


	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 14 de marzo de 2016.

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN





UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad, Neiva

El suscrito:

LUIS ANTONIO CASTRO SÁNCHEZ, con C.C. No. 1.075.274.314, autor del trabajo de grado titulado: Estudio de casos y aplicabilidad de la tecnología de “perforación con tubería de revestimiento” implementada en la perforación direccional. Presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos; autorizo al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.





	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: LUIS ANTONIO CASTRO SÁNCHEZ

Firma:



	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						  
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ESTUDIO DE CASOS Y APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA DE “PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO” IMPLEMENTADA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CASTRO SÁNCHEZ	LUIS ANTONIO

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VARGAS CASTELLANOS	CONSTANZA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA





AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 192

TIPO DE ILUSTRACIONES:

Diagramas_X_ Fotografías_X_ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X_ Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas___ Música impresa___ Planos___ Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros_X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: Word/pdf

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

Español

1. Perforación con tubería de revestimiento
2. Implementación
3. Perforación direccional
4. Ahorro de tiempo
5. Aplicabilidad
6. Beneficios






Inglés

- Casing while drilling
- Deployment
- Directional drilling
- Time saving
- Applicability
- Benefits

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La industria del petróleo continuamente requiere innovación y tecnología que permita realizar las operaciones de una manera más eficiente. En ingeniería de perforación, es mayor la necesidad que existe en aplicar métodos que demanden menor tiempo y menos costos. La perforación con tubería de revestimiento es una tecnología que consiste en perforar el pozo utilizando la tubería de revestimiento en lugar del drill pipe, y una vez es alcanzado el objetivo de perforación, se deja el revestimiento en el fondo, listo para iniciar el trabajo de cementación. A simple vista parece que el beneficio más evidente es el ahorro de tiempo que supondría perforar y revestir el pozo en una sola operación; sin embargo, la tecnología brinda beneficios adicionales importantes como controlar la inestabilidad del pozo y evitar pérdidas de circulación.

Este trabajo estudia la aplicabilidad de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento implementada en la perforación direccional. A lo largo del trabajo se describe los conceptos generales de la tecnología, explicando su funcionamiento y las ventajas principales que ofrece su aplicación. También se relata un poco de la historia de la tecnología desde el inicio de su aparición y cómo fue evolucionado hasta ser aplicada en la perforación direccional. Se discute las consideraciones que implica su implementación y se analiza el beneficio económico que aporta la tecnología. Por último se presentan casos de aplicación en distintos lugares del mundo, demostrando que se puede implementar exitosamente la tecnología en la perforación direccional, en diferentes ambientes de perforación y evidenciando en cada caso los beneficios que aporta su aplicación.

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						   
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

Oil industry requires continuous innovation and technology that allows operations to be performed more efficiently. This requirement is bigger at drilling operations because the need to apply methods that enable less time and cost. Casing while drilling is a technology about using the casing instead drill pipe to drill the well. Once the drilling target is reached, the casing is seat on bottom and ready to start the cementing job. At first it seems that the main benefit is the time saving from drilling and casing the well in one step but, it also provides a way to avoid lost circulation and unstable formation problems.

This work is done to study the applicability of casing while drilling in directional wells. General concepts are described throughout this work, explaining the operating process and main advantages of the technology. A brief technology history is also brought, describing the beginning of the concept and its development until it was applied to directional drilling. Considerations required to apply the technology are discussed as the economic benefit it offers. Finally, application cases in different places around the world are studied. They prove it is possible to carry out a successful directional drilling deployment in different kinds of drilling environment with this technology. The benefits it provides are shown too in each case.

APROBACION DE LA TESIS

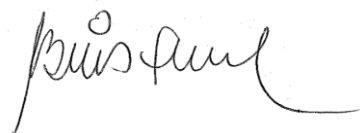
Nombre Jurado: **LUIS HUMBERTO ORDUZ PÉREZ**

Firma:



Nombre Jurado: **LUIS FERNANDO BONILLA CAMACHO**

Firma:



**ESTUDIO DE CASOS Y APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA DE
“PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO” IMPLEMENTADA EN
LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

LUIS ANTONIO CASTRO SÁNCHEZ



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016**

**ESTUDIO DE CASOS Y APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA DE
“PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO” IMPLEMENTADA EN
LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL**

LUIS ANTONIO CASTRO SÁNCHEZ

Trabajo de grado presentado para optar el título de Ingeniero de Petróleos

Directora:

**CONSTANZA VARGAS
ING. DE PETRÓLEOS**



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016**

Nota de Aceptación

Alonso Vargas Castellanos.

Firma del Director

Alonso Vargas

Firma del Evaluador

Alonso Vargas

Firma del Evaluador

DEDICATORIA

Este trabajo se lo quiero dedicar a mi papá, a mi mamá y a cada uno de los profesores que he tenido desde que estuve en preescolar. A todos gracias por formarme y educarme como estudiante y como persona, especialmente: Isabel Pascuas, Luz Dary Quintero, Luz Dora Zapata, Cecilia Montenegro, Haydee Morales, Carmen Pinzón y; Constanza Vargas, quien aceptó dirigir este proyecto y me aconsejó sobre él, por su labor en la universidad y por su disposición a orientar a tantos compañeros con su proyecto de grado.

A mis compañeros de universidad, porque cada curso fue un reto que enfrentamos juntos y construimos un sueño en común durante estos 5 años. A mis familiares y amigos más cercanos, porque sé que se sienten muy orgullosos de mí por este logro tan importante en mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme TODO. Por darme la vida y la inteligencia para haber hecho este proyecto y para haber estudiado ingeniería de petróleos. A mi mamá y a mi papá, porque sin alguno de los dos no hubiese podido lograr esta meta en mi vida ni llegar hasta donde estoy. Gracias por su apoyo, por su paciencia y por su amor. Gracias al Universo por descubrir esta idea cuando tenía miedo de no saber qué hacer y por hacer posible encontrar todas las herramientas que necesité. Gracias por hacerme entender que las respuestas están dentro de nosotros mismos.

Quiero agradecer especialmente a cada una de las personas que durante estos años pusieron su granito de arena en el momento indicado. Gracias por ese apoyo tan importante hacia mí y a mi mamá en tantas ocasiones. Porque cualquier ayuda o favor por pequeño que sea, tiene un significado muy grande cuando uno

está construyendo un sueño; a todos gracias. Gracias a la Universidad por haberme formado como persona y como profesional en estos años. A los profesores del programa, a la directora del proyecto y a los señores jurados, gracias.

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute (Instituto americano del petróleo)
BHA	Bottom Hole Assembly (Arreglo de fondo de pozo)
BOP	Blow Out Preventer (Preventor de reventón)
CBL	Cement Bond Log (Registro de la cementación)
CPN	Casing Profile Nipple
CwD	Casing While Drilling (Perforación con revestimiento)
DCwD	Directional Casing While Drilling (Perforación direccional con revestimiento)
DLA	Drill Lock Assembly
DLS	Dogleg Severity (Severidad de la pata de perro)
ECD	Equivalent Circulation Density (Densidad de circulación equivalente)
EOB	End of Build
FIT	Formation Integrity Test (Prueba de integridad de formación)
HPWH	High Pressure Wellhead Housing (Cabezal de alta presión)
ISND	Idd El Shargi North Dome
KOP	Kick off Point
LPWH	Low Pressure Wellhead Housing (Cabezal de baja presión)
LWD	Logging While Drilling (Registros durante la perforación)
LwD	Liner While Drilling (Perforación con Liner)
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
MLT	Multilobe Torque

MWD	Measurement While Drilling (Medición durante la perforación)
NPT	Non Productive Time (Tiempo no productivo)
ONWJ	Offshore North West Java
OPQL	Occidental Petroleum of Qatar Ltd.
PDC	Polycrystalline Diamond Compact (Policristalino de diamante)
PDM	Positive Displacement Motor (Motor de desplazamiento positivo)
PDRT	Pump Down Release Tool
Ppg	Pounds per gallon (Libras por galón)
ROP	Rate of Penetration (Velocidad de penetración)
RSJ	Retractable Shoe Joint (Unión de zapato retractable)
RSS	Rotary Steerable System (Sistema rotativo direccional)
TCD	Threaded Casing Drive
TOC	Top of Cement (Tope de cemento)
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera)
WOB	Weight on Bit (Peso en la broca)

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. CONCEPTOS BÁSICOS.....	19
1.1 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	19
1.1.1 Evolución del concepto.....	19
1.1.2 Inicio de la implementación.....	21
1.2 CONCEPTOS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	23
1.2.1 Funciones de la tubería de revestimiento.....	24
1.2.2 Clasificación de las tuberías de revestimiento.....	25
1.2.3 Características de la tubería de revestimiento.....	27
1.2.4 Fabricación de la tubería de revestimiento.....	31
1.3 CONCEPTOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	32
1.3.1 Aplicaciones de la perforación direccional.....	33
1.3.2 Definiciones y conceptos básicos.....	37
1.3.3 Perfiles de pozo.....	39
2. PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	42
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	42

2.1.1	Proceso de perforación.....	42
2.1.2	Beneficios de la perforación con tubería de revestimiento.....	47
2.2	MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	51
2.2.1	Método de arreglo no recuperable.....	51
2.2.2	Método de arreglo recuperable.....	53
2.2.3	Perforación con tubería Liner.....	55
2.3	CONSIDERACIONES PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	56
2.3.1	Pandeo.....	57
2.3.2	Fatiga.....	58
2.3.3	Hidráulica.....	59
2.3.4	Cementación.....	60
2.3.5	Conexiones.....	62
3.	APLICACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	64
3.1	ASPECTOS REFERENTES A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	65
3.1.1	Recuperación de la herramienta.....	65
3.1.2	Arreglo de fondo de pozo.....	67
3.2	TESTEO DE LA TECNOLOGÍA.....	69
3.2.1	Primeras experiencias.....	69
3.2.2	Estabilización del BHA.....	73

3.3 SISTEMAS ROTATIVOS DIRECCIONALES.....	75
3.3.1 Primeros ensayos.....	76
3.3.2 Pruebas en Cameron, Texas.....	79
3.3.3 Conclusión de los ensayos.....	84
3.4 PROVEEDORES COMERCIALES.....	85
4. ANÁLISIS DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL CON TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.....	89
4.1 ANÁLISIS OPERACIONAL.....	89
4.1.1 Equipo de perforación para perforar con tubería de revestimiento.....	90
4.1.2 Conversión del equipo de perforación convencional.....	98
4.1.3 Prospectos operativos.....	101
4.2 PERFORACIÓN EN COSTA AFUERA.....	106
4.2.1 Cabezal de alta presión.....	107
4.2.2 Sistema de cierre submarino.....	112
4.2.3 Optimización del asentamiento del casing.....	113
4.3 BENEFICIO ECONÓMICO.....	116
5. CASOS DE APLICACIÓN.....	121
5.1 CAMPO ELDFISK, MAR DEL NORTE.....	121
5.2 CUENCA MARAÑÓN EN LA AMAZONÍA.....	129

5.3 CAMPO ANGSI, OFFSHORE MALASIA.....	140
5.4 CAMPO ISND, OFFSHORE QATAR.....	150
5.5 CAMPO LA CIRA INFANTAS, COLOMBIA.....	155
5.5 ANÁLISIS.....	167
6. CONCLUSIONES.....	172
7. RECOMENDACIONES.....	175
BIBLIOGRAFÍA.....	177

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Capítulo 1.	
Figura 1. Esquema representativo del uso de la tubería de revestimiento.....	27
Figura 2. Locaciones inaccesibles.....	33
Figura 3. Múltiples pozos en locaciones costa afuera.....	34
Figura 4. “Sidetrack Well”	34
Figura 5. Pozos horizontales.....	35
Figura 6. Sobrepasar estructuras geológicas.....	36
Figura 7. Pozos de alivio.....	36
Figura 8. Perfil de pozo tipo J.....	39
Figura 9. Perfil de pozo tipo S.....	40
Figura 10. Perfil de deflexión aguda.....	40
Figura 11. Perfil horizontal.....	41
Capítulo 2.	
Figura 12. Herramienta de enganche (DLA).....	44
Figura 13. Ejemplo de un esquema de fondo de perforación con tubería de revestimiento.....	45
Figura 14. Sistema Casing Drive y sistema de impulsión superior Top Drive.....	46
Figura 15. Drillshoe para el método no recuperable de perforación con tubería de revestimiento.....	52
Figura 16. Método no recuperable y adquisición de registros.....	53

Figura 17. Arreglo de fondo recuperable y componente exterior del casing.....	54
Figura 18. Esquema del BHA en perforación con tubería Liner.....	56
Figura 19. Anillo MLT para incrementar la capacidad de torque.....	63

Capítulo 3.

Figura 20. Pasos para recuperar herramientas direccionales.....	66
Figura 21. Arreglo para controlar la desviación.....	74
Figura 22. Arreglo recuperable con motor direccional.....	75
Figura 23. BHA direccional con herramienta RSS.....	78
Figura 24. Trayectoria del pozo horizontal perforado con casing 7-5/8 in y posición de los tests de recuperación de la herramienta.....	80
Figura 25. Desempeño direccional de la sección horizontal del pozo de prueba perforado con casing 7-5/8 in.	81
Figura 26. BHA direccional de casing de 7-5/8 in y 10-3/4 in.....	82
Figura 27. Servicios de Schlumberger para perforación con tubería de revestimiento.....	86
Figura 28. Brocas del sistema EZReam™ y EZCase™, y componentes del sistema SureTrak ^{MT} de Baker.....	87
Figura 29. Brocas del sistema DWC™ de Weatherford.....	88

Capítulo 4.

Figura 30. Diagrama del sistema Casing Drive.....	90
Figura 31. Bloque de corona (Split Crown Block).....	92
Figura 32. Unidad de wireline de alta precisión para cargas de alto o bajo peso.....	93

Figura 33. Bloque viajero (Split Traveling Blocks) y BOP de wireline.....	94
Figura 34. Equipamiento de perforación con tubería de revestimiento usado por ConocoPhillips.....	95
Figura 35. Diagrama de la herramienta TCD para el control de pozo.....	97
Figura 36. Instalación del TCD para el control de pozo en caso de un incidente.....	98
Figura 37. Unidad de wireline utilizada para recuperar BHA direccional en perforación con tubería de revestimiento.....	99
Figura 38. Estimado de los costos de conversión de un equipo de perforación convencional a perforación con tubería de revestimiento.....	100
Figura 39. Estimado de los costos en el tiempo de instalación y de renta los componentes para un equipo de perforación convencional.....	101
Figura 40. Equipo de perforación de Tesco diseñado para perforar con tubería de revestimiento.....	103
Figura 41. Manipulación de la tubería con el sistema Casing Drive.....	104
Figura 42. Configuración de un sistema submarino de perforación con tubería de revestimiento.....	109
Figura 43. Secuencia operativa de un sistema submarino de perforación con tubería de revestimiento.....	110
Figura 44. Asentamiento del cabezal de alta presión para pozos en aguas de poca profundidad.....	111
Figura 45. Sistema de cierre submarino para la perforación con tubería de revestimiento en aguas profundas.....	113
Figura 46. Optimización de los puntos de asentamiento de casing.....	115
Figura 47. Comparación entre los asentamientos de casing propuestos y los asentamientos de prácticas convencionales.....	116

Capítulo 5.

Figura 48. Esquema del BHA direccional utilizado en la perforación del pozo y vista de la plataforma Eldfisk Bravo.....	123
Figura 49. Sección vertical y trayectoria del pozo B-16A en Eldfisk.....	127
Figura 50. Comparación entre la trayectoria planeada del pozo y la trayectoria real conseguida al perforarse con la tubería de revestimiento.....	128
Figura 51. BHA direccional del pozo Piraña-4D, Dorado-2D y esquema de la herramienta DLA.....	133
Figura 52. Trayectoria planeada y trayectoria real del pozo Piraña-4D.....	134
Figura 53. Trayectoria planeada y trayectoria real del pozo Dorado-2D.....	137
Figura 54. Comparación entre los pozos perforados con revestimiento y los pozos perforados anteriormente de forma convencional.....	139
Figura 55. Arreglo de fondo de pozo utilizado en el campo Angsi.....	142
Figura 56. Inclinación real comparada a la inclinación planeada en Angsi-D4.....	143
Figura 57. Azimut real comparado al azimut planeado en Angsi-D4.....	144
Figura 58. Inclinación real comparada a la inclinación planeada en Angsi-D3.....	146
Figura 59. Azimut real comparado al azimut planeado en Angsi-D3.....	146
Figura 60. Gráfica de tiempo de perforación contra la profundidad, en los pozos de la plataforma Angsi-D4 para la sección de pozo de 17-1/2 in.....	147
Figura 61. Opción de BHA con motor direccional y BHA con sistema RSS utilizado en la operación.....	152
Figura 62. Trayectoria de la sección perforada con tubería de revestimiento.....	154
Figura 63. Vista del azimut de la sección perforada con tubería de revestimiento.....	155
Figura 64. Esquema del BHA utilizado en el proyecto.....	158

Figura 65. Perfil tipo “S” y tipo “J” en los pozos del proyecto de perforación con tubería de revestimiento en el campo La Cira Infantas.....	162
Figura 66. Ubicación del campo y marcación de la principal zona de pérdida de fluido.....	163
Figura 67. Total de los pies perforados por día con tubería de revestimiento frente al valor promedio de los pozos convencionales.....	164
Figura 68. Costo por pie en los pozos perforados con tubería de revestimiento frente al valor promedio de los pozos convencionales.....	165
Figura 69. Días de perforación de los pozos perforados con tubería de revestimiento y los pozos convencionales que presentan pérdida de fluido.....	166
Figura 70. Costo por pie de los pozos perforados con tubería de revestimiento y los pozos convencionales que presentan pérdida de fluido.....	166

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE CASOS Y APLICABILIDAD DE LA TECNOLOGÍA DE “PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO” IMPLEMENTADA EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL*

AUTOR: LUIS ANTONIO CASTRO SÁNCHEZ**

PALABRAS CLAVE: Perforación con tubería de revestimiento, implementación, perforación direccional, ahorro de tiempo, aplicabilidad, beneficios.

La industria del petróleo continuamente requiere innovación y tecnología que permita realizar las operaciones de una manera más eficiente. En ingeniería de perforación, es mayor la necesidad que existe en aplicar métodos que demanden menor tiempo y menos costos. La perforación con tubería de revestimiento es una tecnología que consiste en perforar el pozo utilizando la tubería de revestimiento en lugar del drill pipe, y una vez es alcanzado el objetivo de perforación, se deja el revestimiento en el fondo, listo para iniciar el trabajo de cementación. A simple vista parece que el beneficio más evidente es el ahorro de tiempo que supondría perforar y revestir el pozo en una sola operación; sin embargo, la tecnología brinda beneficios adicionales importantes como controlar la inestabilidad del pozo y evitar pérdidas de circulación.

Este trabajo estudia la aplicabilidad de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento implementada en la perforación direccional. A lo largo del trabajo se describe los conceptos generales de la tecnología, explicando su funcionamiento y las ventajas principales que ofrece su aplicación. También se relata un poco de la historia de la tecnología desde el inicio de su aparición y cómo fue evolucionado hasta ser aplicada en la perforación direccional. Se discute las consideraciones que implica su implementación y se analiza el beneficio económico que aporta la tecnología. Por último se presentan casos de aplicación en distintos lugares del mundo, demostrando que se puede implementar exitosamente la tecnología en la perforación direccional, en diferentes ambientes de perforación y evidenciando en cada caso los beneficios que aporta su aplicación.

* Proyecto de grado

** Universidad Surcolombiana – Ingeniería de Petróleos

ABSTRACT

TITLE: CASES OF STUDY AND APPLICABILITY OF “CASING WHILE DRILLING TECHNOLOGY” IMPLEMENTED IN DIRECTIONAL DRILLING*

AUTHOR: LUIS ANTONIO CASTRO SANCHEZ**

KEY WORDS: Casing while drilling, deployment, directional drilling, time saving, applicability, benefits.

Oil industry requires continuous innovation and technology that allows operations to be performed more efficiently. This requirement is bigger at drilling operations because the need to apply methods that enable less time and cost. Casing while drilling is a technology about using the casing instead drill pipe to drill the well. Once the drilling target is reached, the casing is seat on bottom and ready to start the cementing job. At first it seems that the main benefit is the time saving from drilling and casing the well in one step but, it also provides a way to avoid lost circulation and unstable formation problems.

This work is done to study the applicability of casing while drilling in directional wells. General concepts are described throughout this work, explaining the operating process and main advantages of the technology. A brief technology history is also brought, describing the beginning of the concept and its development until it was applied to directional drilling. Considerations required to apply the technology are discussed as the economic benefit it offers. Finally, application cases in different places around the world are studied. They prove it is possible to carry out a successful directional drilling deployment in different kinds of drilling environment with this technology. The benefits it provides are shown too in each case.

* Graduate project

** Surcolombiana University – Petroleum Engineering

INTRODUCCIÓN

“En las próximas décadas crecerá significativamente la demanda de crudo y gas en el mundo para satisfacer los requerimientos de energía” ^[1]. En un mundo globalizado que se expande cada vez más y con una población que crece a un ritmo exponencial, es muy importante tener una seguridad energética que supla sus necesidades. Esta demanda de energía ha llevado a la industria a explorar en busca de nuevas reservas en ambientes desafiantes y hostiles como pozos de alta presión/alta temperatura, yacimientos ultra profundos, perforaciones costa afuera en aguas profundas; que para llegar a los cuales, es necesaria la implementación de tecnología de avanzada, existente actualmente.

La perforación con tubería de revestimiento (Casing while drilling, CwD) o tubería liner (Liner while drilling, LwD), es una técnica establecida por la industria que ha sido probada y demostrado tener un gran potencial para reducir el tiempo operacional y a la vez mitigar los riesgos al perforar en formaciones problemáticas como zonas despresurizadas, de presión de poro inestable o no consolidadas ^[2]. El uso de esta técnica ha reducido notablemente el tiempo no productivo (Non Productive Time, NPT) en muchas áreas claves, incluyendo la disminución o eliminación de las pérdidas de circulación y mejores desplazamientos durante la cementación.

La perforación direccional con tubería de revestimiento (Directional casing while drilling, DCwD) es una aplicación tecnológica reciente que permite perforar pozos desviados a la vez que se reviste el hueco, utilizando tanto sistemas rotativos direccionales como motores de desplazamiento positivo ^[3]. Esta tecnología ofrece excelentes soluciones ya que además de mitigar los problemas más comunes en la perforación convencional, minimiza el número de viajes con tubería, reduciéndose así considerablemente el NPT ^[4].

1. CONCEPTOS BÁSICOS

1.1 HISTORIA DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Aunque la implementación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento ha sido reciente en la industria a nivel comercial, este concepto surgió muchos años atrás, antes de iniciar el siglo 20. Muchos conceptos son desarrollados por los ingenieros para prevenir problemas en la perforación y para minimizar el tiempo de viaje de tubería. Entre estas ideas, surge un método que simultáneamente permite perforar el pozo y dejar instalado el revestimiento en el fondo para la cementación.

1.1.1 Evolución del concepto ^[5]

En 1890, un primer bosquejo es patentado en Estados Unidos ^[6], llamado en ese entonces como “Well sinking apparatus” (Aparato sumergible de pozo); en el cual se describe un proceso en donde se utiliza perforación rotatoria con tubería de revestimiento y luego, la recuperación de una broca expandible hidráulicamente. Para 1900 empieza a ser conocido el método como “Perforación sin extraer sarta”, con las ventajas principales que ofrecía la idea de perforar con tubería de revestimiento y dejar la sarta en el pozo.

En 1902, se realizan los primeros procedimientos de perforación utilizando brocas retractables, y son introducidos los motores de fondo, mejorando así notablemente la perforación y la vida útil de la broca. Este hecho abría la posibilidad de probar el método de perforación con tubería de revestimiento en campos petroleros.

En la década de 1920, se da el desarrollo de las brocas retractables para ser utilizadas en la perforación con tubería de revestimiento; este desarrollo se da por parte de la industria petrolera rusa. El método fue aplicado en Polonia en campos de petróleo, después de la primera guerra mundial; y en Francia, en el año de 1928, representado así un cambio imprescindible en la perforación de pozos. En el área continental de los Estados Unidos, durante la década de 1930, se utilizó tubería de producción para realizar terminaciones a hueco abierto; todo el ensamblaje en fondo era abandonado en el pozo luego de iniciarse la producción.

A partir de la década de 1950 se empieza a utilizar en diferentes ocasiones tubulares de pozo permanentes para la perforación en diámetros reducidos; y pese a que desde 1930 se venían adelantando trabajos considerables para lograr reemplazar la broca sin la necesidad de sacar toda la tubería del pozo, fue hasta la década de 1960 cuando la compañía “Brown Oil Tools” (lo que ahora se conoce como Baker Hughes), patentó un sistema más avanzado para perforar pozos utilizando tubería de revestimiento ^[7]. Éste método incluía brocas piloto recuperables, además de otros componentes necesarios para el mejoramiento de la tecnología los cuales permitían entre otras cosas: Rotar la tubería con un sistema “Top Drive” eléctrico, acoplar un arreglo recuperable con cable en el fondo de la tubería y utilizar un ensanchador para ampliar el agujero por donde pasaría la tubería. Sin embargo, a pesar de estos adelantos realizados para mejorar el método, no fue suficiente para abrirle un espacio a la tecnología en el mercado ya que la velocidad de perforación continuaba siendo relativamente baja frente a la perforación convencional en aquella época.

Las investigaciones en el área de estudio siguieron realizándose a un ritmo lento y es hasta fines de los 80's cuando por condiciones de mercado, se generó un interés y se permitió avanzar en estudios de perforación con tubería de revestimiento convencional, tubería flexible y técnicas para perforar en diámetros reducidos. Para esa misma época la compañía “Amoco” (Ahora BP), reportó una

operación exitosa de perforación y extracción de núcleos utilizando tubería, y equipos para trabajos de minería. En los 90's los operadores comenzaron a utilizar tubería de revestimiento cortas para perforar intervalos agotados, subsecuentes a formaciones normalmente presurizadas ^[8].

En 1997 la compañía Tesco desarrolla un esquema más avanzado ^[9], el cual incluye un sistema completo para perforar con tubería de revestimiento que permite extraer las herramientas de fondo como son: Un ensanchador, broca piloto y el motor, sin necesidad de sacar la tubería. Luego de estos avances, se realizaron trabajos incluyendo tubería Liner la cual era conectada a la sarta de perforación para llegar a zonas inestables y revestirlas al mismo tiempo; una vez que se alcanzaba la profundidad de asentamiento de la tubería, la sarta de perforación junto con el arreglo de fondo de pozo (Bottom Hole Assembly, BHA) eran retirados hacia superficie.

1.1.2 Inicio de la implementación ^[5,10]

Las aplicaciones en la perforación utilizando tubería en lugar de drill pipe empezaron a hacerse comunes para perforar en zonas de yacimientos agotados, donde perforar de una manera convencional no era una opción viable económicamente por los problemas asociados a perforar en este tipo de formaciones agotadas como inestabilidad en las paredes de pozo y formaciones despresurizadas que llevan a pérdida de fluido. Desde 1996, la compañía PEMEX realizó trabajos de perforación utilizando tubulares Liner en una gran cantidad de pozos de gas; posteriormente también realizó trabajos empleando tubería de revestimiento para perforar pozos de gas en la cuenca Burgos en México ^[10]. Estos trabajos se realizaron con diferentes diámetros de tubería y para distintas secciones de pozo, dándose inicio al proceso de cementación una vez que era alcanzada la profundidad del zapato.

Igualmente para esta misma época, a finales de los 90's se convirtió en una práctica común para acceder a yacimientos agotados, en áreas del Mar del Norte y del Sudeste de Asia, como Noruega e Indonesia; donde para ese entonces se conocía la tecnología como "Drill and Case" (perforar y revestir), resultando ser una herramienta importante para el ahorro de costos en los pozos. Para este mismo tiempo hubo avances importantes en el desarrollo de herramientas que permitieran la recuperación de los arreglos de fondo de pozo hacia superficie, realizados con cable para diferentes diámetros de tubería.

Para inicios del siglo 21, con la experiencia ganada años atrás y con los adelantos que habían sido desarrollados, ya era posible perforar completamente un pozo utilizando la tecnología de perforación con Casing. En 2001, las compañías BP y Tesco reportaron operaciones exitosas en Wyoming, Estados Unidos, donde se utilizó tubería de revestimiento para perforar las secciones de superficie y producción de 15 pozos de gas, de profundidades entre 8200 y 9500 pies ^[5]. Paralelamente, la compañía Shell adelantaba mejoras en el desempeño de la perforación bajo balance utilizando tubería de revestimiento, en el área del sur de Texas ^[5], permitiendo obtener ahorro de costos de hasta 30%.

Para el 2005 la perforación con tubería de revestimiento era un tecnología que había sido probada en pozos comerciales de petróleo o gas pero que aún no era utilizada completamente para otro tipo de pozos no estándares como pozos direccionales o ubicados costa afuera. Las primeras operaciones para perforar pozos desviados utilizando tubería de revestimiento se dieron con el uso de motores de desplazamiento positivo y, posteriormente implementando sistemas rotativos direccionales, (Rotary Steerable Systems, RSS); lo cual mejoró la ejecución en la perforación direccional al evitar problemas de estabilidad de pozo.

Posteriormente se siguió avanzando en programas para probar la efectividad de la perforación con revestimiento en pozos desviados, alcanzándose inclinaciones de

más de 90° y perforando en tramos horizontales. Análogamente también se comenzó a implementar este método de perforación para pozos ubicados costa afuera, en lugares como el Golfo de México y el Golfo de Tailandia, en donde ya era común la perforación con tubería de revestimiento en pozos verticales en tierra. Inicialmente igual que con la implementación de este método en la perforación de pozo en tierra, se comenzó perforando secciones verticales de pozo con tubería de revestimiento. Más adelante en el caso de la perforación costa afuera, demuestra ser una tecnología de alta importancia para ser utilizada en perforación de pozos direccionales desde locaciones de pozos múltiples en plataformas de producción, donde se requiere una planeación cuidadosa y efectiva; también, en la perforación en aguas profundas donde los costos de perforación son extremadamente altos y al reducirse el tiempo de no productividad, juega un papel importante esta tecnología.

Como era esperado, la tecnología siguió avanzando en cuanto su aplicación creció ampliamente en distintos lugares del mundo, en áreas donde su implementación es fundamental para la solución de problemas y en donde las ventajas que ofrece este método de perforación superan a la perforación convencional. Hoy en día la perforación con tubería de revestimiento o de producción ha pasado de ser una tecnología emergente para convertirse en una tecnología confiable que ha demostrado tener eficacia en la solución y mitigación de problemas comunes en la perforación de pozos, además de ser una alternativa clave frente a la perforación convencional por el ahorro de costos.

1.2 CONCEPTOS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ^[11]

Una tubería es un elemento cilíndrico hueco con una geometría definida por el diámetro y el espesor del material que la compone; generalmente es acero en las tuberías de revestimiento. Aunque en la realidad no existe ninguna tubería

perfecta geométricamente, éstas se estandarizan con un diámetro nominal y un espesor nominal constantes. La tubería de revestimiento constituye el medio con el cual se reviste el agujero que se va perforando; esto con el fin de que las operaciones posteriores en el pozo sean exitosas.

1.2.1 Funciones de la tubería de revestimiento

Las tuberías que son utilizadas en un pozo son de vital importancia puesto que éstas son las que garantizan el control del pozo y el mantenimiento del mismo. El principal objetivo de la tubería de revestimiento es proteger las zonas perforadas y aislar las zonas problemáticas que se presentan durante la perforación. También son funciones de la tubería de revestimiento:

- Mantener la estabilidad del pozo y evitar derrumbes durante la perforación.
- Evitar contaminaciones en las aguas superficiales cercanas al pozo.
- Aislar los fluidos de las formaciones productoras.
- Controlar las presiones durante la perforación y en la vida productiva del pozo.
- Dar soporte a la instalación de equipos de control de pozo como válvulas de seguridad y el cabezal.
- Proveer un diámetro de agujero conocido para identificar el tamaño de los elementos que pueden ingresar al pozo.
- Facilitar la instalación de equipos de superficie y producción.
- Poner el pozo en producción a intervalos determinados.

1.2.2 Clasificación de las tuberías de revestimiento

Las tuberías de revestimiento se clasifican de acuerdo a la función que cumplen al ser instaladas dentro del pozo. Estas clasificaciones ayudan a identificar con mayor facilidad el tipo de tubería que se necesita durante el proceso de perforación y producción de acuerdo a las características físicas y químicas de cada una.

Revestimiento conductor

Es la primera tubería de revestimiento en ser instalada y cementada en el pozo; sirve para sentar el primer cabezal en el cual se instalarán las conexiones superficiales de control y las conexiones de circulación del lodo de perforación. Es la tubería de mayor diámetro dentro del pozo, pues a través de ésta pasarán el resto de tuberías y demás elementos de perforación. En la perforación costa afuera, es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta abajo en el lecho marino. Es la que evita que las formaciones someras no consolidadas no se derrumben; y también la encargada de proteger el agua dulce superficial que se encuentra en estas formaciones.

Revestimiento de superficie

Esta tubería permite aislar los acuíferos y manifestaciones de gas someros. Esta tubería es importante porque soportará el peso del resto de tuberías que serán colocadas en el pozo; razón por la cual generalmente es cementada hasta superficie o lecho marino. También debe proporcionar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del pozo, sirve de soporte para la instalación de equipos de seguridad; en pozos desviados, la superficie de la tubería debe

cubrir toda la sección de crecimiento de ángulo para prevenir derrumbes en la formación durante las perforaciones a mayor profundidad.

Revestimiento intermedio

Proporciona integridad al pozo para realizar operaciones de perforación subsecuentes. Es la tubería que aísla zonas inestables en el agujero, zonas de pérdida de circulación, de baja presión y, las zonas de producción. Se utiliza en la transición de zonas de presión normal, a presiones anormales para facilitar el control del pozo. El tope de cemento en esta sección de tubería, debe cubrir cualquier zona de hidrocarburos. También protege a las formaciones de los lodos de alta densidad y aísla zonas problemáticas como lutitas hinchables.

Revestimiento de producción

Es la tubería que aísla la zona de producción y debe soportar la máxima presión de fondo de la formación productora; debe tener resistencia a la corrosión, así como a las presiones que serán empleadas en el caso de realizar trabajos posteriores de fracturamiento hidráulico u otros trabajos para aumentar la productividad, como el bombeo mecánico o inyección de fluidos. En esta sección es crítico realizar un buen trabajo de cementación ya que desde esta tubería se completa, se produce y se controla el pozo durante toda su vida productiva y en donde se podrán realizar operaciones de terminación y reparación de pozo.

Tubería corta o camisa Liner

Es una sarta de tubería que no se extiende hasta la cabeza del pozo sino que se cuelga de una tubería anterior. Esta tubería Liner se utiliza para minimizar costos y

mejorar la hidráulica durante perforaciones profundas. La tubería Liner puede ser utilizada tanto en la sarta intermedia como en la sarta de producción. Típicamente es cementada a lo largo de toda su longitud. Tienen como ventaja que pueden ser instaladas fácilmente en un intervalo deseado, mucho más rápido que el revestimiento normal. En la **Figura 1** se ilustra la diferencia entre la tubería de revestimiento normal y la tubería Liner.

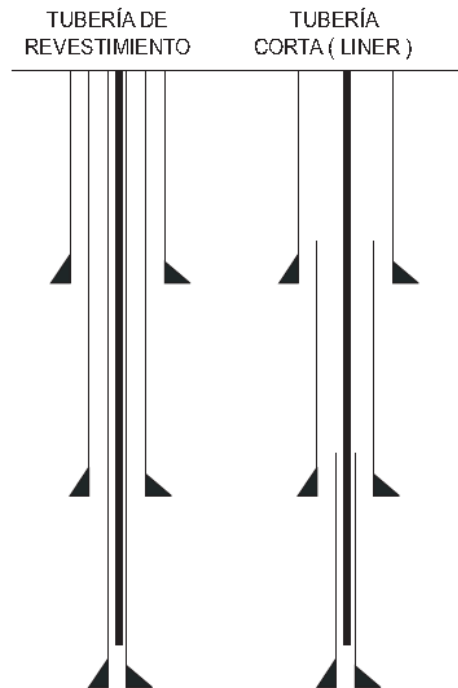


Fig. 1, Esquema representativo del uso de la tubería de revestimiento ^[11]

1.2.3 Características de la tubería de revestimiento

La tubería utilizada en la industria petrolera debe cumplir con ciertas características geométricas y mecánicas, dependiendo de su uso. La tubería usada para la perforación con tubería de revestimiento es la misma utilizada para

revestir los pozos perforados convencionalmente. Los datos principales que deben conocerse sobre una tubería de revestimiento son: diámetro nominal, peso nominal, clase, grado, resistencia a la tensión, colapso y torsión. La clase de tubo se refiere al grado de uso que ha tenido. El instituto americano del petróleo (American Petroleum Institute, API) divide las tuberías en: Clase I (tubería nueva), clase II, III y Premium.

Diámetro

El diámetro exterior (OD) se refiere al cuerpo de la tubería y no a los acoples. El tamaño de los acoples es importante porque determina el diámetro mínimo del agujero por el cual puede ser corrida la tubería de revestimiento. El espesor de la pared por su parte, determina el diámetro interno (ID) de la tubería y por lo tanto, el tamaño máximo de la siguiente tubería que puede ser corrida.

El Drift, a diferencia del diámetro interno es el diámetro de paso; es decir, el diámetro máximo que debe tener una herramienta o elemento para poder pasar a través de la tubería de revestimiento.

Peso nominal

Existen muchos pesos disponibles para la tubería de revestimiento. A mayor espesor de pared, mayor es el peso de la tubería y mayor será la presión que podrá soportar, evitando así problemas de colapso o estallido. Para tuberías de diámetro más grande, se espera encontrar un peso nominal mayor. El peso es tabulado como la fuerza ejercida por cada unidad de longitud; es decir, el peso nominal es lo que pesaría cada pie de longitud de la tubería de revestimiento.

Grado del acero

De esta propiedad podemos inferir la calidad con que es construida la tubería de revestimiento dependiendo de su uso. Esta calidad en las tuberías está estandarizada por el API con una letra seguida de un número. La letra simboliza el grado de acero y el número, representa la resistencia mínima a la deformación, expresada en miles de libras por pulgada cuadrada.

Resistencia al colapso

La resistencia de la tubería es la capacidad que tiene para evitar cualquier tipo de falla o deformación, ante la acción combinada de cargas. La falla por colapso de una tubería es una condición mecánica; se origina por una carga de presión. Ésta actúa sobre las paredes externas de la tubería y es superior a su capacidad de resistencia. La falla por colapso puede presentarse en diferentes casos dependiendo de factores propios de la fabricación de la tubería.

La cedencia es definida como la propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica o, la resistencia del material para soportar la deformación ante la exposición de una carga; el colapso por cedencia se da cuando el material es altamente dependiente de la cedencia del mismo. El colapso elástico, se presenta debido a la esbeltez de la tubería y se da especialmente en diámetros pequeños. El colapso plástico, obedece a la naturaleza propia de deformación de la tubería, posterior a la cedencia; también existe un colapso de transición entre el colapso elástico y el colapso plástico.

Resistencia a la tensión

La tensión es una condición mecánica de una tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma. La tensión se origina por la acción de cargas axiales que actúan perpendicularmente sobre el área de la sección transversal del cuerpo del tubo. La resistencia a la falla por tensión de una tubería se puede determinar a partir de la cedencia del material y el área de la sección transversal. La resistencia a la tensión, según lo estipulado en el API, se mide en unidades de fuerza. En la Tabla 1 se resume algunas de las distintas características de la tubería para diferentes tamaños.

Conexiones o juntas

Debido a que las tuberías que se utilizan en los pozos tienen un límite de longitud, es necesario que éstas vayan unidas al introducirse al pozo mediante una unión hermética y capaz de soportar cualquier esfuerzo al cual sea sometida la tubería. Esta unión entre dos tuberías se conoce como junta o conexión.

La junta básicamente se compone de tres elementos principales que son: Un piñón, una caja y una rosca. De acuerdo a su forma de unión, se puede describir dos tipos de junta: Acopladas, cuando se integra un tercer elemento, denominado acople, el cual une dos tramos de tubería; y juntas integrales, que es cuando se une un extremo de la tubería roscado exteriormente, conocido como piñón, con el otro extremo roscado de la tubería, conocido como aja. También de acuerdo al tipo de rosca, pueden clasificarse de dos maneras: API y Premium.

Diámetro nominal (pg)	Peso nominal (lbf/ft)	Grado	Diámetro Drift (pg)	Diámetro Interior (pg)	Resistencia al Colapso (psi)	Tensión (1000 lbf)
4 ½	9.50	H-40	3.965	4.090	2760	111
	11.60	K-55	3.875	4.052	4010	165
	15.10	P-110	3.701	3.826	14350	485
5	11.50	J-55	4.435	4.560	3060	182
	15.00	N-80	4.283	4.408	7250	350
	24.10	P-110	3.875	4.000	19800	778
5 ½	14.00	J-55	4.887	5.012	3120	222
	17.00	K-55	4.767	4.892	4910	273
	20.00	P-110	4.653	4.778	11100	641
6 5/8	20.00	H-40	5.924	6.049	2520	229
	24.00	C-90	5.796	5.921	6140	624
	24.00	P-110	5.796	5.921	6730	763
7	17.00	H-40	6.413	6.538	1420	196
	23.00	L-80	6.241	6.366	3830	532
	35.00	P-110	5.879	6.004	13020	1119
7 5/8	47.10	N-80	6.250	6.375	12040	1100
	26.40	C-95	6.844	6.969	3710	714
	29.70	P-110	6.750	6.875	5350	940
8 5/8	24.00	K-55	7.972	8.097	1370	381
	36.00	L-80	7.700	7.825	4100	827
	49.00	P-110	7.386	7.511	10750	1553

Tabla 1. Características geométricas y mecánicas de la tubería de revestimiento y de producción ^[11]

1.2.4 Fabricación de la tubería de revestimiento

La fabricación de las tuberías de revestimiento debe contar con características de calidad extremas, acorde con los riesgos y necesidades que requiere la industria del petróleo. Existen tres procesos de fabricación de tubería de revestimiento; el proceso sin costura, el proceso con soldadura eléctrica-resistencia, y el proceso de soldadura eléctrica instantánea.

La tubería sin costura tiene una aplicación más frecuente en las tuberías de producción. Se fabrica mediante trabajos de acero fundido y luego se enfría si se requiere para el acabado final y darle la forma necesaria, así como las dimensiones y las propiedades. La tubería con soldadura eléctrica tiene una marca en uno de los lados longitudinales, debido al proceso de soldadura eléctrica o de resistencia eléctrica, sin la acumulación de metales extraños.

1.3 CONCEPTOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL ^[12]

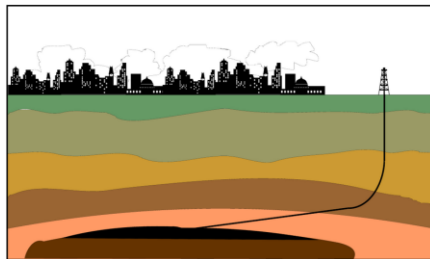
La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, el cual está ubicado a cierta distancia lateral de la ubicación geográfica del equipo de perforación en superficie. Un pozo direccional típicamente comienza como un pozo vertical el cual va desviándose, manteniendo controlado el curso planeado hasta llegar al punto objetivo, definido por un sistema de coordenadas.

La perforación direccional fue surgiendo al usarse para trabajos correctivos, como alcanzar la verticalidad del pozo cuando éste se había desviado, librar pescados o perforar pozos vecinos de alivio y librar reventones. En 1930 se perforó el primer pozo direccional controlado en Huntington Beach, California. En 1934 se perforó el primer pozo de alivio en Conroe, Texas. Hoy en día constituye una herramienta ampliamente utilizada en la industria del petróleo, usada alrededor del mundo por sus diferentes ventajas frente a un pozo vertical.

1.3.1 Aplicaciones de la perforación direccional ^[12]

Alcanzar locaciones inaccesibles

Los requerimientos para perforar un pozo direccional pueden ir desde la solución de problemas, hasta por cuestiones económicas. Por ejemplo, cuando el objetivo de la perforación se encuentra verticalmente sobre una zona inaccesible que bien puede ser una ciudad o una población (**fig. 2**); o por la geografía, como una montaña u accidentes geográficos; también, a causa de una zona ambiental importante que esté protegida como un bosque o un lago. En estos casos para alcanzar el objetivo es mucho más factible instalar el equipo de perforación a una distancia horizontal considerable de la zona de difícil acceso y mediante la perforación direccional dirigir la trayectoria de la perforación hasta alcanzar el objetivo. De esta manera se evita multas, sanciones, o instalar una base de perforación especial que sería más costosa que el costo de un pozo direccional.



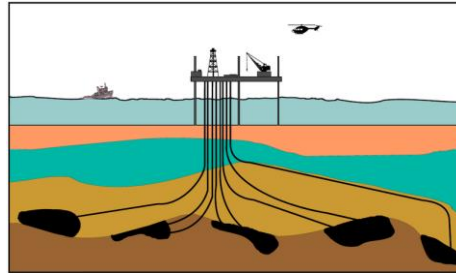
<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg7.png>

Fig. 2, Locaciones inaccesibles

Locaciones costa afuera

La perforación en costa afuera ha promovido y absorbido gran parte de la aplicación de la perforación direccional; los campos costa afuera en California

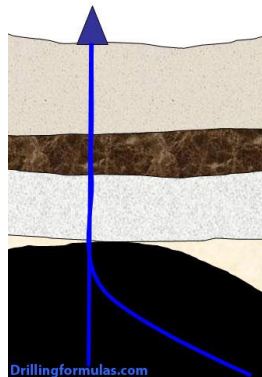
fueron inicialmente el área propicia para su aplicación. Esto es porque desde una locación marina debe alcanzarse varios objetivos desde un mismo punto (**fig. 3**), haciéndose posible únicamente con la construcción de pozos direccionales. Posteriormente con los descubrimientos de aceite y gas en el Golfo de México y otros países se promovió la expansión de la perforación direccional.



<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg3.png>

Fig. 3, Múltiples pozos en locación costa afuera

Desviar un pozo



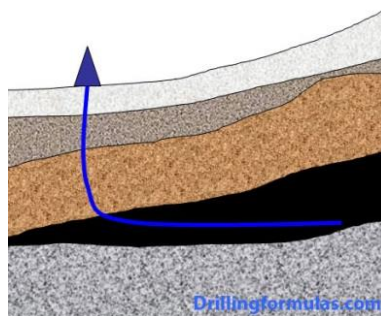
<http://www.drillingformulas.com/wp-content/uploads/2013/09/Applications-of-Directional-Drilling-side-track.jpg>

Fig. 4, Sidetrack Well

Otra aplicación común de la perforación direccional es para efectuar desvíos desde un pozo existente, práctica conocida como “sidetrack” (**fig. 4**). Esto se hace con el fin de evitar una obstrucción o herramienta atascada “pescado”, en el agujero original, desviarse desde un tapón de cemento o extender la zona de producción.

Pozos horizontales

La perforación horizontal y los pozos de alcance extendido son otra aplicación de la perforación direccional importante, con tramos horizontales de más de 10 mil metros. Al exponer la formación productora a un área de drenaje mucho mayor, se puede producir mayor cantidad de hidrocarburos desde un mismo pozo (**fig. 5**).



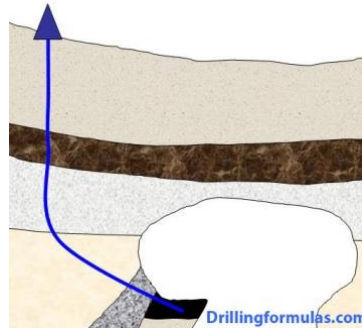
<http://www.drillingformulas.com/wp-content/uploads/2013/09/Applications-of-Directional-Drilling-Horizontal-Wells.jpg>

Fig. 5, Pozos horizontales

Sobrepasar estructuras geológicas

Atravesar un domo salino suele acarrear problemas serios en la perforación como la contaminación del fluido de perforación, incremento de la densidad, pérdida de circulación y algunos otros. Con el propósito de evitar esa situación se puede

perforar el pozo de una manera direccional para bordear el domo salino y llegar hasta el objetivo sin tener que atravesar el domo (**fig. 6**).

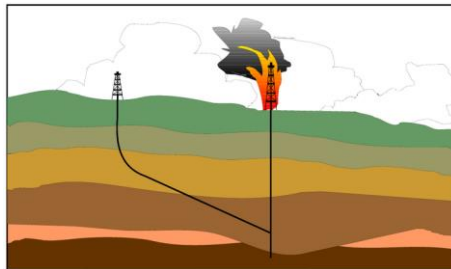


<http://www.drillingformulas.com/wp-content/uploads/2013/09/Applications-of-Directional-Drilling-Salt-Dome.jpg>

Fig. 6, Sobrepasar estructuras geológicas

Pozos de alivio

La perforación direccional también es usada para construir pozos de alivio, los cuales tienen como función controlar otro pozo existente que ha presentado un reventón. El pozo de alivio es perforado hasta coincidir con el pozo en problemas y posteriormente lograr detener el reventón (**fig. 7**).



<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg4.png>

Fig. 7, Pozos de alivio

1.3.2 Definiciones y conceptos básicos ^[12]

Measured depth (MD)

La profundidad medida o MD es la distancia real medida de la trayectoria a lo largo del pozo, desde el punto de partida en superficie hasta el punto que marquen los registros direccionales durante la perforación. Otra manera de conocer esta medida es a través del conteo de los tramos de tubería que han ingresado al agujero durante la perforación. Se diferencia de la profundidad vertical verdadera (True vertical depth, TVD) que es la distancia medida verticalmente desde superficie hasta un punto en la trayectoria del pozo direccional, normalmente es un valor calculado y que siempre es menor o igual al MD.

Inclinación y Azimut

La inclinación o desviación, es el ángulo expresado en grados entre la vertical local y la trayectoria que alcanza el pozo a la profundidad dada. Donde 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal. El Azimut mide la dirección del pozo sobre el plano horizontal a partir del norte verdadero o un norte de referencia. Por convención esta dirección se mide en sentido de las manecillas del reloj en grados desde 0 hasta 359. Las herramientas magnéticas miden la dirección con respecto al norte magnético y posteriormente se calculan las coordenadas con respecto al norte verdadero del mapa.

Dogleg Severity (DLS)

El dogleg o pata de perro es la curvatura total del pozo, combinando todos los cambios de inclinación y dirección. La severidad mide qué tan tortuosa ha sido la cuantificación de la curvatura. Dicha magnitud se expresa en grados del ángulo promedio del pozo dentro de un intervalo de distancia establecido, (en 100 pies o 30 metros). Es importante mantener una severidad lo más baja posible durante la construcción del pozo para evitar inconvenientes en la perforación, como desgaste de la tubería o atrapamientos de ésta.

Kick Off Point (KOP)

Se define como el punto en el cual el pozo se aparta de la vertical. Esta maniobra de empezar a construir el ángulo se lleva a cabo con los motores de fondo u otras técnicas de desviación. La selección del punto de desvío depende de diversos factores propios de cada pozo como el programa de revestimiento, lodo y otros.

End of Build (EOB)

Después del Kick Off, la inclinación del pozo aumenta hasta el ángulo de deflexión deseado. Dicha trayectoria se conoce como sección de levantamiento que consiste en ir desviando el pozo hasta alcanzar el ángulo deseado; esta variación de ángulo generalmente va de 1 a 2°/100ft. El punto donde se alcanza el ángulo requerido y se termina la sección de levantamiento se llama End of Build (EOB).

Sistema MWD

La adquisición de mediciones durante la perforación (Measurement While Drilling, MWD) es una práctica estándar en los pozos direccionales, en los que el costo de las herramientas es compensado por el tiempo de equipo de perforación y las consideraciones asociadas con la estabilidad del pozo si se utilizan otras herramientas. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo.

Motor PDM

Un motor de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motor, PDM) es un motor de fondo de pozo utilizado para añadir rotación y potencia a la broca de perforación u otras herramientas de fondo de pozo durante las aplicaciones de perforación direccional o perforación de alto rendimiento. A medida que se bombea a través del motor PDM, el fluido de perforación convierte la potencia hidráulica del fluido en potencia mecánica para hacer rotar la broca. En operaciones de perforación direccional, esta capacidad es utilizada en el modo de deslizamiento cuando la sarta de perforación no se rota desde la superficie. Los motores de desplazamiento positivo también pueden ser utilizados para operaciones de perforación de alto rendimiento, perforación de pozos derechos, extracción de núcleos, rectificación y fresado. En los procesos de perforación de pozos rectos, el motor funciona como una herramienta de perforación de alto rendimiento para incrementar la velocidad de penetración y reducir el desgaste de la tubería de revestimiento mediante la minimización de la rotación de la sarta de perforación.

Modo de deslizamiento

Perforar con un motor de lodo que rota la broca en el fondo del pozo sin rotar la sarta de perforación desde la superficie. Esta operación se lleva a cabo cuando el BHA ha sido provisto de un motor de lodo con un empalme acodado o una cubierta acodada, o ambos elementos, para operaciones de perforación direccional. El modo de deslizamiento es el método predominante para incrementar y controlar o corregir el ángulo del pozo en las operaciones de perforación modernas. El proceso de perforación direccional es conceptualmente simple: la broca se direcciona en la dirección deseada. Este direccionamiento se logra a través del empalme acodado, que posee un ángulo pequeño desplazado respecto del eje de la sarta de perforación, y un dispositivo de medición para determinar la dirección del desplazamiento. Sin girar la sarta de perforación, la broca se hace rotar con un motor de lodo, y perfora en la dirección en la que se dirige. Con los motores direccionales, cuando se logra la dirección deseada del pozo, la sarta de perforación entera se rota y se perfora en forma derecha en vez de formar un ángulo. Mediante el control de la cantidad de pozo perforado en el modo de deslizamiento versus el modo de rotación, la trayectoria del pozo puede ser controlada con precisión.

Sistema RSS

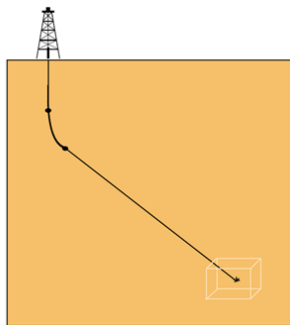
El sistema rotativo direccional (Rotary Steerable System, RSS) es una herramienta diseñada para perforar en forma direccional con rotación continua desde la superficie, lo que elimina la necesidad de deslizar un motor direccional. Los sistemas rotativos direccionales son desplegados generalmente durante la perforación de pozos direccionales, horizontales, o de alcance extendido. Los sistemas RSS de última generación poseen un grado de interacción mínima con el pozo, por lo que la calidad de éste se preserva. Los sistemas más avanzados

ejercen una fuerza lateral consistente similar a los estabilizadores tradicionales que rotan con la sarta de perforación u orientan la broca en la dirección deseada mientras rotan en forma continua con el mismo número de rotaciones por minuto que la sarta de perforación.

1.3.3 PERFILES DE POZO ^[12]

Perfil de deflexión superficial (Tipo “J”)

Este tipo de pozo es uno de los más utilizados en operaciones de perforación direccional. Se inicia perforando un tramo vertical hasta que se alcanza el KOP. Una vez que se ha conseguido el ángulo y la dirección que se desea, se continúa la perforación lo más rectamente posible hasta alcanzar el objetivo del pozo, de acuerdo con el programa de perforación como se muestra en la figura 8.



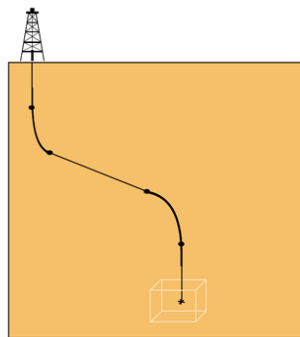
<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg21.png>

Fig. 8, Perfil tipo J

Perfil de curva en S

La sección superior del pozo en tipo S es recta como en el tipo J hasta que se alcanza el KOP. Luego se obtiene la dirección y la deflexión que se necesita y se

continúa perforando en recta tal como en el pozo tipo J. La diferencia está en que antes de llegar al objetivo se comienza a disminuir el ángulo del pozo lentamente hasta alcanzar de nuevo la vertical. Desde esta sección vertical del pozo se perfora hasta alcanzar el objetivo (**fig. 9**). Este tipo de pozo usualmente es utilizado para la construcción de pozos en zonas de producción múltiples como locaciones marinas, y de esa manera asegurar un espaciamiento adecuado entre los pozos de una misma plataforma.

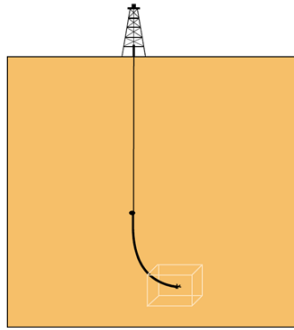


<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg22.png>

Fig. 9, Perfil tipo S

Perfil de deflexión aguda

Este perfil se caracteriza por que el punto de desviación comienza a una profundidad mucho mayor, perforándose toda la sección anterior como si fuese un pozo vertical. El ángulo que se alcanza en este perfil de pozo es más agudo que en los anteriores, y el objetivo es alcanzado al final de la sección de levantamiento, cuando se alcanza el valor de ángulo máximo (**fig. 10**). Este patrón de pozo es utilizado generalmente con propósitos exploratorios.

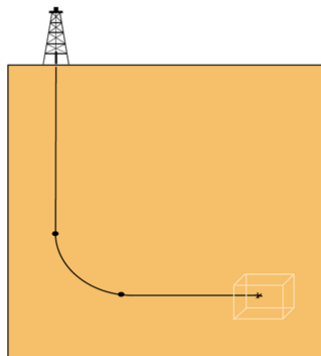


<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg23.png>

Fig. 10 Perfil de deflexión aguda

Perfil de pozo horizontal

El pozo es perforado verticalmente hasta una profundidad por encima del yacimiento, en donde se desvía y se incrementa el ángulo hasta alcanzar los 90° o más. La construcción del pozo es similar al del perfil de deflexión aguda en la construcción del ángulo, sin embargo, una vez que se alcanza el ángulo se continúa perforando horizontalmente por toda la sección que se desea perforar (**fig. 11**). A diferencia de los perfiles de pozos anteriores, no siempre existe un único objetivo de perforación sino que la sección horizontal atraviesa gran parte de la formación productora de modo que el yacimiento puede producir mucho más que si estuviese perforado por varios pozos verticales.



<http://reader04.docslide.net/store04/html5/112015/5501fe5d4a795971028b4ba1/bg24.png>

Fig. 11, Perfil horizontal

2. PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación con tubería de revestimiento es la técnica de perforación que utiliza tubería de revestimiento estándar en lugar de la sarta de perforación convencional. Consiste en perforar el pozo y simultáneamente dejar revestido el agujero; es una alternativa a la perforación convencional y uno de los mayores logros desarrollados en las operaciones de perforación. Existen muchas razones para interesarse en esta tecnología debido a sus beneficios. El simple hecho de eliminar al menos un viaje de tubería hasta el fondo del pozo, es razón suficiente para justificar la perforación con tubería de revestimiento debido a los altos costos del taladro.

Quizá el beneficio más importante que aporta esta tecnología es la reducción o eliminación del tiempo no productivo asociado al viaje de tubería y corrida del revestimiento que puede estar entre 20 y 30% del tiempo total de perforación ^[22]; esto significa una reducción de al menos 20% en los días de taladro y un ahorro en el costo de la perforación acorde al valor diario de las operaciones. En el proceso de perforación con tubería de revestimiento, las herramientas de fondo de pozo pueden ser recuperadas con cable, lo que significa que estas maniobras pueden tomar minutos cuando se requiere recuperar o reemplazar una herramienta.

2.1.1 Proceso de perforación

La técnica emplea componentes en superficie y en fondo para proveer la habilidad de utilizar tubería de revestimiento estándar como si fuese la sarta de perforación,

de manera que el pozo simultáneamente es perforado y revestido. La tubería de revestimiento es hecha rotar desde superficie con un sistema “Top Drive”. El fluido de perforación es circulado hacia el fondo a través del interior de la tubería de revestimiento y regresa de nuevo a superficie por el espacio anular entre la tubería y la cara del pozo, tal cual como se perfora utilizando la sarta de perforación convencional.

El revestimiento utilizado para las tareas de perforación es generalmente del mismo tamaño, peso y grado, del que sería normalmente utilizado en el pozo. Sin embargo, las conexiones entre las tuberías pueden ser diferentes porque deben proveer una fuerza torsional adecuada y suficiente resistencia a la fatiga. Típicamente las conexiones de rosca redonda son sustituidas por conexiones acopladas tipo “Buttress” que pueden incluir un “anillo de torque” para dar una capacidad de torque adicional; de igual manera, existen juntas acopladas y juntas integrales con rosca Premium que pueden ser utilizadas ^[13].

Componentes de fondo

Normalmente el arreglo de fondo (Bottom Hole Assembly, BHA) recuperable para la perforación con tubería de revestimiento, consiste en una broca piloto y un ensanchador. La broca construye un pozo guía o piloto y un ensanchador expandible con aletas retráctiles localizado por encima de la broca se encarga de abrir el diámetro de hueco final. El tamaño de la broca piloto es tal que debe pasar a través de la tubería de revestimiento, y el tamaño de hueco que normalmente es perforado para correr el revestimiento, es hecho por el ensanchador.

Otras herramientas de fondo pueden ser incluidas en el caso de ser necesarias. Para perforación vertical comúnmente se emplea estabilizadores entre la broca y el ensanchador, para dar estabilidad al arreglo de fondo y mantener la inclinación

del pozo. Para perforación direccional es incluido un sistema rotativo direccional (Rotary Steerable System, RSS) o motores de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motor), al igual que sistemas de medición MWD. Este arreglo de fondo es adjuntado a la sarta de revestimiento con una herramienta de enganche especial llamada Drill Lock Assembly (DLA) (**fig. 12**) que permite la recuperación del arreglo con cable, pero a la vez mantiene el acople mecánico e hidráulico requerido.

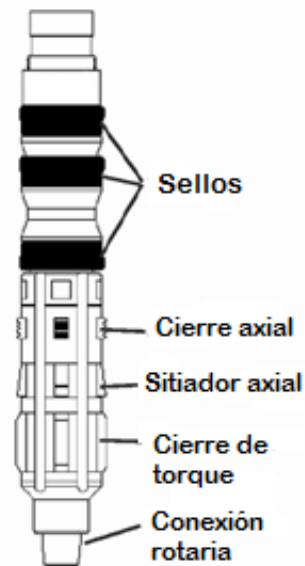


Fig. 12, Herramienta de enganche (DLA).
Tomado de: OTC 16564 ^[13] (pág. 3)

Las herramientas utilizadas en la perforación con tubería de revestimiento son diseñadas para ser recuperadas con cable y así permitir que el arreglo de fondo sea corrido bajo cualquier condición normal de pozo; mientras la tubería de revestimiento mantiene la capacidad de hacer circular y seguir en movimiento. La **figura 13** es un ejemplo de BHA recuperable para perforación con tubería de revestimiento. El hecho de recuperar el BHA a través del revestimiento y no a hueco abierto, elimina el daño al pozo debido a los viajes y hace que este proceso sea más seguro.

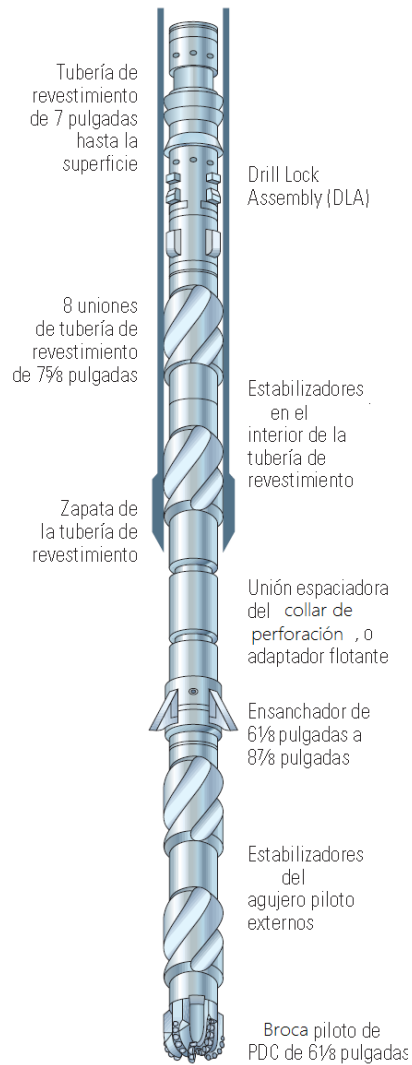


Fig. 13, Ejemplo de un esquema de fondo de la perforación con tubería de revestimiento
Tomado de: Oilfield Review, Summer 2005 ^[5] (p46-66)

Componentes de superficie ^[5]

La sarta de tubería de revestimiento es operada por un sistema de impulsión superior (Top Drive) ^[14] que reemplaza las funciones de la mesa rotaria y vástago de perforación convencionales. Este sistema es una herramienta que puede ser

manejada a control remoto desde la consola del perforador y se instala fácilmente en cualquier torre de perforación. Este sistema hidráulico o eléctrico es suspendido desde el mástil lo cual permite un libre desplazamiento vertical que facilita la manipulación y conexión de la tubería.

Adicionalmente un sistema “Casing Drive” es añadido junto al Top Drive como ilustra la **figura 14**. A través del funcionamiento hidráulico esta herramienta permite tener un control total sobre la sarta de revestimiento. Esta herramienta se ubica bajo el Top Drive y soporta todo el peso de la sarta de revestimiento y aplica el torque para enroscar y para perforar. Consiste en un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta la tubería de revestimiento y la fija al sistema Top Drive sin necesidad de conexiones roscadas. Un arreglo especial provee un sello en el interior de la tubería para el fluido de perforación.

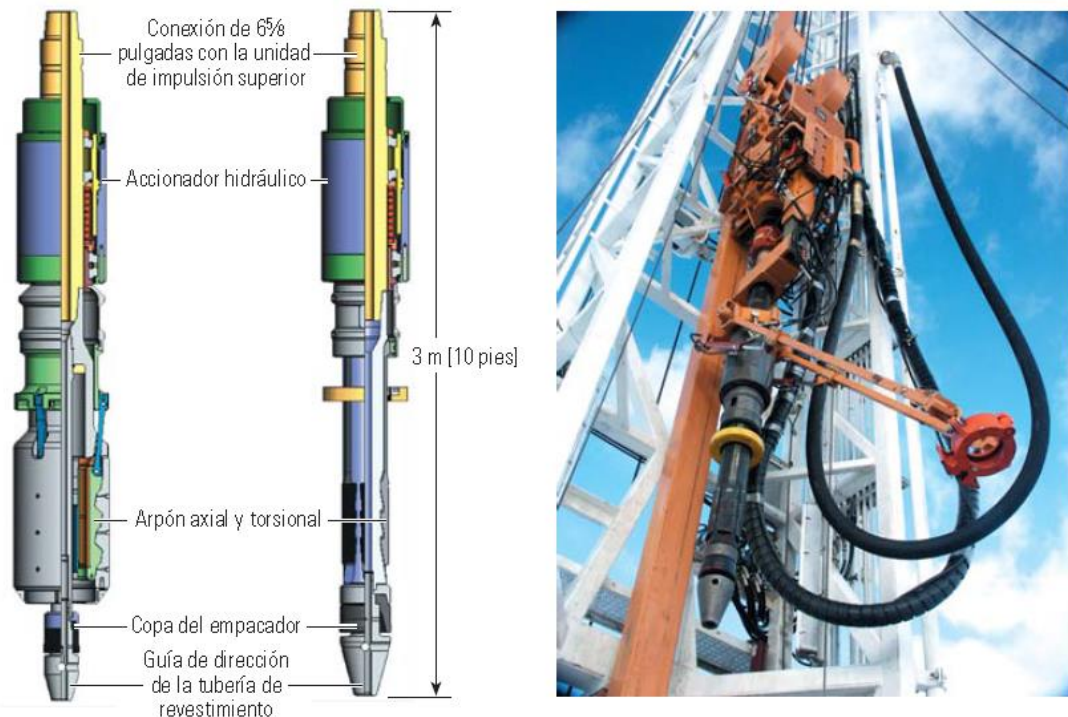


Fig. 14, Sistema Casing Drive (Izquierda) y sistema de impulsión superior Top Drive (Derecha). Tomado de: Oilfield Review, Summer 2005 ^[5] (p46-66)

El sistema Casing Drive incrementa la seguridad en el equipo de perforación porque se reduce la cantidad de personal y equipamiento necesario. Toda la maniobra está bajo el control del perforador y se reduce considerablemente el trabajo en alturas, lo que minimiza la exposición a operaciones de riesgo e incidentes en superficie. Puede ser adaptado fácilmente a equipos de perforación de gran capacidad o baja capacidad en tierra o costa afuera.

2.1.2 Mitigación de problemas al perforar con tubería de revestimiento

El propósito original del desarrollo de la perforación con tubería de revestimiento era el de eliminar el tiempo no productivo (Non Productive Time, NPT) asociado al viaje y corrida de revestimiento. Sin embargo otros beneficios fueron encontrados durante los inicios de la implementación de la tecnología al perforar con diámetros de tubería grandes; aunque por el contrario se pensara que diámetros grandes traerían más problemas. Entre estos beneficios se observó la mitigación de los problemas más notorios en la perforación como la pega de tubería, eventos de control de pozo, pérdida de circulación, inestabilidad del pozo, y daño a formación inducido.

Pérdida de circulación ^[15]

La pérdida de circulación se ve reducida al perforar el pozo con tubería de revestimiento debido a un efecto de “empaste” (Plastering Effect) ^[16] que crea un revoque de lodo que sella la cara del pozo y previene la transferencia de fluido entre la formación y el pozo. Este efecto de empaste es generado al combinar las fuerzas de una alta velocidad anular, rotación de la sarta y la proximidad entre el revestimiento y la cara del pozo, resultando en que el lodo y parte de los ripios

sean aprisionados a la cara del pozo sellando la formación con un revoque mucho menos permeable.

La perforación con el revestimiento genera un tamaño de partícula más pequeño ocasionado por la pulverización de los ripios a medida que ascienden por un reducido espacio anular, que luego es aprisionado a la pared del pozo por la rotación de la tubería y el revoque que se genera llega a ser lo bastante grueso para no dejar espacio por el cual fluya lodo hacia la formación; pudiéndose así sustituir los aditivos de pérdida de circulación.

Los beneficios del efecto empaste van más allá de prevenir la pérdida de circulación, sino que también se incrementa el gradiente de fractura de la formación cerca a la cara del pozo, lo que permite utilizar un rango de peso de lodo más amplio.

Inestabilidad del agujero ^[17]

Esta tecnología ofrece muchos beneficios que ayudan con los problemas de estabilidad, por lo que frecuentemente se escoja a la perforación con revestimiento para perforar pozos difíciles. El primer motivo es que no hay viaje de tubería, el revestimiento siempre está en el fondo durante el proceso de perforación y la mayoría de incidentes de estabilidad ocurre durante el viaje o debido al viaje de tubería.

La relación de diámetro entre el revestimiento y el hueco crea un perfil de hueco más circular y uniforme que genera mayor estabilidad. Además al reducirse el tiempo de no productividad se reduce la probabilidad de inestabilidad en las paredes del pozo puesto que hay menor tiempo de exposición de la formación antes de ser cementada.

Muchos asuntos de inestabilidad pueden estar asociados a una ineficiente limpieza de hueco. En los pozos horizontales o direccionales especialmente en los ángulos críticos, el transporte de los ripios se hace más difícil; el menor tamaño de espacio anular produce una mayor velocidad que facilita el transporte de los ripios. Un único tamaño de espacio anular es otra ventaja en cuanto a la limpieza del hueco; la geometría en la perforación convencional resulta en diferentes velocidades anulares en cada componente de la sarta de perforación, que en última resulta en un ineficiente transporte de los ripios, lo que no sucede al perforar con el revestimiento puesto que el espacio anular es igual a lo largo del pozo.

Pega de tubería ^[15]

Luego de años de experiencia en zonas problemáticas se probó que perforar con la tubería de revestimiento mitiga el problema de pega de tubería. En la pega diferencial, cuando el diferencial de presión entre el lodo de perforación y el fluido de la formación tiende a mantener la tubería a un costado del pozo; aunque el diámetro de la tubería de revestimiento al ser más grande implica un mayor área de contacto, no se debe ignorar que el diferencial de presión es menor en la perforación con revestimiento debido a la calidad de filtrado del revoque que impide un intercambio de presión entre el pozo y la formación que conlleva a una menor fuerza de pegadura diferencial.

En la pega mecánica, cuando existe una combinación de geometría del pozo y cambios de dirección en el pozo además de rigidez en el arreglo de fondo; como no se requiere de viaje de tubería en el pozo luego de llegar a la profundidad objetivo, la formación no tiene ocasión para actuar y efectuar un pegamiento puesto que el arreglo en fondo es recuperado posteriormente a través del revestimiento. La pegadura por empaquetamiento, que concierne a formaciones

inestables donde se adhieren partículas pequeñas dentro del pozo y llenan el espacio anular; de nuevo el efecto empaste crea un soporte hacia la formación que la mantiene más estable mientras es perforado el pozo y el revestimiento alcanza la profundidad objetivo.

Control de pozo ^[15]

Perforar con el revestimiento ha demostrado ser una muy buena opción para prevenir los incidentes de control de pozo debido a los beneficios que aporta. En operaciones de perforación convencional, el 70% de las patadas de pozo ocurren durante las operaciones de viaje, por lo que se disminuye en la perforación con revestimiento. Adicionalmente con un espacio anular pequeño, se incrementa la densidad de circulación equivalente hasta el valor deseado para sobrepasar la presión externa que es una herramienta extra para el control de la presión de poro.

También interviene al control de pozo el efecto de empaste que se genera en el revoque, puesto que se crea una permeabilidad y porosidad externa más baja en la cara del pozo que ayuda a prevenir influjo de la formación hacia el pozo. En muchos casos los problemas de control de pozo ocurren después de una pérdida de circulación y al prevenirse este problema con el efecto de empaste, se disminuye la probabilidad aún más de incidentes de control de pozo.

Daño a la formación ^[15]

El daño a la formación ocurre frecuentemente durante el proceso de perforación y puede traer severas consecuencias impactando en la productividad del pozo. El efecto empaste reduce los sólidos y la invasión por el filtrado lo que resulta en menor daño a la formación, sin afectar la productividad; incluso durante la

cementación, el filtrado actúa protegiendo la formación creando un hueco más uniforme. Con el efecto de empaste, parte de los ripios son usados para sellar los espacios de poro o fracturas, quedando una baja porosidad y permeabilidad en el revoque previniendo la invasión a la formación.

Una reducción de pérdidas de lodo en la sección del yacimiento se puede correlacionar con una reducción del daño a la formación y el radio del daño, inducidos en la perforación. Así es que los pozos perforados con tubería de revestimiento en la sección del yacimiento tienen una mejor productividad causada por el beneficio inherente del efecto de empaste durante la perforación.

2.2 MÉTODOS DE PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO ^[18]

2.2.1 Método de arreglo no recuperable

Este método de perforación con tubería de revestimiento es un concepto único que utiliza un broca perforable. Cuando la sección que se está perforando alcanza el objetivo de profundidad, se inicia directamente el trabajo de cementación sin necesidad de retirar la broca hasta superficie. Después, la broca para la siguiente sección se corre pasando a través de la zapata anterior. Esta broca perforable para la perforación con tubería de revestimiento es conocida como “Drill Shoe” y ha sido usada para formaciones blandas y de dureza media. La **figura 15** muestra un ejemplo de Drill Shoe utilizado para este método de perforación.

Mientras es rotado el revestimiento, la broca va raspando la roca con cortadores fijos del mecanismo policristalino de diamante (Polycrystalline diamond compact, PDC) como se haría en la perforación convencional. Cuando se alcanza la

profundidad de instalación de revestimiento, la broca funciona igual que el zapato de revestimiento y el trabajo de cementación comienza al activarse una válvula de no retorno en la misma broca o en el collar flotador en la sarta de revestimiento.

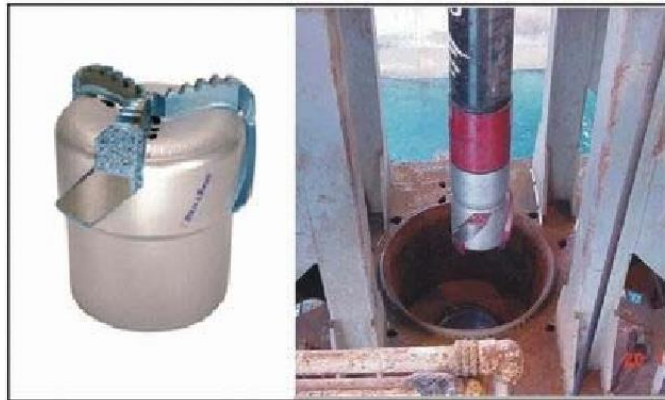


Fig. 15, Drillshoe para el método no recuperable de perforación con tubería de revestimiento. Tomado de: IACD/SPE 115283 ^[18] (pág. 5)

El arreglo no recuperable puede ser utilizado para perforar pozos con tubería de revestimiento corta o sarta de revestimiento completas. La broca puede permanecer en la tubería de revestimiento y cementarse en esa posición o en cambio, se puede soltar y dejarse caer hasta el fondo del pozo para la adquisición de registros. En algunos casos se ha utilizado brocas rotativas convencionales que han sido abandonadas en el pozo cuando se ha alcanzado la profundidad total.

El zapato perforable está fabricado en una aleación especial de acero que lo hace fácilmente perforable para continuar con la construcción de la siguiente sección de pozo. Este sistema de perforación sólo es recomendado para perforar secciones verticales y algunas secciones de mantenimiento de ángulo, por la condición no recuperar el arreglo de fondo.

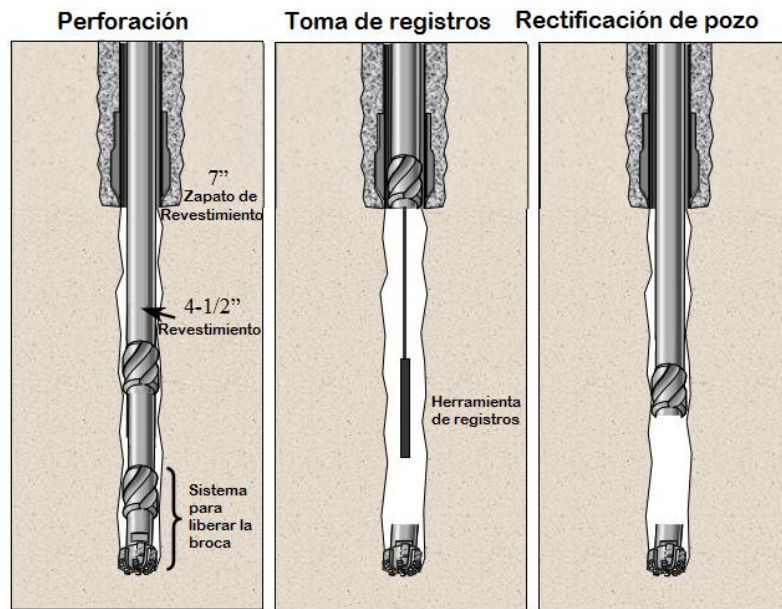


Fig. 16, Método no recuperable y adquisición de registros.
Tomado de: IACD/SPE 79862 ^[19] (pág. 6)

En el procedimiento de desenganche para la toma de registros a hueco abierto, una bola se deja caer para golpear la broca haciendo que ésta se desprenda y caiga al fondo del pozo; se realiza la adquisición de registros con cable en el tramo descubierto, como se muestra en la **figura 16**. Una vez se adquieren los registros, se activa una válvula flotante de cementación y se inicia este proceso seguido de la siguiente sección de tubería hasta alcanzar el objetivo de perforación.

2.2.2 Método de arreglo recuperable

Este método de perforación consiste en utilizar cable o drill pipe para recuperar el BHA desde el fondo de pozo como había sido descrito anteriormente. El revestimiento es utilizado para transmitir la energía hidráulica y mecánica a la broca, tal como lo haría la sarta de perforación convencional pero en este caso, la broca y los componentes de fondo deben pasar a través de la tubería de revestimiento para su posterior recuperación. El arreglo de fondo permite realizar

trabajos de perforación direccional, toma de registros en tiempo real y adquisición de núcleos entre otros. Cuando se alcanza la profundidad objetivo, se inicia la recuperación de las herramientas y cuando éstas llegan a superficie, se inicia la etapa de cementación del pozo.

El arreglo de fondo de pozo BHA es conectado en el extremo inferior del casing con una herramienta especial de anclaje DLA que transmite las cargas torsionales y axiales al BHA. Durante las operaciones de recuperación y anclaje, el DLA permite el paso de fluido de perforación para mantener la circulación en el pozo. El uso de estabilizadores se da para reducir las vibraciones del BHA dentro de la tubería de revestimiento. De igual manera se emplea centralizadores para estabilizar el revestimiento dentro del hueco.

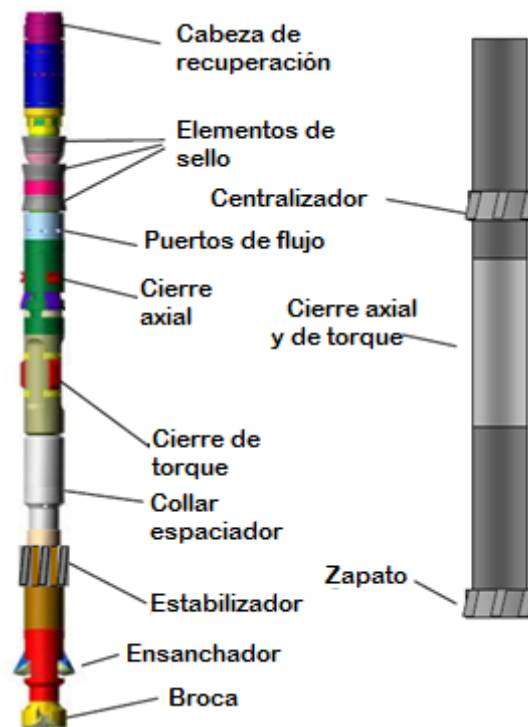


Fig. 17, Arreglo de fondo recuperable y componente exterior del revestimiento.

Tomado de: IACD/SPE 115283 ^[18] (pág. 3)

La construcción del pozo se va haciendo en dos etapas; primero la broca crea un hueco de un diámetro pequeño, por el cual avanza el BHA con un ensanchador incorporado que aumenta el diámetro perforado por la broca para proveer el espacio suficiente por el cual pasa el revestimiento. Adicionalmente el zapato del casing es reforzado con un material resistente para asegurar un diámetro de hueco uniforme por donde pasará el revestimiento, y dé una indicación de torque en caso de que el ensanchador no perfora un hueco uniforme.

2.2.3 Perforación con tubería Liner

Este método de perforación también tiene como objetivo perforar el pozo y revestirlo en un solo proceso; sin embargo el mecanismo difiere de los métodos anteriores ya que la tubería Liner sólo reviste el hueco abierto, omitiendo la sección superior que va hasta superficie. En este caso sí es necesario el uso del drill pipe para bajar la tubería Liner desde superficie y soportar la mayoría de las cargas; el liner es conectado al drill pipe a través de un sistema Liner Hanger y permitir correr el arreglo de fondo hasta la profundidad objetivo.

A diferencia de la perforación con revestimiento, en los trabajos con tubería Liner no es posible recuperar el BHA sino hasta que se ha terminado todo el pozo, y en caso de un fallo en el BHA, es necesario extraer toda la sarta hasta superficie. Debido a esta limitante, es muy importante la selección del BHA para perforación con tubería Liner y que sea apta para perforar la sección completa que es requerida para evitar así la necesidad de hacer viajes.

La aplicación de este método está más enfocada en la perforación de yacimientos agotados donde el objetivo no puede ser alcanzado de manera segura con una sarta de perforación convencional. Sin embargo también es posible ser usada para perforar largas distancias, arenas no consolidadas u otras formaciones inestables.

Este método brinda la ventaja de evitar pérdidas de circulación, colapsos e incluso de perder el BHA en fondo, al separar zonas de diferente presión de pozo; también permite un asentamiento del revestimiento mucho más preciso.

Luego de llegar a la profundidad objetivo, el Liner Hanger es desconectado liberando las herramientas en fondo para ser conducidas hasta superficie. Posteriormente se inicia el trabajo de cementación como si fuese una operación de perforación convencional.

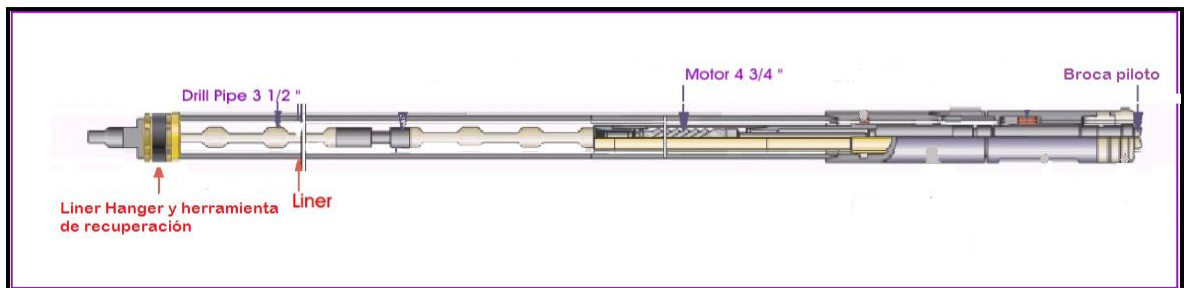


Fig. 18, Esquema del BHA en perforación con tubería Liner.

Tomado de: IACD/SPE 115283 ^[18] (pág. 4)

2.3 CONSIDERACIONES PARA LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Los aspectos a tener en cuenta para diseñar un programa de perforación con tubería de revestimiento no difieren mucho de los de un programa de perforación convencional. Consideraciones como estabilidad del hueco, selección de la broca entre otros son tratadas de manera similar; sin embargo existen factores a tener en cuenta como el tipo de revestimiento o su punto de asentamiento, que serían tratados en un programa normal de completamiento de pozo. Básicamente se diseña el programa de perforación para alcanzar el punto objetivo pero con la

condición de que se adapte a la perforación con revestimiento para que la tubería mantenga sus propiedades y especificaciones.

La única gran diferencia existente frente a un diseño de perforación convencional son las fuerzas adicionales a tener en cuenta. Los efectos del pandeo, desgaste, la fatiga, toque y arrastre deben estar direccionados para asegurar la integridad de la tubería de revestimiento durante la perforación y la vida productiva del pozo.

2.3.1 Pandeo ^[20]

A diferencia de la perforación convencional, el uso de collares de perforación no es obligatorio o indispensable en la perforación con tubería de revestimiento. La razón de que esto sea posible es que la porción baja de la tubería de revestimiento con que se perfora, soporta sólo una pequeña parte de las cargas compresivas antes de que se presente un pandeo. Esta torsión en la tubería ocurre cuando las cargas compresivas y la geometría del hueco y del revestimiento crean un momento de flexión, lo suficiente, para que el revestimiento se vuelva inestable.

Luego de presentarse el pandeo la tubería es incapaz de soportar las cargas compresivas sin un soporte lateral; aunque esto no implique una falla estructural. La pared del pozo alrededor de la tubería provee este soporte lateral necesario para limitar la deflexión generada por la combinación de esfuerzos.

El hecho en sí de que se produzca pandeo en la tubería no es del todo destructivo pero sí acarrea consecuencias que pueden ser graves. Primero, el contacto de las fuerzas laterales entre la pared del pozo y el revestimiento puede generar desgaste en la tubería e incrementar el torque requerido para hacer girar la sarta de revestimiento. También el pandeo causa que la tubería tome una geometría

curvada dentro del agujero que incrementa el estrés de la sarta y la tendencia a vibraciones laterales, por lo que es importante determinar si se generará pandeo en la tubería y de ser así si es lo suficiente para causar problemas como el desgaste, alto torque o estrés en la sarta.

En tramos rectos, la carga compresiva que causa el pandeo es determinada por la rigidez de la tubería, su peso, la inclinación del agujero y la distancia entre la pared del pozo y el revestimiento. En un pozo completamente vertical, la porción de tubería que es expuesta a compresión siempre presentará pandeo si no se provee un soporte lateral a través de centralizadores. Si el tramo es recto pero no vertical, la fuerza normal de contacto entre la tubería y la pared del pozo donde se está apoyando, provee estabilización y aumenta la capacidad de la sarta para soportar las cargas compresivas antes de que ocurra el pandeo.

2.3.2 Fatiga ^[20]

Las fallas por fatiga son causadas por esfuerzos cíclicos de niveles de tensión que están por debajo del límite elástico de la tubería. Al estar sometida a repetidas cargas, en la tubería se empieza a formar una pequeña grieta localizada en el punto de mayor tensión y se propaga a través del cuerpo de la tubería hasta que la sección transversal es insuficiente para soportar la carga estática. El número de ciclos de tensión requeridos para causar una falla depende de otro número de factores, pero puede variar desde unos pocos ciclos hasta muchos.

Generalmente las fallas por fatiga ocurren más por oscilaciones de cargas por pandeo que por cargas torsionales. En su mayoría se localizan en la sección inferior de la sarta donde los esfuerzos por tensión son más altos. En muchos casos una grieta por fatiga puede resultar en una fuga antes de presentarse la ruptura total.

Cuando se perfora con tubería de revestimiento, la sarta es más susceptible a la fatiga que cuando se perfora de manera convencional, y especialmente en las conexiones de la tubería. Esta mayor tendencia a la fatiga surge en parte por el pandeo y el estrés que esto conlleva en la tubería. Estos esfuerzos aumentan la tendencia a vibraciones laterales que a su vez incrementan el torque requerido para girar la sarta. Cada rotación provee un ciclo de esfuerzo que hace que se acumule fatiga a una rata considerablemente más alta que la velocidad de rotación del revestimiento.

Es por esto que en el diseño de la perforación y la selección de las características de la tubería y de las uniones, debe orientarse al control o mitigación de estos eventos. Este cambio en el diseño convencional debe incluir centralizadores que controlen el pandeo, conocer muy bien los límites de resistencia a la fatiga de la tubería y de las conexiones, que generalmente se escogen uniones Premium tipo Buttress para proveer una mayor resistencia. Cuando se tiene conocimiento de que habrá altos niveles de estrés en la tubería, es importante reducir vibraciones laterales y la rotación de la sarta, incluyendo el uso de motores.

2.3.3 Hidráulica ^[21]

Otra diferencia significativa entre la perforación convencional y la perforación con revestimiento es la geometría por la cual pasa el fluido. La trayectoria de flujo dentro de la tubería es amplia y sin restricciones, por lo que caídas de presión son muy inusuales en el diámetro interno del revestimiento. En cambio en el espacio anular generalmente se provee una mayor restricción para el paso del fluido, por lo que se encuentran mayores pérdidas de presión.

A pesar de ser más restrictivo, el espacio anular es más uniforme en la perforación con tubería de revestimiento, por lo que las velocidades anulares son más altas y

tienden a ser constantes desde el zapato hasta superficie. Este hecho facilita la limpieza del agujero a tasas de flujo relativamente más bajas; sin embargo también se necesita suficiente energía hidráulica por parte del fluido de perforación para proveer una limpieza adecuada en la broca y el ensanchador.

Todos estos factores deben ser considerados a la hora de hacer el diseño de la perforación, especialmente porque la reducción del espacio anular conlleva a una mayor densidad de circulación equivalente en el pozo, que permite emplear lodos de menor densidad. Por esto también el diseño del lodo es un factor tenido en cuenta para que con una mayor densidad de circulación equivalente no se supere los límites de la formación.

Como una densidad de circulación equivalente alta induce a más pérdidas de presión por fricción, es importante conocer las caídas de presión en total para determinar el balance entre los gastos para limpiar la cara de la broca, despejar el espacio anular de los recortes y controlar la densidad de circulación equivalente. Una vez que todos los factores han sido considerados, se puede seleccionar un gasto adecuado y una configuración óptima de la broca, buscando un tamaño de boquillas o toberas que permita una perforación eficiente.

2.3.4 Cementación ^[22]

En la perforación con tubería de revestimiento el proceso de cementación puede distar en varias maneras de un proceso convencional. En la cementación los centralizadores juegan un papel clave porque ayudan a que el revestimiento quede en el lugar indicado dentro del agujero. Cuando se perfora con revestimiento, el uso de centralizadores se requiere durante la perforación para dar estabilidad a la sarta, para asegurar que la sarta quede en su lugar después de que se perfora, y que ésta sea capaz de soportar el siguiente proceso de

perforación. La sarta estará sujeta a rotaciones rápidas durante el tiempo que es perforado el pozo y los centralizadores comunes no están condicionados para estas tareas; por lo que pueden sufrir daños severos, no contribuir con la centralización de la tubería y hasta llegar a perderse en el agujero causando problemas adicionales. Deben ser suficientemente robustos y fabricados en un material resistente. Los centralizadores rígidos provistos con insertos abrasivos en la zona de contacto son una buena opción.

Los elementos de flotación son diferentes a los utilizados en el proceso de cementación convencional ya que las herramientas de fondo utilizadas en la perforación con tubería de revestimiento y que deben ser recuperadas, requieren un acceso completo al interior de la tubería y poder acceder a ellas por medio de cable. Por este motivo, el equipamiento de flotación debe ser instalado luego de alcanzarse la profundidad objetivo y después de que hayan sido recuperados los elementos de fondo hasta superficie. Por tal motivo los elementos de flotación necesitan ser de fácil instalación, además de confiables y fáciles de perforar.

A diferencia de la perforación convencional, cuando se ha alcanzado la profundidad objetivo y se extrae la sarta para correr los registros, el agujero está descubierto y esto permite la toma de registros para tener una visión más confiable del diámetro en el pozo. En la perforación con el revestimiento, cuando se alcanza el objetivo, el revestimiento ya está en el fondo del pozo y por esto los registros se corren en hueco entubado; en el mayor de los casos no se tiene conocimiento del diámetro real. Esto provoca que no se tenga una información de la certeza del diámetro del pozo para hacer los cálculos de cemento, por lo que el volumen excedente que se debe calcular del cemento debe ser suficiente al no tener información real.

Si el exceso de cemento debe ser verificado se puede hacer con el uso de “marcadores” y en el caso de requerir registro a hueco abierto entonces la sarta

debe extraerse dejando descubierto el tramo en donde se desea hacer el registro; sin embargo no es el propósito de esta tecnología el hacer viajes de tubería dentro del pozo. En general no hay mayores cambios en cuanto a perforación convencional en lo que a la cementación se refiere; el uso de baches, lavadores o espaciadores es utilizado normalmente y tampoco supone cambios en las propiedades del cemento. Sin embargo, la calidad del cemento sí se ve mejorada en la perforación con tubería de revestimiento porque una vez que se alcanza la profundidad total se puede dar inicio inmediatamente a las operaciones de cementación ya que el revestimiento ya se encuentra en su lugar y esto garantiza un pozo en óptimas condiciones debido a que siempre ha estado revestido. Además combinando esto con un revoque de alta calidad producto del “efecto empaste”, mejora el trabajo completo de cementación y por ende reduce tiempos no productivos. También si es necesario, la sarta de revestimiento puede ser rotada durante la cementación, lo que provee mayor integridad en el cemento.

2.3.5 Conexiones ^[23]

Para diseñar un programa de perforación con tubería de revestimiento los esfuerzos aplicados a las uniones de la sarta deben ser considerados durante las operaciones de perforación. Se sabe que las conexiones estándar para el revestimiento son diseñadas para soportar solamente las cargas estáticas que comúnmente afectan la sarta en el pozo; como tensión o compresión, presión interna o externa y, el efecto de la flexión. Para perforar utilizando el revestimiento, hay que considerar unos parámetros adicionales que son la resistencia a la fatiga y a un mayor torque. Estos requerimientos pueden ser superados con un diseño adecuado y con una selección apropiada en la geometría de la conexión.

Los requerimientos de alto torque y compresión son necesarios para vencer la resistencia al arrastre, producto de un mayor diámetro y peso en la sarta de

revestimiento, comparado al drill pipe. Valores de resistencia a la compresión y a un mayor torque se consiguen con un diseño apropiado que incluya hombros de torque robustos. Los anillos de torque (Multilobe torque, MLT) ^[24] (mostrado en la figura 19), son una muy buena opción para instalarse sobre conexiones estándar con roscas, porque proporcionan un hombro de torque en la rosca que incrementa la capacidad de torque en las conexiones para aplicaciones de perforación con tubería de revestimiento. El incremento en la capacidad de torque impide la sobrecarga de las roscas y acoples utilizados en las conexiones de las tuberías de revestimiento y de producción, para aplicaciones de perforación y reparación de pozos. Esto reduce los costos de mantenimiento y reposición de las conexiones en los tubulares.



Fig. 19, Anillo MLT para incrementar la capacidad de torque ^[25]

3. IMPLEMENTACIÓN DE LA PERFORACIÓN CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO EN LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

El sistema de perforación direccional con tubería de revestimiento puede ser utilizado para un rango amplio de aplicaciones que permite aprovechar las ventajas que la perforación con tubería de revestimiento ha demostrado en la construcción de pozos verticales. Sin embargo una operación exitosa de perforación direccional con tubería de revestimiento requiere más que sólo tener las herramientas direccionales que puedan ser corridas junto con la sarta de revestimiento. El arreglo de fondo puede variar considerablemente de perforar con revestimiento a perforar con un sistema convencional; en la figura 20 se ilustra un bosquejo de la diferencia entre un BHA direccional para una operación con tubería de revestimiento, y el utilizado con la columna de perforación convencional.

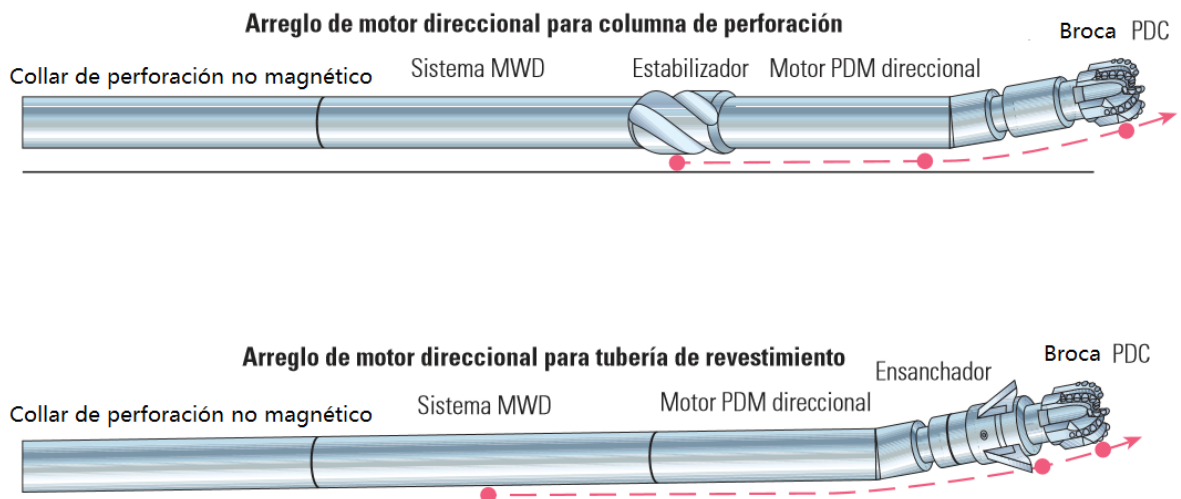


Fig. 20, BHA direccional de perforación convencional y perforación con tubería de revestimiento. Tomado de: Oilfield Review, Summer 2005 ^[5] (pág. 56)

Los pozos direccionales perforados con tubería de revestimiento requieren el uso de arreglos de fondo que sean recuperables y reemplazables para recuperar las

costosas herramientas de guía y de perforación direccional, además de poder reemplazar algún equipo en el caso que presente un daño antes de alcanzar el objetivo de perforación. Estas herramientas ubicadas en el fondo del revestimiento son recuperadas con cable en inclinaciones que pueden exceder los 90°; durante estas operaciones de recuperación o reemplazo de las herramientas, puede mantenerse la rotación en la tubería y la circulación en el pozo para asegurar que no se presente una pega de tubería.

Al inicio, la aplicación comercial de la tecnología se dio en pozos verticales; desde pozos completos perforados con revestimiento en tierra, hasta pozos costa afuera donde sólo la primera sección o dos eran perforadas con el revestimiento. Sin embargo, pronto surgió el interés en aplicar la tecnología en pozos desviados para probar los beneficios que ya había demostrado, principalmente en la estabilidad del pozo.

3.1 ASPECTOS DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La perforación direccional con tubería de revestimiento puede ser realizada tanto con motores de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motors, PDM) como con sistemas rotativos direccionales (Rotary Steerable system, RSS). Sin embargo en un comienzo la aplicación se dio sólo con motores PDM, y posteriormente se dio la inclusión de sistemas RSS que brindan más ventajas.

Como fue mencionado en el capítulo anterior, la herramienta de enganche DLA tiene la habilidad de proveer la fuerza axial y torsional para enganchar el arreglo de perforación al revestimiento, proveer un sello para el paso del fluido de perforación y dirigirlo a través de la broca. Características adicionales de esta herramienta le permiten ser corrida y recuperada en pozos desviados donde la

inclinación puede exceder los 90°. Posteriormente que el BHA pueda ser bajado con cable hasta el fondo del pozo y anclarse sobre un niple que posee la última junta del revestimiento; éste niple tiene un perfil para la instalación del DLA sobre éste, y así permitir de nuevo la conexión entre el revestimiento y el BHA.

3.1.1 Recuperación de la herramienta ^[26]

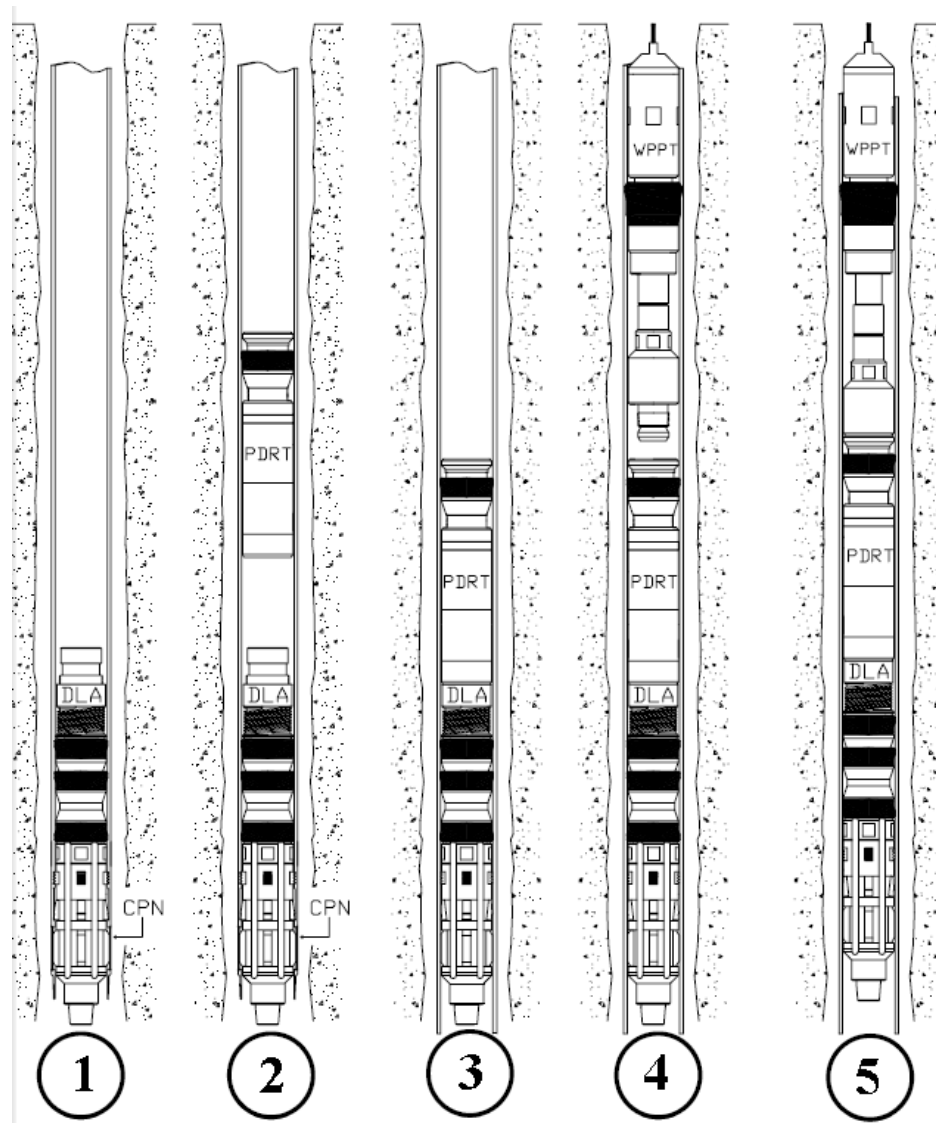


Fig. 21, Pasos para recuperar el arreglo direccional. Tomado de SPE/IACD 79914 ^[26] (pág.3)

En la figura 21 se ilustra los pasos necesarios para la recuperación de las herramientas luego de haber perforado con un arreglo direccional. En el paso 1 se enseña el DLA en su posición luego de terminar la perforación; aunque el BHA que está ubicado debajo del DLA no es mostrado. A este punto el zapato del revestimiento se encuentra algunos pies encima del ensanchador, dependiendo del diseño del BHA. En el paso 2 es lanzado un dardo para liberar la herramienta (Pump down release tool, PDRT) que es bombeado hacia el fondo dentro del revestimiento mientras el pozo está siendo circulado y preparándose para el viaje del cable. En el paso 3, el dardo ha aterrizado sobre el DLA y proporciona presión para liberar el DLA del niple sobre el que reposa la herramienta (Casing Profile Nipple, CPN), ubicado previamente en el extremo inferior de la tubería.

Tan pronto como el DLA es liberado, uno o más tramos de revestimiento son adicionados, y la tubería va siendo desplazada al fondo, revistiendo el tramo descubierto donde se encontraba el BHA direccional. Esta operación asegura que el DLA efectivamente ha sido liberado antes de proceder a correr el cable, también para proteger el BHA mientras se corre el cable y ubicar la tubería más cerca del punto de asentamiento. En el paso 4 se ilustra la herramienta de recuperación operada con cable para extraer el BHA del pozo. Para pozos de alta inclinación, la herramienta de recuperación también puede ser bombeada desde superficie, y funciones de movimiento de la misma herramienta pueden ser añadidas para facilitar el desplazamiento hasta llegar al fondo del pozo. En el paso 5 se muestra el DLA siendo extraído del pozo con cable y así permitiendo la recuperación del BHA hasta superficie.

3.1.2 Arreglo de fondo

Un BHA direccional utilizado para un sistema de perforación con revestimiento normalmente consiste en una broca piloto, un ensanchador, motor direccional, sistemas de medición MWD y collares de perforación no magnéticos ^[26]. En cierta

manera es similar a un arreglo convencional de perforación direccional, excepto que el tamaño de los motores y herramientas es más pequeño del que sería usado en trabajos convencionales de perforación direccional para el mismo tamaño de hueco. Una herramienta de medición MWD magnética es normalmente usada para la inclinación, lo que podría requerir una sección de collar no magnética entre la herramienta y el zapato del revestimiento. Esto puede llevar a que la broca y el ensanchador se ubiquen a 80ft o más, debajo del zapato de la tubería de revestimiento.

Requerimientos del motor ^[5]

Un motor más pequeño requerido para pasar a través del revestimiento limita la potencia del motor para algunos diámetros de revestimiento, especialmente para tubería de 7-in o tamaños menores. Un tamaño en el motor más pequeño para un mismo diámetro de hueco, incrementa la flexibilidad en el BHA, de manera que resulta más difícil mantener el control direccional en el pozo puesto que existe la tendencia a aumentar el ángulo de inclinación y esto dificulta la reducción del ángulo en el pozo. El uso de estabilizadores por encima del motor reduce las tasas de incremento angular de la rotación y provee la capacidad de reducir el ángulo de inclinación por medio de perforar en modo deslizamiento. Un menor tamaño también puede limitar el ángulo de curvatura en el motor, por el hecho de que el arreglo debe pasar a través del revestimiento y la distancia entre el motor y el hueco abierto es mayor de la que sería en un trabajo convencional de perforación direccional. El uso de un estabilizador debajo del ensanchador provee control direccional y garantiza una trayectoria de pozo más suave.

Se puede considerar que la fuerza normal de contacto, el factor de fricción y el diámetro efectivo de rotación determinan el torque requerido para rotar la sarta de revestimiento. Al utilizar tubería de revestimiento en la perforación, la fuerza normal agregada en un pozo direccional es mayor que si se perforara con drill pipe

debido a que el peso del revestimiento es mayor. El diámetro efectivo del revestimiento también es mayor que al perforar con drill pipe. Estos efectos pueden contribuir a un mayor torque para la rotación de la sarta. Si existe tortuosidad entonces la rigidez del revestimiento puede contribuir en gran medida al aumento del torque.

El problema principal con motores de menor tamaño es una relativa falta de potencia comparada con versiones de motores más grandes. La selección del motor más adecuado para la perforación direccional es fundamental, especialmente para diámetros de 7-in y tamaños menores. Los motores de baja velocidad que proveen mayor torque son más fáciles de operar; las brocas con estructura de corte menos agresiva que no realizan cortes tan profundos en la formación, también mejora el desempeño del motor.

Para diámetros de revestimiento mayores a 9-5/8 in, los requerimientos de potencia en el motor no son tan cruciales ya que se puede utilizar motores de mayor tamaño en el pozo. Sin embargo, por regla general es más ventajoso el uso de motores diseñados específicamente para perforación direccionales con tubería de revestimiento, los cuales proveen alto torque a una presión de bombeo relativamente baja. En caso de un atascamiento del motor, la recuperación y la reorientación del BHA requiere menos tiempo con la tubería de revestimiento porque ésta es más rígida que la columna de perforación.

3.2 APLICABILIDAD

Algunas de las primeras pruebas realizadas con un sistema de perforación con tubería de revestimiento en operaciones direccionales fueron hechas para probar que el sistema pudiera ser usado para perforación direccional, explorar los límites en los que la tecnología podría ser usada. También para determinar un criterio del

tipo de herramientas que se necesitasen para proveer un sistema de perforación direccional práctico, y desarrollar practicas operacionales para llevar a cabo la perforación direccional con tubería de revestimiento.

3.2.1 Primeras experiencias

Estas pruebas se llevaron a cabo con el sistema Casing Drilling™ de Tesco Corporation en Calgary Canadá, cerca de las instalaciones de la compañía en 2002 [26]. El equipo de perforación había sido diseñado para pruebas de perforación con tubería de revestimiento. En aquellos pozos se alcanzó una inclinación de 86° perforando con revestimiento de 5-1/2 in, y de 90° con revestimiento de 7-in. Estas primeras pruebas demostraron que perforar direccionalmente con tubería de revestimiento a tasas de incremento angular relativamente altas era posible, aunque se encontrase algunas limitaciones en las herramientas de fondo utilizadas. Se presentó una ineficacia en la capacidad para correr o recuperar herramientas, de modo que sólo fue posible hacer estas operaciones con cable a inclinaciones máximas de 45-40°. Cuando la inclinación excedía estos valores, la sarta de revestimiento debía ser parcialmente retirada del fondo para recuperar el BHA.

Con esas primeras pruebas también se observó una necesidad de desarrollar ensanchadores específicos para perforación direccional con tubería de revestimiento. Una vez se desarrollaron los cambios que se había previsto, una segunda ronda de pruebas direccionales se llevó a cabo con revestimiento de 7 y 13-3/8 in. Este segundo intento de pruebas piloto se diseñó para demostrar un control direccional durante la perforación con revestimiento, probar herramientas, continuar desarrollando procedimientos y definir límites operacionales.

Segunda ronda de pruebas – Revestimiento de 7 in. ^[26]

Con la experiencia de los pozos anteriores, esta vez se perforó otro pozo de prueba con un revestimiento de 7-in, una tubería L-80 de rosca trapezoidal tipo Buttress y un peso nominal 23 lb/ft. El objetivo en este pozo era demostrar que el revestimiento podía ser utilizado para perforar desde la sección vertical a la horizontal, manteniendo el control direccional y la tasa de incremento de ángulo. Un motor de 5-in con cubierta acodada de 1,15° fue utilizado para la operación. La sección direccional fue perforada con solo una broca PDC de cortadores de 13 mm, y una variedad de ensanchadores PDC. La tasa de incremento angular promedio fue de 5°/100ft; el inicio de la desviación comenzó a 1650ft, y la construcción del ángulo continuó hasta alcanzar los 90°.

La tabla 2 muestra además del desempeño en la perforación direccional del pozo, el porcentaje de perforación en el modo de deslizamiento que fue empleado al pasar de la trayectoria vertical a la horizontal y, la respectiva tasa de incremento angular. Después de los 2800ft, cuando se alcanzaba una inclinación de 54°, se obtuvo una tasa de incremento máxima de 8°/100ft, aproximándose al límite de resistencia de la tubería, así que se decidió retroceder y hacer un sidetrack, evitando así el riesgo de una falla en la tubería por fatiga.

Depth, Ft.	Inclination, deg	% Slide	Avg. Build Rate, deg/100 ft	Max . Build Rate
1654 - 2329	1.3 – 34.4	34	4.6	6
2329 - 2453	34.4 – 34.5	3	--	--
2453 - 2840	34.5 – 54.4	42	6.0	8.12
Plug back and sidetrack				
2566 -3086	35 - 69	35	5.88	7.76
3086 - 3457	69 - 89	46	4.75	6.69
3457-3831	89 – 89.7	4	--	--

Tabla 2. Desempeño de la perforación direccional con revestimiento de 7-in. Tomado de SPE/IACD 79914 ^[26] (pág.4)

Prueba con revestimiento de 13-3/8 in. [26]

Otra prueba fue realizada pero esta vez el equipo de perforación fue trasladado hasta Houston y utilizado para perforar direccionalmente un pozo con tubería de revestimiento J55, de 13-3/8 in y de peso 54,5 lb/ft. El perfil del pozo fue diseñado para construir la desviación a una tasa angular alrededor de $2,25^{\circ}/100\text{ft}$, hasta alcanzar un ángulo de 20° y mantenerlo hasta disminuir la inclinación para una siguiente sección. Este perfil de pozo fue escogido por ser un programa de perforación difícil al construirse la sección de superficie con un revestimiento de 13-3/8 in, y de esa manera probar la habilidad para iniciar la desviación e incrementar la inclinación en una formación blanda y con ese diámetro.

El arreglo consistió en una broca de 12-1/4 in y un ensanchador de 16-in, con un motor de 8-in y ángulo de curvatura $1,5^{\circ}$, sistema MWD 8-in y collar no magnético 8-in. La sección superior del pozo fue perforada con velocidades de penetración (Rate of Penetration, ROP) bastante altas con muy poco peso en la broca (Weight on Bit, WOB) puesto que era una formación blanda. Hasta los 1100 ft se obtuvo una tasa de incremento de ángulo promedio de $1,5^{\circ}/100\text{ft}$ con un porcentaje de deslizamiento de 80%; a partir de este punto se incrementó a $2^{\circ}/100\text{ft}$, con 60% en modo de deslizamiento.

La inclinación alcanzó un ángulo de 19° a los 1684ft. De aquí se inició una sección tangencial con 100% en rotación, disminuyendo la tasa a $0,14^{\circ}/100\text{ft}$. De aquí se disminuye la inclinación a un 50% en modo de deslizamiento, lo cual resultó en pasar de una inclinación de $18,7^{\circ}$ a 13° , con una tasa promedio angular de $1,65^{\circ}/100\text{ft}$. En la sección de construcción del ángulo se realizó un leve giro hacia la derecha, y en la disminución del ángulo se efectuó un leve giro a la izquierda; demostrando así control direccional, como también control en la inclinación.

Comentarios

Como limitaciones observadas en estos pozos se resalta las consideraciones adicionales a las de una perforación convencional, requeridas para seleccionar el motor y su ángulo de curvatura que debe correrse en un sistema de perforación con tubería de revestimiento. El motor, la broca y el ensanchador deben pasar a través de un revestimiento de un tamaño apenas un tanto mayor a la cubierta del motor. Esto puede limitar el ángulo de curvatura a un valor menor del que sería utilizado si se perforase convencionalmente la misma trayectoria de pozo.

Este menor ángulo de curvatura incrementa el porcentaje de deslizamiento en la perforación, respecto a la rotación. Sin embargo esto no es del todo un problema porque limita la curvatura máxima en el pozo, ayudando a mantener la curvatura promedio deseada; especialmente para la reducción del ángulo de inclinación, donde puede ser necesario operar continuamente en modo de deslizamiento para acercarse de nuevo a la trayectoria vertical. En general no hubo gran dificultad perforando en modo de deslizamiento pero, la ROP se redujo bastante durante los deslizamientos, como suele suceder en pozos convencionales. El modo de deslizamiento también puede llevar a cambios abruptos en el peso en la broca ^[27].

3.2.2 Estabilización del BHA

El control en la desviación obtenido en los ensayos descritos se logró con la ayuda de estabilizadores en el arreglo de perforación ubicado en el agujero piloto, o primer hueco de menor diámetro en el espacio que comprende entre la broca y el ensanchador. Aunque también es importante como ya se había mencionado, la estabilización de la sarta de revestimiento para proteger la tubería de la fatiga y garantizar una adecuada centralización en el agujero en el momento de la cementación.

La estabilización del BHA debe permitir que el agujero sea perforado a un diámetro mayor que el del casing, con herramientas que pasen a través de éste. Ubicando la estabilización en el agujero piloto y ahí construir el pozo de diámetro completo con un ensanchador posicionado por encima de la broca piloto, proveyó buen control direccional y a la vez permitir la recuperación del BHA.

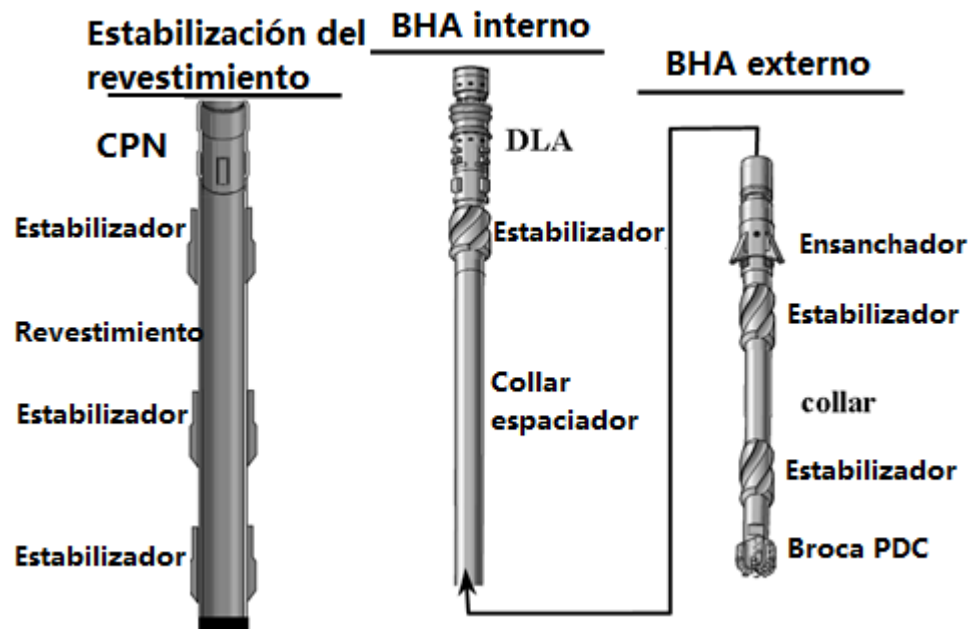


Fig. 22, Arreglo para el control de la desviación. Tomado de SPE/IACD 79914 ^[26] (pág.6)

Un collar espaciador relativamente flexible conecta el ensanchador con la herramienta DLA, impidiendo parcialmente movimiento lateral desde el ensanchador hacia el revestimiento ^[26]. El DLA es ubicado dentro de la tubería generalmente a unos 20 ft por encima del zapato, de modo que ninguna rotación excéntrica en la tubería se transfiere al ensanchador. Este tipo de arreglo (mostrado en la figura 22), además de proveer control en la desviación del pozo, reduce en gran medida el torque en la rotación al perforar un pozo más suave con esta configuración en la estabilización ^[26]. En la parte derecha de la figura 22 se ilustra el arreglo de fondo completo, desde el DLA hasta la broca, dividiéndose en

dos; un “BHA interno”, que es ubicado dentro del revestimiento, y un “BHA externo” expuesto a hueco abierto. En la parte izquierda de la imagen se muestra la sección de revestimiento dentro de la cual se posiciona el arreglo de fondo, ilustrando los estabilizadores externos en la sarta de la tubería.

Un arreglo no tan eficiente que primero fue propuesto en perforación direccional con tubería de revestimiento es aquel en donde el ensanchador se ubica debajo del motor, lo que también lo ubica justo por encima de la broca. Este arreglo dificulta el control direccional porque no provee estabilización en el BHA entre el zapato del revestimiento y el ensanchador. También el motor tendría que dar potencia a ambos la broca y el ensanchador para permitir la perforación sin rotar la sarta cuando se opera en modo de deslizamiento.

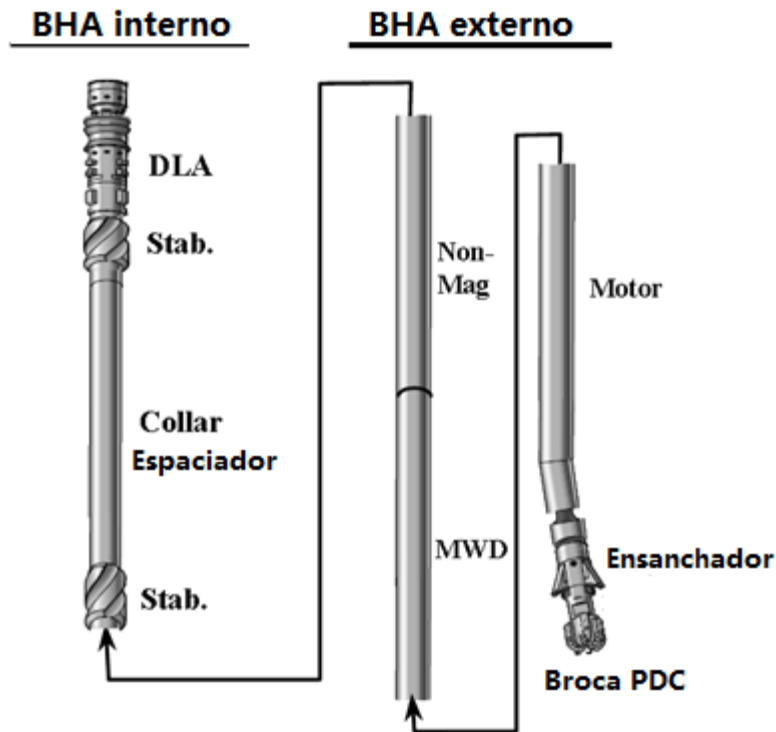


Fig. 23, Arreglo con motor direccional recuperable. Tomado de SPE/IACD 79914 ^[26] (pág.6)

Un arreglo con motor direccional sin estabilización (como se ilustra en la figura 23), dificulta el control direccional. Resulta más sencillo construir el ángulo que disminuirlo; cuando se trabajó con tubería de 7-in y diámetros menores, el motor se vio imposibilitado para disminuir el ángulo luego de alcanzar la horizontal, incluso operando continuamente en modo de deslizamiento cuando se orientaba a la cara inferior del pozo.

El arreglo ideal para proveer control direccional sería aquel que incluyese un sistema rotativo direccional ubicado en el agujero piloto ^[26] (por debajo del ensanchador) y también estabilizadores por encima del motor, aunque esto suponga mayor complejidad en el BHA. Esto provee una tasa de incremento angular más constante y permite reducir la inclinación del pozo en modo de deslizamiento, eliminando problemas asociados a deslizar la sarta.

3.3 SISTEMAS ROTATIVOS DIRECCIONALES

El empleo de sistemas rotativos direccionales (Rotary Steerable Systems, RSS) en la perforación con tubería de revestimiento probó ser más eficiente que el uso de motores PDM en diferentes aplicaciones, hasta en secciones rectas de pozo ^[27]. Las mejoras con este sistema son más notorias en revestimientos de 7-in y diámetros menores, en donde el tamaño del motor era una limitante y dificultaba su desempeño en la construcción de la inclinación. Un arreglo con este sistema provee una trayectoria de pozo más suave que reduciría el torque requerido y problemas asociados durante el deslizamiento.

En un comienzo las herramientas RSS se utilizaban en áreas marinas fundamentalmente en pozos de aguas profundas, demostrando durabilidad y confiabilidad. Pronto fue conocida su eficiencia en operaciones direccionales y comenzó a sustituir el uso de motores en zonas como el Mar del Norte, Golfo de

México y otros proyectos costa afuera ^[27]. Estas observaciones llevaron a pensar en la idea de los beneficios que traería los sistemas rotativos direccionales, aplicados a perforación con revestimiento. Durante 2004, grupos de trabajo de ConocoPhillips comenzaron a evaluar la posibilidad de utilizar herramientas RSS en la perforación con tubería de revestimiento, situando el sistema en el agujero piloto, por debajo del ensanchador. Fusionar ambas tecnologías significaba un desafío ya que sería la primera vez en utilizar sistemas RSS en perforación con tubería de revestimiento y se contaba con nula información en logística y metodologías.

3.3.1 Primeros ensayos ^[28]

La primera prueba realizada se llevó a cabo en Junio de 2004 por ConocoPhillips en conjunto con Tesco y Schlumberger en un pozo vertical en Texas, en el área Lobo del Sur donde ya se adelantaba la perforación de pozos con tubería de revestimiento. La sección de superficie del pozo se perforó hasta los 588ft de profundidad, con una tubería de revestimiento de 9-5/8 in y un BHA recuperable con una broca piloto de 8-1/2 in y un ensanchador de 12-1/4 in. Luego de cementar en su lugar el revestimiento de superficie, se agregó al BHA un sistema rotativo direccional "PowerDrive Xtra 475" de 4-3/4 in y un collar de perforación de 4-3/4 in en una tubería de revestimiento de 7-in, con el cual se perforó hasta los 4821ft en 105 horas, en donde se había planificado un reemplazo en el ensanchador. Mediciones tomadas cada 500ft indicaron una inclinación casi vertical, pero con vibraciones mayores a las esperadas atribuidas a la extensión en el BHA. La perforación continuó con el revestimiento de 7-in hasta la profundidad objetivo, a 7620 ft; el BHA fue recuperado y su inspección indicó que se encontraba en buen estado. Los datos extraídos de la herramienta confirmaron que el sistema PowerDrive podía mantener la verticalidad.

Esta prueba de perforación vertical confirmó la funcionalidad y el desempeño del sistema rotativo direccional RSS en un arreglo recuperable de perforación con tubería de revestimiento, y condujo a la posibilidad de una segunda prueba para evaluar el desempeño direccional. A finales de 2004, en el mismo campo surgió la oportunidad de perforar un pozo direccional en forma de S con tubería de revestimiento. Esta vez se agregó un motor PDM en el diseño del BHA para reducir la rotación de la sarta desde superficie, debido a vibraciones excesivas causadas por la fricción entre la tubería de 7-in y el revestimiento de superficie de 9-5/8 in que llegaba a una profundidad de 1270ft, que exigía las características del campo; la experiencia en el campo indicaba que los pozos con revestimiento de superficie a mayor profundidad presentaban más problemas con la vibración de la tubería. También se agregó un sistema MWD situado por encima del sistema RSS como se muestra en la configuración del BHA (figura 24).

La desviación comenzó a los 2100ft y la sección de incremento de ángulo se terminó según lo planificado. La perforación continuó hasta los 4067ft en donde se reportó un problema y el BHA fue recuperado con cable. El motor se había atascado y la herramienta RSS presentaba una fuga así que tuvo que reemplazarse. La perforación prosiguió 200ft más, cuando la ROP se redujo significativamente y al extraer el BHA se observó una inconsistencia en un estabilizador pues estaba sobredimensionado; se reemplazó y continuó la perforación hasta 5420ft donde la tubería presentó un atascamiento por presión diferencial que tomó 50 horas solucionar. Una sección de giro y la reducción angular fueron terminadas hasta alcanzar la vertical y la perforación siguió hasta 6390ft donde se indicó la presencia de una fuga en el BHA entre una conexión; luego de dar solución a esto, la perforación continuó hasta la TD en 6950ft. Pese a los inconvenientes encontrados en el pozo, esta prueba demostró factibilidad en la utilización de herramientas RSS en perforación con tubería de revestimiento y eficacia en el control direccional, logrando disminuir el ángulo en tubería de 7-in.

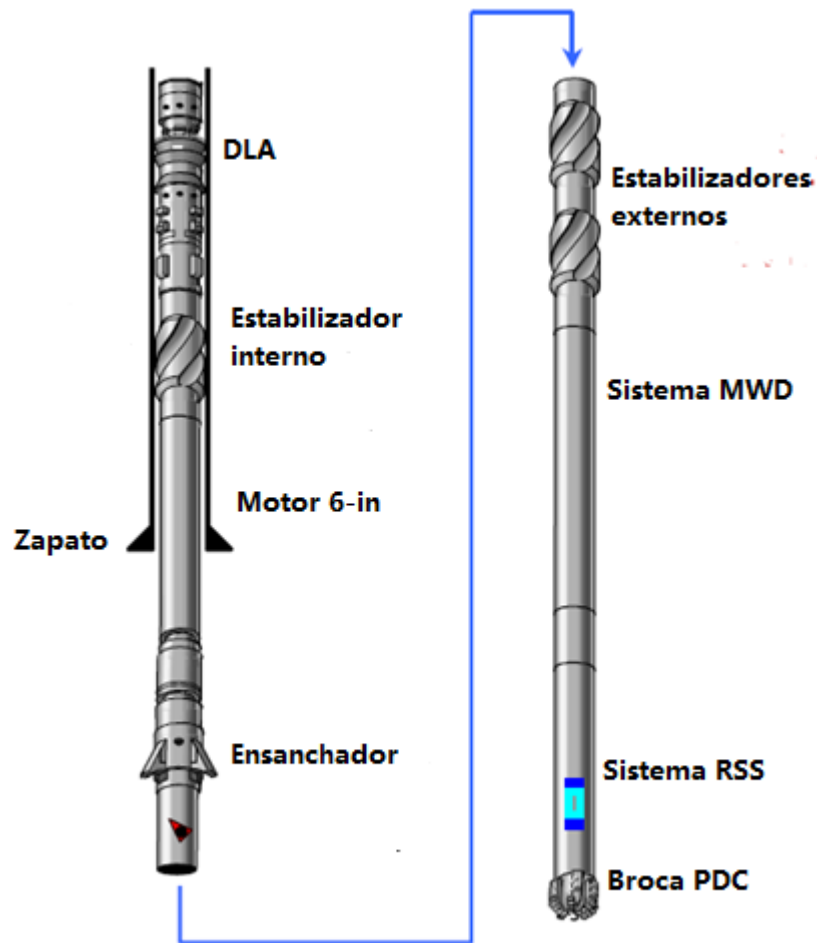


Fig. 24, BHA direccional con herramienta RSS. Tomado de OTC 17453^[27] (pág. 7)

Comentario

La realización de las primeras pruebas es muy importante porque permite evaluar la aplicabilidad de una tecnología nueva antes de implementarla abiertamente. En el caso de la perforación con tubería de revestimiento, su uso en pozos comerciales durante la curva de aprendizaje puede representar un riesgo si se llegase a presentar problemas, además su uso implica el completamiento del pozo lo que es una proposición costosa.

3.3.2 Pruebas en Cameron, Texas ^[29]

La experiencia ganada en el pozo descrito anteriormente sirvió para abrir un nuevo camino en cuanto a la perforación direccional realizada con revestimiento porque demostró viabilidad en el uso de sistemas RSS. Más adelante se decidió hacer nuevas pruebas para corroborar el éxito en esta implementación; éstas fueron llevadas a cabo en Cameron, Texas. En julio de 2005 se inició la primera prueba la cual sería llevada a cabo desde un pozo construido anteriormente con el fin de hacer pruebas con nuevas tecnologías. Este pozo había sido terminado con un revestimiento de 13-3/8 in a una TD de 2200ft con una sección horizontal de 600ft, construida a 3°/100ft (como se indica en la figura 25). La intención en esta prueba era perforar una sección horizontal de 850ft con revestimiento de 7-5/8 in, desde la sección horizontal ya existente en el pozo; sin embargo antes de comenzar la perforación fueron previstas tres pruebas de recuperación de la herramienta a inclinaciones de 0, 45 y 90 grados.

El arreglo de fondo de este pozo consistió en un sistema rotativo direccional de 4-3/4 in, una broca de 6-1/2 in construyó el agujero piloto y el hueco completo fue construido con un ensanchador de 9-7/8 in. No se planearon cambios en la inclinación pero sí un programa de dirección, primero haciendo un giro a la derecha a 1°/100ft y luego hacia la izquierda a una tasa de 3°/100ft, con el fin de probar el desempeño direccional.

La recuperación del arreglo se hizo con un sistema de cable trenzado de (5/8-in) y una herramienta de recuperación bombeada hacia el fondo. A los 200ft se hizo el primer ensayo de recuperación del BHA. Primero se bajó sólo el revestimiento, sin ningún componente de fondo y cuando éste estaba en su lugar se bajó con cable el BHA direccional, emulando el que sería utilizado para la perforación; fue asentado exitosamente y posteriormente liberado y recuperado como se indicó en el procedimiento de recuperación (figura 21). El mismo ejercicio se realizó al

alcanzar la inclinación de 45° y al alcanzar el comienzo de la sección horizontal ubicado a 3200ft (MD), culminando exitosamente como en el primer ensayo. Estos ejercicios de asentamiento y recuperación fueron hechos para probar la eficacia de hacer cambios en el arreglo a distintas inclinaciones y se aprovechó la oportunidad de hacerlo en un pozo de prueba que no oponía restricciones.

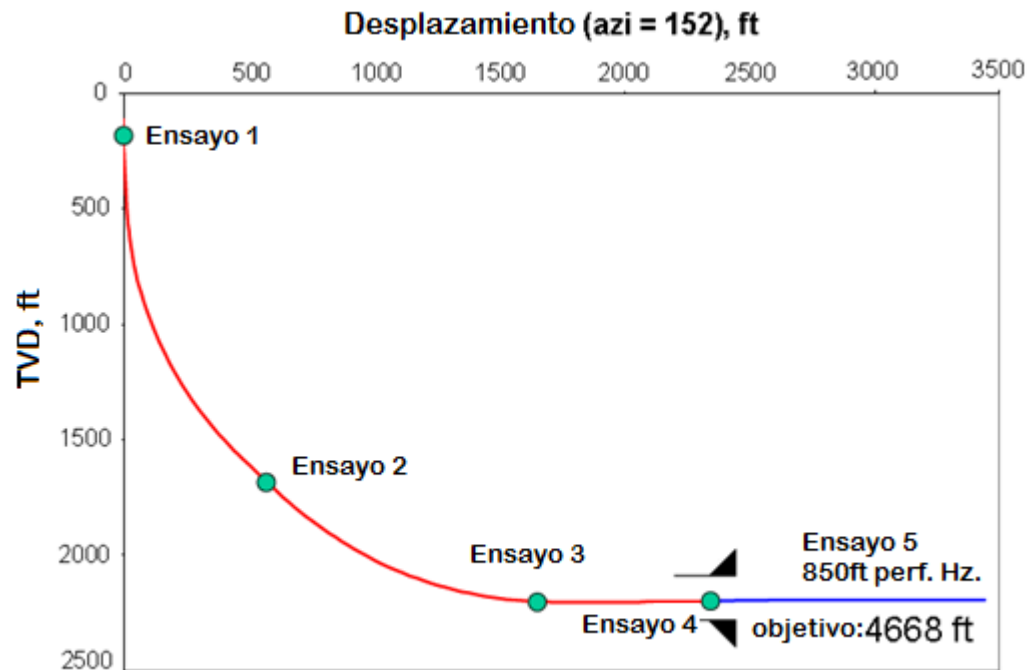


Fig. 25, Trayectoria del pozo horizontal perforado con revestimiento y posiciones a las que se realizó la recuperación de la herramienta. Tomado de: IACD/SPE 99248 ^[29] (pág. 4)

La tarea de perforación inició, y cuando se iba en 54ft de agujero piloto construido, se decidió hacer un nuevo ensayo de recuperación que sería el primero en ejecutarse luego de haber perforado un tramo de sección horizontal con tubería de revestimiento. Con el BHA de nuevo en fondo, prosiguió la perforación y a los 3847ft se dio la primera señal para empezar el giro a la derecha y a los 4139ft la segunda señal para efectuar el giro hacia la izquierda. La tasa promedio obtenida en el primer giro fue de 1,4°/100ft y en el segundo giro de 4,3°/100ft como es

ilustrado en la figura 26. Una última señal se hizo a los 4447ft con el objetivo de mantener el azimut hasta el MD de 4668ft donde terminó la perforación y se recuperó exitosamente el BHA; en este pozo se demostró eficiencia tanto en la recuperación de las herramientas como en el control direccional.

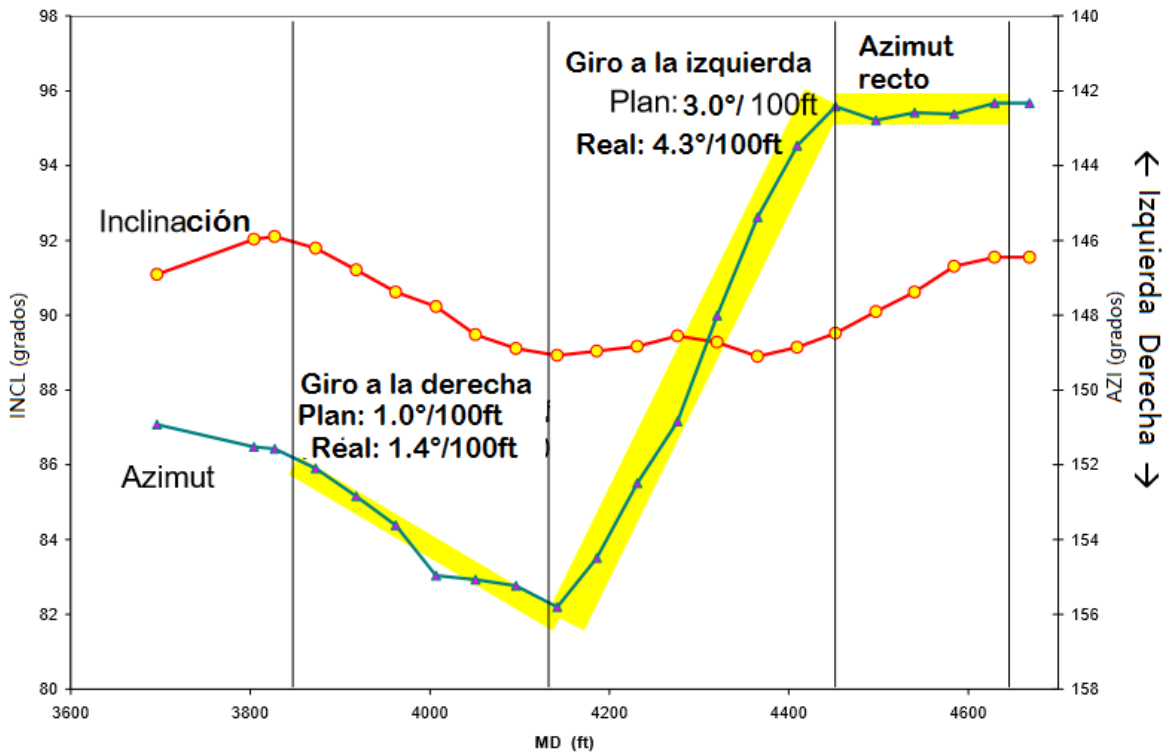


Fig. 26, Desempeño direccional de la sección horizontal del pozo de prueba perforado con revestimiento de 7-5/8 in. Tomado de: IACD/SPE 99248 ^[29] (pág. 6)

La figura 27 se muestra el BHA direccional completo que fue bombeado hasta el fondo para asentarse en el revestimiento y que fue utilizado para perforar el pozo. Este BHA incluye un motor dentro del zapato para proveer velocidad de rotación adecuada, minimizando la rotación de la sarta y así controlar desgaste y fatiga en la tubería. En la imagen se compara el BHA descrito (izquierda) con un BHA estándar de perforación vertical con tubería de revestimiento (centro); el BHA direccional tiene una longitud de 85ft mientras que el vertical es de solo 15ft.

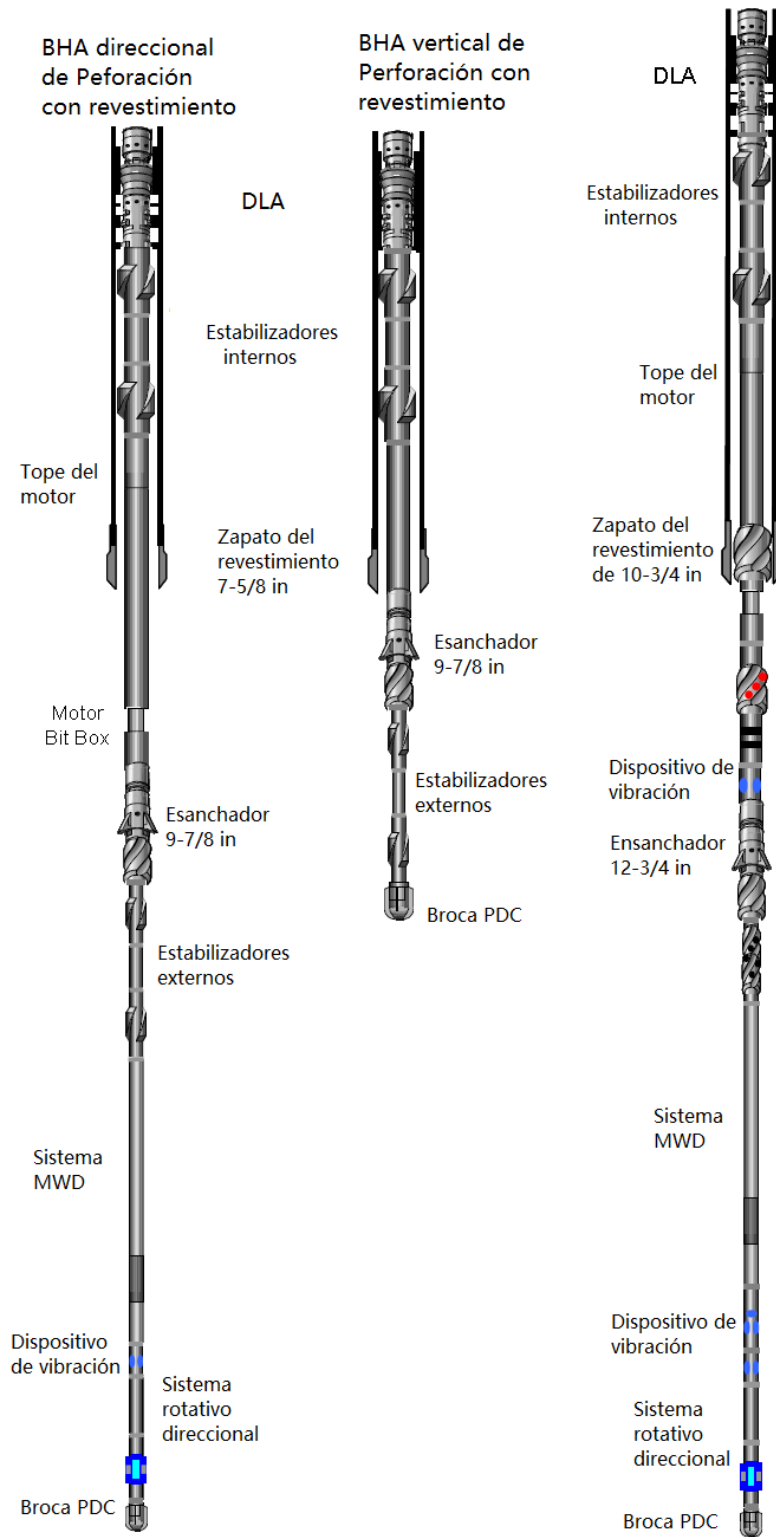


Fig. 27, BHA direccional para revestimiento de 7-5/8 in y 10-3/4 in. Tomado de: IACD/SPE 99248 [29] (pág. 5 y 7)

Segunda prueba ^[30]

En noviembre del 2005 se realizó la segunda de estas pruebas de nuevo en Cameron; esta vez desde un pozo perforado hasta 2003 ft en una sección vertical, y previamente completado con un revestimiento de 13-3/8 in. El objetivo con este pozo era hacer un ensayo de lo que sería una aplicación de este sistema de perforación en un campo costa afuera en Noruega. La prueba sería realizada con un revestimiento de 10-3/4 in y se había diseñado para comenzar la perforación con la construcción de un sidetrack a través de un tapón de cemento; antes de empezar la perforación se realizó un ensayo de recuperación y corrida del BHA para dar seguridad en este procedimiento. El diseño del BHA fue similar al del pozo anterior, un sistema RSS y MWD usados para el control direccional en la sección del agujero piloto como se muestra en la figura anterior (derecha). El agujero piloto perforado con una broca PDC de 9-1/2 in y el agujero final de 12-3/4 in con un juego de ensanchadores PDC. Un motor por encima del ensanchador principal, proveyó el 80% de la rotación del BHA.

Mediciones en la vibración fueron transmitidas en tiempo real desde el MWD. También se recogió información importante de presión interna y presión anular, esfuerzos de torsión, velocidad de rotación, torque y peso en la broca; siendo la data más extensa recogida hasta ese momento en una operación de perforación con tubería de revestimiento. En general la ROP se mantuvo entre 25 y 30 ft/hr con una rotación desde superficie de 20 rpm y un peso en la broca WOB de 15000 lb. El plan direccional fue ejecutado según lo planeado, perforando el sidetrack hasta 2967ft construyendo un ángulo de 18° y guiando la dirección hacia la izquierda primero a una tasa de 0,8°/100ft y luego más alta, de 3,8°/100ft. Con una longitud de 95ft y un peso de 17000 lb, el BHA fue tres veces más pesado que el BHA utilizado en el pozo del ejemplo anterior, lo cual significó una experiencia de aprendizaje ya que esto suponía el BHA de mayor longitud y mayor peso en una operación de perforación con revestimiento a eso momento. La unidad de cable en

superficie debió proveer suficiente tensión para soportar el peso del BHA, el peso del cable, la fricción que puede ser significativa en un pozo direccional y, la habilidad para regresar de nuevo el BHA al fondo del revestimiento.

3.4 ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN

De este conjunto de pruebas se puede concluir que luego de los primeros ensayos se demostró factibilidad para utilizar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en la construcción de pozos direccionales, consolidándose a medida que avanzaba la implementación. La inclusión de un sistema rotativo direccional RSS en el diseño del BHA significó un gran paso para llevar a cabo las operaciones de perforación direccional con tubería de revestimiento. Este cambio proveyó una mayor eficacia en la construcción del ángulo, siguiendo con precisión la trayectoria planeada y eliminando la tendencia a aumentar el ángulo de inclinación mientras se perfora con la sarta de revestimiento en rotación. Esto supone que al realizar el trabajo direccional no se tenga que perforar en modo de deslizamiento y de esa manera evitar los inconvenientes que le podría traer a la sarta de revestimiento el perforar en modo de deslizamiento, y asegurar la integridad de la tubería a lo largo de la vida del pozo. Incluso en la construcción de pozos con perfil tipo S, es posible construir el ángulo de inclinación deseado y, posteriormente regresar a la vertical o disminuir el ángulo (según sea el diseño del pozo), manteniendo la sarta en rotación en todo momento. Esto permitió poder utilizar la perforación con tubería de revestimiento para la construcción de pozos con trayectorias desafiantes y con diámetros y con diámetros de tubería de revestimiento relativamente pequeños; ya que esto no era posible antes debido a la condición que requiere que los elementos de fondo deban pasar a través del revestimiento y esto limita fuertemente la capacidad del trabajo direccional con sólo un motor PDM.

Estas pruebas también fueron importantes no sólo para demostrar que se podía alcanzar cualquier inclinación perforando con la tubería de revestimiento, sino también realizar libremente cambios en el azimut en cualquier dirección, pero también mantener con precisión el azimut recto cuando se requiera. Las pruebas realizadas para la recuperación de la herramienta fueron de vital importancia porque permitieron crear un proceso eficiente que brinda confiabilidad para perforar direccionalmente con la tubería de revestimiento y tener la garantía de poder recuperar las herramientas de fondo en cualquier momento de la operación y en inclinaciones que pueden superar los 90°. En conclusión estas primeras pruebas fueron de mucha importancia para la implementación de la perforación con tubería de revestimiento en la perforación direccional por las lecciones aprendidas, los métodos operacionales desarrollados y la experiencia ganada que permitió abrir un nuevo camino para la aplicación de esta tecnología en la perforación de pozos comerciales en ambientes exigentes que requieren de perforación direccional.

También es importante reiterar la importancia que tiene la estabilización en el diseño del BHA para poder realizar el trabajo direccional con la tubería de revestimiento, ya que una estabilización insuficiente genera que no haya un control total en la desviación y además que se requiera un mayor torque para rotar la sarta. También se debe observar que un arreglo para una operación direccional difiere mucho de un arreglo para una operación vertical cuando se perfora con tubería de revestimiento, y requiere mayor complejidad. Esto implica que el BHA tenga una mayor extensión y consecuentemente un mayor peso; incluso, cuando se pasa de un diámetro de revestimiento a otro mayor, el peso del BHA se eleva considerablemente. Esto claramente se vuelve un reto para la recuperación de la herramienta, especialmente cuando la inclinación en el pozo supera los 40°. Al momento de extraer el arreglo del pozo, se debe proveer toda la tensión desde superficie para soportar el peso del arreglo, del cable, y además vencer la fricción considerando la inclinación de un pozo direccional. Cuando se trata de instalar el

arreglo nuevamente en fondo después de un trabajo de recuperación, el BHA debe tener la capacidad de ser bombeado para llegar hasta el fondo del pozo y vencer la fuerza de gravedad supera los 40 o 45°. Por último se debe analizar que la mayor complejidad en el BHA direccional se debe a la inclusión de las herramientas de medición y del sistema RSS; sin embargo es notorio el mejoramiento del desempeño direccional con la inclusión de un sistema RSS y permite construir una trayectoria de pozo mucho más suave. No obstante, sigue siendo importante la inclusión de un motor adicional en el BHA para proveer una rotación adicional y de esta manera disminuir la rotación de la sarta de revestimiento para que esté sometida a menores esfuerzos durante la perforación.

4. ANÁLISIS DE LA PERFORACIÓN NO CONVENCIONAL CON TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

El valor fundamental de la perforación con tubería de revestimiento consiste en mejorar la eficiencia de la perforación al eliminar “tiempos planos” en la curva de perforación ^[31]. Al eliminar el uso de drill pipe, se reduce significativamente el tiempo en viajes de tubería y, el tiempo empleado en la solución de eventos no planeados como la rectificación del pozo, operaciones de pesca y patadas de pozo durante el viaje de tubería. Esto reduce el tiempo total de perforación y por lo tanto, también el costo total del pozo.

Aunque un menor tiempo a causa de la reducción de viajes de tubería es importante, el ahorro de tiempo al disminuir problemas de pozo asociados al viaje de la sarta es más significativo. El proceso de perforación con tubería de revestimiento provee la capacidad de continuamente estar circulando el pozo, lo que naturalmente es más seguro que dejar el pozo es un estado estático mientras ocurre el viaje de la sarta convencional de perforación.

4.1 ANÁLISIS OPERACIONAL

La primera diferencia en el proceso de perforación con tubería de revestimiento radica en que no se emplea la sarta de perforación convencional para transmitir la energía mecánica a la broca ni como conducto de la hidráulica ya que en su lugar se utiliza el mismo revestimiento. Esto supone modificaciones en el equipo de perforación para instalar los componentes adicionales que requiere perforar con el revestimiento. Como se había descrito ya, entre estos componentes adicionales se incluye un Top Drive y un sistema Casing Drive.

4.1.1 Equipo de perforación con tubería de revestimiento

El Top Drive utilizado para rotar el revestimiento durante las operaciones de perforación, está diseñado para la instalación de preventores para el cable y el sistema Casing Drive ^[32]. El Casing Drive es utilizado para guiar y conectar el revestimiento durante las operaciones de perforación; el también permite una mejor manipulación de la tubería y previene de daño a las roscas al eliminar un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de la tubería ^[5]. El sistema Casing Drive (mostrado en la figura 28) se compone de un accionador, un arreglo de cuñas para sujetar el interior o exterior del revestimiento, y un empacador en el fondo del sistema que hace un sello contra el interior del revestimiento y permite la circulación desde el Top Drive hasta el interior de la sarta de revestimiento durante la perforación ^[33]. La sarta de casing es conectada al top drive a través del sistema Casing Drive y de esta manera permitir la rotación del revestimiento.

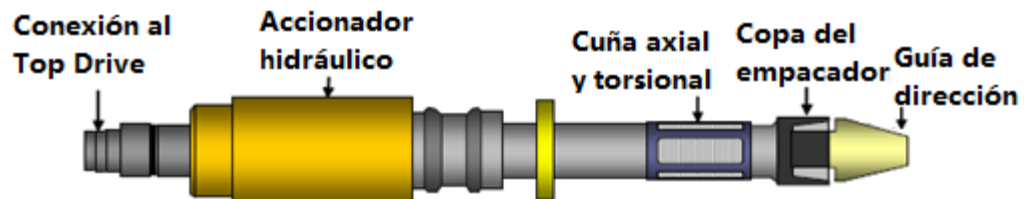


Fig. 28, Diagrama del sistema Casing Drive. Tomado de SPE/IACD 119446 ^[33] (pág. 2)

La sarta de revestimiento es hecha rotar en todas las operaciones, excepto en la perforación en modo de deslizamiento, donde un motor con ángulo de curvatura orienta el trabajo direccional ^[13]. El mecanismo de enganche de la herramienta DLA debe ser capaz de soportar el peso de uno o dos collares de perforación, herramientas de medición, un motor de lodo, un ensanchador y la broca. Al igual que un arreglo de perforación convencional, el fluido de perforación es desviado, de modo que pase a través de este mecanismo del DLA y sea dirigido hacia el motor de lodo y la broca; más importante aún es que este mecanismo junto con el

arreglo de fondo completo pueda ser recuperado eficientemente con el cable. La figura 29 muestra una unidad de cable de alta precisión para la recuperación de herramientas en la perforación con tubería de revestimiento.



Fig. 29, Unidad de cable de alta precisión para cargas de alto o bajo peso. Tomado de IACD/SPE 99248 ^[29] (pág. 3)

La unidad de cable debe soportar las cargas, contener suficiente tensión y tener la potencia adecuada para recuperar las herramientas del arreglo direccional; no obstante, el sistema de izaje, el sistema de potencia y de bombeo pueden ser significativamente más pequeños debido a que existe pocas pérdidas de presión comparado a bombear por un diámetro de drill pipe más pequeño, y no hay requerimientos de alta potencia para levantar rápidamente cargas pesadas durante desplazamiento de tubería. De este modo se mejora la economía de combustible, demostrando una reducción de 40% en combustible comparado a equipos de perforación convencional perforando pozos similares ^[13].

La eficiencia del equipo de control de sólidos puede requerir cambios. Cuando se perfora con la tubería de revestimiento, los ripios generalmente son más pequeños que cuando se perfora convencionalmente debido al mayor diámetro del revestimiento y de ese modo un espacio anular más pequeño. Mientras los ripios se hacen de menor tamaño, el contenido de sólidos en el fluido de perforación se incrementa, y esto eleva el peso del lodo. Controlar el peso del lodo puede ser un factor crítico para una perforación exitosa cuando en el pozo se registren presiones de formación bajas.

En las operaciones de perforación con revestimiento se prefiere tasas de flujo bajas debido a que existe un menor espacio anular entre el revestimiento y la pared del pozo, lo cual genera velocidades anulares altas que promueven una limpieza en el hueco, incluso con tasas de flujo reducidas. Otro beneficio inherente de la perforación con tubería de revestimiento que ya se había mencionado, es la uniformidad en el espacio anular; en la perforación convencional, los diferentes componentes de la sarta pueden conducir a velocidades irregulares en el espacio anular que pueden resultar erosionando el pozo o en un transporte ineficiente de los ripios especialmente en el espacio de mayor diámetro en el anular.

Componentes del equipo de perforación ^[32]

Dos componentes básicos son necesarios para las operaciones de recuperación con cable; una división de bloque de corona y de bloque viajero. Ambos le permiten al cable ser corrido a través del Top Drive y del sistema Casing Drive, y así acceder al interior del revestimiento con el cable que es utilizado para recuperar el arreglo desde el fondo de pozo. Esto facilita mantener la circulación mientras se llevan a cabo las operaciones con cable. La figura 30 muestra una unidad de bloque de corona utilizada para perforar con tubería de revestimiento.



Fig. 30, Bloque de corona. Tomado de: OTC 17685 ^[32] (pág. 2)

En los equipo de perforación también se incluye un malacate y preventores de reventón (Blow out preventer, BOP) para el cable durante las operaciones que lo requieran. El malacate es utilizado para recuperar el arreglo de perforación BHA. Los controles del malacate usualmente se montar en la cabina del perforador, quien desde allí se encarga de operarlos. El malacate debe tener suficiente capacidad para extraer el BHA recuperable y al mismo tiempo no exceder el límite de seguridad en la operación para proteger la herramienta. Las BOP para el cable son conectadas sobre el Top Drive, con el principal propósito de controlar el pozo en caso de que ocurra un evento de control de pozo durante las operaciones con cable; otro objetivo de los preventores es permitirle al cable ser corrido hacia dentro y fuera del pozo mientras se mantiene la circulación.



**Fig. 31, Fotografía de un equipamiento de perforación con tubería de revestimiento.
Tomado de IACD/SPE 99248 ^[29] (pág. 2)**

En la figura 31 se muestra un equipamiento real para perforar con tubería de revestimiento instalado en una torre de perforación; se puede apreciar el bloque viajero, el sistema Top Drive y el sistema Casing Drive en funcionamiento con la sarta de revestimiento. Además de los componentes mencionados que se requieren para la operación, el equipo de perforación también incluye rampas de

tubería automatizadas que transportan el revestimiento hasta el piso de perforación. Otros componentes como el arreglo de cuñas del sistema Casing Drive y el elevador del sistema Top Drive, ayudan a minimizar la interacción en superficie entre el personal y la tubería mientras se realizan las conexiones. Esto ayuda a mejorar la seguridad en superficie al haber menor manipulación de tubería, lo que claramente es un argumento más a favor de esta tecnología. En la tabla 3 se muestra un resumen de los elementos requeridos para llevar a cabo la perforación con tubería de revestimiento, además una breve descripción de la función de cada uno.

Equipos	Función
Top Drive	Generar rotación a la tubería y tener control sobre la sarta
Casing Drive	Transferir la rotación a la tubería y aplicar el torque
DLA	Conectar el BHA a la sarta de revestimiento
Sistema de Isaje	(Unidad de cable, bloque viajero y de corona, BOP para el cable) Permitir la recuperación de las herramientas
TCD	Herramienta para el control de pozo (opcional)
Rampa de tubería	Automatiza el transporte de la sarta hasta el Casing Drive

Tabla 3. Resumen de equipos y herramientas indispensables para perforar con tubería de revestimiento.

Control de pozo

En cuanto al control del pozo, debe demostrarse un desempeño efectivo para que las operaciones de perforación con tubería de revestimiento puedan ser consideradas como una opción segura y confiable. En la perforación, tanto las compañías operadoras como las prestadoras de servicios trabajan en distintos escenarios donde puede ocurrir un evento de control de pozo durante las operaciones, y se debe asegurar una solución definitiva para cada circunstancia.

Perforar con tubería de revestimiento envuelve riesgos potenciales a tener en cuenta en el control de pozo; por ejemplo, el mayor diámetro del revestimiento en un hoyo estándar, reduce la distancia entre el anular y la tubería. Esto causa que cualquier influjo de gas tenga un mayor elongamiento en el anular comparándolo con la mayor capacidad anular en una operación normal de perforación con drill pipe. Esto causa que la burbuja de gas ascienda más rápido y por este motivo sería inapropiado usar el método de esperar y densificar para matar el pozo porque puede ser más probable que la patada llegue a superficie antes de que el lodo de matar alcance la broca; y así el método del perforador es la opción más recomendable para el control del pozo ^[34].

Por este motivo la detección de una patada de pozo debe hacerse con mayor precisión de lo normal para prevenir cualquier situación seria de control de pozo que pueda ocurrir. Es importante que la cuadrilla de perforación esté entrenada antes de comenzar un trabajo de perforación no convencional con tubería de revestimiento y poder detectar el volumen de influjo con precisión y controlarlo dentro de los límites de seguridad. Otro aspecto especial ocurre durante la recuperación y el reemplazo del BHA; dos anulares son encontrados. El principal, entre el hueco abierto y el exterior del revestimiento (anular externo), y el segundo entre el interior del revestimiento y el cable o el drill pipe utilizado para la recuperación de las herramientas (anular interno). Una falsa mesa rotaria para la columna de revestimiento es utilizada en el piso de perforación para el control del pozo durante el viaje de cable o drill pipe, en las operaciones de recuperación y reemplazo de herramientas a través del revestimiento ^[33].

Herramienta para el control de pozo ^[33]

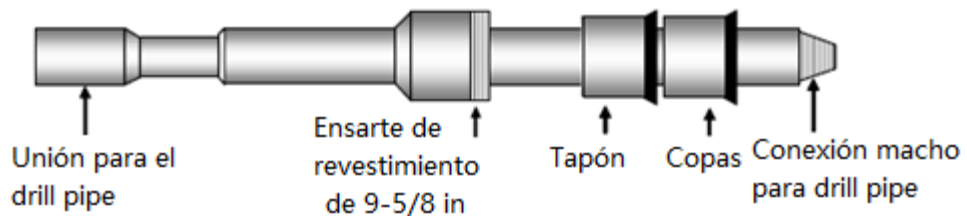


Fig. 32, Diagrama de la herramienta TCD para el control de pozo.

Tomado de: SPE/IACD 119446 ^[33] (pág. 3)

El control del pozo se puede lograr operando las esclusas de corte del conjunto de preventores sobre el revestimiento, además una herramienta de enrosque (Threaded Casing Drive, TCD). Esta herramienta tiene una conexión macho/hembra NC50 en parte inferior y superior respectivamente. Otra conexión macho tipo Buttress de tamaño igual al del revestimiento, se ubica en la mitad de la herramienta para conectarse en la mesa rotaria con la parte superior del revestimiento creando una barrera en el anular interno. De esta manera la conexión le permite a la herramienta ubicarse entre el Top Drive y el colgador del drill pipe dentro del revestimiento y también, rotar y reciprocar la sarta de revestimiento y el drill pipe dentro de éste. La figura 32 muestra la herramienta TCD para la conexión de un revestimiento de 9-5/8 in.

Un dispositivo (ported sub) es instalado debajo de la herramienta TCD y permite hacer mediciones de presión en el anular interno en caso de que una burbuja de gas migre hacia arriba por este espacio anular hasta superficie. La figura 33 es un esquema de la instalación de la herramienta TCD y un ejemplo en el control del pozo en caso de presentarse una burbuja de gas. Adicionalmente una válvula de seguridad es añadida sobre la herramienta TCD, la cual podría ser cerrada una

vez que la herramienta se conecta a la sarta de revestimiento y de drill pipe, en caso de utilizar drill pipe para una operación de recuperación.

Esta configuración permite a las preventoras del anular o esclusas ser cerradas en el anular externo y, a la herramienta TCD instalarse en el anular interno y ejercer el control del pozo si se origina un evento durante la recuperación del BHA. Puesto que durante las operaciones de perforación el BHA está en fondo y se mantiene la circulación desde el interior del revestimiento con el sistema Casing Drive, no es requerida la herramienta TCD mientras se perfora con el revestimiento. La línea del lodo, la línea de ahogo y el estrangulador ubicadas debajo de las esclusas permiten la circulación a través del drill pipe o por el anular si es necesario, para desplazar la burbuja de gas. Este proceso y las herramientas permiten mantener un completo control sobre el pozo durante la corrida de la sarta y la recuperación o reemplazo del BHA en la perforación con el revestimiento.

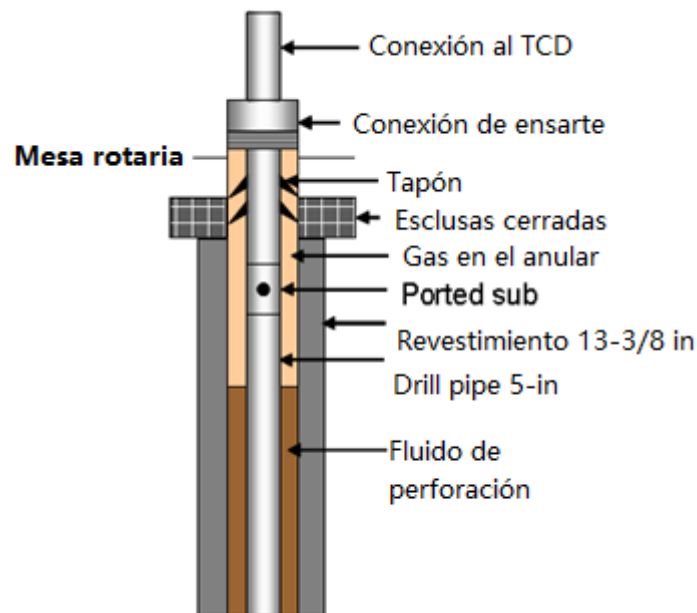


Fig. 33, Instalación del TCD para el control de pozo en caso de un incidente.

Tomado de: SPE/IACD 119446^[33] (pág. 3)

4.1.2 Conversión del equipo de perforación convencional

Un equipo de perforación convencional puede ser acondicionado para perforar con tubería de revestimiento. Esta conversión de un equipo de perforación convencional y adaptarlo para perforar con revestimiento, requiere la adición o reemplazo de algunos componentes clave en el equipo de perforación. Los costos de conversión pueden variar dependiendo del diseño y el esquema del equipo de perforación.

Como fue descrito, para facilitar la recuperación del BHA se necesita la instalación del malacate con sus respectivos controles y las BOP para el cable, instaladas sobre el sistema Top Drive. El Top Drive, que permite la rotación de la sarta de revestimiento con el sistema Casing Drive, requiere las conexiones necesarias para aceptar las BOP y para su instalación, se podría requerir modificaciones en el mástil. El bloque de corona y el bloque viajero deben estar separados para permitir que el cable sea corrido a través de las poleas en la corona; la polea para el cable debe ser instalada en el centro del bloque de la corona^[32].

Costos de conversión

D. Bickford^[32] (OTC 17685) plantea los costos promedio asociados a un proceso de conversión de un equipo de perforación convencional, a uno de perforación con tubería de revestimiento; según indica la tabla 4. También menciona los costos estimados de renta y de tiempo de armado de los equipos (tabla 5), suponiendo costos de traslado constantes para ambas operaciones, aunque un equipo de perforación convencional requiere más cargas para su traslado. Como una perforación con tubería de revestimiento requiere el uso de un Top Drive, en el estimado se asume que inicialmente el equipo de perforación convencional no está equipado con este sistema, por lo que se tiene en cuenta su costo de

instalación y de renta. Sin embargo para evaluar el impacto económico de implementar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento tenemos que comparar los costos que implica su implementación, frente a los beneficios o el ahorro de costos que provee cuando se aplica en la perforación.

<u>Conversion Item</u>	<u>Estimated Cost</u>
1. Casing Drilling Wireline Winch	\$500,000.00
2. Split Crown Blocks	\$150,000.00
3. Split Traveling Blocks	\$150,000.00
4. Wireline BOPs	\$50,000.00
5. Solids Control Equipment	\$85,000.00
6. Modify Mast for Top Drive	\$20,000.00
7. Rig Dayrate (8 days)	\$64,000.00
Total =	\$1,019,000.00

Tabla 4. Estimado de los costos de conversión de un equipo de perforación convencional a uno de perforación con tubería de revestimiento. Tomado de: OTC 17685 ^[32] (pág. 3)

<u>Operation</u>	<u>Per Well Cost</u>
Rig Move Days	\$36,000.00
Top Drive Rig Up	\$24,000.00
Top Drive Rental	\$25,000.00
Location Construction	\$10,000.00
Automated Catwalk	\$12,000.00
Casing Drive Assembly	\$20,000.00
Total =	\$127,000/well

Tabla 5. Estimado de los costos en el tiempo de instalación y de renta de los componentes para un equipo de perforación convencional. Tomado de: OTC 17685 ^[32] (pág. 3)

4.1.3 Beneficios operativos

Tiempo de traslado ^[5]

El tiempo de traslado y de instalación es un factor importante a tener en cuenta. Un equipo de perforación convencional puede tardar un promedio de 3 días para llevar a cabo la conversión que permita perforar con tubería de revestimiento y un tiempo de traslado promedio de 2,2 días. En tanto un equipo de perforación diseñado para perforación con tubería de revestimiento puede tomar en total 1,5 días desde que abandona la locación hasta el comienzo de la perforación del siguiente pozo. Esta diferencia se da porque un equipo de perforación con tubería de revestimiento puede ser trasladado en 12 cargas, en lugar de 23 normalmente requeridas en un equipo de perforación convencional.

El Casing Drilling™ de Tesco ofrece un equipo de perforación más compacto, diseñado sobre patines para campos petroleros estándar (mostrado en la figura 34); de modo que el equipo de perforación entero puede ser trasladado en 12 cargas, reduciendo así el número de camionadas que se requieren para el traslado. Estos equipos además ofrecen mayor eficiencia de combustible y requieren menor superficie en la localización del pozo. Estas unidades compactas son diseñadas para perforación óptima con tubería de revestimiento pero también pueden utilizar sartas de perforación convencional.

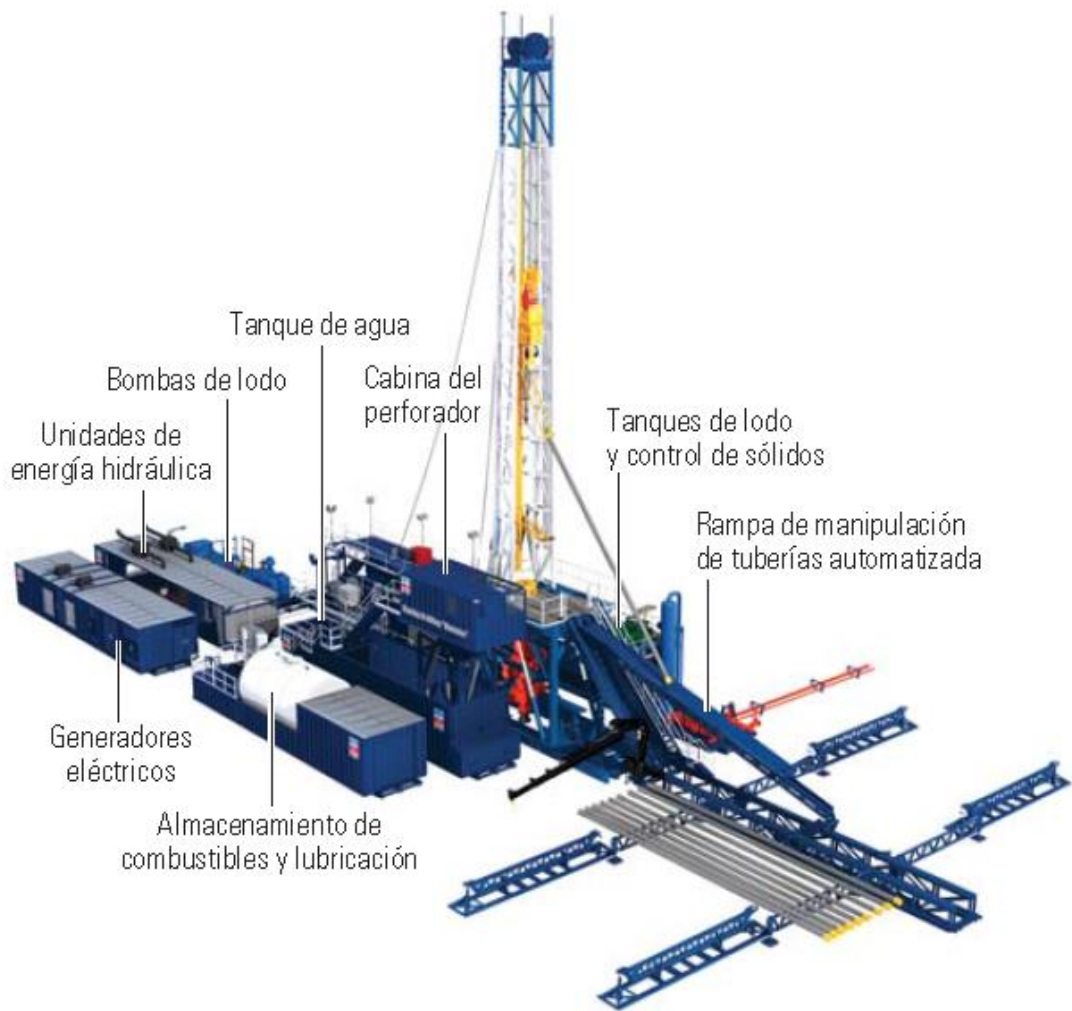


Fig. 34, Equipo de perforación de Tesco diseñado para perforar con tubería de revestimiento. Tomado de: Oilfield Review, Summer 2005 ^[5] (pág. 54)

Área del equipo

El área que abarca la superficie en las locaciones para perforar con tubería de revestimiento puede requerir menor espacio. Un equipo de perforación construido para perforar con tubería de revestimiento requiere una locación de menor tamaño que un equipo de perforación tradicional ^[5]. Esto en parte se puede atribuir menores cargas y presiones requeridas para perforar con tubería de revestimiento.

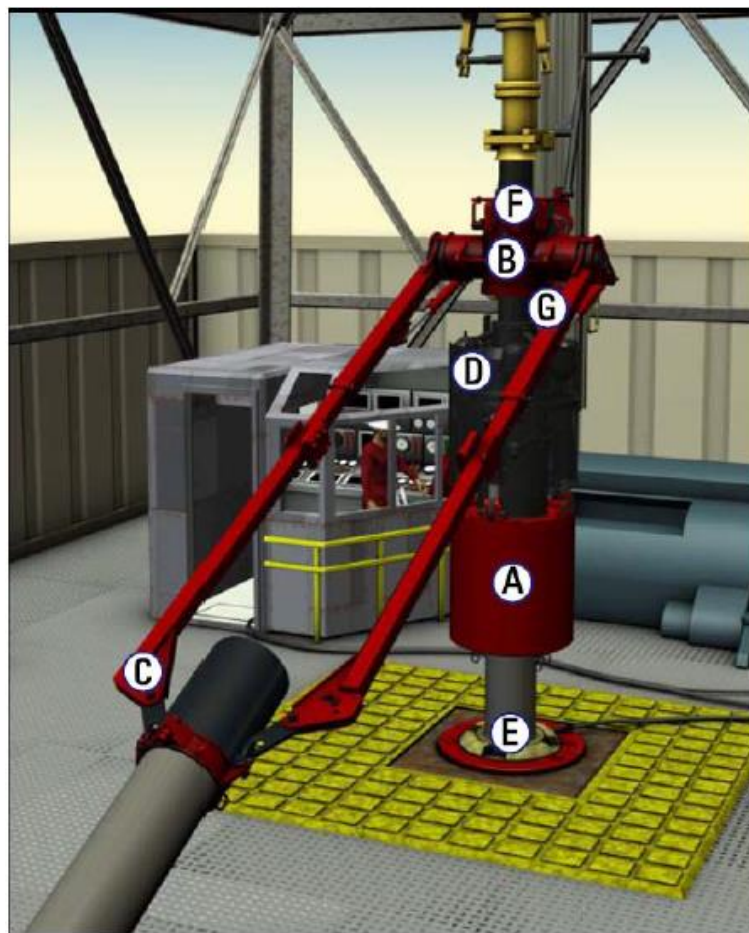
Las bombas de lodo pueden ser de un menor tamaño debido a menores pérdidas de presión dentro del revestimiento, y a mayores velocidades en el anular a una misma tasa de bombeo. Los requerimientos de carga en el gancho son menores en la perforación con tubería de revestimiento; basándose en una revisión de pozos perforados con tubería de revestimiento, “D. Bickford” ^[32] plantea que no ocurren eventos de sobretensión durante las operaciones de perforación y que la potencia requerida en el gancho es menor. La perforación con tubería de revestimiento también excluye el uso de drill pipe y por consiguiente, el área de almacenaje que se requiere en la locación es menor.

Un equipo de perforación convencional se diseña para perforar con drill pipe, se emplean bombas de mayor capacidad y con una mayor carga en el gancho. Esto requiere una locación de mayor tamaño y por lo tanto mayores costos en su construcción. Una ventaja que tiene un equipo de perforación diseñado especialmente para perforar con tubería de revestimiento es que incluye el sistema Casing Drive como parte del equipo y esto evita el costo de renta de este sistema, que sería necesario en un equipo de perforación convencional.

Seguridad en superficie

Otro factor que es importante en un equipo de perforación con tubería de revestimiento es el mejoramiento en la seguridad al realizar el proceso de manipulación de tubería de forma automática y al eliminar muchos de los riesgos asociados al proceso normal de corrida de revestimiento. A través del sistema Casing Drive, el equipo de perforación tiene la capacidad de levantar cada junta de revestimiento desde la rampa, sostenerla y hacer la conexión sin interacción física por parte de la cuadrilla. Esto incrementa la eficiencia en la manipulación de tubería y añade beneficio al incrementar la seguridad en la operación, eliminando la necesidad de interacción entre el personal y la tubería.

El sistema Casing Drive emplea unos brazos de conexión los cuales levantan la tubería de revestimiento desde la puerta de la torre, y guía la junta hacia la sarta del revestimiento (figura 35). La conexión se enrosca al hacer rotar el sistema Casing Drive con el Top Drive, se sostiene el extremo inferior de la tubería y se efectúa la conexión con la llave de enrosque ^[13]. Una vez que se aplica el torque requerido para enroscar la junta, se sueltan las cuñas y se corre la sarta de revestimiento en el pozo.



A) Sistema de cuñas, B) Placa giratoria hidráulica, C) Brazos, D) Compensador de peso, E) Empaque de circulación, F) Dispositivo de torque, G) Contenedor de giro.

Fig. 35, Manipulación de la tubería con el sistema Casing Drive.

Tomado de: IPTC 16771 ^[35] (pág. 10)

Profundidad de asentamiento

La perforación con tubería de revestimiento hace posible incrementar la profundidad de asentamiento del revestimiento, al eliminar los problemas de inestabilidad de pozo y pérdida de circulación ^[36] y al mitigar los riesgos asociados al inicio de la perforación gracias a los beneficios de la tecnología. Esto garantiza entonces eliminar posible sarta adicional de revestimiento como contingencia. Cuando se utiliza el método convencional para perforar las primeras secciones del pozo e instalar el revestimiento de superficie, existen riesgos frecuentes en la perforación que pueden impedir alcanzar la profundidad óptima de asentamiento del revestimiento, la cual está determinada por límites de la formación, presión de poro o gradiente de fractura. Estos peligros pueden estar representados como en inestabilidad del hueco, zonas de pérdida de circulación y flujo de agua o gas en zonas someras. Debido a estos factores, puede que el casing de superficie tenga que ser asentado a una profundidad menor a la deseada y consecuentemente, que haya una modificación en el diseño del estado mecánico del pozo.

Como consecuencia surge la necesidad de correr una sarta de revestimiento adicional más pequeña, con un diámetro interno menor al óptimo para la zona de producción ^[31]. Esta situación puede llevar a un impacto negativo en el proyecto; primero considerando la reducción en el tamaño del revestimiento, que puede llegar a limitar la productividad final en el yacimiento y lo que esto significa, pero además el costo que implica una sarta de revestimiento adicional de contingencia, la cual va a representar un impacto económico en el pozo, mayor al inicialmente planeado.

4.2 PERFORACIÓN EN COSTA AFUERA

El ambiente complejo de la perforación en aguas profundas y en general en costa afuera, demanda un mejoramiento en el desempeño de la perforación y desarrollo de nuevas propuestas que den solución a los desafíos en cada pozo. El hecho de estar sujeto a la volatilidad en los precios de un “commodity”, y teniendo en cuenta el aumento continuo en el costo de las operaciones, hace que la industria tienda a asegurar que la exploración y el desarrollo de petróleo y gas sean procesos factibles. La construcción de pozos en estos ambientes costosos frecuentemente puede verse afectada para alcanzar los objetivos de perforación o peor aún, llegar a perderse el pozo, por lo que se requiere un cambio en el desempeño de la perforación e implementar nuevas prácticas.

La perforación con tubería de revestimiento puede ser aplicada en costa afuera con los tres métodos, de arreglo recuperable, no recuperable y perforación con tubería Liner. El propósito de perforar con tubería de revestimiento en ambientes marinos es mitigar los problemas asociados a formaciones someras y tener la capacidad de asentar el revestimiento a una mayor profundidad como se mencionó antes y así evitar riesgos en zonas problemáticas. Es una excelente opción para acceder a campos maduros o perforar a través de éstos en donde con frecuencia se encuentra variaciones en el gradiente de presión entre una capa agotada y zonas presurizadas durante el proceso de perforación ^[2]. También para perforar en domos salinos, comunes en áreas marinas y que presentan presiones de poro inestable y resultan en zonas de pérdida de circulación, aumentando el riesgo en la perforación ^[7]. Además el beneficio inherente de la perforación con tubería de revestimiento en disminuir el tiempo de viaje de tubería y tiempo no productivo, se ve reflejado en disminuir el costo total del pozo.

4.2.1 Cabezal de alta presión ^[31]

Una limitación importante de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento es la incompatibilidad entre el cabezal de alta presión y el revestimiento de superficie, en aplicaciones como ambientes en aguas profundas. En una operación convencional, para construir la sección de superficie primero se perfora el pozo hasta la profundidad objetivo, con los retornos llegando hasta el lecho marino. La profundidad perforada en el pozo es ligeramente mayor que el punto de asentamiento de revestimiento deseado; luego de que el arreglo de fondo de pozo se extrae, se corre el revestimiento de superficie junto con el cabezal de alta presión (High Pressure Wellhead Housing, HPWH) por medio de una herramienta convencional para la corrida del cabezal y una sarta para el asentamiento. Entonces el cabezal de alta presión se instala sobre el cabezal de baja presión con un asentamiento “suave” y el revestimiento de superficie es cementado en su lugar.

Comúnmente cuando la sarta de revestimiento de superficie es suspendida en un cabezal submarino, la longitud de la sarta es más corta que la sección de hueco perforada. Esto permite al HPWH ser asentado en el cabezal de baja presión antes de que la sección inferior de la sarta de revestimiento toque el fondo del hueco abierto. Si la sarta del revestimiento tocara el fondo del pozo antes de asentar el HPWH, el sistema podría fallar para sellar adecuadamente y el revestimiento tendría que ser extraído o tomar alguna acción correctiva que sería costosa.

Esta situación presenta un obstáculo inherente cuando se planea perforar con un método de perforación con tubería de revestimiento en una aplicación que envuelva un asentamiento “suave” del HPWH o incluso un colgador en aguas profundas. Como la perforación con tubería de revestimiento consiste en hacer rotar la sarta de revestimiento con el fin de perforar el pozo, esto presenta una

dificultad importante para el sellamiento en el cabezal que podría ser dañado si se intenta hacer rotar el HPWH o el colgador ya estando instalado.

Otro desafío que se origina es la transmisión de las cargas de perforación desde la sarta de asentamiento (drill pipe) hasta la columna de revestimiento, sin impartir cargas que sean destructivas para el HPWH. Las herramientas convencionales para la corrida del cabezal y éste mismo, no están diseñados para operar bajo estas condiciones. La integridad del HPWH puede ser comprometida si se expone a las cargas de perforación.

Como consecuencia surge la necesidad de desarrollar métodos para aprovechar los beneficios de la perforación con tubería de revestimiento en aplicaciones de aguas profundas. Una de estas técnicas desarrolladas consiste en utilizar y hacer rotar la sarta entera de revestimiento, el HPWH, una unión corrediza o telescópica, y la broca para perforar el pozo. Luego de perforar con el revestimiento hasta faltando una distancia igual a la profundidad del agua para llegar al punto objetivo, el fluido de perforación y la rotación se proveen desde superficie por medio de una sarta de perforación (drill pipe). Una herramienta de viaje recuperable ubicada debajo del HPWH, conecta la sarta del drill pipe con el BHA del revestimiento sin impartir cargas al HPWH durante la perforación.

El esquema se muestra en la figura 36; se compone principalmente de un “adaptador de revestimiento” que es una junta corta de revestimiento de alto espesor instalado debajo del HPWH o colgador y tiene como función transmitir cargas axiales y de torque, desde drill pipe a la sarta de revestimiento; no le imparte cargas al HPWH, al ubicarse debajo de éste. Una “herramienta de viaje”, es un componente recuperable y permite la transmisión de las cargas axiales y torsionales. Una “unión de zapato retractable” (retractable shoe joint, RSJ) que es una unión telescópica o corrediza, que se corre en hueco abierto; una vez que se perfora hasta la profundidad objetivo, se manda una esfera para desconectar la

unión telescópica y abrir camino para la cementación. En la figura 37 se muestra el sistema operando; perforando con el revestimiento de superficie y una vez se termina la perforación, se asienta el HPWH, se da inicio a la perforación y se recuperan las herramientas.

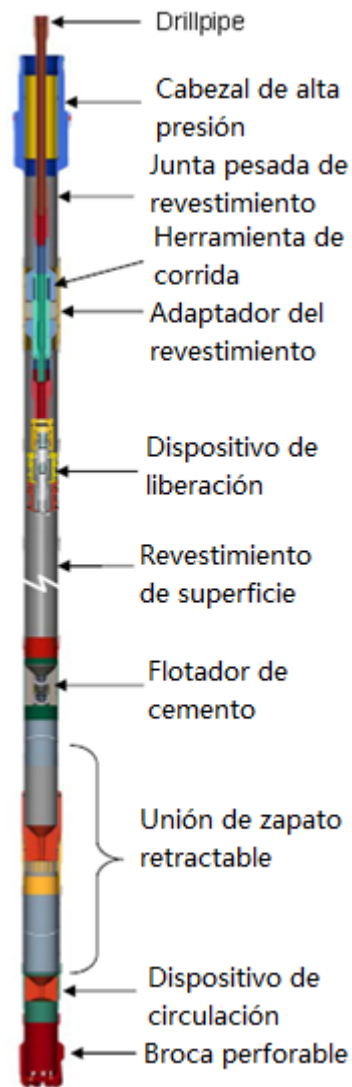


Fig. 36, Configuración de un sistema submarino de perforación con tubería de revestimiento. Tomado de: SPE 132279 ^[31] (pág. 7)

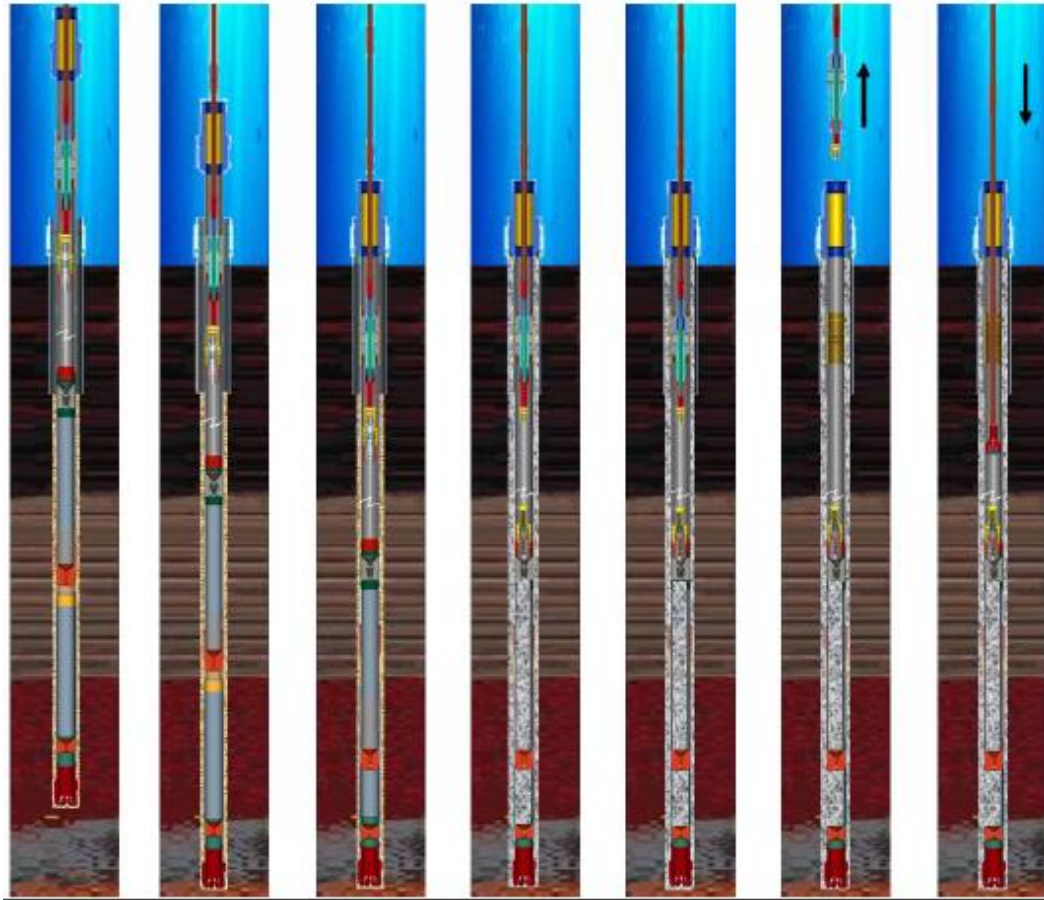


Fig. 37, Secuencia operativa de un sistema submarino de perforación con tubería de revestimiento. Tomado de: SPE 132279 ^[31] (pág. 11)

Aguas de poca profundidad ^[35]

En el caso de aguas de poca profundidad se puede perforar el pozo hasta la profundidad planeada, incluyendo un agujero extra “rathole” y entonces se extrae una parte de la sarta de revestimiento igual a la distancia de la suma de la profundidad del agua, el rathole y el arreglo del cabezal como se muestra en la figura 38. Entonces el cabezal de alta presión se conecta a la sarta de revestimiento y se corre debajo de la mesa rotaria con drill pipe antes de asentar

sobre el cabezal de baja presión. Por el hecho de tener que extraer parte de la sarta de revestimiento, este método es factible solo para aguas de poca profundidad.

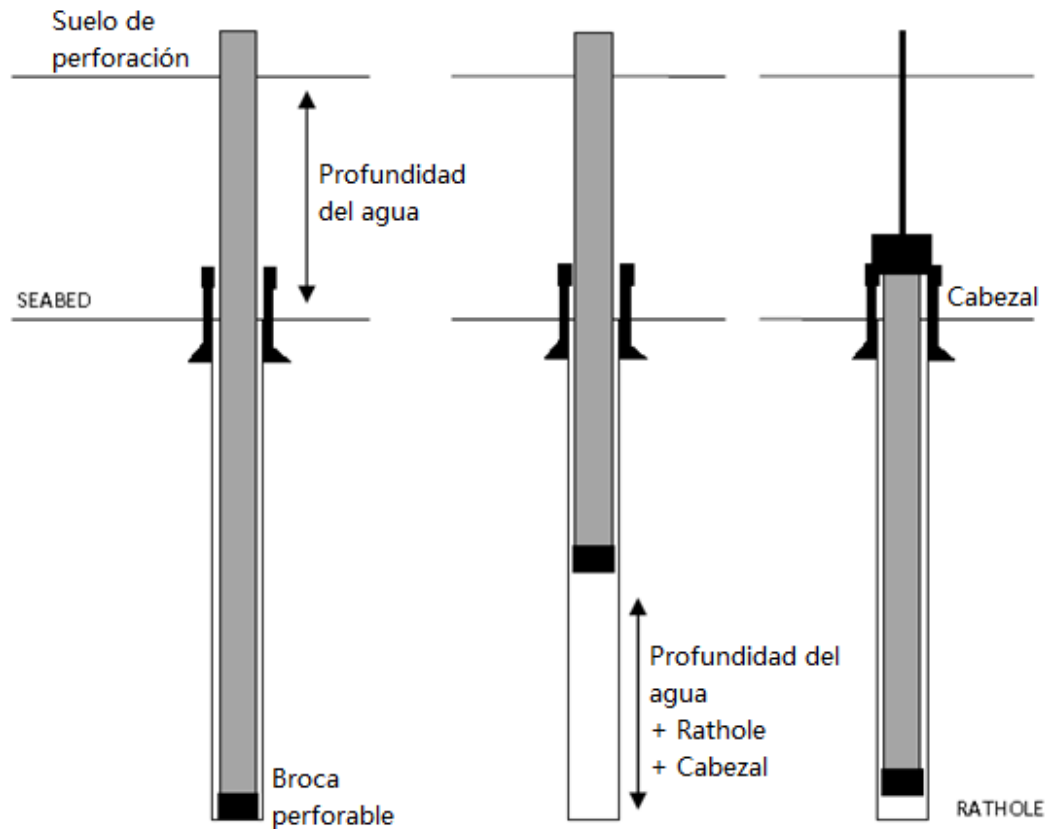


Fig. 38, Asentamiento del cabezal de alta presión a pozos en aguas de poca profundidad.

Tomado de: IPTC 16771 ^[35] (pág. 4)

4.2.2 Sistema de cierre submarino ^[37]

También se documenta otro método para ejercer el control del pozo y consiste en un sistema de cierre y un conjunto de preventores en superficie. Aunque muchos operadores no aceptan los riesgos asociados a usar un sistema de BOP en superficie desde una barcaza; esto debido a los eventos impredecibles del

ambiente marino que requieren la desconexión directa del pozo, la inclusión de un sistema de cierre submarino para ser usado en conjunto con los preventores, permite usar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en aguas profundas y minimiza las cargas que debe soportar la barcaza.

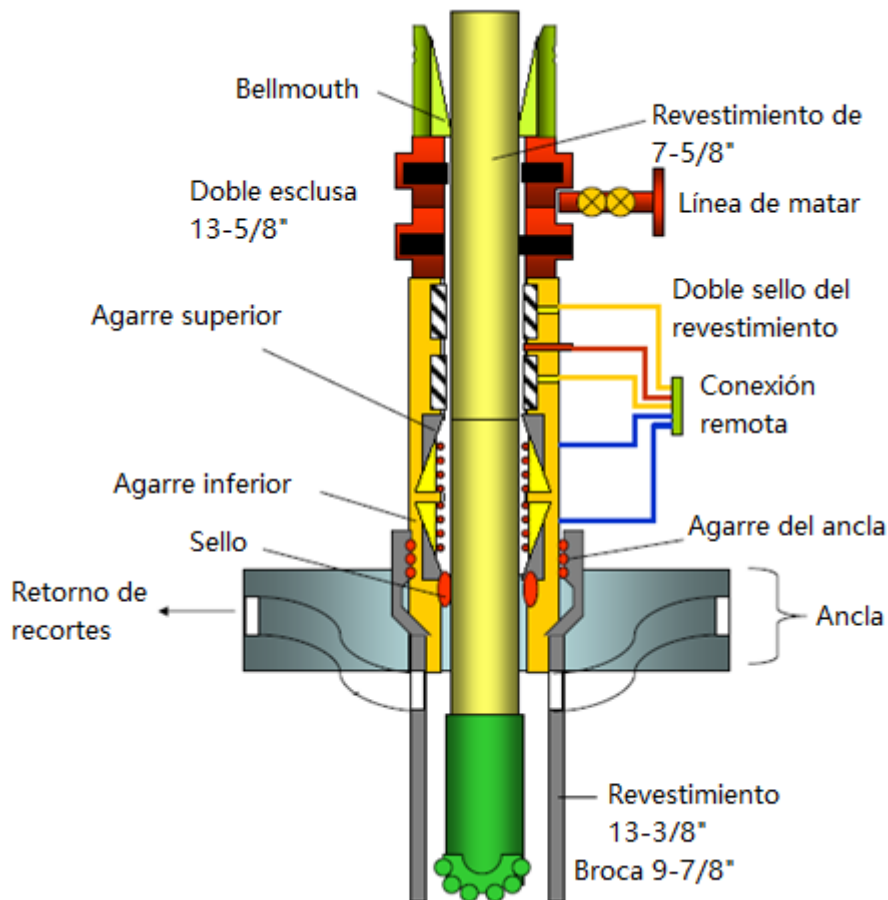


Fig. 39, Sistema de cierre submarino para la perforación con tubería de revestimiento en aguas profundas. Tomado de: SPE/IACD 92560 ^[37] (pág. 9)

El esquema del sistema de cierre se observa en la figura 39, con un ejemplo que ilustra un revestimiento conductor de 13 -3/8 in, y para perforar es utilizado un revestimiento de 7-5/8 in; sin embargo mayores tamaños de diámetro son igualmente factibles de utilizar. El sistema se apoya en un ancla que soporta las

cargas del sistema y el peso del revestimiento; junto con el conductor proveen estabilidad lateral y vertical al sistema. Dos líneas de retorno de 4 in aseguran que los recortes son dirigidos fuera del sistema, sin contacto con los dispositivos de sello y de agarre. Una salida lateral con una válvula de no retorno provee el medio para conectar la línea de matar con un vehículo operado de manera remota.

En el caso de una desconexión de emergencia, los arietes de cierre total deben aislar el revestimiento utilizado para la perforación y sellar el pozo. Los arietes se activan por medio de un actuador hidráulico, que con un pistón transfiere la energía para ejercer el cierre. Un conector externo de cabezal estándar se ubica en la parte superior del sistema; en el interior una “bellmouth” fabricada de material compuesto, provee un medio de distribución de las cargas por flexión del revestimiento usado para la perforación.

4.2.3 Optimización del asentamiento del revestimiento ^[38]

La causa de muchos problemas encontrados en pozos de aguas profundas está relacionada con el manejo de la angosta ventana operativa entre la densidad equivalente de circulación (Equivalent circulating density, ECD) más baja para asegurar la integridad del pozo y que las operaciones sean seguras, y la ECD más alta que pueda ser tolerada para evitar fracturar el zapato de la sarta de revestimiento anterior. Si la resistencia del zapato no es suficientemente fuerte, esto claramente impacta en la máxima profundidad que pueda alcanzar la siguiente sección de pozo. El incremento en la profundidad del agua tiene el efecto de disminuir el margen entre las presiones de poro y las presiones de fractura; esto resulta en sargas de revestimiento adicionales y crea una ventana más pequeña para el manejo de las presiones de pozo durante las operaciones de perforación. Por tanto la relación entre presiones de poro y presiones de fractura en ambientes de aguas profundas debiese ser el factor principal a tener en cuenta

para el diseño del pozo y prácticas de perforación, contrario a profundidades de asentamiento utilizadas arbitrariamente ^[38]. A medida que incrementa la profundidad del agua se requiere más sargas de revestimiento y se vuelve más crítico el uso de prácticas de perforación efectivas para mantener las presiones del pozo dentro de la ventana operativa, al mismo tiempo que se alcanzan los objetivos del pozo.

El menor margen entre los gradientes de presión de poro y de fractura ocurre cerca del lecho marino, resultando especialmente difícil perforar las secciones de pozo someras ^[36]; así, la perforación con revestimiento ofrece una mayor ventaja para manejar esta situación al mitigar los riesgos en la perforación a poca profundidad gracias al efecto de empaste creado por los ripios, ya discutido anteriormente, y mejorar el control de la ECD teniendo un espacio anular más pequeño. La optimización en el asentamiento del revestimiento provee un diseño mejorado para perforar y asentar la sarga de revestimiento a una mayor profundidad, en donde la formación tiene una mayor resistencia a la fractura y por ende mayor presión de resistencia leak-off. Esto permite que la primera sarga de revestimiento no sólo provea integridad estructural necesaria para soportar las cargas axiales de la segunda sarga de revestimiento, sino también sacar provecho del incremento progresivo, natural en el gradiente de fractura y así proveer un leak off aceptable para todas las operaciones de perforación subsecuentes con la sarga de revestimiento. De este modo, mediante la perforación con tubería de revestimiento se pretende extender los puntos de asentamiento del revestimiento como una función del gradiente de fractura (como se muestra en la figura 40) y no influenciados por los riesgos encontrados a poca profundidad.

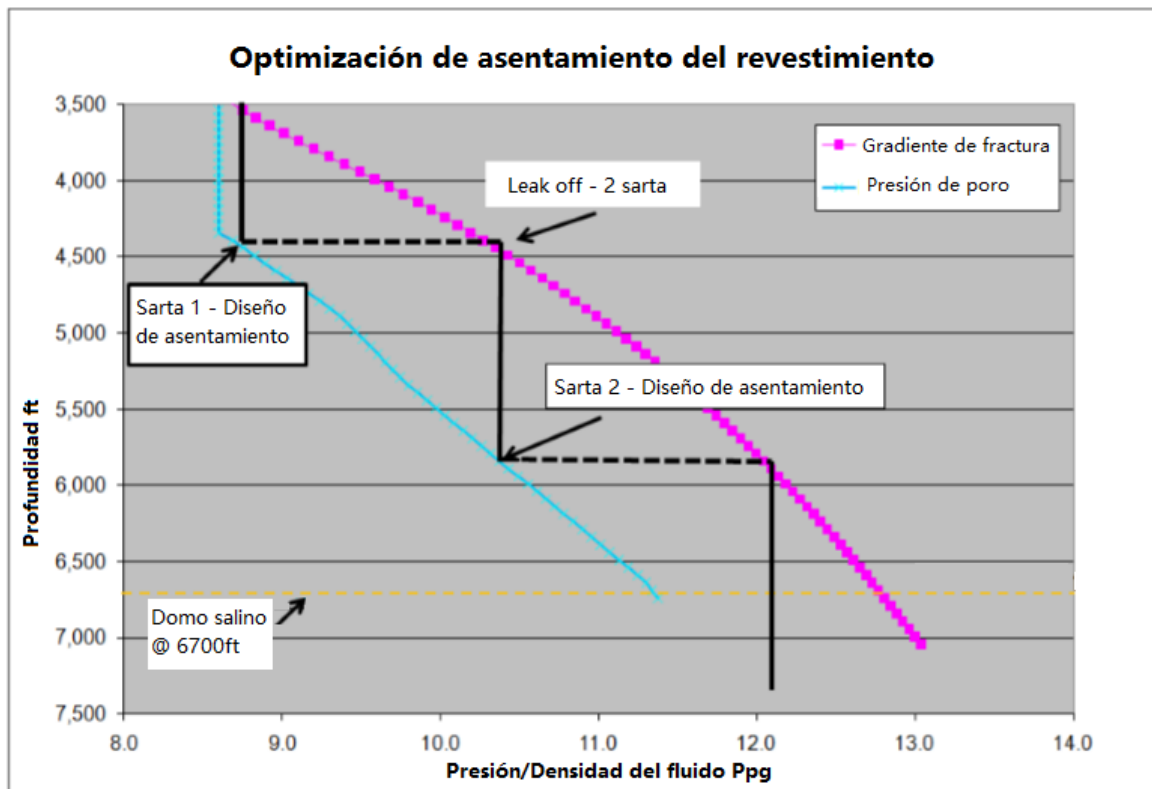


Fig. 40, Optimización de los puntos de asentamiento del revestimiento.

Tomado de: IADC/SPE 127817^[38] (pág. 5)

Este alcance significa utilizar la primera sarta de revestimiento para perforar hasta una profundidad adecuada, con el revestimiento actuando como un revestimiento estructural y de superficie a la vez. Esta sarta sería perforada con un cabezal de baja presión (Low pressure wellhead housing, LPWH) en su lugar, y cementada posteriormente al llegar a la profundidad determinada. Acorde a esto, la siguiente sarta de revestimiento es perforada de la misma manera hasta llegar a profundidad determinada por la relación de los gradientes de presión de poro y de fractura del ambiente del pozo, y asentado dentro del LPWH con una unión de zapato retractable RJS para prevenir que el colgador de la segunda sarta sea rotado dentro del cabezal. El alcance final con esta propuesta como es ilustra en la figura 41, es la reducción en el número de sargas de revestimiento necesarias para alcanzar los objetivos de profundidad y obtener un diseño de pozo mejorado.

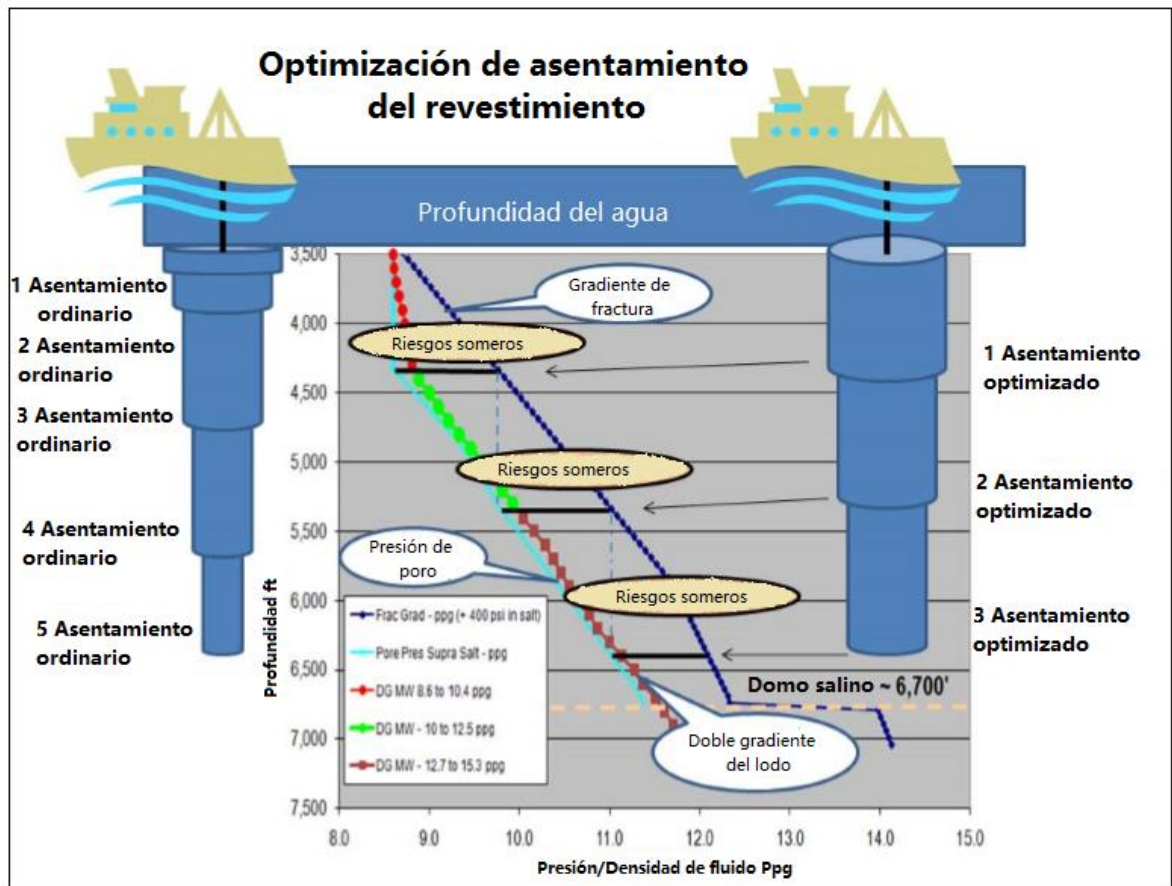


Fig. 41, Comparación entre los asentamientos de revestimiento propuestos (derecha) y los asentamientos de prácticas convencionales. Tomado de: IADC/SPE 127817^[38] (pág. 6)

4.3 BENEFICIO ECONÓMICO

El beneficio económico de perforar con tubería de revestimiento se hace evidente al observar un buen número de casos en donde la tecnología ha ayudado a ahorrar sumas importantes de capital por pozo durante la perforación. Partiendo de lo último discutido anteriormente, acerca de perforar en aguas profundas; en el Golfo de México, haciendo una revisión de pozos exploratorios y de desarrollo desde 1991^[36], se encuentra que frecuentemente los costos en las operaciones pueden alcanzar un millón de dólares diarios y, requerir 100 días o más para

completar la perforación. Esto se hace crítico en el caso de pozos exploratorios para que las empresas alcancen los objetivos bajo esa coyuntura económica y por tanto, es indispensable reducir costos para el desarrollo de un campo en aguas profundas.

Teniendo en cuenta que con frecuencia los costos en este tipo de ambientes pueden llegar a más de US\$ 100 millones ^[36] y sin embargo, ha sido un riesgo aceptado en los últimos años por la mayoría de los operadores en la zona del Golfo de México en un mercado en expansión; no obstante, bajo condiciones de mercado menos favorables es especialmente necesario mejorar el manejo del perfil de riesgo y la eficiencia en la perforación. El éxito en el valor económico de la perforación con revestimiento es grande comparado con el costo de un fracaso siendo relativamente pequeño. El riesgo en una operación fallida de perforación con revestimiento puede estar entre US\$ 10 a 15 millones, mientras que el riesgo de perder un pozo perforado convencionalmente bajo la pequeña área de margen operativa discutida anteriormente puede sobrepasar los US\$ 100 millones ^[36]. En más de 850 casos revisados a nivel mundial ^[31] la rata total de fracaso está en el margen de 0,5% siendo el fracaso definido como tener que sacar la tubería del pozo. Empleando la perforación con tubería de revestimiento se consigue una reducción de 25% en el tiempo de perforación comparado a la perforación convencional en aguas profundas ^[31]; sumado a esto, una reducción de entre 5 y 10% debido al menor número de sargas de revestimiento ^[38]. Sin embargo, en pozos que presentan problemas como pérdida de circulación e inestabilidad que pueden derivar a otros eventos, la disminución en el tiempo no productivo es considerable, resultando en una reducción de tiempo total mayor. Tiempo que desde luego se ve reflejado en el ahorro de costos dependiendo del valor diario en las operaciones y que tiene un gran impacto económico en cada proyecto.

D. Campo ^[39] (SPE 79790), hace un análisis comparativo de un pozo típico en el Golfo de México de una profundidad de lecho marino a 5000 ft, 10 sartas de casing y 29000 ft de profundidad total. Al utilizar un sistema de perforación con revestimiento se provee un ahorro en la construcción del pozo de USD\$ 38 678 000, una reducción equivalente a 48% comparado a un mismo pozo perforado convencionalmente ^[39]. En el campo Carpa ubicado en una región costa afuera de Veracruz México ^[40], se documenta una perforación desde un equipo semi-sumergible, donde además de un ahorro de tiempo de 40 días de taladro, se obtiene una reducción de costos de USD\$ 5 millones por pozo, resultado de masivas pérdidas de fluido y de la corrida de un eventual liner de contingencia ^[41]. Sin duda entre más altos sean los costos en las operaciones, mayor va a ser el ahorro de costos como es evidente en el ejemplo de aguas profundas en el Golfo de México; sin embargo en otros tipos de ambientes de perforación también se puede notar el beneficio económico de perforar con tubería de revestimiento.

En el Delta del río Nilo la mayoría de los pozos cuestan USD\$ 22 millones o más dependiendo de la profundidad del agua y del pozo ^[42]; necesitando entre 80 a 90 días para llegar a profundidad total. Según *P. Morcos* ^[42], utilizando la perforación con tubería de revestimiento se consigue una reducción de 33% en el tiempo no productivo que equivale a 26,1 días; y asumiendo un precio de USD\$ 120 000 por días se traduce en un ahorro de capital de USD\$ 3 132 000 que equivale al 15% del costo total del pozo.

Otros documentos también documentan el ahorro de costos que se consigue al utilizar la perforación con tubería de revestimiento, comparado al costo de la operación ejecutada de manera convencional. Entre algunos se documenta un campo costa afuera al occidente de Malasia ^[43], donde en la sección de revestimiento de superficie 13-3/8 in, se reporta un ahorro de más de USD\$ 300 000 en el costo del lodo perforando con el revestimiento, y una disminución de 36 horas equivalentes a un ahorro de USD\$ 375 000. En total se obtuvo una

reducción de tiempo de 8 días en el pozo perforado con revestimiento, comparado con pozos vecinos de litología y propiedades de formación similares perforados de manera convencional. En el campo Valhall, Mar del Norte ^[8], se reporta dos casos; en el primer pozo se presenta una reducción de tiempo de 55,6% comparado a perforación convencional, equivalente a USD\$ 1,82 millones y en el segundo pozo, una reducción de tiempo de 43,6% equivalente a USD\$ 2,17 millones.

Resumiendo otros de los casos se encuentra el campo Banuwati en el mar de Java ^[44], donde reporta una reducción de 3 días de equipo de perforación en 2010, comparado con perforación convencional, resultando en un ahorro de más de USD\$ 1 millón. En 2013 se reporta dos pozos en el campo Offshore North West Java (ONWJ) ^[45], un campo maduro en Indonesia donde se obtiene un ahorro de acerca de USD\$ 0,5 millones en el primer pozo y más de USD\$ 1 millones en el segundo, comparado con perforación convencional. En 2004 se reporta un 32% en ahorro de tiempo atribuido a la perforación con tubería de revestimiento desde un equipo de perforación semi-sumergible, equivalente a una reducción de costo de USD\$ 1 millón ^[46]. En 2004 se documenta un ahorro de 23,3 días de taladro en el campo Zhao Dong en China ^[47], resultando una reducción de USD\$ 1,9 millones. En 2010 se reporta un ahorro aproximadamente de USD\$ 750 000 en el campo Kuparuk en Alaska ^[17]. En 2014 en la región ártica de Siberia, Federación Rusa, se reporta una reducción de 6 días de taladro en el campo Bovanenkovskoe ^[48]. En 2011 en el Sultanato de Omán al suroeste de Asia ^[49], se reporta una reducción de costo por pozo de más de USD\$ 4 millones en el campo "K". Schlumberger en el folleto TDDirect ^[25] reporta una reducción de costo de USD\$ 3,1 millones en el campo Denver-Julesburg en el estado de Colorado. En la tabla 6 se resume el ahorro de costos por pozo, conseguido al utilizar la perforación con tubería de revestimiento.

Ubicación	Reducción de costo por pozo frente a la perforación convencional	Documento
Campo Carpa, región costa afuera de Veracruz, México	USD\$ 5 millones	SPE/IADC 105403 [41] Año 2007
Delta del Río Nilo	USD\$ 3,13 millones	OMC-2011-075 [42] Año 2011
Región costa afuera en Malasia	USD\$ 675,000	IADC/SPE 154003 [43] Año 2012
Campo Valhall, Mar del Norte	USD\$ 2,17 millones	IACD/SPE 39399 [8] Año 1998
Campo Banuwati, Mar de Java, Indonesia	USD\$ 1 millón	SPE 118806 [44] Año 2010
Campo Offshore North West Java (ONWJ), Indonesia	USD\$ 1 millón	IPTC 16468 [45] Año 2013
Campo Zhao Dong en China	USD\$ 1,9 millones	OTC 16568 [47] Año 2004
Campo Kuparuk en Alaska	USD\$ 750,000	IACD/SPE 128913 [17] Año 2010
Campo "K", Sultanato de Omán, suroeste de Asia	USD\$ 4 millones	SPE/IADC 148475 [49] Año 2011
Campo Denver-Julesburg, Colorado, Estados Unidos	USD\$ 3,1 millones	Schlumberger. TDDirect - Brochure 2013 [25]

Tabla 6. Casos documentados donde la perforación con tubería de revestimiento ha permitido un ahorro de costo por pozo, frente a la perforación convencional.

De esta manera se evidencia algunos de los casos en donde también la perforación con tubería de revestimiento ha sido una herramienta de ayuda para el ahorro de tiempo y de costo en diferentes regiones del mundo, que ha permitido a las operadoras acceder al objetivo de perforación y sobrepasar obstáculos como inestabilidad de pozo y pérdidas de circulación, demostrando así ser una alternativa a la perforación convencional. No obstante no se puede asegurar que la implementación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento siempre va a garantizar un beneficio económico en las operaciones de perforación. Esto a causa de la complejidad y diferentes características de cada campo y a los distintos planes de perforación, donde puede resultar ser más eficiente perforar de manera convencional.

4.4 PROVEEDORES COMERCIALES

Actualmente hay empresas que ofrecen amplios servicios en la perforación con tubería de revestimiento y para la perforación direccional con ésta misma. Entre las compañías prestadoras de estos servicios podemos destacar la experiencia y la tecnología empleada por Tesco Corp que fue la primera en incursionar en trabajos de perforación con tubería de revestimiento y ampliarlo hasta perforar pozos direccionales. En 2002 Tesco desarrolló el sistema Casing DrillingTM [5] que fue ampliamente probado en el sur de Texas en compañía de ConocoPhillips, el cual incluía el DLA, la herramienta de conexión especial entre el revestimiento y el BHA, conexiones para proporcionar alto torque (Multi-Lobe-Torque, MLTTM), el sistema Top Drive encargado de hacer rotar la sarta, el sistema Casing Drive, que es un sistema de cuñas especiales conectado al Top Drive y permite hacer las conexiones y tener control sobre la sarta de revestimiento; además centralizadores y ensanchadores, que permitieron el inicio y la expansión de la tecnología. El 30 de abril de 2012 en Houston, Schlumberger adquirió el sistema Casing DrillingTM de Tesco por \$45 millones de dólares convirtiéndose en una de las más importantes proveedoras de este servicio [50].

Schlumberger tiene una línea especial para cada servicio de esta tecnología, como se muestra en la figura 42. El “Direct XCD” [25] que hace referencia al método de arreglo no recuperable, utiliza un BHA no recuperable con una broca PDC que puede ser perforada, y está especialmente diseñado para perforación vertical o sección tangente de pozo hasta alcanzar el objetivo en una sola corrida. El “TDDirect CD” [25], que hace referencia al método de arreglo recuperable, brinda lo relacionado a perforación con tubería de revestimiento usando un BHA recuperable que permite perforar direccionalmente y adquirir registros durante la perforación cuando se requiera. El “TDDirect LD” [25] que hace referencia al método de perforación con tubería Liner, se especializa en proveer el servicio que utiliza

tubería Liner para perforar en intervalos que no requieren correr revestimiento hasta superficie; también permite la perforación direccional y la toma de registros.

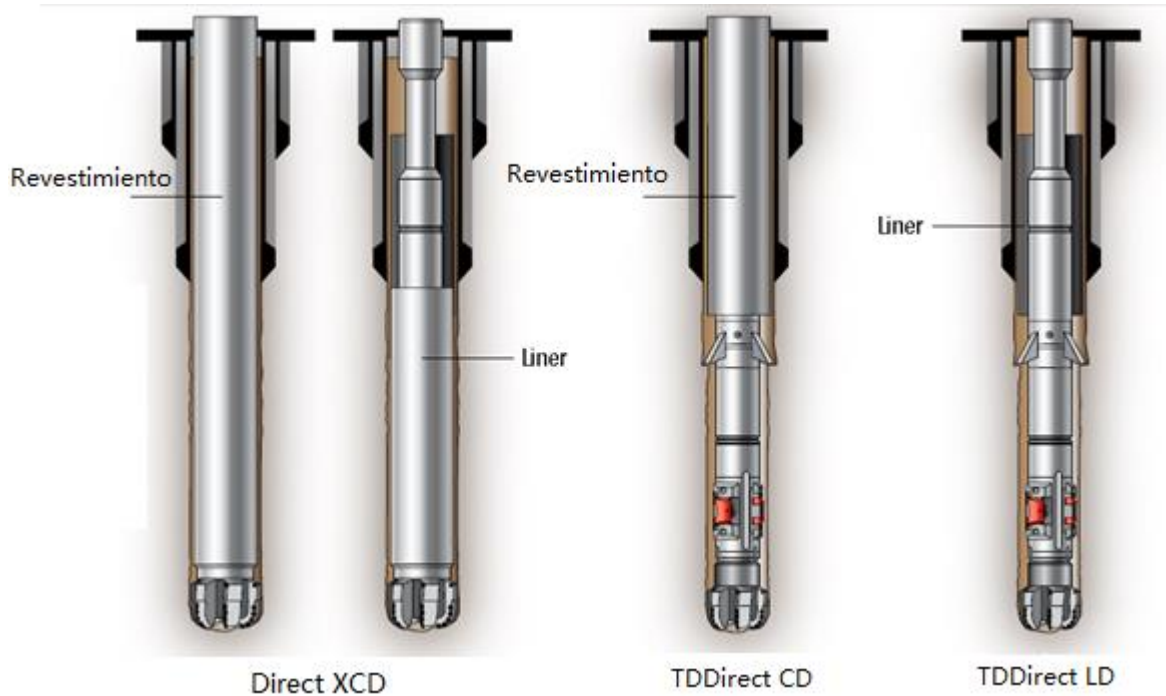


Fig. 42, Servicios que ofrece Schlumberger para perforar con tubería de revestimiento.

Tomado de: Schlumberger. TDDirect - Brochure 2013 [25]

Las compañías Baker Hughes y Weatherford ofrecen un catálogo amplio en herramientas y accesorios para prestar el servicio de perforación con tubería de revestimiento. Para el método de arreglo no recuperable, Baker tiene el sistema “EZCaseTM” [51] y “EZReamTM” [51] (mostrados en la figura 43) que permiten correr el revestimiento o la tubería Liner hasta el objetivo de perforación. El “SureTrak^{MT}” [51] también de Baker, es el sistema de arreglo recuperable para perforación que se especializa en el uso de tubería Liner y permite trabajos de perforación direccional con un sistema rotativo direccional (RSS) y la toma de registros MWD y LWD.



**Fig. 43, Brocas de los sistemas EZReam™ (izquierda) y EZCase™ (derecha) de Baker.
Tomado de: Baker Hughes sitio web ^[51]**

<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/casing-liner-drilling-systems>

La compañía Weatherford se especializa en el método de arreglo no recuperable y brinda distintos tipos broca para diferentes aplicaciones, dependiendo del ambiente de perforación. Permite la perforación tanto con tubería de revestimiento como con tubería Liner. Además también ofrece variedades en los sistemas “Casing Drive” y “Top drive” que permiten tener un manejo eficiente de la sarta de revestimiento desde superficie y realizar conexiones de alto torque. En la figura 44 se muestran dos ejemplos de brocas que ofrece Weatherford para perforar con tubería de revestimiento.



Fig. 44, Brocas que ofrece Weatherford para perforar con tubería de revestimiento en el método de arreglo no recuperable. Tomado de: OTC 16565 ^[46] (pág. 6)

5. CASOS DE APLICACIÓN

Este capítulo tiene como objetivo presentar y analizar distintos casos de estudio sobre experiencias en la aplicación de la tecnología de perforación con tubería de revestimiento, implementada en pozos direccionales en diferentes regiones del mundo, que demuestran la factibilidad de utilizar esta tecnología y además ayudan a entender mejor la implementación de la tecnología en la perforación direccional. En las experiencias se hace evidente el beneficio que aporta la tecnología y su eficacia durante el proceso de perforación, que plantea a la perforación con tubería de revestimiento como una alternativa a la perforación convencional, ya sea para la reducción de costos o de tiempo en la construcción del pozo, o para mitigar o solucionar problemas que impiden llegar a los objetivos por medio de la perforación convencional.

5.1 CAMPO ELDFISK, MAR DEL NORTE

Este primer caso de estudio describe la primera operación llevada a cabo de perforación direccional realizada con tubería de revestimiento en un ambiente costa afuera. La operación tomó lugar en el Mar del Norte en la región de Noruega en enero de 2007 desde la plataforma Eldfisk Bravo ^[34], operada por Conoco-Phillips (figura 45). Esta prueba se realizó para dar continuidad al programa de pruebas para evaluar el desempeño de la perforación direccional con tubería de revestimiento iniciado en Cameron, Texas en 2005, descrito en el Capítulo 3. El objetivo en esta prueba era determinar si el beneficio de perforar con tubería de revestimiento visto en el sur de Texas se podría realizar en un ambiente marino donde se requiere de perforación direccional. El campo Eldfisk fue identificado como candidato por su complicada limpieza de hueco, pérdidas de circulación cerca al tope de la formación reservorio, niveles altos de gas durante la

perforación de los intervalos del mioceno y el eoceno, y condiciones difíciles de inestabilidad de pozo durante la perforación y operaciones de viaje.

5.1.1 Diseño de la perforación ^[34]

Se planeó perforar las secciones direccionales con tubería de revestimiento del pozo B-16A en los intervalos de 10-3/4 in con revestimiento TN110SS de 55,5 lb/ft y de 7-3/4 in con revestimiento TN110SS de 46,1 lb/ft que posteriormente sería convertido en liner; hasta las profundidades de (4850 ft TVD y 4887 ft MD), (9500 ft TVD y 12088 ft MD) respectivamente, según el diseño de perforación. Una predicción confiable del torque fue una consideración crítica para establecer la torsión requerida para las conexiones de revestimiento y asegurar que el sistema Top Drive del equipo de perforación pudiera ser utilizado para perforar el pozo. Los modelos de torque y arrastre mostraron valores más altos comparados a perforar con drill pipe como era esperado, debido al tamaño y peso del revestimiento. La hidráulica también fue una consideración crítica a tener en cuenta para el diseño del pozo B-16A en el campo Eldfisk para balancear la densidad de circulación equivalente ECD creada en el pequeño espacio anular entre el revestimiento y la cara del pozo, mientras la rata de flujo fuera suficiente para que del motor de lodo se generase una potencia adecuada. La relación se simuló por medio de software, resultando en un diseño de reología final de 400 gpm y un lodo de 11,5 ppg para la sección de 10-3/4 in y 250 gpm con lodo 14,3 ppg para la sección de 7-3/4 in.

Basado en los resultados en la simulación del modelo hidráulico, se seleccionó un sistema de lodo base aceite con partículas micronizadas de barita en suspensión (Treated Micronized Barite Slurry Oil Based Mud, TMBSOBM) debido a que un sistema de lodo base aceite normal resultaría en valores de ECD que llevarían a una presión por encima del gradiente de fractura para ambas secciones de pozo; y

también, porque el sistema de lodo seleccionado ofrecía factores de fricción 20% más bajos que los lodos base aceite convencionales. La selección de la broca se hizo tomando en cuenta el desempeño en perforaciones previas en el campo y en la velocidad de rotación que se esperaba del motor, combinada a la rotación del revestimiento. Una broca PDC de 6 aletas fue seleccionada para perforar la sección de 10-3/4 in, y de 7 aletas para la sección de 7-3/4 in.



Fig. 45, Esquema del BHA direccional utilizado en la perforación del pozo (izquierda), y vista de la plataforma Eldfisk Bravo (derecha). Tomado de: IADC/SPE 112560^[34] (pág. 2 y 5)

5.1.2 Arreglo de fondo de pozo ^[34]

Para proveer la capacidad de perforar direccionalmente con el revestimiento se incorporaron componentes estándar al BHA. La broca ubicada en el fondo, el sistema rotativo direccional (Rotary Steerable System, RSS), un sistema MWD, el ensanchador, un motor de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motor, PDM), la herramienta de enganche (Drill Lock Assembly, DLA) y el revestimiento hasta superficie como se muestra en la figura 45. La distancia entre la broca y el ensanchador fue de 70 ft por la longitud de los componentes del BHA. La mayor parte de la rotación del ensanchador y la broca se la proveyó el motor puesto que la velocidad de rotación desde superficie fue limitada para evitar la fatiga del revestimiento. La tubería fue hecha rotar a velocidades entre 20 y 30 rpm, mientras que el motor PDM generó una rotación adicional de 130 rpm. Sin embargo la ubicación del MWD debajo del motor significó que las lecturas fueran tomadas en los momentos de quietud en los que las bombas del equipo de perforación estaban cerradas y que la información del MWD debiese ser transmitida en sentido ascendente a través del motor y que pudiese haber una atenuación en la señal del sistema de telemetría. También se añadió un dispositivo medidor de vibración sobre el RSS y en la conexión del ensanchador para recolectar datos de vibración lateral y de torsión para un posterior análisis.

Sección de 10-3/4 in ^[34]

La sección de revestimiento de 10-3/4 in fue perforada con dos BHA's. El primer BHA consistió en una broca piloto de 9-1/2 in y un ensanchador de 12,45 in, que fue utilizado para perforar desde el interior del revestimiento anterior, con el zapato a 1120 ft MD desde 1089 ft hasta 1185 ft MD, profundidad a la cual fue extraído el BHA con cable, y reemplazado por un BHA direccional también asentado con cable. El BHA direccional incluyó un ensanchador de 12-3/4 in, ubicado a 6 ft

aproximadamente del zapato del revestimiento de 10-3/4 in, y perforó hasta 4967 ft MD. La presión de bombeo fue de 1400 psi y el torque incrementó gradualmente hasta 7600 ft-lb. Direccionalmente el pozo fue girado 110° a la izquierda y construyendo una inclinación de 7° a 21° sin exceder una severidad de pata de perro (Dogleg Severity, DLS) máxima de 2,56°/100 ft. El peso del lodo se mantuvo en 11,2 ppg hasta alcanzar la profundidad objetivo donde se cambió a 11,4 ppg. Mientras se perforó con el lodo de 11,2 ppg la ECD en el anular estuvo en el orden de 12,3 ppg. Se reportó dificultades al bajar el collar flotador y dar inicio a la cementación por lo que se requirió más tiempo de lo planeado en esa operación.

Sección de 7-3/4 in ^[34]

Primero se corrió el revestimiento de 7-3/4 in hasta cerca del tope de cemento y entonces se llevó el peso del lodo a 14,2 ppg. Posteriormente se corrió el BHA y fue asentado en el revestimiento. Durante el proceso de perforación de la válvula de floración se presentaron pérdidas de fluido a la altura del zapato que resultaron en 140 bbls hacia la formación y se requirió una prueba de integridad de formación (formation integrity test, FIT) para continuar la perforación. El BHA utilizado para perforar el cemento y la sección baja del revestimiento anterior, fue extraído y se corrió el BHA direccional; sin embargo resultaron varios inconvenientes con este BHA que llevaron a un significativo tiempo no productivo, y llevaron a que en los siguientes 14 días sólo se perforara de 4982 ft a 5427 ft MD.

Entre estos inconvenientes se registra que la herramienta de enganche DLA no se había asentado completamente en el niple del revestimiento, por lo que tuvo que ser extraído y asentado de nuevo. La presión de circulación fue mucho más alta de lo planeado, no había respuesta del sistema rotativo direccional RSS, así que debía extraerse el BHA y no se pudo realizar con cable debido a falla en la herramienta de liberación por lo que tuvo que hacerse la recuperación con drill

pipe. Posteriormente también se presentaron fallas en el motor y en el MWD que significaron viajes del BHA; adicional se presentó dificultad para asentar el DLA, que se debía extraer y re-asentar. Finalmente continuó la perforación de 5427 ft hasta 10155 ft en los siguientes 9 días, donde debió extraerse de nuevo el BHA por una falla en el DLA y también se hizo un cambio de broca; la perforación continuó hasta 11961 ft MD donde el MWD reportó un daño en el Gamma Ray y tuvo que extraerse el BHA una vez más. En total hubo que hacer 9 viajes del BHA, dos de los cuales debieron realizarse con drill pipe luego de fallas con el cable. De nuevo con el BHA en fondo continuó la perforación hasta 12110 ft MD, la cual era la profundidad objetivo y el punto de asentamiento de revestimiento planeado. Tras haber asentado el revestimiento en sitio y por motivos que no se mencionan, se deja el pozo en estado estático; luego de tres días sin circulación, rotación o reciprocación, la sarta de revestimiento presenta una pegadura. El pozo podía ser circulado a totalidad por lo que se asumió que se trataba de una pega diferencial y luego de reducir la densidad del lodo a 13,9 ppg se hubo liberado la tubería. Debido al OD del collar flotador y al ID de la tubería, no se bombeó válvula de flotación sino un simple tapón para desplazar el cemento; sin embargo al primer intento no fue exitoso el trabajo de cementación y debió realizarse un segundo trabajo utilizando un retenedor de cemento.

5.1.3 Comentario

Todos los objetivos direccionales fueron alcanzados en esta sección de hueco. Se construyó una inclinación de 21° a 69° y un giro de 40° hacia la derecha, cerca del final de la sección pozo para alinearse con el objetivo del yacimiento. La máxima DLS alcanzada fue de 4,83°/100 ft. La figura 46 muestra una vista vertical y la trayectoria del pozo. La figura 47 muestra una comparación que se hace entre el azimut y la inclinación real, frente a la que fue planeada. El pozo entero fue guiado exactamente como se había planeado a lo largo de la trayectoria, a excepción del

intervalo en el cual se presentaron las fallas en los componentes del BHA direccional, posterior al zapato de 10-3/4 in. Aunque la inclinación cayó durante las fallas de las herramientas, el sistema RSS fue capaz de alcanzar una tasa de construcción de ángulo de casi 5°/100 ft y, regresar de nuevo a 1,5°/100 ft según lo planeado cuando se retomó la trayectoria.

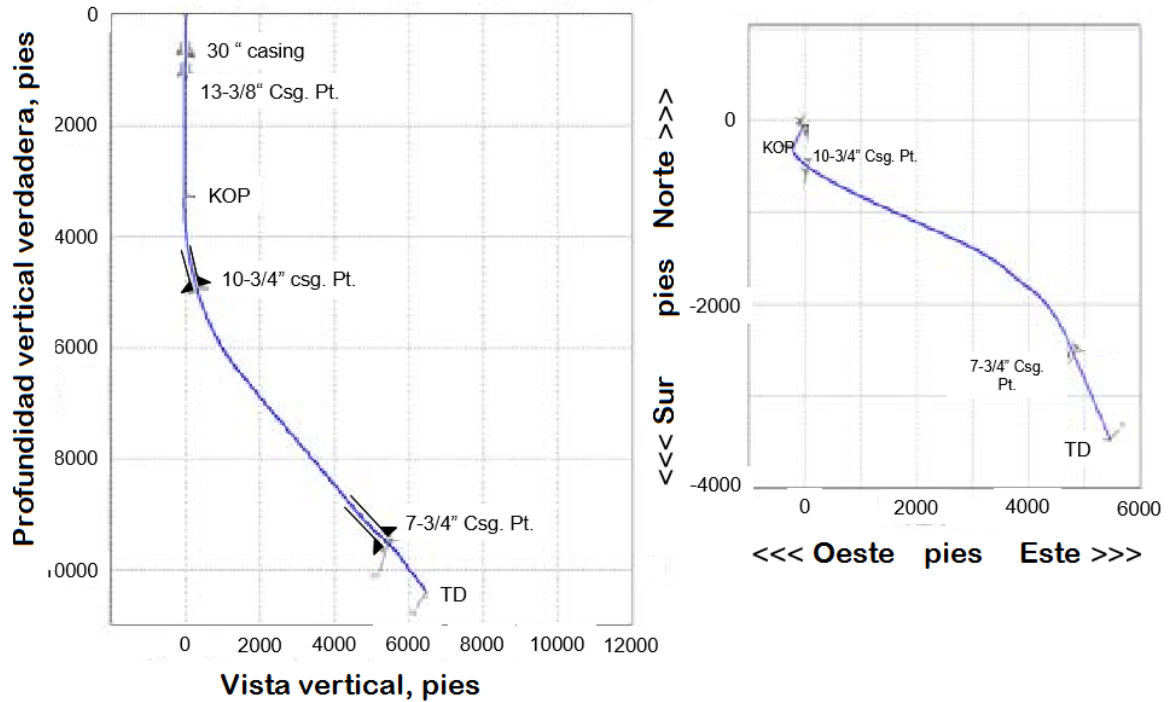


Fig. 46, Vista vertical y trayectoria del pozo B-16A en Eldfisk.
 Tomado de: IADC/SPE 112560^[34] (pág. 9)

Una vez que el revestimiento de 7-3/4 in fue cementado, la sarta de revestimiento fue convertida en un Liner de producción por medio de un Liner Hanger expandible y una herramienta mecánica de liberación que habían sido instalados en la sarta de revestimiento a 7284 ft MD. Esto le permitió al revestimiento perforar hasta la profundidad planeada, ser cementado y que la sarta de revestimiento sobre el Hanger fuese recuperada antes de perforar la sección de reservorio. Se necesitaba que el Hanger fuese expandible para tener un acceso completo al diámetro interno del revestimiento durante los viajes del BHA y del uso de la

herramienta de liberación que permitiese al revestimiento ser liberado después de asentar el Hanger. Tras ser expandido el Hanger según lo planeado y luego de ser recuperado el revestimiento, la siguiente sección de pozo correspondiente al yacimiento (10452ft TVD y 13600 ft MD) con tope de liner a 11092 ft MD fue perforada y completada convencionalmente. El pozo fue puesto en producción en febrero de 2007 a la tasa de producción esperada^[34]. En total, de los 13600 ft del pozo, 10968 ft fueron perforados direccionalmente con tubería de revestimiento.

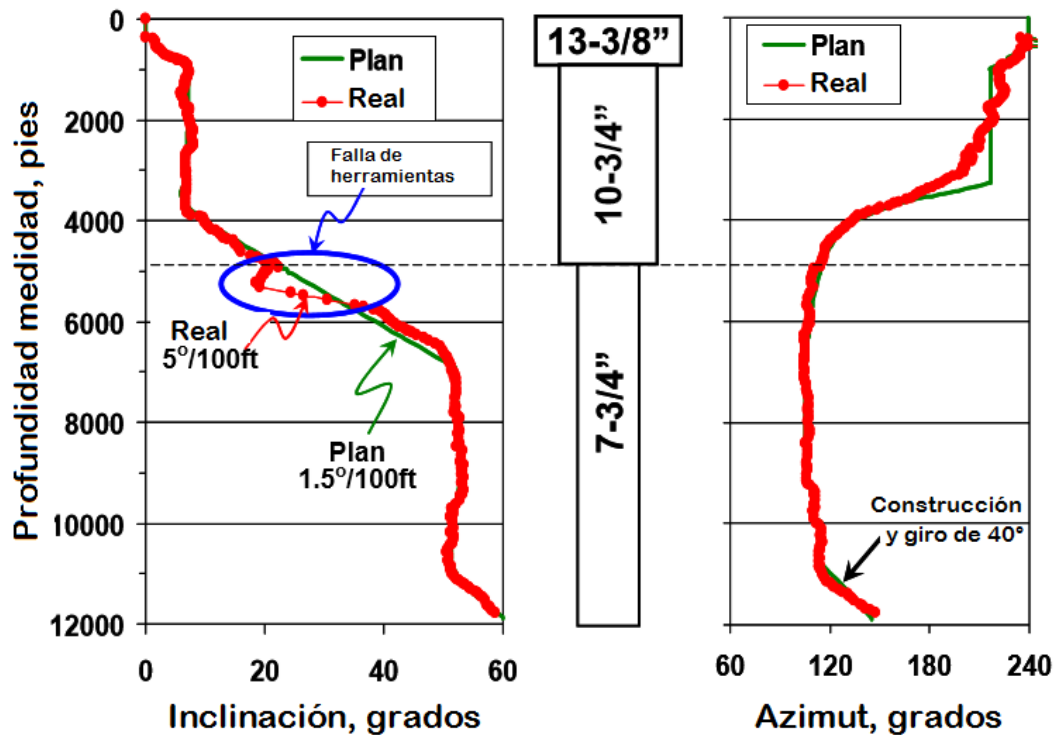


Fig. 47, Comparación entre la trayectoria planeada y la trayectoria real, al perforarse con tubería de revestimiento en Eldfisk. Tomado de: IADC/SPE 112560^[34] (pág. 9)

Esto demostró que la perforación direccional ejecuta con tubería de revestimiento se podía realizar en aplicaciones comerciales y en ambiente costa afuera, desde una plataforma en producción. También probó que el revestimiento utilizado para perforar el pozo desde superficie, podía ser convertido en liner mediante la adición de un Hanger expandible a la sarta de revestimiento a la profundidad que se planease según el diseño del pozo, y luego de terminar la perforación y cementar

el revestimiento, podía ser activado el Hanger y liberar el revestimiento por encima de éste para ser recuperado hasta superficie. En la figura 47 se aprecia que todo el plan direccional del pozo fue alcanzado exitosamente con el sistema rotativo direccional (RSS) del BHA, pese a los fallos ocurridos en la sección de 7-3/4 in. Estas ineficiencias en la aplicación dejaron aprendizajes importantes para las futuras implementaciones que se realizasen de perforación direccional con tubería de revestimiento en ambientes costa afuera y en aplicaciones comerciales.

Con el lodo especial base aceite que se utilizó, el factor de fricción reportó estar en el orden de 0,15 y 0,18, que coincide con el modelo de torque previo al pozo; también el modelo hidráulico resultó dar una buena predicción. Perforar con el Liner Hanger y la herramienta de liberación en la sarta tuvo un buen desempeño desde el punto de vista de torque y el arrastre durante la perforación. El BHA utilizado para perforar el inicio de ambas secciones fue diferente para los dos intervalos que se perforaron con tubería de revestimiento. Primero se bajó un BHA para perforar el zapato y la zona de cemento del revestimiento anterior y posteriormente se corrió el respectivo BHA direccional. El entrenamiento previo de la cuadrilla de perforación fue determinante para alcanzar los objetivos del proyecto; el personal fue entrenado en tierra antes de llegar a la locación, a cerca de las herramientas nuevas que serían usadas y de algunos conceptos básicos sobre la tecnología para llevar a cabo las operaciones durante el proceso de perforación y poder manejar alguna posible eventualidad.

5.2 CUENCA MARAÑÓN EN LA AMAZONÍA

En este caso se describe un programa piloto de 2 pozos llevado a cabo por Perenco, con el objetivo de estudiar la aplicabilidad de la perforación con tubería de revestimiento en el Bloque 67 ubicado en la cueca Marañón ^[52] en la región amazónica del Perú. Las operaciones de perforación en la selva peruana

requieren una preparación logística compleja, que similar a un proyecto costa afuera^[52]. Esta logística de alto costo necesaria para perforar en estas áreas se traduce en una gran inversión e impacta significativamente en el costo diario de perforación. Para minimizar el tiempo no productivo y problemas identificados en el bloque como inestabilidad de pozo, pega de tubería entre otros; Perenco decidió utilizar la tecnología de perforación direccional con tubería de revestimiento en los campos de Piraña y Dorado pertenecientes al Bloque 67. Estos campos se previeron como los candidatos más apropiados debido a problemas importantes de perforación que consumían bastante tiempo en la sección de superficie y a riesgos durante el viaje de tubería en la sección intermedia que llevaban a estar cerca de perder el pozo. Los pozos Piraña-4D y Dorado-2D fueron perforados por Perenco en diciembre de 2009 y abril de 2010 respectivamente^[52].

5.2.1 Diseño de la perforación^[52]

Los pozos de Dorado y Piraña fueron perforados con un diseño de pozo estándar, que consiste en 4 fases con diámetros de hueco de: 26-in, 17-1/2 in, 12-1/4 in y de 8-1/2 in; de las cuales, las secciones de 17-1/2 in y 12-1/4 in fueron perforadas con tubería de revestimiento en ambos pozos Piraña-4D y Dorado-2D. Las secciones de superficie de 17-1/2 in fueron verticalmente perforadas con éxito utilizando un arreglo de fondo no recuperable y una sarta de revestimiento K55 de 13-3/8 in y 68 lb/ft, a una profundidad de 1883 ft y 1877 ft para los pozos Piraña-4D y Dorado-2D respectivamente. La perforación de estos intervalos tomó 2.1 y 1.8 días para Piraña-4D y Dorado-2D respectivamente. Los intervalos de 12-1/4 in se planearon para ser perforados direccionalmente con tubería de revestimiento de 9-5/8 in J55 y un BHA recuperable. Para la trayectoria de Piraña-4D se diseñó un perfil tipo J con KOP a 2200 ft, construyendo una inclinación de 45° y mantenerla hasta los 6678 ft. El pozo Dorado-2D presentaba una trayectoria más desafiante con un perfil tipo S el cual no era común en las aplicaciones de Tesco

en aquella época, así que fue una excelente oportunidad para demostrar la capacidad de seguir una trayectoria direccional y regresar a la vertical.

La revisión del plan direccional fue muy importante para modelar el estudio de torque y arrastre y anticipar posibles fallas por fatiga causadas por el estrés que suponía la severidad en la pata de perro (Dogleg Severity, DLS) en algunos puntos de la trayectoria. Para evitar fallas por fatiga en el revestimiento de 9-5/8 in, la DLS máxima se limitó a un rango entre 4 y 4,5°/100 ft para el grado J55; el rango podría ser mayor si se incrementase el grado. En Piraña-4D el torque calculado con software fue de 16000 lb-ft, sin embargo en ambos pozos las conexiones fueron protegidas con anillos de torque en cada acople que maximizan la resistencia al torque hasta 49190 ft-lb, muy por encima de 9000 ft-lb de una conexión convencional, proveyendo una solución más económica que una conexión tipo Premium. El análisis de la hidráulica se hizo planeando conseguir una buena densidad de circulación equivalente (Equivalent Circulation Density, ECD) para asegurar una buena limpieza en el pozo. En esta aplicación de perforación con revestimiento se diseñó un fluido de perforación lo más delgado posible y se escogió un lodo base agua de acuerdo a la información litológica para evitar el tiempo no productivo relacionado a problemas en estos intervalos. Las propiedades del lodo fueron tenidas en cuenta para seleccionar los componentes del BHA; en la tabla 7 se resume las propiedades del lodo en ambos pozos.

17 1/2-in hole (13 3/8-in Casing)		12 1/4-in hole (9 5/8-in Casing)	
Depth (MD), ft	80 – 2,000	Depth (MD), ft	2,000 – 6500
Mud Wt, lb/gal	8.9 – 9.2	Mud Wt, lb/gal	9.2 – 10.4
F. V., seconds	36 - 40	F. V., seconds	37-42
PV @ 120° F, cP	5 – 10	PV @ 120° F, cP	9-13
YP @ 120° F, lb/100ft ²	12 – 14	YP @ 120° F, lb/100ft ²	14 - 20
API Filtrate, cc/30 min	< 8	API Filtrate, cc/30 min	4 – 6
pH	9.0 – 9.5	pH	9.0 – 9.5
MBT, lb/bbl	< 25	MBT, lb/bbl	10-25
Chlorides, ppm	< 300	Chlorides, ppm	200 - 1200
Hardness, ppm	< 200	Hardness, ppm	80 - 120

Tabla 7. Propiedades del lodo para el intervalo de 17-1/2 in y 12-1/4 in de ambos pozos en la Amazonía peruana. Tomado de: SPE 139339^[52] (pág. 7)

5.2.2 Arreglo de fondo de pozo ^[52]

Para la sección de 12-1/4 in se utilizó un BHA como se ilustra en la figura 48, en la izquierda el utilizado en el pozo Piraña-4D y en la derecha el BHA del pozo Dorado-2D. Debido a que no era necesaria la información de registros (Logging While Drilling, LWD) para el pozo Dorado-2D, no fue corrido el LWD en este pozo y sólo un Gamma Ray fue incorporado a la herramienta MWD. En lugar del LWD se bajó un collar no magnético para evitar interferencia entre la herramienta MWD, el BHA interno y la sarta de revestimiento. Se utilizó una broca PDC de 8-1/2 in para perforar el pozo piloto, y un ensanchador de 12-1/4 in para ampliar el hueco y permitir correr el revestimiento en el pozo. También se incluyó en el BHA la herramienta DLA, el conjunto de estabilizadores dentro del revestimiento para proteger la herramienta, el MWD, las mediciones LWD en el caso de Piraña-4D, y un motor PDM direccional. Analizando este arreglo de fondo de pozo se observa que no se incluye un sistema RSS, por tal todo el trabajo direccional es planeado hacerse con el motor PDM.

La selección del motor fue importante en esta aplicación direccional, en general se recomienda un motor con capacidad para alto torque. Un motor de 6-3/4 in (0,28 rev/gal y ángulo de curvatura 1,50°) fue seleccionado para el primer trabajo en Piraña-4D. Durante este trabajo se mostró una falta de control direccional con tendencia a construir ángulo durante la rotación y un incremento en el modo de deslizamiento (discutido en el Capítulo 3 cuando no se utiliza un sistema RSS) impactando en la velocidad de penetración (Rate of Penetration, ROP) promedio y por este motivo para el segundo pozo se seleccionó un ángulo de curvatura de 1,15° en vez de 1,50° mostrando mejores resultados. Adicionalmente se hizo un cambio en el arreglo de Dorado-2D para disminuir la tendencia a construir ángulo, instalando un estabilizador 8-3/8 in por encima del motor para ayudar al control direccional. Las operaciones de recuperación del BHA fueron realizadas con drill pipe en ambos pozos.

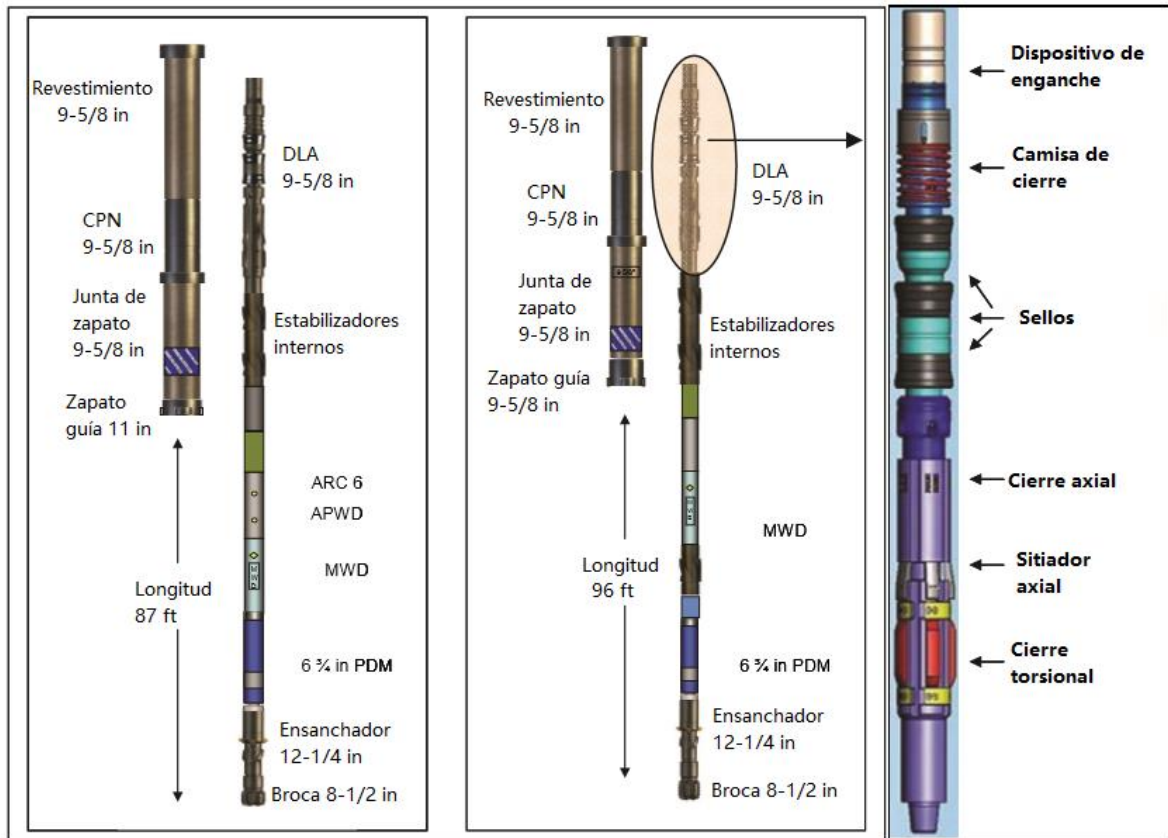


Fig. 48, BHA direccional del pozo Piraña-4D (izquierda), Dorado-2D (centro) y esquema de la herramienta DLA (derecha). Tomado de: SPE 139339 [52] (pág. 4)

Perforación de Piraña-4D [52]

La primera sección de 17-1/2 in fue perforada exitosamente desde los 136 ft hasta 2019 ft con un arreglo no recuperable en un tiempo total de 34,5 horas, incluyendo el tiempo de conexiones; en resumen esta operación de perforación se realizó de manera sencilla y el revestimiento de superficie hubiese podido ser perforado más allá de 2019 ft ya que no surgió ningún factor limitante. Para la sección de 12-1/4 in, la perforación se llevó acabo direccionalmente hasta la profundidad total en un tiempo total de 179,25 horas (7,5 días). La densidad del lodo se mantuvo en un valor entre 9,3 y 10,3ppg para estabilizar el pozo, sin exceder este valor debido a que la ECD ya alcanzaba los 12,3ppg.

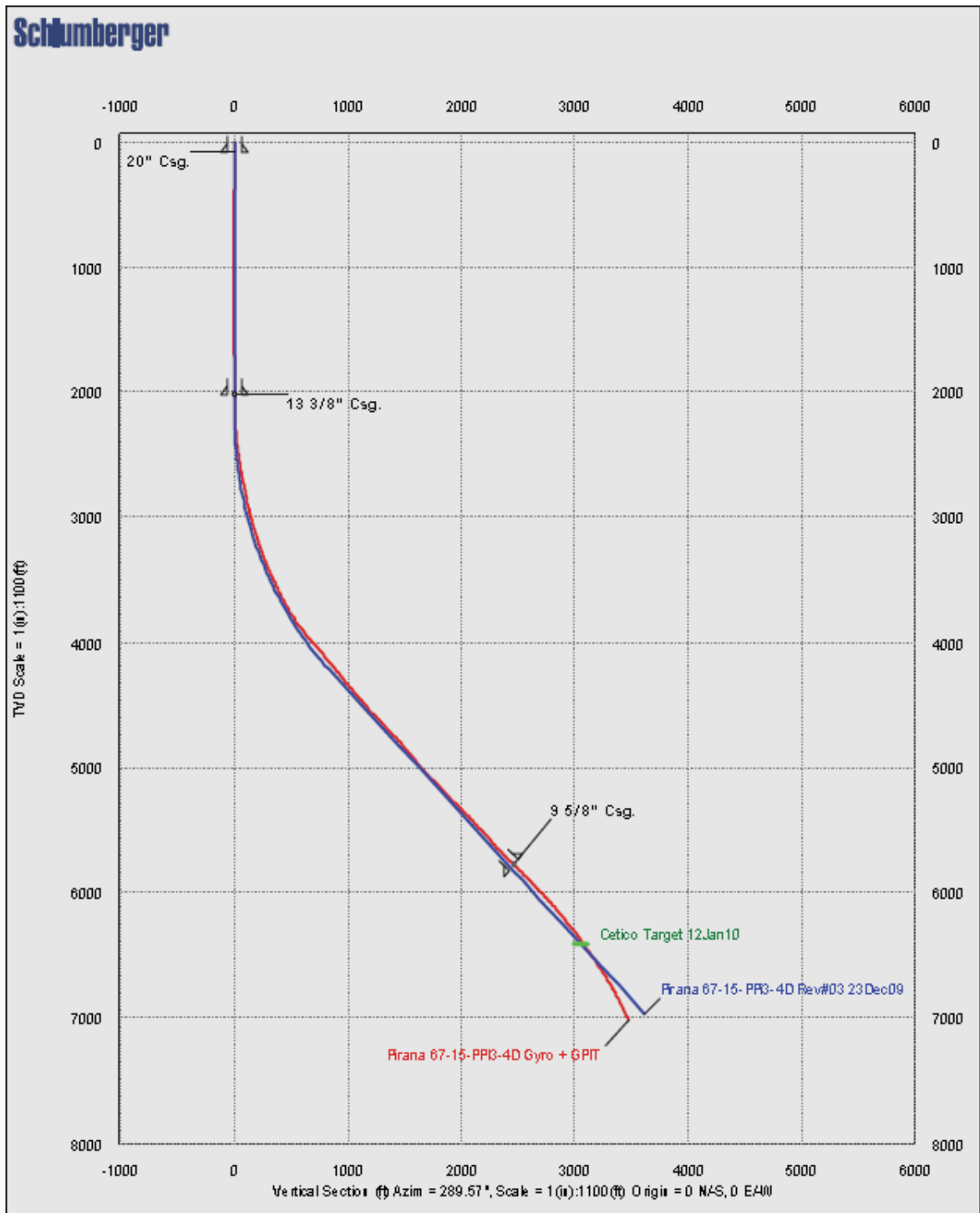


Fig. 49, Trayectoria planeada del pozo Piraña-4D (roja) y real (azul).

Tomado de: SPE 139339^[52] (pág. 3)

En modo de rotación se mostró una tendencia a construir ángulo de 2 a 4°/100ft, lo que requirió perforar en modo de deslizamiento para controlar este efecto y no salirse del plan. El porcentaje de deslizamiento fue de 26% y direccionalmente se perforó desde 2060 ft hasta 6678 ft con una velocidad de penetración promedio de 29,2 ft/hr (33,7 ft/hr rotación, 21,2 ft/hr deslizamiento). Los registros del cemento indicaron un tope de cemento (Top of Cement, TOC) del revestimiento de 9-5/8 in a 4610 ft MD, en contraste con un TOC teórico de 4642 ft MD que da confianza en la predicción del método con que se calculó. De este primer pozo, la operadora indica que los riesgos asociados a perforar con revestimiento en las formaciones problemáticas fueron menores que al perforar con la técnica convencional. Luego de cementado el revestimiento de 9-5/8 in, la siguiente sección de reservorio fue perforada de manera convencional. En la figura 49 se hace una comparación de la trayectoria planeada (roja) y la trayectoria real (azul) que se consiguió perforando direccionalmente con revestimiento en Piraña-4D.

Perforación de Dorado-2D ^[52]

Luego de analizarse los resultados de Piraña-4D, se decidió llevar a cabo las operaciones en Dorado-2D en abril de 2010. Luego de perforar el zapato de 20-in del revestimiento anterior de manera convencional, el revestimiento de superficie de 13-3/8 in fue perforado verticalmente en modo rotativo desde los 130 ft hasta 2007 ft de profundidad total donde fue cementado. La sección fue perforada con un arreglo no recuperable, y broca de 17-1/2 in a una velocidad de penetración (Rate of Penetration, ROP) promedio de 84,6 ft/hr en un tiempo total de operaciones de 27,25 horas, menor al tiempo en esta sección de Piraña-4D que tomó 34,5 horas. El revestimiento fue cementado y luego de perforar el zapato convencionalmente, se corrió el revestimiento de superficie de 9-5/8 in para perforar direccionalmente con un BHA recuperable una que incluía una broca piloto de 8-1/2 in y un ensanchador de 12-1/4 in.

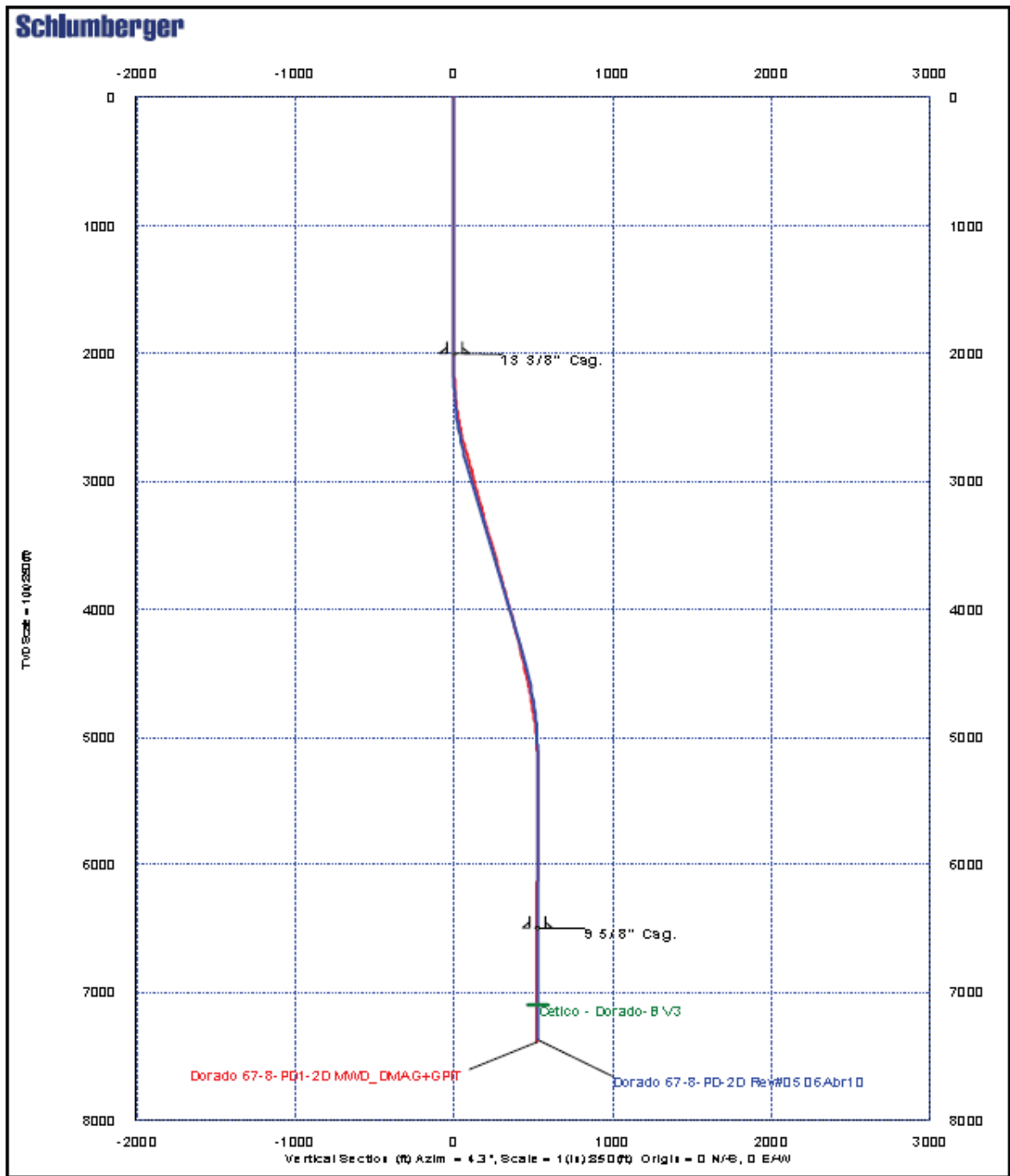


Fig. 50, Trayectoria planeada del pozo Dorado-2D (roja) y real (azul).
Tomado de: SPE 139339^[52] (pág. 3)

La sección de levantamiento entre 2107 ft y 2850 ft fue cuidadosamente perforada, tomando lecturas a cada junta para chequear la respuesta del BHA. En esta

sección se evidenció tendencia a construir ángulo lo cual requirió perforar en modo deslizamiento para mantener el plan. En la sección tangencial entre 2850 ft y 4634 ft, adicional a la tendencia a construir ángulo, se mostró una fuerte tendencia de desviación hacia la izquierda de 7°/100 ft. Este comportamiento del BHA requirió un 27% de deslizamiento para mantener la tangente en 13° y en la dirección correcta; sin embargo esto afectó la ROP como se mencionó en el Capítulo 3 cuando se perforar en modo de deslizamiento. La sección de 4634 ft a 5255 ft fue diseñada para disminuir el ángulo de 13° hasta la vertical. En tan sólo 600 ft se consiguió la vertical con una severidad de pata de perro (Dogleg Severity, DLS) de 1,7°/100ft, 55% en modo de deslizamiento y a una ROP promedio de 51 ft/hr (57 ft/hr rotación, 47 ft/hr deslizamiento). Desde 5255 ft se continuó perforando verticalmente hasta 6552 ft de profundidad total a través de formaciones duras con un mayor peso en la broca (Weight on Bit, WOB) y 11% en modo de deslizamiento, a una ROP promedio de 30 ft/hr (31 ft/hr rotación, 23 ft/hr deslizamiento); mientras se encontraban formaciones duras disminuía la ROP. En general este intervalo fue perforado en un tiempo total de 118,1 horas (4,9 días) que comparado a las 179,25 horas (7,5 días) del mismo intervalo en Piraña-4D significa una reducción de tiempo de 32%. En la figura 50 se ilustra la trayectoria planeada (roja) y la trayectoria real (azul) que se consiguió perforando direccionalmente con tubería de revestimiento en Dorado-2D.

5.2.3 Comentario

En la figura 51 se hace una comparación de tiempo entre estos dos pozos perforados con revestimiento y los pozos anteriores del área perforados convencionalmente. De los pozos perforados con revestimiento se observa que están dentro del rango de tiempo de los otros pozos; pero es en Dorado-2D que se hace evidente un cambio (línea sin puntear a la izquierda) donde el tiempo es inferior al resto de pozos y se nota la mejoría en el tiempo de Dorado-2D frente a

Piraña-4D, evidenciado la curva de aprendizaje en la tecnología de un pozo a otro perforado con tubería de revestimiento. Las operaciones de cementación fueron mejor de lo que se esperaba inicialmente debido a la excelente calidad en la pared de pozo obtenida con el efecto de “empaste” de la perforación con tubería de revestimiento discutido anteriormente. Por ejemplo en Dorado-2D, los registros de la evaluación del cemento indicaron un tope de cemento TOC del revestimiento de 9-5/8 in a 4730 ft MD, comparado a un TOC teórico de 4807 ft MD ^[52]. Este dato confirma la calidad en la pared de pozo obtenida con esta tecnología.

Observando las trayectorias en ambos pozos se evidencia que la trayectoria real conseguida perforando direccionalmente con revestimiento estuvo muy ajustada a la trayectoria que había sido planeada y esto demuestra la eficacia en alcanzar los objetivos direccionales en los pozos. Sin embargo para conseguir este control direccional y mantenerse dentro del plan, se debió perforar en modo deslizamiento durante buena parte de la perforación en ambos pozos. Este hecho era de esperarse como se había analizado atrás en el Capítulo 3 cuando no se incluye un sistema RSS en el BHA, y el hecho de verse afectada la ROP al perforar en modo deslizamiento. No obstante ambos pozos mostraron eficacia en la perforación y sin presentar dificultad a través de las formaciones problemáticas, demostrando ser la perforación con revestimiento una alternativa más conveniente que la perforación convencional en ambos campos.

De estos pozos la operadora concluyó que la técnica de perforar con revestimiento fue menos riesgosa y más rápida que la perforación convencional en la sección de superficie e intermedia de pozo en el Bloque 67 y que se podía adaptar a las condiciones de éste ^[52]. Demostró confiabilidad por la capacidad de perforación direccional, la estabilidad en la pared de pozo obtenida con el revoque del efecto de empaste, evitar pérdida de circulación o pega de tubería y mantener buena limpieza de pozo. La tecnología presentó condiciones más seguras para el cuadrilla ^[52], debido a menor interacción del personal durante las conexiones, sin

necesidad de gente trabajando en alturas. También representó un ahorro en combustible debido a un menor requerimiento de potencia debido a una menor presión de circulación y a la eliminación de repetitivos viajes de tubería. El consumo de diésel se redujo casi la mitad; para los intervalos de 12-1/4 in, el consumo promedio fue de 2800 gal/día durante la perforación convencional, frente a 1500 gal/día perforando con revestimiento ^[52].

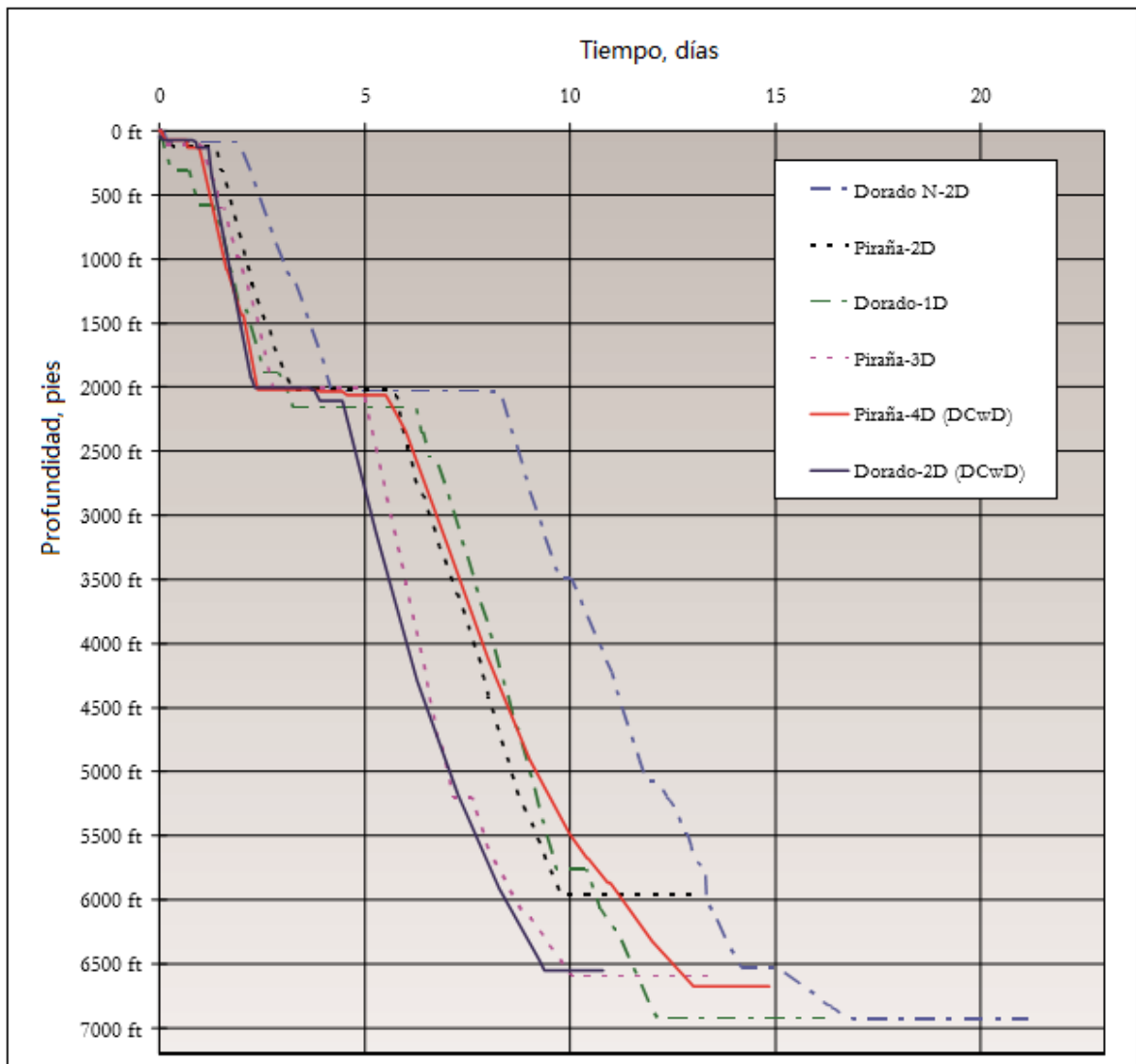


Fig. 51, Comparación entre los pozos perforados con revestimiento y los pozos perforados anteriormente de forma convencional. Tomado de: SPE 139339 ^[52] (pág. 12)

5.3 CAMPO ANGSI, REGIÓN COSTA AFUERA EN MALASIA

Esta aplicación de perforación direccional con tubería de revestimiento se da en el campo Angsi ubicado en la Cuenca Malay, a 100 millas de la costa este de la Península de Malasia donde se encuentran los campos más productivos de Malasia ^[3]. Las operaciones se realizaron desde la plataforma satélite Angsi-D operada por Petronas. En este campo se encuentran formaciones blandas no consolidadas durante la sección de superficie, que tienen un historial de severas pérdidas de circulación ^[3]. Adicional a esto, los costos en la construcción de pozos requieren que haya un incremento del área de drenaje del yacimiento para reducir el número de pozos y de plataformas necesarios ^[3]. Esto resulta en que los pozos deban tener una mayor inclinación para maximizar la exposición del pozo en el reservorio y esto a su vez causa que se complique el problema de inestabilidad y de limpieza en el pozo. Debido a los beneficios que aporta la perforación con tubería de revestimiento como la alta velocidad anular y el efecto “empaste”; fue seleccionada para mejorar el desempeño de la perforación, reducir costos, tiempo operacional y aumentar la ROP.

5.3.1 Diseño de la perforación ^[3]

El objetivo en este campo es perforar los pozos con tubería de revestimiento desde el zapato del revestimiento conductor de 26-in, hasta la profundidad de asentamiento del revestimiento de 13-3/8 in en una sola corrida. Posteriormente se perforaría la sección de reservorio con revestimiento de 9-5/8 in hasta la profundidad total. Para los pozos Angsi-D3 y Angsi-D4 se utilizó un revestimiento de 13-3/8 in K-55 de 54,5 lb/ft, y las uniones fueron reforzadas con anillos de torque para soportar hasta 63000 ft-lb. El equipo de perforación ya contaba con un Top Drive, así que sólo fue necesaria la instalación del sistema Casing Drive y el entrenamiento extensivo de la cuadrilla antes de iniciar las operaciones. El lodo y

la hidráulica fue un aspecto muy importante en el diseño de la perforación puesto que se conocía la predisposición a ocurrir pérdidas de circulación. Inicialmente el pozo debió ser balanceado con aditivos para evitar pérdidas de circulación y continuas píldoras de viscosidad para ser bombeadas. La densidad de circulación equivalente (Equivalent Circulation Density, ECD) fue particularmente importante al modelar el comportamiento para establecer los valores y los límites de la ECD para no excederse y a la vez mantener la limpieza del hueco. Al igual, el modelamiento de los valores de torque y arrastre y su medición durante la perforación, fue crítico para asegurar el éxito en las operaciones.

5.3.2 Arreglo de fondo de pozo ^[3]

Las operaciones del revestimiento de 13-3/8 in se llevaron a cabo con un arreglo de fondo recuperable que consistía de una broca de 12-1/4 in y un ensanchador de 17-1/2 in. Inicialmente se consideró la inclusión de un sistema rotativo direccional (Rotary Steerable System, RSS) pero luego de un análisis se concluyó que el costo de tal sistema podría reducir la viabilidad económica del proyecto, pero además el uso de un sistema RSS no permitiría una comparación directa entre la perforación convencional y la perforación con tubería de revestimiento en términos del desempeño. Por tanto se decidió utilizar un motor de desplazamiento positivo (Positive Displacement Motor, PDM) convencional para proveer el control direccional y se añadió un giroscopio al MWD para tener lecturas de mayor precisión. También se incluyó estabilizador, LWD para mediciones de gamma y resistividad en tiempo real y un collar no magnético como se ilustra en la figura 52. Las operaciones de recuperación del BHA fueron planeadas para realizarse con drill pipe a través del revestimiento.

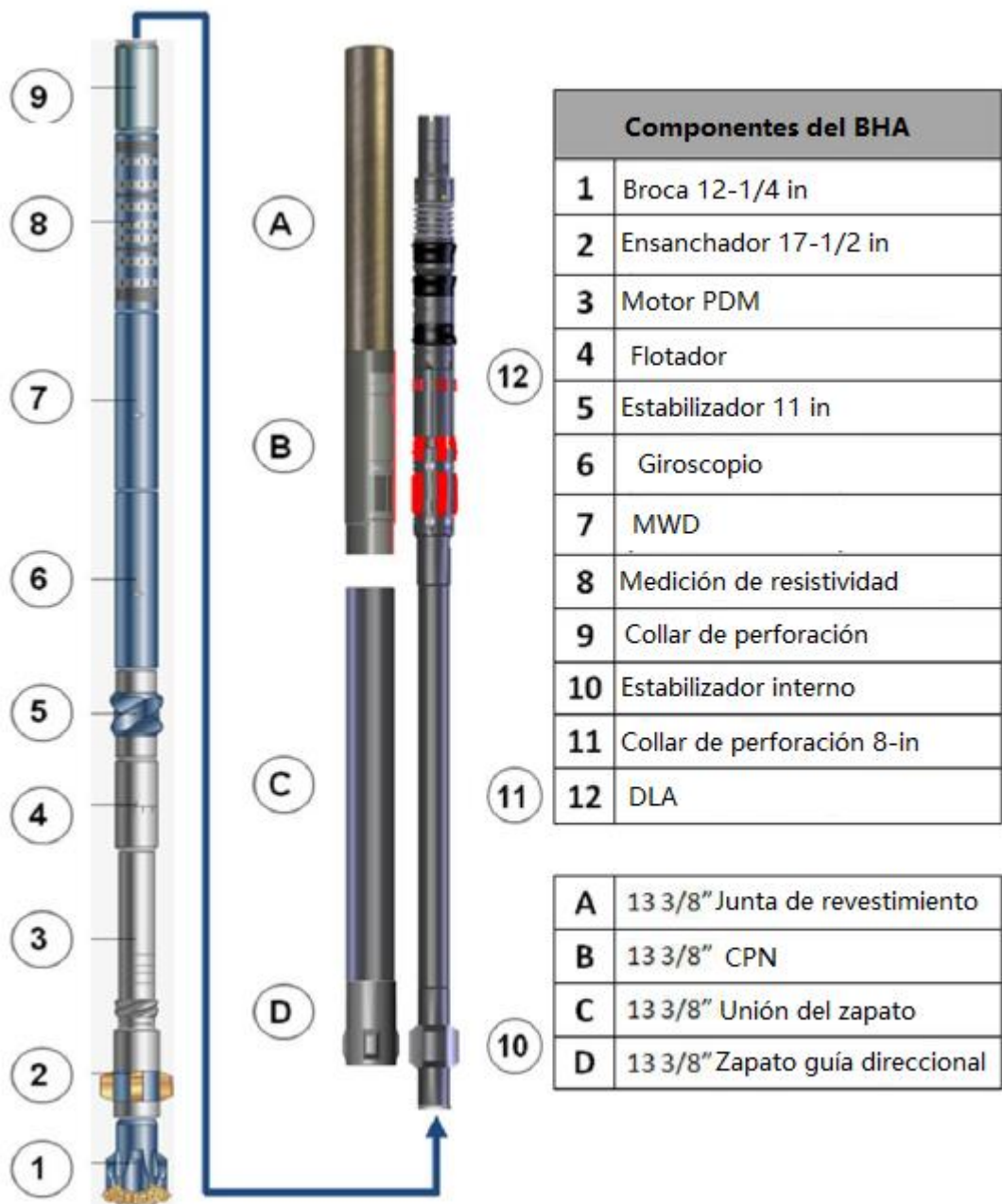


Fig. 52, Arreglo de fondo de pozo utilizado en el campo Angsi.

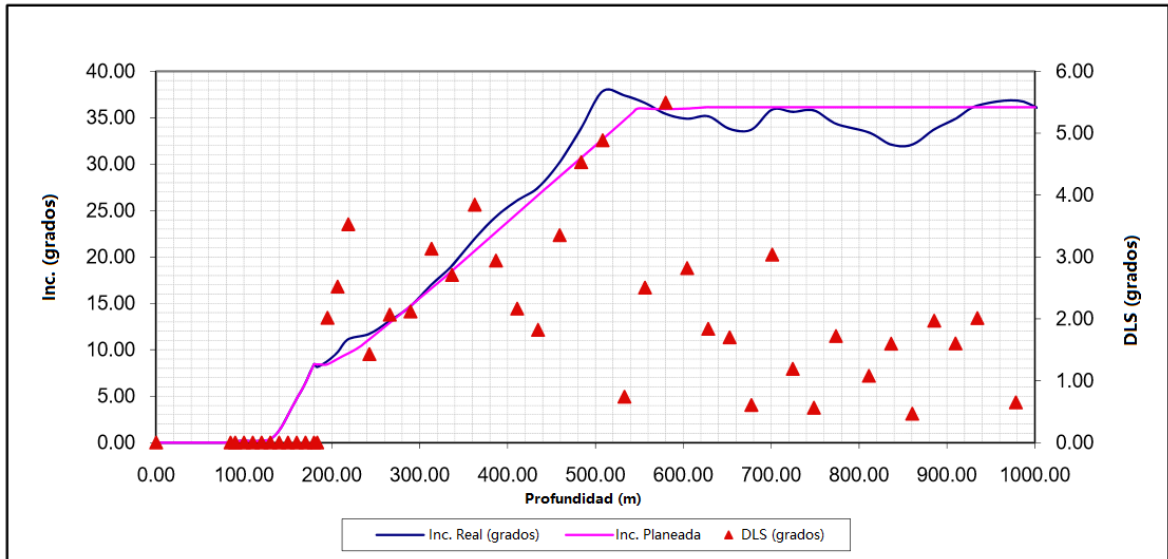
Tomado de: OTC 20880 [3] (pág. 16)

Pozo Angsi-D4 ^[3]

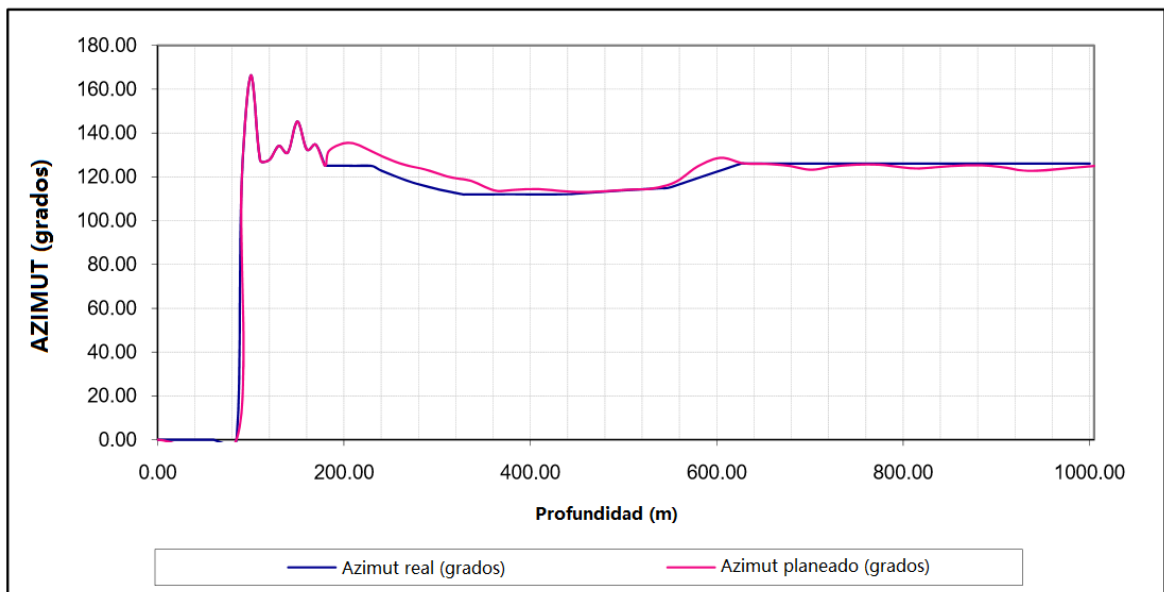
En este pozo el revestimiento conductor de 26-in se asentó a los 610ft MD y la tarea de remoción y limpieza del cemento se realizó antes de iniciar la perforación con el revestimiento de 13-3/8 in. El plan direccional a realizarse con el motor de 9-5/8 in y un ángulo de 1,5°, consistía en construir una inclinación de 36,15° a partir de 8,43°, mientras se pasaba de un azimut de 125° a 115° y más tarde de nuevo hasta 126° con una severidad de pata de perro (DLS) planeada de 2,5°/100ft. La perforación inició a los 623 ft MD a 50 rpm y entre 600 a 700 gpm. A 810ft MD se había construido un ángulo de 11,72° y la rata de flujo había aumentado a 700-1050 gpm. Una inclinación de 37,9° fue alcanzada a 1667ft MD y desde allí se inició una sección tangencial. A 2044ft MD se reportó un aumento en el arrastre debido a una ineficiencia en el transporte de recortes; se decidió utilizar inhibidores de arcilla y circular el pozo en limpio. El arrastre continuó elevado y a 2467ft MD se dio una pérdida total de circulación; 80 bbl de material de pérdida de fluido fueron bombeados, sin embargo resultaron sin éxito así que se decidió hacer un cambio a agua de mar. La perforación continuó sin retornos hasta alcanzarse los 3297ft MD de profundidad objetivo en un tiempo total de broca de 9,95 horas, a 1100 gpm, 50 rpm y bombeando píldoras de 30 bbl de alta viscosidad a cada 3 juntas.

En este intervalo se perforó un total de 2674ft a una velocidad de penetración (ROP) promedio de 82 m/hr, pasando de una inclinación de 8,4° a 36,88°. La DLS requerida de 2,5°/100ft fue conseguida al inicio de la sección, perforando 100% en modo de deslizamiento. Posteriormente el porcentaje de deslizamiento fue reduciendo, siendo la relación rotación/deslizamiento aproximadamente 50/50 en este pozo para construir la trayectoria. Se evidenció una leve tendencia a construir ángulo en el modo de rotación, antes y después de alcanzar la inclinación deseada. En las figuras 53 y 54 se muestra el plan de la trayectoria direccional

(fucsia) frente a la trayectoria real en color azul; la figura 53 muestra los datos de inclinación y la figura 54 del azimut.



**Fig. 53, Inclinación real comparada a la inclinación planeada en Angsi-D4.
Tomado de: OTC 20880 ^[3] (pág. 6)**



**Fig. 54, Azimut real comparado al azimut planeado en Angsi-D4.
Tomado de: OTC 20880 ^[3] (pág. 6)**

No hubo cambios en el torque mientras se perforó con el agua de mar, sin embargo esto causó atenuación en la señal MWD y limitó la información en tiempo real. Las mediciones mostraron que los valores de la densidad de circulación equivalente (ECD) no coincidían con lo planeado, puesto que 50% del pozo fue orientado en modo de deslizamiento y sin rotación de la tubería a una velocidad de penetración (ROP) de 100m/hr. Esto causó una carga de recortes en el anular que incrementó la ECD a un máximo de 12,5ppg, (entre 2 y 3ppg por encima del peso del lodo, que varió entre 9,2 - 9,4ppg), induciendo a fracturar la formación. La ROP promedio fue de 82m/hr; inicialmente en un valor de 30m/hr y luego presentando un máximo de 180m/hr.

Pozo Angsi-D3 ^[3]

En este pozo el plan era pasar de una inclinación de 11,6° a 58,11° y cambiar el azimut de 186° a 196°, con una severidad de pata de perro (Dogleg Severity, DLS) de 2,5°/100ft. El trabajo de perforación del zapato en el revestimiento conductor de 26-in se realizó como en el pozo anterior. La perforación inicio a ratas de flujo moderadas, perforando a 100% en modo de deslizamiento para alcanzar la DLS requerida. A 2589 ft MD se había alcanzado la inclinación y el azimut requeridos, y desde ese punto se inició la perforación de una sección tangencial. La sección se perforó hasta 3940 ft MD de profundidad objetivo en un tiempo total de broca de 10,05 horas, a 50 rpm y entre 1000-1100 gpm, con píldoras de alta viscosidad de 30 bbl bombeadas a cada 3 juntas. Inicialmente la rata de penetración (Rate of Penetration, ROP) fue de 60m/hr, incrementando a un valor máximo de 195 m/hr y manteniendo un promedio de 100 m/hr a través de los 3317 ft perforados con revestimiento en esta sección. En este pozo la ROP promedio fue alta, en parte debido a la experiencia ganada en el pozo anterior que primero se perforó con lodo y luego con agua de mar. Este pozo fue perforado con agua de mar desde el comienzo de la operación, y en los valores recibidos del arrastre no se reportó

problemas durante la perforación direccional y la construcción de la inclinación. La última lectura tomada indicó una inclinación de 58° y no hubo incidentes durante el modo de deslizamiento con el agua de mar. La relación rotación/deslizamiento fue de 51/49, con una ROP de 96 m/hr durante el deslizamiento y de 106 m/hr durante la rotación. La tendencia del arreglo a desviar la inclinación durante la rotación fue reducida, en un valor de $0,9^\circ/100\text{ft}$. En las figuras 55 y 56 se muestra el plan de la trayectoria direccional comparado con la trayectoria real alcanza con la tubería de revestimiento. Los valores de la densidad de circulación equivalente (Equivalente Circulation Density, ECD) en este pozo coincidieron con lo que se había planeado. A pesar de que se requirió perforar 50% en modo de deslizamiento para alcanzar la trayectoria direccional, usar el agua de mar ayudó a dispersar las arcillas y por tanto hubo considerablemente menos recortes en la sección; de esta manera no se vio afectada la ECD en el pozo ni se presentó pérdida de circulación mientras se perforaba con el revestimiento.

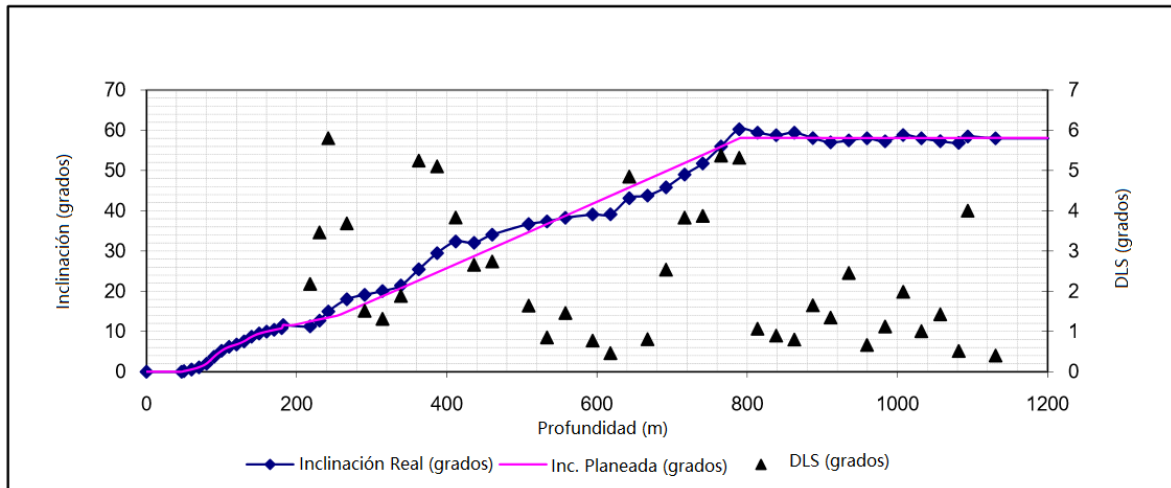


Fig. 55, Inclinación real comparada a la inclinación planeada en Angsi-D3.

Tomado de: OTC 20880^[3] (pág. 9)

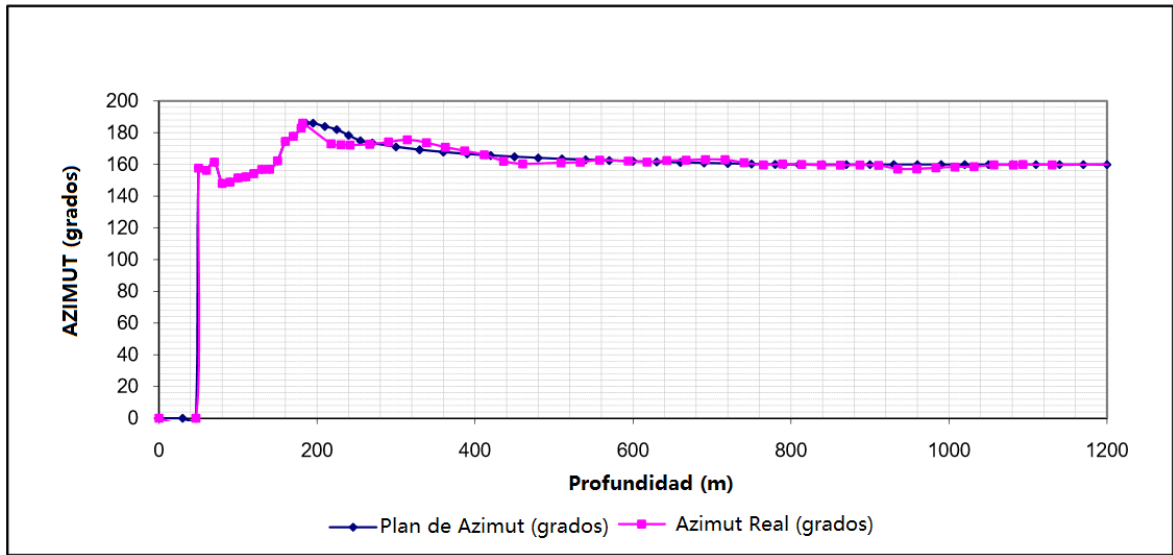


Fig. 56, Azimut real comparado al azimut planeado en Angsi-D3.

Tomado de: OTC 20880 [3] (pág. 10)

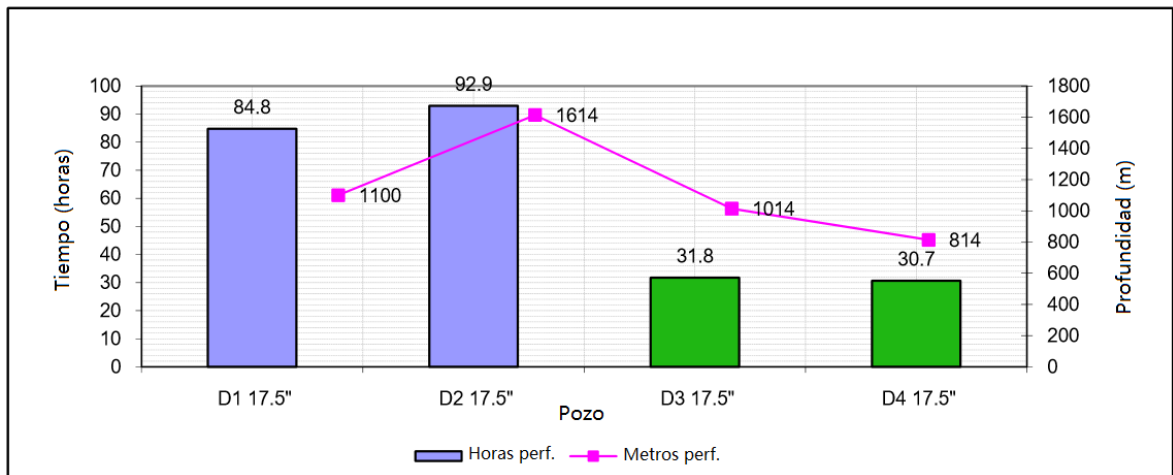


Fig. 57, Comparación del tiempo de perforación frente a la profundidad, en los pozos de la plataforma Angsi-D para la sección de pozo de 17-1/2 in. Tomado de: OTC 20880 [3] (pág. 12)

5.3.3 Comentario

Comparando el tiempo requerido para perforar la sección de 17-1/2 in en estos dos pozos, frente al tiempo en el que se perforó convencionalmente la misma sección en los pozos anteriores de la plataforma Angsi-D, se evidencia un ahorro significativo de tiempo, resultado de una ROP optimizada gracias a la perforación con tubería de revestimiento y la mitigación de problemas en esta sección. En la figura 57, las columnas verdes corresponden a los pozos perforados con tubería de revestimiento, los cuales contrastan con las columnas de color azul que fueron los pozos perforados convencionalmente. Por ejemplo en el pozo D2 que es casi el doble de lo perforado en D4, el tiempo es de 92 y 30 horas respectivamente. También es claro que la experiencia ganada en D4 sirvió para que el desempeño en D3 fuese mucho mejor, reiterando la curva de aprendizaje existe en la aplicación de la tecnología. En D3 la distancia perforada con la tubería de revestimiento fue bastante mayor que en D4, sin embargo las operaciones se realizaron en un tiempo aproximadamente igual.

De estos pozos se puede rescatar que no hubo problemas en mantener el control direccional durante ambas operaciones, alcanzando una inclinación de 36° y 58° en Angsi-D4 y D3 respectivamente, con un motor de 1,5° de curvatura y un revestimiento de 13-3/8 in. Se requirió una relación 50/50 en rotación y deslizamiento para realizar el trabajo direccional. La tendencia en desviarse del plan direccional durante la rotación puede agudizarse perforando en formaciones blandas. La ROP alcanzada con tubería de revestimiento fue considerablemente mayor que al perforar con drill pipe teniendo en cuenta que el arreglo de fondo fue muy similar en ambas técnicas. La herramienta LWD se corrió sin problemas, recolectando información de gamma, resistividad y presión durante la perforación. Pese a la pérdida de circulación, no se presentó atascamientos en el BHA. Aunque perforar con el agua de mar permitió continuar con la perforación en Angsi-D4 y también que no hubiese incidentes en Angsi-D3, esto generó

inconvenientes en la recolección de datos de la señal MWD en tiempo real [3]. El registro de cemento (Cement Bond Log, CBL) indicó un buen trabajo de cementación en los pozos y se realizaron las pruebas de integridad en el zapato [3]. Esta introducción de la perforación direccional realizada con tubería de revestimiento al campo Angsi significó un paso adelante en el desempeño de la perforación para alcanzar los objetivos y reducir los riesgos y los costos de la perforación.

Angsi-D12 y D14 [53]

El pozo Angsi-D12 sería perforado con tubería de revestimiento de 13-3/8 in como los pozos anteriores, desde el zapato del revestimiento conductor de 26-in, en este caso desde 610 ft MD hasta una profundidad objetivo de 5512 ft MD, construyendo una inclinación de 70°. El BHA utilizado fue el mismo prototipo que en los pozos anteriores; en este caso el revestimiento fue un L-80 y de 68 ppg. El agua de mar se escogió como fluido de perforación, bombeando píldoras de alta viscosidad de 15 bbl a cada 2 o 3 juntas para mantener la limpieza en el hueco. Al inicio de la perforación se consiguió valores en la tasa de penetración ROP altos, alcanzando un valor máximo de 450m/hr. A 2698 ft MD se observó que la formación iba adquiriendo mayor firmeza y la ROP promedió cayó a un valor de 94m/hr. A medida que la formación se hizo más firme se reportó una ROP más lenta promediando 78m/hr. A 4458 ft MD, ya en la sección tangencial, la tendencia a construir ángulo en modo de rotación fue de 2°/100ft, entonces a partir de ese punto se perforó con un patrón de una junta en modo de rotación y dos en modo de deslizamiento para mantener la trayectoria del plan. De 4577 a 4934 ft MD el torque necesario se incrementó a un máximo de 40000 ft-lb debido a la alta inclinación construida y a la larga distancia perforada con la tubería de 13-3/8 in. Por esta razón se decidió dejar a 5003 ft MD el punto de asentamiento del zapato

para evitar dañar el Top Drive, puesto que el límite máximo de torque en el taladro era de 45000 ft-lb.

La sarta de revestimiento 13-3/8 in fue cementada exitosamente luego de terminar la perforación, ser asentada y recuperar el BHA. La velocidad de penetración ROP promedio durante todo el intervalo fue de 87,3m/hr, con un tiempo de broca de 15,3 horas. El BHA mostró un buen control direccional en modo de deslizamiento. En promedio hubo una relación de 50/50 en la rotación y el deslizamiento, sin presentarse incidentes mientras se operaba en modo de deslizamiento a 70° de inclinación, transfiriendo fácilmente el peso a la broca. El alto torque requerido forzó la operadora a definir la profundidad objetivo a 5003 ft MD, que son 509 ft menos que la profundidad planeada. A pesar de esto, se perforó una distancia total de 4383 ft con tubería de revestimiento de 13-3/8 in.

Comentario

Dos meses después de perforar Angsi-D12, en el pozo Angsi-D14 se perforó un total de 4465 ft con tubería de revestimiento de 13-3/8 in, desde el zapato del revestimiento conductor de 26-in, sin incidentes y construyendo una inclinación de 82,3° durante la sección ^[3]. Esto demuestra cómo se va mejorando el desempeño de la tecnología mientras se avanza en la implementación en un campo. También, que con una tubería de revestimiento de 13-3/8 in, el cual es un diámetro relativamente grande para las profundidades que se perforaron, de acuerdo al peso y la rigidez de la tubería; un motor PDM de curvatura de 1,5° es suficiente para construir los ángulos de inclinación deseados, aunque esto implique perforar en modo de deslizamiento para mantener el control direccional.

5.4 CAMPO ISND, REGIÓN COSTA AFUERA EN QATAR

En este caso se describe la implementación de la perforación direccional con tubería de revestimiento en el campo Idd El Shargi North Dome (ISND), ubicado en la región costa afuera de Qatar y operado por la compañía Occidental Petroleum of Qatar Ltd. (OPQL) ^[33].

Generalidades ^[33]

Cerca de las formaciones productoras se encuentran formaciones muy inestables que tienden a colapsar luego de la perforación, presentando atascamientos del BHA durante perforación convencional y dificultad para correr el revestimiento de 9-5/8 in. También en estas formaciones se encuentran fallamientos que generan considerables pérdidas de circulación. Esto crea una disminución en la presión hidrostática, que durante las formaciones inestables causa un pegamiento de la sarta de perforación y del BHA, haciéndolo prácticamente imposible de recuperar. La pérdida del BHA representa un alto impacto económico en el pozo y la probabilidad de que ocurra está relacionada directamente al ángulo del pozo. Esto es un problema teniendo en cuenta que la estrategia de explotación en el campo consiste en asentar el revestimiento a un ángulo cercano a la horizontal para así continuar la perforación a través de la sección de reservorio siguiendo un trayecto horizontal. Para solucionar este problema se identificó la perforación con tubería de revestimiento para permitir acceder hasta el objetivo de perforación, asentar el revestimiento y recuperar el BHA. La primera prueba se dio en abril de 2008 en un pozo inyector lateral seleccionado como candidato al ubicarse en una región del campo donde una cantidad de arreglos había presentado pegamiento debido a pérdidas de circulación en pozos anteriores.

5.4.1 Diseño de la perforación ^[33]

Como en la mayoría de pozos del campo ISND, el objetivo de la sección de 12-1/4 in sería perforada desde el zapato del revestimiento de 13-3/8 in, asentado a 3700 ft MD y a una inclinación de 30°. La sección de 12-1/4 in debería extender el pozo hasta una distancia próxima al yacimiento y construyendo una inclinación de 75° con una severidad de pata de perro DLS máxima de 2,5°/100ft. La sección sería perforada con una sarta de revestimiento de 9-5/8 in L-80 y 47ppg. Las uniones fueron reforzadas con anillos de torque para proveer una resistencia de 49000 ft-lb en cada conexión. El equipo de perforación ya contaba con un sistema Top Drive y la cuadrilla de perforación ya estaba familiarizada con la corrida de revestimiento a través del sistema Casing Drive, así que no se requirió de muchos cambios para ejecutar la operación. Bastante atención fue dada a la hidráulica en esta operación de perforación direccional con tubería de revestimiento, ya que el menor espacio anular incrementaría el riesgo de pega de tubería si no se efectuase una limpieza de hueco correcta, por tanto era importante definir las tasas de flujo adecuadas para el transporte de los recortes sin exceder mucho la densidad de circulación equivalente ECD. Un rango entre 450 y 550 gpm fue establecido como la tasa de flujo necesaria en el diseño del pozo.

5.4.2 Arreglo de fondo de pozo ^[33]

Dos consideraciones fueron tenidas en cuenta al momento de diseñar el BHA: la primera era perforar la sección con un motor de desplazamiento positivo PDM direccional y la segunda, utilizar un sistema rotativo direccional RSS (como ilustrada la figura 58). Ambas opciones fueron estudiadas de acuerdo a las ventajas y desventajas que ofrecían, y luego del análisis de riesgo se decidió utilizar un sistema RSS como mejor opción realizar el trabajo direccional. Un motor de 0,29 rev/gal fue escogido para ejercer la rotación adicional que necesita el

arreglo. La herramienta MWD fue ubicada por debajo del motor como se observa en el esquema del BHA. Mediciones de Gamma Ray fueron necesarias para identificar los toques de las formaciones debido a la alta densidad de pozos en el campo y evitar asuntos de colisión en la siguiente sección del pozo. En este arreglo no se incluyó un collar no magnético entre los componentes del BHA. La recuperación del BHA fue planeada para realizarse con drill pipe ya que con cable presentaría un mayor grado de dificultad por el alto ángulo del pozo.

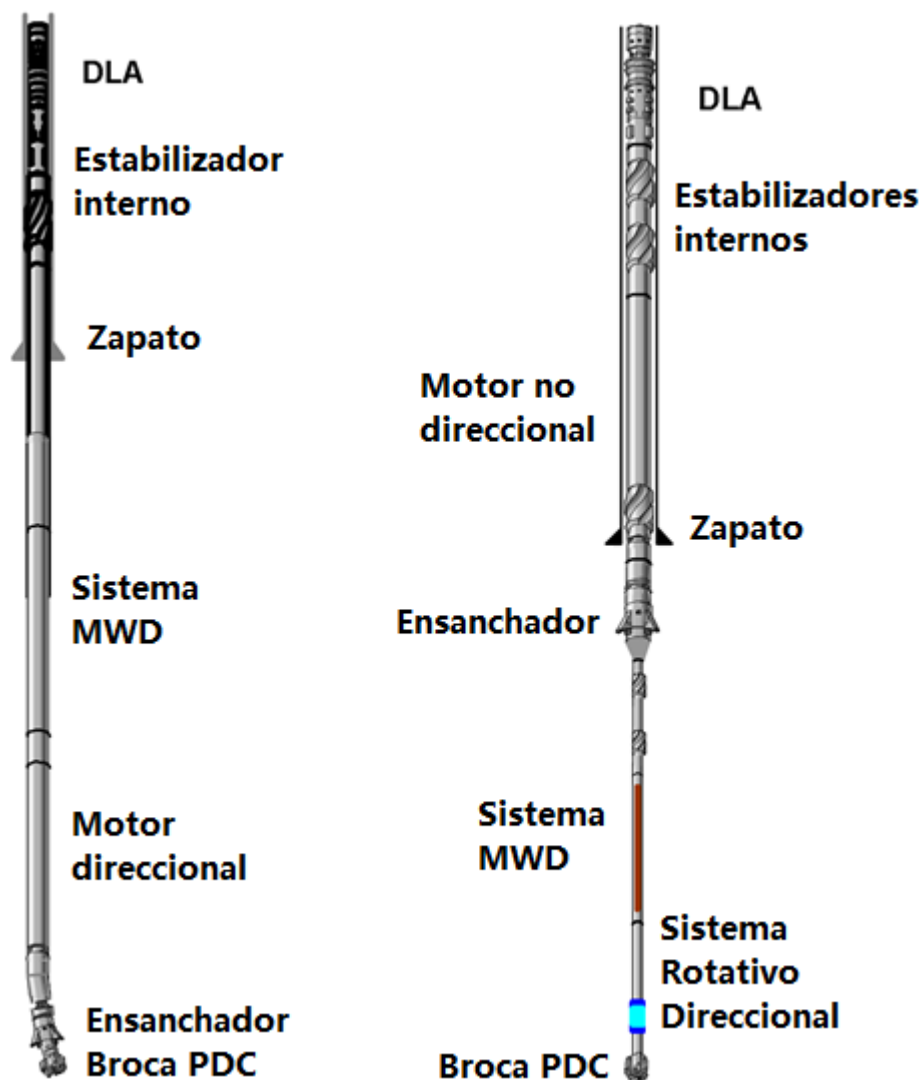


Fig. 58, Opción de BHA con motor direccional (Izquierda) y BHA con sistema RSS utilizado en la operación (derecha). Tomado de: SPE/IADC 119446 ^[33] (pág. 4)

Perforación de la sección ^[33]

El zapato del revestimiento de 13-3/8 in, más 100 ft de formación fueron perforados convencionalmente antes de comenzar la operación de perforación con tubería de revestimiento para asegurar que las aletas del ensanchador estuviesen completamente abiertas en el hueco abierto al momento de iniciar la perforación. La perforación comenzó una vez que el ensanchador estaba localizado fuera del zapato del revestimiento de 13-3/8 in, a una rata de 460 gpm y haciendo girar la sarta a 40 rpm, para un total de 173 rpm de rotación en el arreglo. Luego de perforar 91 ft, las lecturas direccionales indicaron que el BHA no estaba construyendo ángulo como era esperado, así que por precaución se decidió cambiar el sistema rotativo RSS y los parámetros de perforación. El BHA fue desenroscado y se armó de nuevo cambiando el RSS. La rata de flujo se cambió a 500 gpm, se aumentó el peso en la broca y la rotación de la sarta se disminuyó a 30 rpm, manteniendo la rotación del arreglo en 175 rpm. Después de empezar la perforación la severidad DLS conseguida fue entre 3° y 4°/100ft con efectividad direccional. La perforación continuó sin mayores inconvenientes hasta la profundidad objetivo a 5820 ft MD, con una inclinación final de 76° y cambiando un azimut de 14° a 41°. En total, un tramo de 2025 ft fue perforado direccionalemente con tubería de revestimiento, el cual es ilustrado de color rojo en la figura 59 y 60, permitiendo observar la trayectoria. Los valores registrados en el torque coincidieron con el modelo inicial de torque y arrastre, estando en un valor promedio de 13000 lb-ft, excepto en el tramo entre 4000 y 5000 ft, que alcanzo un pico de 15000 lb-ft. Al inicio fueron bombeadas píldoras de viscosidad y al final, píldoras de densidad.

5.4.3 Comentario

Todas las píldoras regresaron a tiempo a superficie; indicando uniformidad en el hueco, contrario a los pozos previos donde los registros habían indicado bastante ensanchamiento de pozo luego de la perforación ^[33]. Los recortes también fueron pequeños, evidenciando una óptima calidad en la pared del pozo, a causa del efecto empaste. Las mediciones del MWD se aproximaron bastante a mediciones que fueron realizadas por medio de cable y giroscopio, posterior al asentamiento del revestimiento. Este hecho demuestra que no es necesario el uso de un collar no magnético en el BHA para mitigar interferencia de la señal MWD, y permite que el diseño del BHA sea más corto y más liviano para perforar direccionalmente con tubería de revestimiento.

La recuperación del BHA se realizó con drill pipe, bajándolo a través de la mesa rotaria y manteniendo el control del pozo con los preventores del anular ^[33]. El BHA fue enganchado fácilmente con la herramienta de liberación y llevado hasta superficie sin ningún problema. El pozo fue hecho circular antes de iniciar el trabajo de cementación y luego de las preparaciones se bajó un tapón y la válvula de flotación en el pozo, instalándose en el fondo del revestimiento ^[33]. El trabajo de cementación se realizó sin dificultad, significando un éxito en la operación de esta sección perforada direccionalmente con tubería de revestimiento. El control direccional fue realizado con precisión sin presentar problemas de inestabilidad, lo que significó que diseños de mayor dificultad en las trayectorias de pozo pudiesen ejecutarse para explotar efectivamente el yacimiento. También significó un ahorro de tiempo y de costo en los pozos posteriores al reducir el riesgo de pega de tubería y poder recuperar el BHA usando la técnica de perforación direccional con tubería de revestimiento.

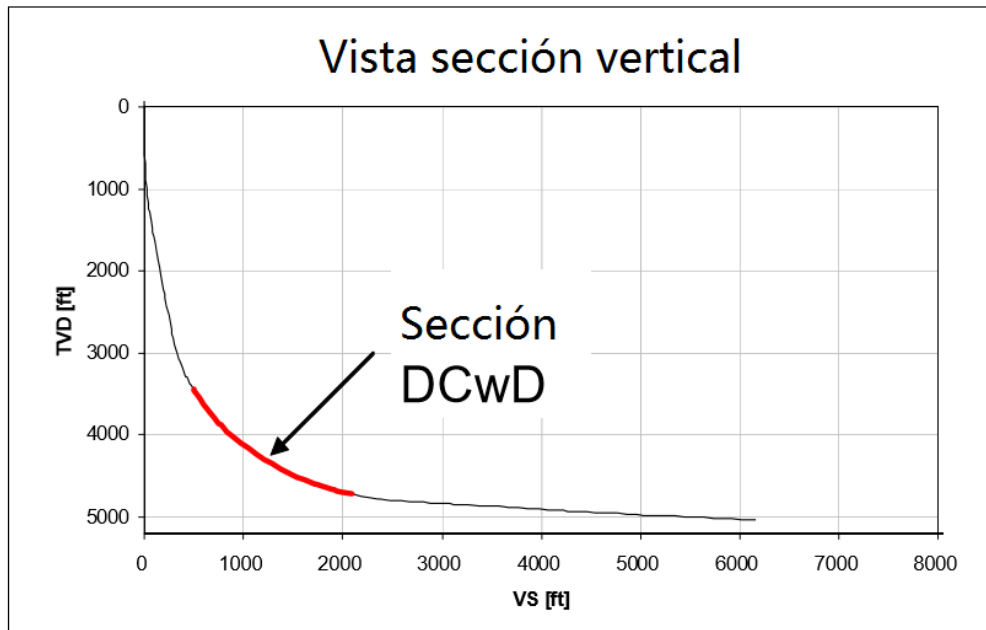


Fig. 59, Vista vertical de la sección perforada con tubería de revestimiento.
 Tomado de: SPE/IADC 119446 ^[33] (pág. 4)

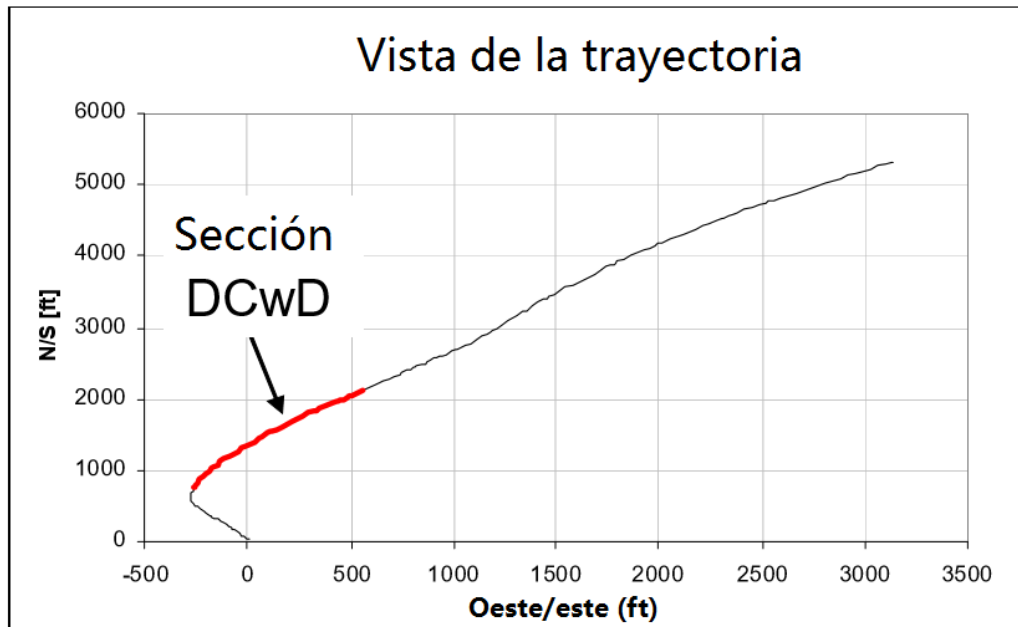


Fig. 60, Vista de la trayectoria de la sección perforada con tubería de revestimiento.
 Tomado de: SPE/IADC 119446 ^[33] (pág. 4)

5.5 CAMPO LA CIRA INFANTAS, COLOMBIA

La Cira Infantas es un campo maduro que está ubicado sobre el valle medio del Magdalena, en el departamento de Santander, Colombia. La Cira Infantas es el campo más antiguo en producción del país, descubierto en 1917. Este campo es atravesado por fallas y se caracteriza por formaciones despresurizadas^[54].

Generalidades^[54]

En 2005 Ecopetrol junto con OXY inició un programa de inyección de agua para incrementar el recobro en el campo. Perforar en estos pozos es desafiante debido a eventos de pérdidas de circulación y asuntos de control de pozo en cierta manera impredecibles, dada la naturaleza fallada del área y el impacto en las formaciones causado por trabajos previos de perforación para mejorar el recobro, adelantados desde mediados del siglo pasado en el campo. Un proyecto de 5 pozos inyectores fue diseñado para perforarse con tubería de revestimiento con el fin de hacer frente a asuntos de inestabilidad de pozo, pérdida de circulación, control de pozo y atravesar formaciones problemáticas. Por último, el objetivo también era evaluar la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en La Cira Infantas, con un proyecto de diferentes pozos para proveer una curva de aprendizaje consistente de la tecnología e implementar las prácticas aprendidas. El proyecto se llevaría a cabo en una zona del campo donde se encuentran las principales áreas de pérdidas de fluido como indica la figura 61.

5.5.1 Diseño de la perforación^[54]

La sección de superficie en estos pozos sería perforada de manera convencional con una broca PDC 12-1/4 in y revestida con un revestimiento K55 9-5/8 in, de 36 lb/ft. La sección perforada con tubería de revestimiento correspondería a la

sección de producción y sería perforada hasta la profundidad objetivo, utilizando un BHA direccional ya que el 95% de los pozos son de perfil tipo “J” o “S”, o requieren trabajo direccional para controlar la verticalidad. El diseño mecánico sería el mismo de los pozos perforados convencionalmente, con una profundidad total variando entre 3400 a 4600 ft y revistiendo la sección de producción con un revestimiento N80 de 7-in y 26 lb/ft. Hubo una cuidadosa etapa de planeación para identificar los riesgos asociados al proyecto, y conocer los límites operacionales del equipo de perforación y de las herramientas que serían usadas, antes de dar inicio a las operaciones. Durante la planeación se realizaron modelamientos de torque, indicando valores por encima de 7000lb-ft y por tal, se decidió instalar anillos de torque para reforzar la resistencia en las conexiones a 20080lb-ft. En los valores del modelamiento hidráulico, la rata de flujo se reducía considerablemente para la perforación con tubería de revestimiento teniendo en cuenta el reducido espacio anular con el revestimiento de 7-in. En un pozo convencional la sección se perfora con 700 gpm y una velocidad anular de 220ft/min que asegura la limpieza del hueco. Al perforar con revestimiento a 350 gpm la velocidad anular es de 269ft/min y con 420 gpm la velocidad anular es de 420ft/min, garantizando suficiente limpieza de hueco aunque incrementando la densidad de circulación equivalente ECD. Para mantener la ECD lo más baja posible, el lodo debe ser diseñado con bajas propiedades reológicas. En la tabla 8 se resume las propiedades del lodo utilizadas en el proyecto.

High Performance WBM Properties			
Properties	Units	Min	Max
Density	lbm/gal	8.7	9.1
Funnel Viscosity	Sec/qt	37	45
Plastic Viscosity	cp	10	15
Yield Point	lbf/100_ft2	8	13
API Filtrate	cc/30min	4	5
MBT	ppb eq.		17.5
Ph		9	10.50

Tabla 8. Propiedades del lodo utilizado en la Cira Infantas.
Tomado de: SPE 134586^[54] (pág. 4)

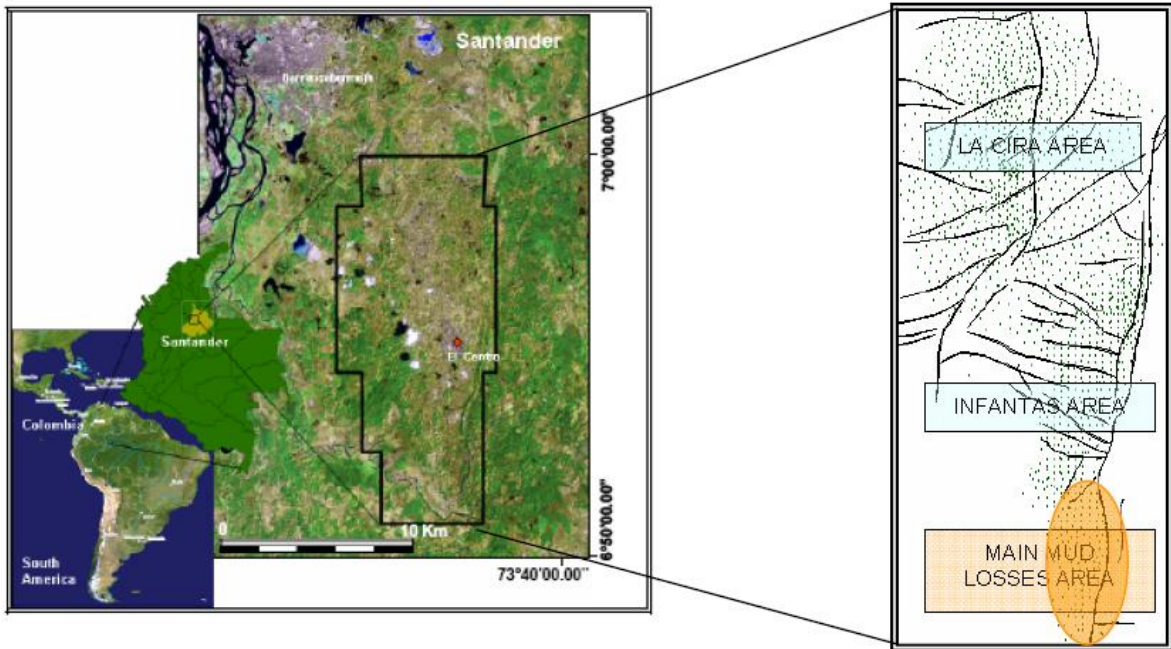


Fig. 61, Ubicación del campo y marcación de la principal zona de pérdida de fluido.

Tomado de: SPE 139020 ^[55] (pág. 2)

5.5.2 Arreglo de fondo de pozo ^[54]

Se trata de un BHA recuperable conectado al revestimiento por medio de la herramienta DLA. Este arreglo consiste en una broca PDC convencional de 6-in con 4 aletas y cortadores de 19 mm para construir el hueco piloto y un ensanchador de 8-3/4 in para permitir el paso del revestimiento de 7-in. El BHA va equipado con un sistema rotativo direccional RSS y una herramienta LWD, para permitir el control direccional mientras se hace rotar todo el ensamblaje y para tomar registros gamma ray, resistividad y densidad-neutrón de la formación; además, un medidor de presión para monitorear la densidad de circulación equivalente ECD. El DLA, un collar de perforación y estabilizadores internos van ubicados en la parte del BHA que queda dentro del revestimiento como se muestra en la figura 62, y la longitud total del BHA por debajo del ensanchador

varía entre 140 y 150ft. Como en los casos anteriores, el cemento y el zapato del revestimiento anterior se perforó con un BHA diferente al utilizarse en la perforación con tubería de revestimiento porque se corre el riesgo de dañar el ensanchador ya que la estructura de corte está diseñada para ser abierta completamente en hueco abierto; también porque sería la primera vez en utilizar un sistema RSS en el campo y se temía cómo iba a responder la herramienta. Luego de este trabajo se bajaría el BHA a ser utilizado en la operación El trabajo de recuperación se planeó hacerse con drill pipe de 3-1/2 in debido a la disponibilidad del campo y ya que OXY tenía experiencia en la recuperación del BHA con drill pipe en locaciones de otros países.

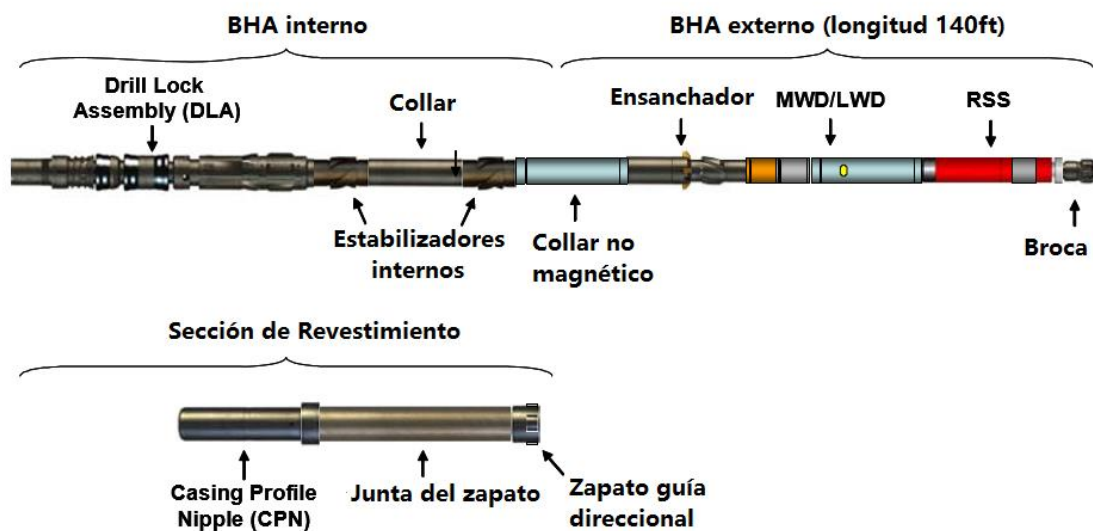


Fig. 62, Esquema del BHA utilizado en la Cira Infantas. Tomado de SPE 134586^[54] (pág. 3)

Pozo # 1^[54]

En este pozo el revestimiento de superficie fue asentado a 319ft y posteriormente se perforó convencionalmente el zapato de este revestimiento con una broca de 9-7/8 in, y avanzando hasta 575ft, construyendo un ángulo de 5°. A partir de este

punto se perforó con tubería de revestimiento hasta la profundidad objetivo a 4538ft, incrementando el ángulo hasta 10° y luego regresando a 1°, construyendo un perfil tipo “S”. Al iniciar la perforación con el revestimiento los parámetros de perforación fueron: una rata entre 200 y 280 gpm, 70- 90 rpm y un peso en la broca WOB de 8000 a 14000 lb. Con estos parámetros la ROP era baja, así que para mejorarla se cambiaron los parámetros, incrementando la rotación de 90 a 120 rpm y la rata de flujo progresivamente a 420 gpm. El peso del lodo estuvo entre 8,8 y 9,1ppg, acorde al programa de lodo. Aun así la ROP promedio fue baja, de un valor de 52,3 ft/hr en parte debido a que hubo necesidad de parar la perforación para recuperar la señal de la herramienta LWD. El BHA fue recuperado exitosamente con el drill pipe, posteriormente se instaló un retenedor de cemento exitosamente y el trabajo de cementación del revestimiento de producción fue ejecutado sin inconvenientes. Luego de terminar la operación se realizó una reunión para evaluar los aspectos de la operación e identificar lecciones aprendidas antes de iniciar el pozo siguiente.

Pozo # 2 ^[54]

En este pozo la perforación con tubería de revestimiento inició a los 896ft y continuó hasta llegar a 4616ft de profundidad objetivo. A 896ft se llegó con una broca de 9-7/8 in como en el pozo anterior, y se construyó una inclinación de 10°. Esto significaba que el sistema RSS sólo tendría que mantener el ángulo y luego regresar a la vertical para construir un perfil tipo “S”. En este pozo la perforación inició con unos parámetros más definidos; un flujo a 350 gpm y una rotación de 130 rpm, consiguiendo una rata de penetración ROP de 64ft/hr que es un 22,6% más que el promedio del pozo anterior. A 3200ft MD se perdió el contacto con el LWD, así que fue necesario recuperar el BHA para reemplazar las herramientas del LWD. Al examinar los componentes del LWD se detectó que las baterías habían sido instaladas incorrectamente y esto causó que estuviesen

completamente descargadas cuando se dio la pérdida en el contacto. La perforación fue retomada, continuó hasta alcanzar la profundidad objetivo con una rata de flujo entre 375 y 380 gpm y una rotación de 115 – 150 rpm. Luego de 3200ft la ROP cayó a 56,6ft/hr. El peso del lodo estuvo entre 8,6 y 9ppg, acorde al programa establecido. El BHA se recuperó con drill pipe, el retenedor de cemento fue instalado con cable y el trabajo de cementación fue llevado a cabo con éxito, como en el primer pozo.

Pozo # 3 ^[54]

Este pozo fue perforado cerca de un mes después de perforarse el pozo número 2 con el fin de implementar lo que se había aprendido en los pozos anteriores. En este pozo el zapato del revestimiento de superficie fue asentado a 336ft y desde allí se perforó hasta 942ft MD con la broca de 9-7/8 in como en los pozos anteriores y construyendo un ángulo de 10,2°. De este punto continuó la perforación con tubería de revestimiento hasta la profundidad objetivo a 3400ft MD, construyendo un perfil de pozo tipo “J”. Para este pozo se escogió una broca de 5 aletas y cortadores de 19mm, en lugar de la broca de 4 aletas utilizada en los pozos anteriores. También hubo una mejor configuración de las boquillas que permitió alcanzar una rata de flujo de 420 gpm, proveyendo una mejor hidráulica. La rotación también fue incrementada a 160 rpm y la ROP promedio que se alcanzó fue de 81,5ft/hr; muy por encima al valor promedio de los pozos previos.

Pozo # 4 ^[55]

Este pozo se perforó convencionalmente con la broca de 9-7/8 al igual que en los pozos previos, desde 336ft hasta 1119ft MD y construyendo una inclinación de 17,4°. A partir de ese punto se continuó perforando con tubería de revestimiento

hasta la profundidad objetivo a 3548ft MD, construyendo un perfil de pozo tipo “J”. La ROP promedio fue de 78,5ft/hr, o sea menor a la del pozo anterior ya que la operación se vio interrumpida por pérdidas de lodo durante la perforación y también porque se presentó inconvenientes con la válvula de flotación. La rata de flujo fue de 430 gpm. Las pérdidas de fluido se presentaron a 1743ft MD de profundidad, en un orden de 200bbl/hr así que se paró la perforación y se bombeó 40bbl de material de pérdida de fluido. Entonces se retomó la perforación y a 1756ft MD, el total de pérdida era de 200bbl. A 1831ft MD las pérdidas eran de 75bbl/hr y se bombeó otra píldora de material de pérdida de fluido. A 1981ft MD las pérdidas eran de 52bbl/hr y se bombeó una píldora más. A partir de este punto se observó que no era necesario añadir más píldoras de control de pérdida al sistema; ya que cuando se perforaba a 1881ft MD, el zapato del revestimiento alcanzó el tope de la zona “ladrona” ubicado a 1743ft MD y así efectuando el efecto de empaste sobre la formación. Este efecto tan sólo inició a 1881ft debido a que la longitud del BHA entre la broca y el revestimiento era de 138ft. Desde 1981ft se redujo la rata de pérdida de fluido a 28bbl/hr, y terminando en 10bb/hr sobre 2545ft. Las pérdidas duraron lo que el BHA tardó en atravesar la zona ladrona y una vez que el revestimiento pasó por esta zona, se detuvieron las pérdidas de fluido. Las pérdidas totales fueron alrededor de 570bbl, mientras que el promedio de pérdida de fluido en el campo está en el orden de 1480bbl por pozo.

Pozo # 5 ^[54]

Este fue el último pozo que se perforó en el proyecto y durante su ejecución se aplicaron las lecciones aprendidas de los 4 pozos previos. La profundidad total medida fue de 4026ft, a un ángulo de 14°. Al igual que en los dos pozos anteriores el ángulo final fue construido de forma convencional, y con la tubería de revestimiento se mantuvo la inclinación hasta el objetivo, construyendo un perfil

tipo “J”. En este pozo fue utilizada una broca PDC de 6-1/8 in, con 4 aletas y cortadores de 19mm, en lugar de la broca de 6-in de los pozos anteriores. La ventaja que ofrecía sobre las brocas anteriores era que con unos canales de flujo más profundos permitía evacuar fácilmente los recortes y así evitar subidas en la hidráulica, evidenciadas en algunos pozos. La ROP promedio alcanzada en este pozo fue de 113,6ft/hr, que es un 39% más alta que la mejor ROP de los pozos anteriores. La rata de flujo fue 430 gpm y la broca no presentó ningún signo de erosión. La calidad en los datos del LWD fue excelente al igual que la respuesta en el control direccional del sistema RSS.

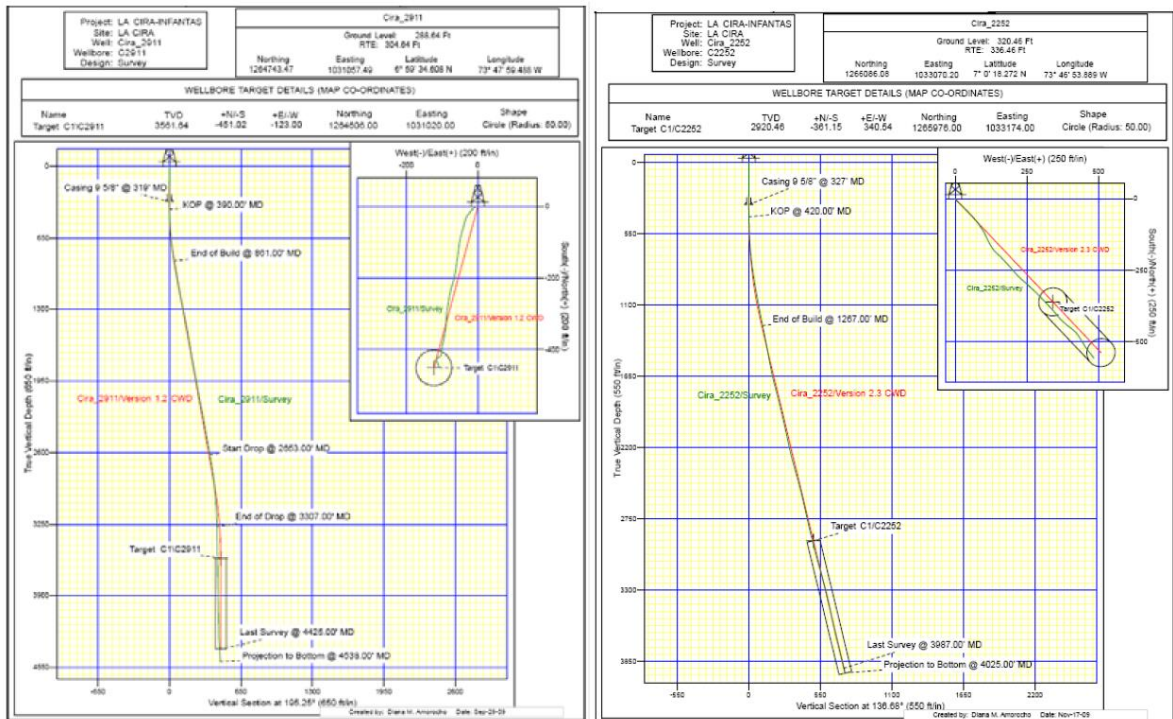


Fig. 63, Perfil tipo “S” y tipo “J” en los pozos del proyecto de perforación con tubería de revestimiento en el campo La Cira Infantas. Tomado de SPE 134586^[54] (pág. 11 y 13)

DRILLING PARAMETERS	CONVENTIONAL	WELL #1	WELL #2	WELL #3	WELL #4	WELL #5
DEPTH (Ft)	333-3372	575-4538	896-4616	942-3400	1119-3548	1298-4025
FOOTAGE (Ft)	3039	3963	3720	2458	2429	2727
WOB (KLBS)	12-15	8-18	10-19	8-14	10-17	11-20
GPM	700	200-420	350-380	350-420	320-420	350-420
RPM	214-264	75-120	115-140	120-165	120-160	100-160
TFA (In)	0.562	0.432	0.403	0.491	0.407	0.371
HSI	7.16	6.87	5.85	5.67	8.18	9.12
ROP AVG Ft/Hr	138	52.2	60.98	81.5	78.5	113.6
% NPT/(Drilling Days)	0.04	9.4	26.2	0	0.6	1.2
TQ (Lbs-ft/Ft)	1000-5000	2000-7000	3000-10000	2000-8000	3000-8000	3000-9000
PRESSURE (Psi)	2400-3000	780-2900	1450-2500	2300-3000	2500-3800	2100-3900

**Tabla 9. Parámetros de perforación en los pozos del proyecto la Cira Infantas.
Tomado de SPE 134586^[54] (pág. 13)**

5.5.3 Comentario

En la figura 63 se ilustra los dos tipos de perfil de pozo construidos a lo largo del proyecto. A la izquierda se muestra el perfil tipo “S” de los pozos 1 y 2, y a la derecha se muestra el perfil tipo “J” realizado en los pozos 3, 4 y 5. En realidad el perfil tipo “S” de la imagen corresponde al pozo 1, y el perfil tipo “J” corresponde al pozo número 5. En la tabla 9 se resume los parámetros de perforación de los 5 pozos y se compara con datos de una operación convencional. Esta tabla muestra datos interesantes porque pese a que la ROP fue mejorando de pozo a pozo, no superó el valor de la ROP promedio convencional. También se evidencia el alto torque que se requiere para realizar las operaciones de perforación con tubería de revestimiento y la reducción considerable en el valor de la rata de flujo requerido para mantener la limpieza del hueco. En cuanto al peso en la broca no se aprecia mayor diferencia; en cuanto a la rotación sí se hace evidente que con la tubería de revestimiento el valor de la velocidad de rotación fue mucho menor y esto era de esperarse ya que en el diseño del BHA no se incluyó un motor PDM para generar

una rotación adicional, y como se discutió anteriormente la sarta no debe exponerse a altos esfuerzos que comprometan la integridad de la tubería.

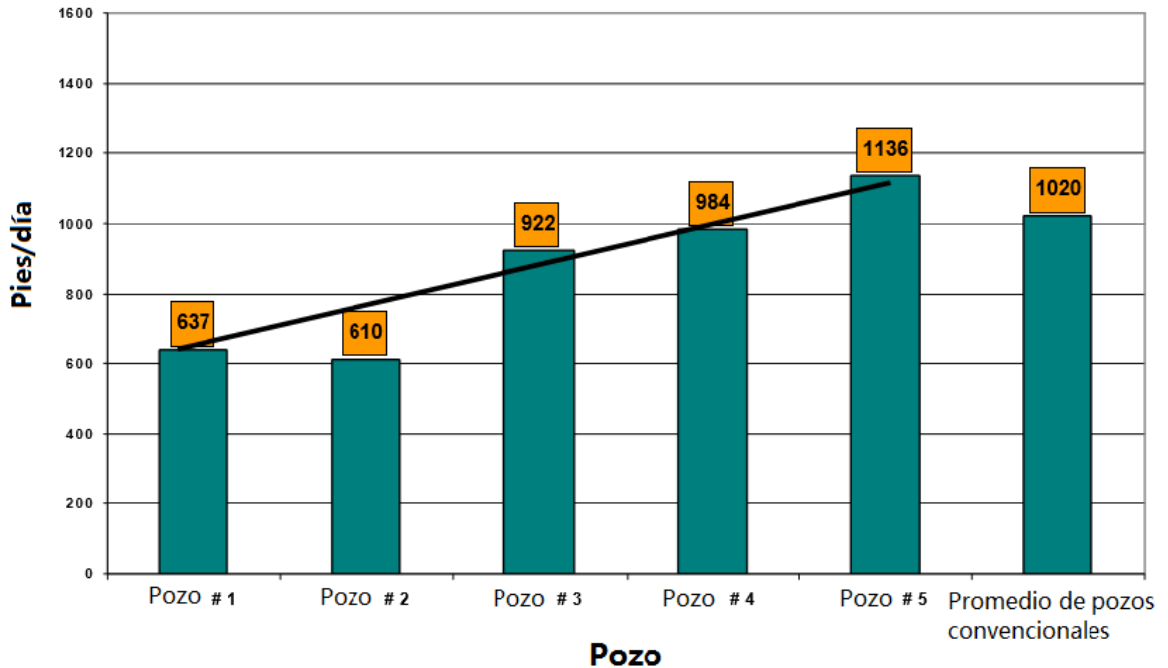


Fig. 64, Total de los pies perforados por día en los pozos perforados con tubería de revestimiento, frente al valor promedio de los pozos convencionales.

Tomado de SPE 134586 ^[54] (pág. 14)

De este proyecto se rescata el mejoramiento continuo que se da de pozo a pozo y que se obtiene gracias a la curva de aprendizaje que permite estar mejorando continuamente las operaciones. Esto es ilustrado en la figura 64, donde el desempeño del pozo 5 resume el mejoramiento de las operaciones frente a los pozos anteriores. Pese a que el valor medido en pies por hora de la ROP promedio en el pozo 5 fue menor al valor de la ROP promedio de los pozos convencionales perforados a esa fecha, el desempeño medido en el valor de los pies totales perforados por día en el pozo 5 fue mayor que el valor en los pozos convencionales perforados hasta 4000ft. No obstante, en cuanto a la parte económica, el valor promedio del costo por pie de los pozos direccionales

perforados convencionalmente es menor que el costo de los pozos perforados con tubería de revestimiento. Como muestra la figura 65, en el pozo 5, el costo por pie es mayor que el costo promedio de un pozo perforado convencionalmente; sin embargo existía la oportunidad de haber mejorado el tiempo y el costo de la operación. Por ejemplo en la recuperación del BHA si se hubiese efectuado con cable que es más eficiente, o haber utilizado tapones para la cementación que fuesen bombeados y no instalados con cable, que demandaron mayor tiempo. También, la inclusión de un motor al BHA para generar rotación adicional a la broca y el ensanchador, pudiese haber hecho más competitiva la perforación.

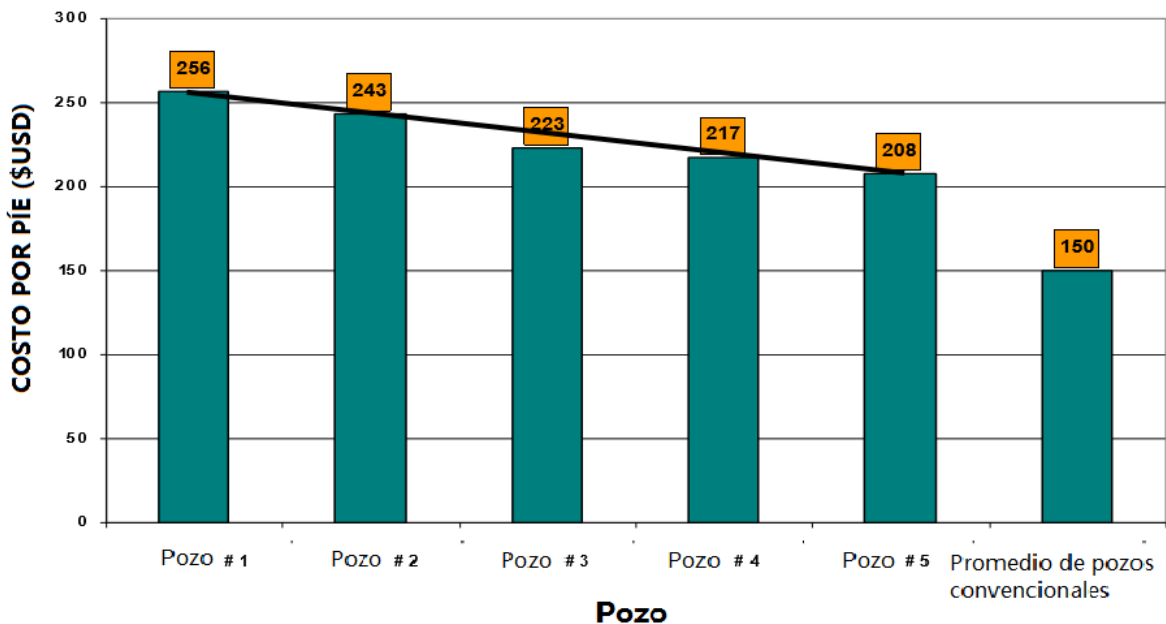


Fig. 65, Costo por pie en los pozos perforados con tubería de revestimiento, frente al valor promedio de los pozos convencionales. Tomado de SPE 134586^[54] (pág. 15)

En el caso de los pozos del campo que presentan pérdidas de fluido, la diferencia en el costo disminuye drásticamente, y el valor promedio del costo total de los pozos perforados con tubería de revestimiento es menor, frente al valor de costo promedio de los pozos en el campo que presentan pérdida de fluido, tal como

enseña la figura 67. En la figura 66 y 67 se compara el desempeño de los 5 pozos del proyecto (color verde), frente a los pozos del campo que presentan pérdida de fluido. Es importante mencionar que de los 5 pozos perforados en el proyecto, sólo uno presentó pérdidas de fluido, y en el pozo en que se presentó, las pérdidas fueron 39% menores que el valor promedio de las pérdidas de fluido por pozo en el campo, perforando convencionalmente. Esto deja claro la efectividad que tiene la perforación con tubería de revestimiento para mitigar los problemas de pérdida de fluido en el pozo, a través del efecto de empaste que crea la rotación de la sarta sobre la cara de la formación; hasta el punto de no requerir bombear material de control de pérdida al sistema para controlar y de tener las pérdidas de fluido hacia la formación, una vez que el revestimiento llega hasta la zona ladrona.

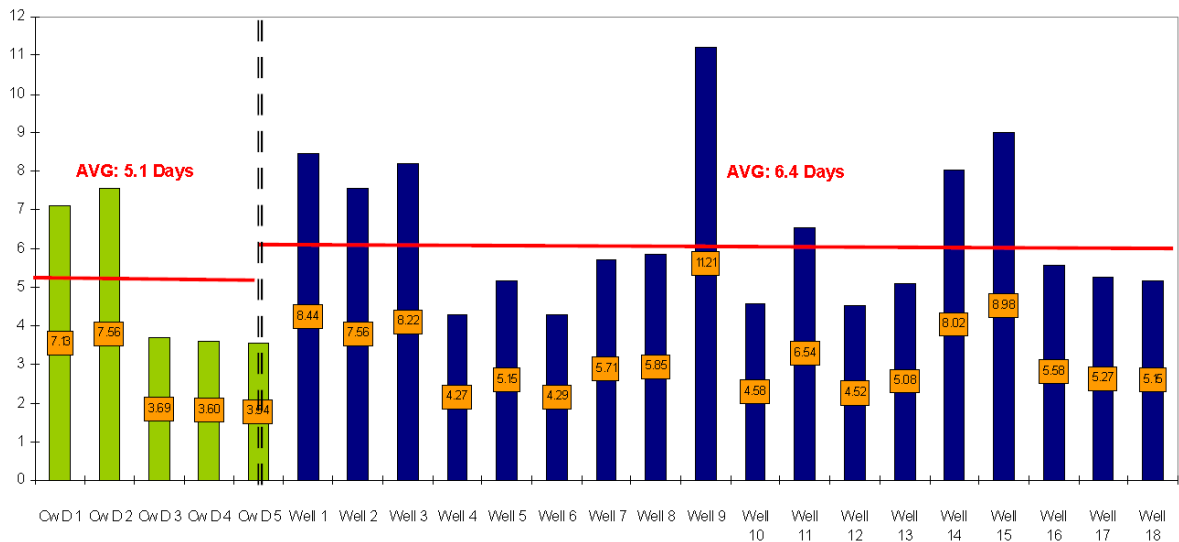


Fig. 66, Días de perforación en los pozos perforados con tubería de revestimiento, frente a los pozos convencionales que presentan pérdida de fluido.

Tomado de: SPE 139020 ^[55] (pág. 2)

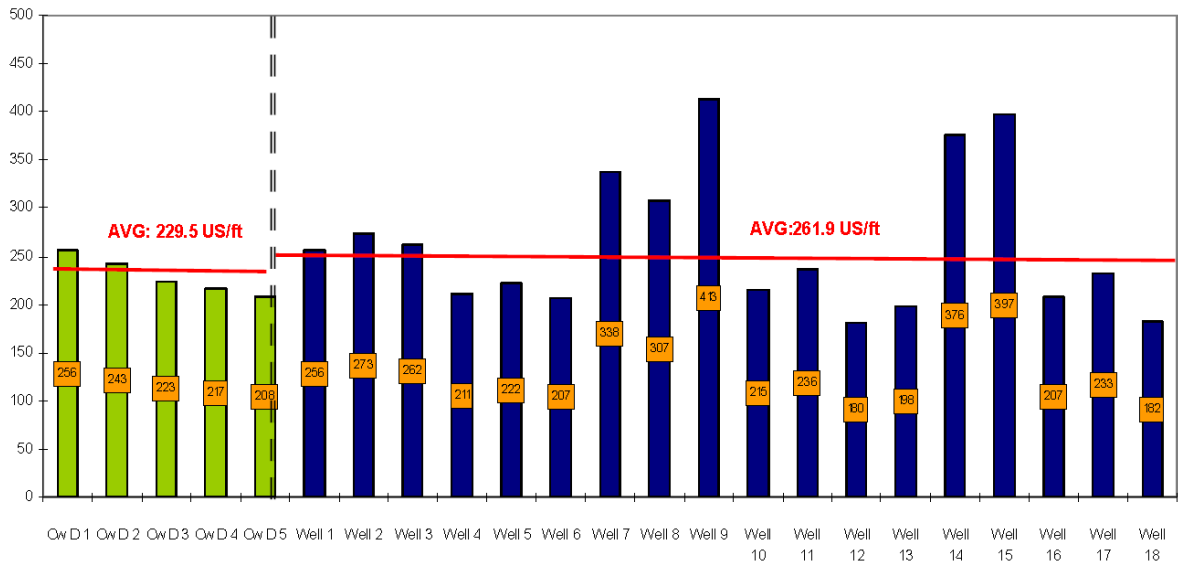


Fig. 67, Costo por pie de los pozos perforados con tubería de revestimiento, frente a los pozos convencionales que presentan pérdida de fluido. Tomado de: SPE 139020 ^[55] (pág. 5)

5.6 ANÁLISIS

Con todos los casos que se revisaron en este capítulo quedó demostrada la factibilidad de utilizar la tecnología de perforación direccional con tubería de revestimiento en la aplicación de pozos comerciales en distintos lugares del mundo y en diferentes ambientes de perforación. Se evidenció que las operaciones pueden ejecutarse exitosamente desde plataformas marinas en producción, en áreas complejas como lo es la selva en la Amazonía; también en campos maduros con formaciones agotadas y en pozos que presentan gran inestabilidad. También quedó evidenciada la efectividad para realizar el trabajo direccional con la tubería de revestimiento y para alcanzar el ángulo de inclinación y el valor de azimut requeridos. En todos los casos la trayectoria construida fue muy similar al plan direccional que se tenía previsto. Es claro que la inclusión de

un sistema RSS le permite al BHA alcanzar la trayectoria con mayor facilidad y una mayor precisión de acuerdo al plan direccional.

En el caso de no incluirse un sistema rotativo direccional RSS y dejar todo el trabajo direccional para realizarse con el motor de desplazamiento positivo PDM, implica que se deba perforar en modo de deslizamiento gran parte de la operación para mantener el control direccional del pozo y no salirse del plan. Al perforar en modo de rotación el BHA presenta una tendencia a aumentar la severidad de la pata de perro (Dogleg Severity, DLS), que durante la sección de construcción de ángulo puede sobrepasar el valor de DLS máximo estipulado en el diseño de perforación, y durante la sección tangencial, imposibilita mantenerse dentro del plan. En la mayoría de los casos la relación rotación/deslizamiento es de 50/50, sin embargo esta relación puede variar dependiendo de la sección de pozo que se esté construyendo; siendo mayor generalmente el porcentaje de deslizamiento requerido para disminuir el ángulo de inclinación y retomar la vertical, por ejemplo en un perfil de pozo tipo "S". En algunos casos el porcentaje de deslizamiento que se requiere puede ser hasta del 100%. Perforar en modo de deslizamiento trae consecuencias como ocasionar cambios en el WOB que afectan la ROP. También puede ocasionar una carga de recortes en el anular, que incrementa la densidad de circulación equivalente ECD y que puede desencadenar a una pérdida de circulación; como ocurrió en el caso del pozo Angsi-D4 en Malasia, lo cual no es el objetivo de perforar con la tubería de revestimiento. Es importante analizar que mientras se está perforando en modo de deslizamiento la sarta de revestimiento no es hecha rotar, y por ende no se crea el efecto de "empaste" sobre la formación que endurece las paredes del pozo y las protege para que no haya pérdidas de fluido. Aunque la inclusión de un sistema RSS evita esta clase de problemas, no siempre resulta económicamente viable dependiendo del tipo de proyecto que se va a ejecutar o del costo del pozo.

Un ejemplo de esto es el caso de La Cira Infantas, donde el valor del costo por pie resultó ser más alto que el valor promedio del costo en un pozo convencional.

Incluso en el pozo 5 que fue el último perforado y en el que se alcanzó la ROP más alta, el costo fue mayor que el de los pozos convencionales. No obstante cuando se compara con el costo de los pozos que presentan pérdida de circulación, resulta mucho más rentable perforar con tubería de revestimiento; lo que quiere decir que perforar con la tecnología ofrece una posibilidad para su implementación. Aunque en este campo no fue evidente el beneficio económico de la tecnología, sí se evidenció el beneficio que aporta para mitigar y solucionar problemas de pérdida de circulación. Al perforarse en una zona donde es alta la probabilidad de ocurrir pérdidas de circulación, sólo 1 de los 5 pozos perforados presentó pérdida de fluido, y el total de fluido perdido fue 39% menor al promedio de pérdida por pozo, al perforar convencionalmente. Las pérdidas tardaron lo que el BHA demoró en atravesar la zona ladrona; entonces, la longitud del BHA por debajo del zapato influye en que tan rápido se solucione el problema de pérdida de fluido y en la cantidad de fluido perdido. Esto hace que la longitud del BHA sea un aspecto importante a tener en cuenta a la hora del diseño, si el objetivo es hacer frente a un problema de pérdida de fluidos.

Algo que se evidenció en la revisión de los casos es que cuando se perfora más de un pozo en un proyecto, siempre hay una curva de aprendizaje que permite realizar la operación de una manera cada vez más eficiente y alcanzando un mejor desempeño. Esta característica es una ventaja que le permite a la tecnología avanzar cada vez más a lo largo de su implementación y que la va haciendo más competitiva. Otra ventaja de la tecnología es la reducción del tiempo comparado a la perforación convencional. En el caso del Bloque 67 ubicado en Perú, se observa una reducción de tiempo de 32% de un pozo a otro, evidenciando la curva de aprendizaje, y con el último pozo, es clara la disminución de tiempo comparado a los pozos convencionales. Otro ejemplo de esto es el campo Angsi en Malasia (Fig. 57), en donde se observa una disminución considerable de tiempo en los pozos perforados con tubería de revestimiento frente a los que fueron perforados convencionalmente; también una disminución de tiempo entre el primer y segundo

pozo perforado con tubería de revestimiento. Los pozos del proyecto en La Cira Infantas también son un ejemplo de esto, donde se observa un mejoramiento continuo de tiempo entre un pozo y otro, y en el caso del último pozo, se mejora el tiempo promedio de los pozos convencionales perforados hasta 4000ft. También al implementar la tecnología se logró alcanzar valores altos en la rata de penetración ROP; por ejemplo en la Cira Infantas, una ROP promedio de 113ft/hr en la sección perforada con revestimiento en el último pozo. También en el campo Angsi se alcanzó valores altos de ROP promedio en los pozos perforados con tubería de revestimiento de 269, 286,4 y 328ft/hr.

La perforación con tubería de revestimiento ayudó a solucionar graves problemas de inestabilidad de pozo, previniendo colapsos y atascamientos del BHA. Un caso que manifiesta esto es el campo ISND en Qatar, en el cual se perforó con tubería de revestimiento en una zona donde se había presentado una gran cantidad de atascamientos en el BHA de los pozos convencionales, haciendo prácticamente imposible recuperarlos. Con la perforación con tubería de revestimiento no sólo se logró recuperar el BHA sino que se perforó a altas inclinaciones evitando colapsos en el pozo. También se presentó un ahorro en la cantidad de combustible para realizar las operaciones. Por ejemplo en la revisión de pozos en Perú, el consumo de diésel perforando con tubería de revestimiento fue 46% menor al consumo en las operaciones convencionales. También del caso revisado en Perú se observó que en ambos pozos al perforar con tubería de revestimiento el TOC llegó a un tope muy superior a lo planeado, ya que el efecto de empaste hace que se forme un diámetro de hueco más uniforme, mejorando la calidad de las paredes del pozo y contribuyendo a un trabajo de cementación más eficiente.

De esta revisión de casos hay que destacar que con un revestimiento de 13-3/8 in fue posible perforar exitosamente hasta altas profundidades y a altos valores de inclinación, teniendo en cuenta que una tubería de este diámetro tiene una mayor rigidez y a esas condiciones de perforación está expuesta a altos esfuerzos. Igual

hay que mencionar que es posible realizar las operaciones de perforación sin mayor inconveniente utilizando agua de mar como fluido de perforación; además esto ayudó a mantener una buena hidráulica y a prevenir problemas de pérdida de circulación perforando en modo de deslizamiento. También con el caso revisado en Qatar se demostró que no es indispensable la inclusión de un collar no magnético en el BHA para mitigar interferencia en la señal MWD; sino que esto permite que el diseño del BHA sea más corto y más liviano, pudiendo ser una solución para minimizar pérdidas de fluido al atravesar una zona ladrona. Además fue observado en la mayoría de los casos que los equipos de perforación que ya contaban con un Top Drive, sólo necesitaron de la inclusión de un sistema Casing Drive para realizar la perforación con tubería de revestimiento; las operaciones de recuperación o reemplazo del BHA fueron realizadas por medio de drill pipe sin presentar ningún inconveniente.

Como norma general en estos casos de aplicación se encuentra que el trabajo de perforación del cemento y del zapato del revestimiento previo a la perforación con la tubería de revestimiento, se realiza de una manera convencional con un BHA que es extraído antes de correr la sarta que perforará la siguiente sección. Esto en parte se hace para asegurar un correcto trabajo de remoción y de limpieza del cemento antes de correr el revestimiento y el BHA direccional. Otra razón es para no comprometer los componentes del BHA durante esta operación y así asegurar su correcto funcionamiento durante la perforación; especialmente el ensanchador ya que está diseñado para que las aletas abran completamente en el hueco abierto y no dentro del revestimiento. Esto puede ser un aspecto a mejorar ya que la perforación del cemento y del zapato realizada con un BHA diferente, demanda tiempo y atención operacional. Además, que el BHA direccional usado para perforar con la tubería de revestimiento esté en la capacidad de iniciar a perforar desde el cemento y el zapato del revestimiento previo, la hace más competitiva frente a la perforación convencional.

Como consideraciones es indispensable aclarar la importancia que tiene la etapa del diseño de la perforación antes de iniciar las operaciones, ya que el éxito de la perforación en gran parte depende de un correcto modelamiento de la hidráulica, de torque y arrastre. También es muy importante el análisis de riesgo y conocer los límites operativos de los equipos y las herramientas. Respecto a la hidráulica se debe tener en cuenta que el espacio anular es mucho más reducido que en la perforación convencional y por tanto, se alcanzan altas velocidades a bajas tasas de flujo. Esto es bueno en el hecho que ayuda a mantener la limpieza en el hueco sin embargo, puede generar incrementos en la ECD que lleven a sobrepasar los límites de presión en el pozo. Por esta razón hay que controlar muy bien el peso del lodo y verificar los valores de la presión en el anular durante la perforación. En cuanto al torque, son altos los valores que demanda perforar con la tubería de revestimiento; por esto hay que reforzar las conexiones de la sarta con anillos de torque para incrementar su resistencia. También los valores de torque en el modelamiento deben mostrar coherencia con la capacidad del taladro para que durante la perforación el torque requerido no exceda el límite máximo y esto no provoque un daño en el Top Drive, ni sea una limitante que impida llegar hasta el objetivo del pozo. En todos los casos, el entrenamiento de la cuadrilla y la familiarización con las nuevas herramientas, previo a la perforación, fue un factor clave para asegurar la ejecución exitosa de las operaciones.

6. CONCLUSIONES

- Con los casos que fueron estudiados en este proyecto quedó demostrado que implementar la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en la perforación direccional, es una opción viable en la aplicación de pozos comerciales en distintos lugares del mundo y en diferentes ambientes de perforación; como plataformas marinas en producción, áreas complejas como la selva amazónica, campos maduros con formaciones agotadas, y en pozos que presentan serios problemas de inestabilidad.
- Quedó evidenciada la efectividad para realizar el trabajo direccional con la tubería de revestimiento y poder alcanzar el ángulo de inclinación y los valores de azimut requeridos; en todos los casos la trayectoria construida fue muy similar al plan direccional que se tenía previsto. Perforando con el revestimiento fue posible llegar hasta altas profundidades, construir altos valores de ángulo, mantener la inclinación, realizar maniobras en el azimut y alcanzar la horizontal; concluyendo que es posible obtener un control direccional exitoso a lo largo de toda la trayectoria.
- Fue claro que la inclusión de un sistema rotativo direccional RSS le permitió al BHA mantener un control direccional con mayor precisión al perforar con tubería de revestimiento, y alcanzar todos los requerimientos de inclinación y de azimut en el pozo con mayor facilidad; sin requerir perforar en modo de deslizamiento. No obstante, fue evidenciado que esto hace más complejo el diseño del BHA y que puede no ser económicamente viable en todos los proyectos.

- Se comprobó que cuando en el diseño del BHA no se incluye un sistema rotativo direccional RSS y todo el trabajo direccional tenga que realizarse sólo con un motor de desplazamiento positivo PDM, implica que se deba perforar en modo de deslizamiento gran parte de la operación para mantener el control direccional y no salirse del plan. En los casos donde no se incluyó un sistema rotativo direccional RSS, el promedio de la relación rotación/deslizamiento fue de 50/50; sin embargo esa relación varía dependiendo de la sección de pozo que se esté construyendo y en algunos casos se puede requerir operar 100% en modo de deslizamiento.
- Al analizar el efecto que trae perforar en modo de deslizamiento durante la perforación con tubería de revestimiento se encuentra que, al no haber una rotación continua de la sarta de revestimiento, no hay una contribución completa para que se genere el efecto de “empaste” que endurece las paredes del pozo y las protege para evitar que haya pérdidas de fluido. También se encuentra que la rata de penetración cae durante el deslizamiento y además, puede causar desgaste en el revestimiento.
- Se evidenció el beneficio que aporta perforar con tubería de revestimiento para mitigar y solucionar problemas de pérdida de circulación. En todos los casos fue claro este beneficio; sin embargo, fue más evidente al perforar en un área donde era alta la probabilidad de ocurrir pérdidas de fluido. De los 5 pozos perforados con tubería de revestimiento en dicha área, sólo uno presentó pérdida de fluido y el total de fluido perdido fue 39% menor al promedio de pérdida de fluido por pozo al perforar de manera convencional.
- Se descubrió que la longitud del BHA entre la broca y el zapato del revestimiento influye en determinar qué tan rápido se puede solucionar el problema de pérdida de fluido, en el caso de ocurrir mientras se perfora con el revestimiento. Al atravesar una zona “ladrona”, las pérdidas de fluido

tardaron lo que el BHA demoró en atravesar la zona ladrona; una vez que el revestimiento pasó por esta zona, se detuvo la pérdida de fluido y no hubo necesidad de añadir material de control de pérdida, como resultado del efecto de empaste.

- En la revisión de casos se evidenció que cuando se perfora más de un pozo con tubería de revestimiento en un mismo proyecto, siempre existe una curva de aprendizaje que permite realizar la operación de una manera más eficiente y alcanzando un mejor desempeño en la perforación. De igual manera fue evidente que con la tecnología se consiguió una reducción de tiempo considerable frente a la perforación convencional; además, permitió optimizar la rata de penetración, alcanzando valores promedio de 328 ft/hr.
- Se observó otros alcances importantes como: solucionar graves problemas de inestabilidad, permitiendo recuperar exitosamente el BHA en zonas donde era prácticamente imposible de recuperar debido a atascamientos; una reducción de 46% en el consumo de combustible debido a un menor requerimiento de potencia y a una menor presión de circulación cuando se perfora con el revestimiento; topes de cemento TOC superior a los teóricos, como consecuencia de un hueco más uniforme que contribuye a una cementación más eficiente; en todos los casos se destacó un mejoramiento de la seguridad en superficie, resultado de una menor interacción entre el personal y la tubería.
- Como limitación se encontró que el ensanchador de un BHA direccional para perforar con tubería de revestimiento está diseñado para que las aletas abran completamente a hueco abierto y no dentro del revestimiento anterior. Esto requirió que en todos los casos el trabajo de perforación del cemento, del zapato del revestimiento previo y de algunos pies de pozo tuviese que realizarse con un BHA diferente al utilizado en la operación

direccional. Esto es un aspecto a mejorar ya que iniciar la sección con un BHA diferente supone mayor tiempo y complejidad.

- Como consideraciones para asegurar el éxito en las operaciones de perforación con el revestimiento se encuentra que, en todos los casos fue indispensable un correcto modelamiento de hidráulica y de torque y arrastre durante la etapa de diseño de perforación, y un adecuado entrenamiento de la cuadrilla. Así mismo, se debió reforzar las conexiones de la sarta con anillos de torque que incrementan su resistencia; la densidad de circulación equivalente ECD debió ser monitoreada continuamente ya que la ECD se incrementa al perforar con el revestimiento.
- Se encontró que en los equipos de perforación que ya cuentan con un sistema Top Drive, sólo se requiere la inclusión de un sistema Casing Drive para llevar a cabo la perforación con tubería de revestimiento, ya que las operaciones de recuperación o reemplazo del BHA pueden realizarse también por medio de drill pipe.
- Haciendo un recuento en la historia de la tecnología se encuentra que la perforación con tubería de revestimiento no es un concepto nuevo; fue introducido alrededor del año 1900. Su implementación a nivel comercial sí es más reciente, iniciando alrededor del año 2000. La aplicación en pozos direccionales es todavía más reciente, empezando alrededor del 2005 y siendo la primera aplicación comercial en el año 2007.
- Analizando la implementación se encuentra que la estabilización del BHA es fundamental para el control direccional del pozo cuando se perfora con tubería de revestimiento. Si la estabilización es insuficiente, existe una fuerte tendencia a aumentar el ángulo de inclinación y una dificultad para

reducirlo; también se encuentra que es importante la estabilización externa de la sarta para proteger el revestimiento de la fatiga durante la perforación.

- Del análisis operacional se concluye que al perforar con tubería de revestimiento la detección de una patada de pozo debe hacerse con una mayor exactitud y detectar el volumen de influjo con mayor precisión, ya que el menor espacio anular entre el revestimiento y la pared del pozo causa que cualquier influjo de gas tenga una mayor longitud y ascienda a una mayor velocidad. Por tanto es inapropiado aplicar el método de esperar y densificar para matar el pozo, y se concluye que el método del perforador es la opción más recomendable para el control del pozo.
- Fue demostrado que al perforar con tubería de revestimiento se ha proveído un beneficio económico importante en numerosas aplicaciones comerciales, siendo más evidente el ahorro de costos en aquellos pozos donde es más alto el costo diario de las operaciones. Sin embargo, con esto no se puede asegurar que la aplicación de la tecnología siempre va a significar un beneficio económico.
- Se concluye que la perforación con tubería de revestimiento debe ser considerada como una alternativa a la perforación convencional ya que es una excelente opción para solucionar problemas de pérdida de circulación y de inestabilidad de pozo. También es una herramienta para la reducción del tiempo de perforación y puede disminuir el costo total del pozo. Puede ser implementada en ambientes difíciles de perforación para la solución de problemas, y para la reducción de costo en áreas donde es alto el valor diario de las operaciones.
- En los proyectos donde no es económicamente viable introducir un sistema rotativo direccional RSS, no se debe aplicar esta tecnología para construir

trayectorias de pozo desafiantes como deflexiones muy agudas, ya que para alcanzar altas tasas de incremento angular con sólo un motor direccional se requiere perforar continuamente en modo de deslizamiento y esto puede afectar la integridad de la tubería de revestimiento.

- Aunque la perforación con tubería de revestimiento permite la toma de registros LWD en tiempo real durante la perforación, en los casos donde sea obligatorio tomar registros a hueco abierto después de la perforación, no se debe aplicar la tecnología para perforar estas secciones; ya que tomar registros a hueco abierto implica extraer la sarta de revestimiento y hacer viajes de tubería, lo cual no es el objetivo de la tecnología.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda promover la realización de más trabajos de este tipo en la Universidad y profundizar en la tecnología de perforación con tubería de revestimiento en futuros proyectos de grado.
- Se recomienda evaluar la aplicación de la perforación con tubería de revestimiento en un campo en específico con el fin de obtener una mejor perspectiva de todos los beneficios y las consideraciones de implementar la tecnología.
- Se recomienda evaluar más a profundidad el impacto económico de perforar con tubería de revestimiento, tanto el ahorro de costos, como el costo que implica implementar la tecnología.
- Se recomienda estudiar ampliamente el “efecto de empaste” producto de perforar con tubería de revestimiento, ya que es una excelente herramienta para controlar los problemas de pérdida de fluido durante la perforación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] DEKKER M., REID D. Deepwater Development Strategy. OTC-25135-MS. 2014.
- [2] TORSVOLL A., ABDOLLAHI J. Successful Development and Field Qualification of a 9 5/8-in and 7-in Rotary Steerable Drilling Liner System that Enables Simultaneous Directional Drilling and Lining of the Wellbore. IADC/SPE 128685. 2010.
- [3] DAWSON G., BUCHAN A. Directional Casing While Drilling (DCwD) Heralds a Step Change in Drilling Efficiency from a Producing Platform. OTC 20880. 2010.
- [4] TESSARI R., WARREN T. Drilling with Casing Reduces Cost and Risk. SPE 101819. 2006.
- [5] FONTENOT K., LESSO H. Using Casing to Drill Directional Wells. Oilfield Review, Summer 2005, p46-66.
- [6] U. S. Patent 443,070 "well sinking apparatus" Dec. 16, 1890.
- [7] SRINIVASAN A., FRISBY R. New Directional Drilling With Liner Systems Allows Logging and Directional Control While Getting Casing Across Trouble Zones. SPE 131391. 2010.
- [8] SINOR L., TYBERO P. Rotary Liner Drilling for Depleted Reservoirs. IACD/SPE 39399. 1998.
- [9] HOUTCHENS B., FOSTER J. Applying Risk Analysis to Casing While Drilling. SPE/IACD 105678. 2007.
- [10] DE LEÓN J., TERRAZAS M. Drilling with Casing: The Mexican Technique Uses the Casing as a Drillpipe. SPE 59055. 2000.
- [11] SCRIBD WEB SITE. En línea 01 de agosto de 2015. Disponible en:
(<http://es.scribd.com/doc/135164031/52786564-Tomo-05-Tuberias#scribd>)

- [12] HAWKER D., VOGT K., ROBINSON A. Manual de Perforación, Procedimientos y Operaciones en el pozo. Datalog. 2002. 278p.
- [13] WARREN T., TESSARI R. Casing Drilling with Retrievable Drilling Assemblies. OTC 16564. 2004.
- [14] WARREN T., JOHNS R. Top-Drive Casing-Running Process Improves Safety and Capability. SPE-92579-PA. 2006.
- [15] KARIMI M., HOLT C. Trouble Free Drilling with Casing Drilling; a Process Focused on Preventing the Drilling Problems. IPTC 14866. 2011.
- [16] KARIMI M., GHALAMBOR A. Formation Damage and Fluid Loss Reduction due to Plastering Effect of Casing Drilling. SPE 143656. 2011.
- [17] WATTS R., GREENER M. Particle Size Distribution Improves Casing-While-Drilling Wellbore-Strengthening Results. IACD/SPE 128913. 2010.
- [18] BUNTORO A., Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. IACD/SPE 115283. 2008.
- [19] FONTENOT K., HIGHNOTE J. Casing Drilling Activity Expands in South Texas. SPE/IACD 79862. 2003.
- [20] WARREN T., ANGMAN P. Casing Drilling Application Design Considerations. IACD/SPE 59179. 2000.
- [21] UTAMA B., WON K. Drillable PDC Casing Bit Defies Challenging Onshore Drilling Environment and Sets Longest Single-Trip, Drilling-with-Casing Record. IPTC 16445. 2013.
- [22] STRICKLER R., SOLANO, P. Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History. SPE/IADC 105413. 2007.

- [23] GUPTA A., Drilling with Casing: Prospects and Limitations. SPE 99536. 2006.
- [24] WARREN T., SCHNEIDER W. Running Casing on Conventional Wells with Casing Drilling™ Technology. PETSOC-2004-183. 2004.
- [25] SCHLUMBERGER. TDDirect Tecnología de perforación con tubería de revestimiento y liner - Brochure 2013. En línea 01 de agosto de 2015. Disponible en:
(http://www.slb.com/services/drilling/specialty_drilling_applications/casing_drilling.aspx)
- [26] WARREN T., HOUTCHENS B. Directional Drilling with Casing. SPE/IADC 79914. 2003.
- [27] WARREN T., LESSO B. Casing Drilling Directional Wells. OTC 17453. 2005.
- [28] STRICKLER R., MUSHOVIC T. Casing Directional Drilling Using a Rotary Steerable System. SPE/IADC 92195. 2005.
- [29] BORLAND B., WATTS R. Designing High-Angle Casing Directionally Drilled Wells With Fit-for-Purpose String Sizes. IADC/SPE 99248. 2006.
- [30] BORLAND B., WATTS R. Designing High-Angle/Casing-Directionally-Drilled Wells. OTC 18374. 2006.
- [31] NUNZI P., MOLASCHI C. Drive Down Costs at Surface: Eliminate Contingency Strings in Deepwater. SPE 132279. 2010.
- [32] BICKFORD D., MABILE M. Casing Drilling Rig Selection Process for the Stratton Field. OTC 17685. 2005.
- [33] AVERY M., STEPHENS T. High Angle Directional Drilling With 9 5/8-in. Casing in Offshore Qatar. SPE/IADC 119446. 2009.
- [34] BOURASSA K., HUSBY T. A Case History of Casing Directional Drilling in the Norwegian Sector of the North Sea. IADC/SPE 112560. 2008.

- [35] PEYTON J., MCPHEE A. World First: Drilling with Casing and Riserless Mud Recovery. IPTC 16771. 2013.
- [36] KOTOW K., PRITCHARD D. Riserless Drilling With Casing: A New Paradigm for Deepwater Well Design. OTC 19914. 2009.
- [37] LEACH C. Use of Drilled-in Casing in Slim Deepwater Exploration Wells. SPE/IADC 92560. 2005.
- [38] KOTOW K., PRITCHARD D. Riserless Drilling With Casing: Deepwater Casing Seat Optimization. IADC/SPE 127817. 2010.
- [39] WILLIAMS C., FILIPPOV A. Monodiameter Drilling Liner – From Concept to Reality. SPE/IADC 79790. 2003.
- [40] ROSENBERG S., GALA D. Liner Drilling Technology as a Tool to Reduce NPT – Gulf of Mexico Experiences. SPE 146158. 2011.
- [41] TERRAZAS M., ESTRADA M. Drilling With Liner on Horizontal Oil Wells. SPE/IADC 105403. 2007.
- [42] MORCOS P. Casing While Drilling and its Implementation in Drilling Offshore Wells in Egypt. OMC-2011-075. 2011.
- [43] FAIZOL M., JUSOH M. Reactive and Weak Zone Drilling Solution: Non-retrievable Casing Drilling. IADC/SPE 154003. 2012.
- [44] JIANHUA L., JINXIANG L. Use of Liner Drilling Technology as a Solution to Hole Instability and Loss Intervals: A Case Study Offshore Indonesia. SPE 118806. 2010.
- [45] TAUFIQURRACHMAN H. TANJUNG E. Casing While Drilling (CwD): Surface Hole Optimization in Mature Field of Offshore North West Java. IPTC 16468. 2013.

[46] GALLOWAY G. Cement in Place Drilling with Casing System Provides Safe, Reliable Method for Improving Drilling Efficiency. OTC 16565. 2004.

[47] SCOTT R., BROWN P. "Pushing the Limit" of Drilling with Casing. OTC 16568. 2004.

[48] BAKHTIN A., GURBAN V. Drilling with Casing System Continues Successful Drilling of Permafrost Sections in Arctic Circle of Western Siberia (Russian Federation). OTC 24617. 2014.

[49] SÁNCHEZ F., SMITH M. Drilling Efficiency Optimization (DEO) in Casing while Drilling Operations in The Sultanate of Oman. SPE/IADC 148475. 2011.

[50] SCHLUMBERGER WEB SITE. En línea 15 de agosto de 2015. Disponible en:
https://www.slb.com/news/press_releases/2012/2012_0430_casingdrilling_pr.aspx

[51] BAKER HUGHES WEB SITE. En línea 27 de agosto de 2015. Disponible en:
<http://www.bakerhughes.com/products-and-services/drilling/drilling-services/casing-liner-drilling-systems>

[52] BEAUMONT E., CREVOISIER L. First Retrievable Directional Casing While Drilling (DCwD) Application in Peruvian Fields Generates Time Reduction and Improves Drilling Performance Preventing Potential Non-Planned Downtime. SPE 139339. 2010.

[53] PICKUP D., HARRIS A. Establishing New Directional Casing While Drilling Benchmarks Reduces Top Hole Well Construction Costs, Offshore Malaysia. OTC-25069-MS. 2014.

[54] LOPEZ E., BONILLA P. Casing Drilling Application with Rotary Steerable and Triple Combo in New Deviated Wells in Cira Infantas Field. SPE 134586. 2010.

[55] LOPEZ E., BONILLA P. Casing-Drilling Application in the Depleted La Cira Infantas Mature Field, Colombia. SPE 139020. 2010.