiros, F., Lucena, H., J.C.M. Medeiros, V. C., C.C. Gravina, P., & R. Alves and T. Warren, T. (2-5 de Mayo de 2005). Casing Drilling – Experience in Brazil. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 17141)* . Houston, Texas, USA.
 - José C. de León Mojarro, S. P.-P., Martín Terrazas, S. P.-P., Víctor M. Santana, P., & Abraham Julián Eljure, S. H. (1–3 February 2000.). Drilling with Casing: The Mexican Technique Uses the Casing as a Drillpipe. *2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico (Paper SPE 59055)* . Villahermosa, Mexico.
 - Jude Chima, S. Z.-H., & Dale. (8-11 de Abril de 2012). Casing Drilling Technology Application: Case Histories from Saudi Arabia Oveson, Eric Moellendick, Calvin Holt and Dietmar Neidhardt, Tesco Corporation. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition (Paper SPE 160857)* . Al-Khobar, Arabia Saudita .
 - Jude Chima, S. Z.-H., & Dale Oveson, E. M. (8-11 de Abril de 2012). Casing Drilling Technology Application: Case Histories from Saudi Arabia. *SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition (Paper SPE 160857)* . Al-Khobar, Arabia Saudita .
 - Kenga, Y., & Jude Atebe, T. E. (3-5 de Agosto de 2009). Successful implementation of 9 5/8-in. casing drilling in Nigeria: Case history of AKAMBA-2. *33rd Annual SPE International Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 128890)* . Abuja, Nigeria.
 - Kevin Bourassa and Tove Husby, C. C., Rick Watts, C., Dale Oveson, T. W., & Hans Magnus Bjoerneli, B. L. (4-6 de Marzo de 2008). A Case History of Casing Directional Drilling in the Norwegian Sector of the North Sea. *IADC/SPE Drilling Conference (Paper IADC/SPE 112560)* . Orlando, Florida, USA.
 - Klaas Hartsema, S. G. (20-22 de Febrero de 2007). PDC Casing Drilling Improves HS&E, Cuts Drilling Costs—West Africa. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 105595)* . Amsterdam, Países Bajos.
 - Kotow, K. J., & Pritchard, D. M. (2-4 de Febrero de 2010). Riserless Drilling With Casing: Deepwater Casing Seat Optimization. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition (Paper IADC/SPE 127817)* . New Orleans, Louisiana, U.S.A.
 - Kyle Fontenot, S. J. (19-21 de Febrero de 2003). Casing Drilling Activity Expands in South Texas. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 79862)* . Amsterdam.
 - López, E., & P. Antonio Bonilla, O. d. (1-3 de Diciembre de 2010). Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia. *SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference (Paper SPE 139020)* . Lima, Peru.

- M FAIZOL M JUSOH, P., & KEITH WON SHAO WANG, W. I. (9-11 de Julio de 2012). Reactive and Weak Zone Drilling Solution: Non-retrievable Casing Drilling. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper IADC/SPE 154003)* . Tianjin, China.
- M. A. Hegler, G. P., Q. Lu, G. P., & and R. C. Griffin, G. P. (3-6 de Mayo de 2004). Methodology for Testing Casing Drilling Connections for High Pressure/High Temperature Applications. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 16563)* . Houston, U.S.A.
- M. M.Hossain, K. S., & M. M. Amro, K. S. (13-14 de Septiembre de 2004). Prospects of Casing While Drilling and the Factors to be Considered During Drilling Operations in Arabian Region . *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper IADC/SPE 87987)* . Kuala Lumpur, Malaysia.
- MARKEN, C. H., & SAASEN, A. (1992). "The Influence of Drilling Conditions on Annular Pressure Losses". *Annual technical (Paper SPE 24598)* .
- Moji Karimi, S. C. (7-9 de Febrero de 2012). Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems. *International Petroleum Technology Conference (Paper IPTC 14866)* . Bangkok, , Thailandia .
- Moji Karimi, S. E. (30 Octubre - 2 de Noviembre de 2011). Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 147102)* .
- Moji Karimi, S. U., Ali Ghalambor, S. O., & Monty Montgomery, E. M. (7-10 de Junio de 2011). Formation Damage and Fluid Loss Reduction due to Plastering Effect of Casing Drilling. *SPE European Formation Damage Conference (Paper SPE 143656)* . Noordwijk, The Netherlands.
- Moji Karimi, S., Eric Moellendick, S., & Calvin Holt, S. T. (2011). Plastering Effect of Casing Drilling; a Qualitative Analysis of Pipe Size Contribution. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 147102)* . Denver, Colorado, USA.
- Moji Karimi, S., Scott Petrie, S., Eric Moellendick, S., & Calvin Holt, S. T. (24-26 de Octubre de 2011). A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Improve Wellbore Stability, Augment Wellbore Strengthening, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (Paper SPE/IADC 148564)* . Muscat, Oman.
- Nazir Shahin and Tracy Cummins, W. I. (11-14 de Marzo de 2007). Topdrive Casing Running and Drilling Tools Reduce Well-Construction Costs and Increase Safety. *the 15th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference (Paper SPE 105304)* . Bahrein International Exhibition Centre, Reino de Bahrein.

- Nazir Shahin and Tracy Cummins, W. I. (21-14 de Marzo de 2007). Topdrive Casing Running and Drilling Tools Reduce Well-Construction Costs Increase Safety. *15th SPE Middle East Oil & Gas Show and (Paper SPE 105304)* .
- Ochuko Erivwo (SPE), H. R., & Christie Usun Ngau, P. C. (8-10 de Octubre de 2012). Integrating Casing Drilling and Conductor Sharing Technology To Optimize Brownfield Redevelopment Plans. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 156054)* . San Antonio, Texas, USA.
- P. Maggi, S. E., R. Brister, S. C., & S. Beattie, S. W. (1-4 de Mayo de 2006). Advancing the Learning Curve in Drilling With Casing Technology. *Offshore Technology Conference (Paper OTC 18270)* . Houston, Texas, U.S.A.
- P.M. Morcos, Suez Canal University. (23-25 de March de 2011). CASING WHILE DRILLING AND ITS IMPLEMENTATION IN DRILLING OFFSHORE WELLS IN EGYPT. *10th Offshore Mediterranean Conference and Exhibition* . Ravenna, Italy.
- PEMEX. (2002). Origen del petróleo e Historia de la Perforación en México. En U. d. Pozos, *Un siglo de la Perforación en México* (págs. 34-40). PEMEX.
- Piasco, L. E. (s.f.). EXPERIENCIAS EN LA APLICACIÓN DE CASING DRILLING EN LA PERFORACIÓN DE POZOS DE PETRÓLEO Y GAS.
- Producción, P. E. (1 de Enero de 2012) . *Las reservas de hidrocarburos de México*.
- R. M. Tessari and T. M. Warren, T., & Corp., J. Y. (3-6 de Octubre de 2006). Drilling with Casing Reduces Cost and Risk. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 101819)* . Moscow, Rusia.
- R. Robinson, S. E., S. Rosenberg, S. B., & A.C. Odell, S. W. (20-22 de Febrero de 2007). Combination of Drilling With Casing and Stage Tool Cementing: A Unique Approach to Mitigating Downhole Conditions. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 105457)* . Amsterdam, The Netherlands.
- R.J. Steppe III, E. P., L. Clark, H. C., & and R. Johns, T. (9-11 de Octubre de 2005). Casing Drilling vs. Liner Drilling: Critical Analysis of an Operation in the Gulf of Mexico. *Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 96810)* . Dallas, Texas, USA.
- R.J. Steppe III, E. P., L. Clark, H. C., & R. Johns, T. (9-12 de Octubre de 2005). Casing Drilling vs. Liner Drilling: Critical Analysis of an Operation in the Gulf of Mexico. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Paper SPE 96810)* . Dallas, Texas, USA.
- Robert D. Strickler, C., & Pablo Solano, H. (20-22 de Ffebrero de 2007). Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 105413)* . Amsterdam, The Netherlands.
- Robert Strickler and Todd Mushovic, C., TommyWarren, T., & and Bill Lesso, S. (23-25 de Febrero de 2005). Casing Directional Drilling Using a Rotary Steerable System. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 92195)* . Amsterdam, Países Bajos.

- S. F. SHEPARD, S., R. H. REILEY, S. B., & T. M. WARREN, S. T. (27 Febrero-1 Marzo de 2001.). Casing Drilling: An Emerging Technology. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper IADC/SPE 67731)* . Amsterdam, Netherlands.
- Salehi, S. U. (5-7 de Marzo de 2013). Numerical and Analytical Investigation of Smear Effect in Casing Drilling Technology: Implications for Enhancing Wellbore Integrity and Hole Cleaning. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (Paper)* . Amsterdam, Países Bajos .
- Salehi, S. U. (5-7 de Marzo de 2013). Numerical and Analytical Investigation of Smear Effect in Casing Drilling Technology: Implications for Enhancing Wellbore Integrity and Hole Cleaning. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (Paper SPE/IADC 163514)* . Amsterdam, The Netherlands.
- Sánchez, F. S., Turki, M. S., Nabhani, Y. S., Cruz, M. S., & Houqani, S. S. (1-4 de Noviembre de 2010). Casing while Drilling (CwD); A new approach drilling FIQA Formation in The Sultanate of Oman. A success story. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (Paper SPE 136107)* . Abu Dhabi, UAE.
- Sánchez, F. S., Turki, M. S., Nabhani, Y. S., Cruz, M. S., & Houqani, S. S. (1-4 de Noviembre de 2010). Casing while Drilling (CwD); A new approach drilling FIQA Formation in The Sultanate of Oman. A success story. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference (Paper SPE 136107)* . Abu Dhabi, UAE.
- Shon D. Robinson, S., Tom M. Bealesio, S., & Randall S. Shafer, S. C. (4-6 de Marzo de 2008). Casing Drilling in the San Juan Basin to Eliminate Lost Returns in a Depleted Coal Formation. *IADC/SPE Drilling Conference (Paper IADC/SPE 112545)* . Orlando, Florida, U.S.A.
- SPE, R. (., & Garret Madell, S. T. (9–11 de March de 1999). Casing Drilling - A Revolutionary Approach to Reducing Well Costs. *SPE/IADC Drilling Conference (Paper SPE/IADC 52789)* . Amsterdam, holland.
- Stefano De Luca, E. C., & Enis Aliko, B. H. (17-19 de Marzo de 2009). Casing Drilling 24-in. Surface Section Enables Operator to Add One Extra Slot to the Existing Drilling Template and Cut Operation Costs Offshore Congo. *SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition (Paper SPE/IADC 119461)* . Amsterdam, .
- TESCO Corporation. (Junio de 2005). (*Boletin 65000*) .
- Tommy M. Warren, S. T. (23-25 de Febrero de 2000). Casing Drilling Application Design Considerations. *IADC/SPE Drilling Conference (Paper IADC/SPE 59179)* . New Orleans, Louisiana.
- Tommy Warren, S. B. (2006). Directional Drilling With Casing. *SPE/IADC Drilling Conference (paper (SPE 79914))* .

- Unidad de Perforación Mantenimiento de pozos . (2013). técnicas Especiales de Perforación. En U. d. pozos, *Un siglo de la Perforación en México* (págs. 3-16). PEMEX.
- WARREN, T., SCHNEIDER, W., JOHNS, R., & ZIPSE, K. (8-10 de Junio de 2004). Running Casing on Conventional Wells With Casing Drilling™ Technology. *Petroleum Society's 5th Canadian International Petroleum Conference (PAPER 2004-183)* . Calgary, Alberta, Canada.
- Wheatall, M. (2006). Advanced Drilling: A Technology Focus Area for ConocoPhillips.
- Yash Gupta, S. a., & Technology, M. I. (2007). The Application of Expandable Tubulars in Casing While Drilling. *SPE Production and Operations Symposium (Paper SPE 106588)* . Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A.
- Yash Gupta, S., Sudepto N. Banerjee, S., & Maharashtra Institute of Technology, P. I. (15-18 de Abril de 2007). The Application of Expandable Tubulars in Casing While Drilling. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (Paper SPE 105517)* . Buenos Aires, Argentina .
- Programa de perforación del pozo horizontal Cantarell 3097-H (Pemex-pep).
- "TESCO TOP DRIVES" *Delivering solutions that add real value, around the world, Bulletin 20000e.*
- "Top Drive Rig Floor Safety Orientation Doghouse Manual", Bulletin 20900e.
- WARREN, Tommy. "Casing Drilling Engineering Manual", Tesco Corporation, 2004 edition.
- BOURGOINE, Adam, MILLHEIM, K.K., CHENEVERT, M.E., and YOUNG, F.S. "Applied Drilling Engineering", SPE Text book, 1986.
- MARKEN, C.D., HE, Xiaojun. And SAASEN, Arild. "The Influence of Drilling Conditions on Annular Pressure Losses", SPE 24598, presented at the Annual technical conference, 1992.
- CARTALOS, Ulysse. and DUPUIS, Dominique. "An analysis Accounting for the combined Effect of drillstring Rotation and eccentricity on Pressure Losses in Slimhole Drilling", SPE 25769 presented at the Annual Meeting, 1993.
- HACIISLAMOGLU, Mustafa. and CARTALOS, Ulysse. "Practical Pressure Loss Prediction in Realistic Annular Geometries", SPE 28304, presented at the Annual Meeting, 1994.
- LUO, Yuejin. and PEDEN, J.M. "Laminar Annular Helical Flow of Power-Law Fluids", SPE 20304, presented at the Annual Meeting, 1989.