

**ANÁLISIS TÉCNICO ENTRE LA HERRAMIENTA TECNOLÓGICA
“INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE SYSTEM” Y LA TECNOLOGÍA DE
PERFORACIÓN CONVENCIONAL, EN LAS PERFORACIONES DE
POZOS DIRECCIONALES Y HORIZONTALES.**



**GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO
ROBINSON ALBERTO VARGAS SIERRA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ANÁLISIS TÉCNICO ENTRE LA HERRAMIENTA TECNOLÓGICA
“INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE SYSTEM” Y LA TECNOLOGÍA DE
PERFORACIÓN CONVENCIONAL, EN LAS PERFORACIONES DE POZOS
DIRECCIONALES Y HORIZONTALES.**

**GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO
ROBINSON ALBERTO VARGAS SIERRA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:

Ingeniero de Petróleos

Director

Ing. Fernando Rincón Álvarez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

Me permito empezar esta dedicatoria mencionando a Dios, quien me ha dado la fortaleza para continuar cuando a punto de caer he estado y me ha concebido la sabiduria necesaria para afrontar cada uno de los obstaculos presentados en mi vida.

De igual forma, a mis Padres, Cielo de Jesús Tamayo y Gustavo Adolfo Valle, y a mis hermana, María Alejandra Valle y María Iabel Valle, a quienes les debo toda mi vida, y la persona que soy hoy en día. A ustedes quienes han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores, que me han permitido salir adelante.

Una especial dedicatoria, a la persona que estuvo conmigo la mayor parte de mi vida, ayudándome a crecer y guiando cada uno de los pasos que he realizado en el sendero de la vida, a mi querido abuelo Julio Enrique Payares (que en paz descanse). Como también, a mi abuela María Teresa Fragoso (que en paz descanse) y a Nedís de Tamayo.

A mis maestros, gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduria que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional, a los ingenieros Fernando Rincón (director) y Wilmer Alfonso García (ingeniero de la Weatherford), por haber guiado el desarrollo de este trabajo y llegar a la culminación del mismo.

Gustavo Andrés Valle Tamayo

DEDICATORIA

En este espacio me permito dedicar este logro:

A Dios primeramente ya que sin la bendición de él nada de esto sería posible.

A mi hijo Elmer Alexander Vargas, que es la razón de mí vivir, a mi madre Trinidad Sierra, que tiene gran mérito de este triunfo, a mis hermanos Cesar y Edith Vargas que con su compañía y buenos valores ayudaron a mi formación como persona.

A los ingenieros, Fernando Rincón (director) y Wilmer Alfonso García (ingeniero de la Weatherford), por la dedicación y empeño para que este proyecto culminara de la mejor forma.

A la Universidad Industrial de Santander que complemento mi formación como persona, y me formo como Ingeniero de petróleos.

Robinson Alberto Vargas Sierra

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante mi trayectoria en esta vida.

Agradecer hoy y siempre a mi familia por el esfuerzo realizado por ellos. El apoyo en mis estudios, de ser así no hubiese sido posible.

A mi Madre, Cielo de Jesús, por ser inspiración para sus hijos, ¡madre eres una verraca! A mi Padre, Gustavo Valle (Gavallef), por dar siempre lo mejor de él, para nuestro bienestar sus hijos. Padres los AMO. A mis hermanas, por cuidarme y velar por mí, aunque yo sea mayor que ellas; las AMO.

A mi tío Jorge Jaraba (Thomasa) y mi tía Roció Tamayo, por creer en mí, y siempre apoyarme, y demás familiares ya que me brindan el apoyo, la alegría y me dan la fortaleza necesaria para seguir adelante.

A mi querido abuelo, por formar mi carácter, y yo sé que desde el cielo, me observas, abuelo, ¡lo logramos!

A mi abuela, Nedis de Tamayo, por cada regaño que me dio, te quiero mucho abuela.

A mis amigos de infancia, de toda la vida, Luis Pastor (pato), Jorge Gomesscaseres (Joen), Cesar Montes (checho), Daniel Montes, Rafael Ramírez, Carlos Ramírez (el patrón), Jorge Navarro, Carlos Sierra, Pablo Amador (Rodama), Sergio Vergara, Luis Otero (el flaco), Steven Pérez, Yeimy Muñoz, y a cada uno de sus padres, que me acogieron como otro hijo más en sus familias, gracias por estar presentes en cada paso en mi vida.

A mis amigos hermanos, que conocí en la universidad, Marcos De Dios (el manco), Robinson Vargas (robín), David García (Miami beach), Elvis Morelos (el

Big layer), Andrés Castañeda (el casta), Robert Padrón, Sergio Barbosa(mínimi),Carlos Mercado(Carlera), quienes son personas incondicionales para mí , y a quienes estimo y quiero demasiado, gracias por las parrandas que formamos, las peleas que tuvimos y aún más que nada por su amistad y regalarme día a día motivos para sonreír.

A Elizabeth Lizcano (gracias por ser simplemente tú), Mayerly Jaimes (por alegrarme cada mañana con tu presencia), Deisy Lizarazo, Juan Miranda, Juan Charlies, Junior Carvajalino (hormiga), Leonado Valbuena (leo), Jesús Rodríguez (chucho), Marco Daniel (marquito), Emmanuel Robles, José Raúl, Jennifer Florez, Oskar Hernández (el pisko), Jenny Carrillo, Robert Suarez, Rafael Tortello, Harvey Carreño, Himel Toloza, Katherin Kiroga, quienes han compartido muchos momentos inolvidables conmigo, muchas gracias por hacer de ellos momentos únicos.

A Johana Botia (jowa), Lorena Gutiérrez (oreo), Viviana Ávila (vivi), por regañarme cada vez que veían en mí una aptitud negativa, por ayudarme y darme consejos. Gracias.

A Eddy y a Tania, por extenderme la mano, en cada dificultad que tuve en la Universidad, de verdad aprecio cada uno de los afectos que tuvieron hacia mí.

Diego Rangel, Alejandro Fayad, Giorgio Isabel (Patricia), Sra. Carmenza Tarazona y el Sr. Manuel Cortes, mi segunda familia en Bucaramanga.

Al ingeniero William García (ingeniero de la Weatherford) por aportarnos su conocimiento, y darnos información concerniente con el proyecto.

Realmente deseo agradecerles a todas las personas que contribuyeran en este éxito de vida, así que solo queda decir GRACIAS.

Gustavo Andrés Valle Tamayo

AGRADECIMIENTOS

A mi hijo que al nacer se convirtió en la principal persona por la cual realicé este trabajo y este objetivo en mi vida.

A mi madre que sin lugar a duda se ha convertido en el motor principal de mis triunfos, sin ella estoy seguro que no sería lo que soy ahora.

Mis hermanos Cesar y Edith, que con sus consejos y su apoyo incondicional, me ayudaron en los momentos críticos de mi vida, en especial los ocurridos durante mi carrera. A mi tía Nuvia Vargas, que estuvo en momentos decisivos durante problemas que me agobiaban.

A la UIS, por permitirme ser parte de la Escuela de Ingeniería de petróleos y a esta por darme la formación que tengo.

A mis amigos Markos (Markinho), Sergio (Sute lindooo), y Gustavo (Tavinho), y quiero resaltar aquí, que gracias a ellos pude terminar mis estudios, estuvieron en los momentos más difíciles en el transcurso de mi carrera, son junto con mi hijo los ángeles que Dios puso en mi camino, los quiero montones y parte de este triunfo se los debo a ellos.

A Cesar Mendoza (Chechi) y a David García (David Beckham), por su valiosa e incondicional amistad, sus consejos y sus ayudas aportaron mucho para llegar a donde estoy.

A los abuelos de mi hijo, Emigdio Ruiz y Ángela Rangel, quienes se convirtieron en un gran apoyo durante mi estadía en Bucaramanga, muchas gracias por tenderme la mano.

Al ingeniero William García (ingeniero de la Weatherford) por colaborarnos en el suministro de información, la cual fue prescindible para el desarrollo de este proyecto.

Robinson Alberto Vargas Sierra

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	29
1.GENERALIDADES PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL	31
1.1.DEFINICIÓN PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	31
1.1.1 Aplicación de la Perforación Direccional	31
1.1.1.1 Pozos direccionales múltiples desde una plataforma marina o costa afuera.....	33
1.1.1.2 Locaciones inaccesibles	33
1.1.1.3 Sidetrack.....	34
1.1.1.4 Pozos de alivio.....	35
1.1.1.5 Control pozos verticales.....	35
1.1.1.6 Perforación de discordancias geológicas o arenas múltiples.....	36
1.1.1.7 Perforación de domos salinos.....	37
1.1.1.8 Perforación cerca de la costa.....	37
1.2. PERFORACIÓN HORIZONTAL Y SUS APLICACIONES.....	38
1.2.1. Incremento de productividad.....	38
1.2.2. Fracturas Verticales	40
1.2.3. Producción de Arena y Conificación de Agua	41
1.3. DISEÑO DE POZOS.....	43
1.3.1. Definiciones	43
1.3.1.1. Profundidad del Pozo.....	43
1.3.1.2. Drift del Pozo	44
1.3.1.3. Tool Face	44
1.3.1.4. Información de Referencia	44
1.3.1.5. Hidráulica de Perforación.....	45
1.3.1.6. Torque y Arrastre	45
1.3.1.7. Patas de Perro	45
1.3.1.8. Diámetros Óptimos	46

1.3.1.9. Estabilidad del Pozo	46
1.4. ETAPAS EN LA PERFORACION DIRECCIONAL.....	47
1.4.1. Kick Off Point (KOP)	47
1.4.2. Build Up Section	47
1.4.3. Sección Tangencial.....	47
1.4.4. Sección de Declive (Drop Off Section).....	47
1.5. RIESGOS Y GRADOS DE DIFICULTAD.....	48
1.5.1. Perdida de circulación.....	49
1.5.1.1.Localización de una zona de Pérdida de Circulación.....	50
1.5.2. Pega de Tubería	50
1.5.2.1. Pega diferencial.	51
1.5.2.2. Pega Mecánica	51
1.6. ESTIMADO DE COSTOS DE UN POZO.....	53
1.7. MIDIENDO MIENTRAS PERFORO (MWD), REGISTRANDO MIENTRAS PERFORO (LWD).....	54
1.7.1. Midiendo mientras perforo (MWD)	54
1.7.1.1. Sistemas de poder	54
1.7.1.2. Sistema de telemetría	55
1.7.1.3. Sensores direccionales.....	55
1.7.2. Registrando mientras perforo (LWD)	56
1.7.2.1 Herramientas de resistividad.....	56
1.7.2.3. Herramientas de registros acústicas o sónicas.....	58
1.7.2.4. Sensores de profundidad.....	58
1.8. DINÁMICA DE PERFORACIÓN	59
2. TELEMETRÍA.	61
2.1. TELEMETRÍA MEDIANTE PULSOS DE LODO.	63
2.1.1. Telemetría Por Onda Continúa	64
2.1.1.1. Pulsos Positivos De Presión	66
2.1.1.2. Pulsos Negativos De Presión.....	68
2.1.2. Frecuencia De Transmisión De Datos	70

2.1.3. Ventajas y desventajas de la tecnología Sistema de Pulsos de Lodo	71
2.1.3.1 Ventajas	71
2.1.3.2 Desventajas	71
2.2. TELEMETRÍA MEDIANTE PULSOS DE LODO MODIFICADO.....	72
2.2.1. Descripción de la tecnología de pulsos de lodo modificado.....	73
2.2.1.1. Componentes de fondo de pozo para el nuevo sistema de pulsos de lodo	73
2.2.1.2. Componentes de superficie para el nuevo sistema de pulsos de lodo.	75
2.2.2. Aplicaciones de la tecnología nuevos sistemas de pulsos de lodos	78
2.2.3. Ventajas y desventajas de la tecnología de sistema de pulsos de lodo modificada.....	78
2.2.3.1. Ventajas.....	78
2.2.3.2. Desventajas.	79
2.3. TELEMETRÍA MEDIANTE ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS (EM)	79
2.3.1. Descripción de la tecnología.	79
2.3.2. Aplicaciones de la tecnología Electromagnética	81
2.3.3. Ventajas y Desventajas de la Tecnología Electromagnética (EM).....	82
2.3.3.1. Ventajas.....	82
2.3.3.2. Desventajas.	82
2.3. SISTEMA DE TELEMETRÍA ACÚSTICA.....	82
2.3.1. Descripción Del Sistema De Telemetría Acústica.....	83
2.3.2. Desarrollo del sistema de telemetría acústica.....	85
2.3.3. Componentes Del Sistema De Telemetría Acústica	88
2.3.3.1. Transmisor	88
2.3.3.2. Receptor	89
2.3.4. Medición y caracterización del ruido.	90
2.3.5. Aplicaciones del sistema.....	91
2.3.6. Ventajas y Desventajas.....	92
2.3.6.1. Ventajas	92
2.3.6.2. Desventajas	92

2.5. TELEMETRÍA MEDIANTE TUBERÍA INTELIGENTE DE PERFORACIÓN (INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE).....	93
2.5.1. Descripción de la tecnología de tubería inteligente.....	93
2.5.2. Aplicaciones de la tecnología de tubería inteligente.....	96
2.5.3. Ventajas y desventajas de la tecnología de tubería inteligente.....	97
2.5.3.1. Ventajas.....	97
2.5.3.2. Desventajas.....	98
3. LA RED INTELLISERV: TUBERIA DE TELEMETRIA DE ALTA VELOCIDAD..	99
3.1. GENERALIDADES	99
3.1.1. La red Intelliserv en Detalle.....	101
3.1.1.1. Arquitectura abierta.....	102
3.1.1.2. Tecnología Telemétrica de Vanguardia en Tubería de Punta.....	105
3.2.SOLUCIONES DE CONECTIVIDAD PARA LA SARTA DE PERFORACIÓN	107
3.3. LA RED DE PERFORACIÓN DE FONDO DE POZO	112
3.4. BENEFICIOS OPERACIONALES.....	114
3.4.1. Monitoreando el uso y la vibración de la sarta de perforación se pueden reducir las fallas en la sarta.	116
3.4.1.1. Mejoras en la Productividad.....	116
3.4.1.2. Caracterización mejorada del yacimiento	117
3.5. PRUEBAS OPERACIONALES	117
3.5.1. Pruebas a escala completa.....	120
3.5.2. Los objetivos de esta fase de pruebas a escala completa.....	122
3.6. ESFUERZOS DE DESARROLLO PRESENTES Y FUTUROS	123
4. COMPARACIÓN ENTRE LA TELEMETRÍA DE TUBERÍA INTELIGENTE CON EL MÉTODO CONVENCIONAL TELEMÉTRICO MÁS UTILIZADO: PULSO DE LODO.....	126
4.1. COMPARACIÓN ENTRE EL PULSO DE LODO Y TELEMETRÍA CON TUBERÍA INTELIGENTE (CABLEADA)	127
4.2. DESARROLLO	130
4.2.1. Martillos (Jars) e intensificadores.....	130
4.2.2. Cable Underreamers.....	132

4.2.3. Sistema de medición mejorada (EMS).....	134
5. CASOS APLICATIVOS DE LA TELEMETRIA DE TUBERIA INTELIGENTE. (COMPARACIÓN CON TELEMETRIA DE PULSO DE LODO).....	139
5.1. INTELLIPIPE APLICACIONES HABILITADAS	141
5.1.1. Imágenes en tiempo real.....	141
5.1.1.1. Imágenes de aplicación 1: Estabilidad del pozo, Gestión de la Calidad del agujero utilizando imágenes LWD en tiempo real.....	143
5.1.1.2. Aplicación de imagen 2. Interpretaciones geológicas y geotécnicas detalladas en tiempo real de imágenes de resistividad de alta resolución.....	150
5.1.1.3. Aplicación de imagen 3. Entender las tendencias BHA y dinámicas.	152
5.2. A LO LARGO DE LOS SENSORES DE CADENA	154
5.2.1. Limpieza del pozo y el transporte de sólidos	154
5.2.2. Análisis de alta densidad de barrido	157
5.2.3. Ubicación de los eventos de fondo de pozo (downhole).....	158
5.3. PERFORACIÓN DINÁMICA / MECÁNICA	160
5.4. APLICACIONES ROTATIVAS DIRECCIONALES.....	164
5.4.1. Downlinking.....	164
5.4.2. Envío de Diagnóstico rotativo direccional a la superficie.	165
5.5. PRUEBA DE PRESIÓN EN LA FORMACIÓN, LWD	166
5.6. BOMBAS EN ESTADO OFF, DISPONIBILIDAD DE DATOS.....	166
5.6.1. ECD con bajo flujo- Recuperación de un estado Pack-off	167
5.6.2. Pruebas Leak-off	167
5.6.3. La presión en el fondo del pozo a partir de Conexiones	168
5.6.4. Dinámica de fondo de pozo de datos con bajo caudal.....	169
5.7. OTROS POSIBLES USOS DE LOS DATOS DE FONDO DE POZO, ESTADO DE LAS BOMBAS: OFF.....	169
5.7.1. Identificación de una patada y Control de Pozos.	169
5.7.2. Identificación de Zona de pérdida	170
5.7.3. Perforación con pérdidas	171
5.8. CUESTIONES OPERATIVAS. MODIFICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPAMIENTO, FIABILIDAD.....	171

5.8.1 Modificaciones del equipo e implementación.....	172
5.8.1.1. Modificaciones Top Drive.....	172
5.8.1.2. Cableado de herramientas de tercera parte.....	174
5.8.1.3. Personal abordo (POB) Requisitos.	175
5.8.2. Confiabilidad mientras se ejecuta la tubería cableada.....	175
5.8.2.1. La corrosión del acero en flarels.	176
5.8.2.2. Sobre-torque en las conexiones de fondo de pozo, causando daños a las bobinas.	177
5.8.2.3. Bobinas dañadas, causado por un manejo inadecuado de la tubería.	178
5.8.2.4. Problemas en el Top Drive.....	179
5.8.2.5 Otros problemas de fiabilidad.	179
5.8.2.6 Indicadores de Fiabilidad	180
5.8.2.7. Manejo de los datos en la superficie.....	182
6. CAMPAÑA DE TRINIDAD: MODIFICACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN.....	185
6.1. SITUACIÓN	186
6.2. ALIMENTANDO INESTABILIDAD DEL POZO	188
6.3. RETOS ESTABILIDAD DEL POZO, EN LOS POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO	190
6.4. METAS, OBJETIVOS Y REQUISITOS PARA LA CAMPAÑA TRINIDAD.....	194
6.5. METODOLOGÍA Y ENFOQUE	195
6.5.1. Tecnología	196
6.5.2 Las personas.	200
6.5.3. Procesos.....	202
6.5. RESULTADOS Y RECOMENDACIONES	210
7. CAMPAÑA DE AUSTRALIA: SISTEMA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN INTELIGENTE OFRECE MEJORAS SIGNIFICATIVAS EN EL DESEMPEÑO DE UN PROYECTO DE PERFORACIÓN OFFSHORE.....	212
7.1. APLICACIONES ADICIONALES PARA LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN CABLEADA	217
7.2. APLICACIONES PARA LOS ÚLTIMOS SENSORES DESARROLLADOS ..	219

7.2.1. Direccionamiento de Pozo	219
7.2.2. Imagen	220
7.2.3. Mediciones Acústicas	220
CONCLUSIONES	223
RECOMENDACIONES.....	226
BIBLIOGRAFIA	228
ANEXO	230

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área de cobertura en la perforación direccional.....	32
Figura 2. Pozo direccional múltiple (costa afuera).....	33
Figura 3. Pozo en locaciones inaccesibles.	34
Figura 4. Pozo con Sidetrack.	35
Figura 5. Pozo de Alivio.	35
Figura 6. Pozo verticalizado.....	36
Figura 7. Pozo a través de fallas geológicas.....	36
Figura 8. Perforación en domos salinos.....	37
Figura 9. Perforación cerca de la costa.....	37
Figura 10. Tipos de flujo en el pozo.	39
Figura 11. Perforación horizontal para incrementar productividad.	39
Figura 12. Perforación horizontal en fracturas naturales.	41
Figura 13. Conificación de agua, petróleo y gas.	42
Figura 14. Diseño de pozos.	46
Figura 15. Etapas en la perforación direccional.	48
Figura 16. Comparación de programas de perforación.....	53
Figura 17. Pulsos generados por el sistema de onda continua,.....	65
Figura 18. Sistema de Telemetría Onda continúa.	66
Figura 19. Pulsos de presión generados por el sistema de telemetría de pulsos positivos.	67
Figura 20. Sistema de telemetría por pulsos positivos,.....	68
Figura 21. Pulsos de presión generados por el sistema de Telemetría de Pulsos Negativos.....	69
Figura 22. Sistema de Telemetría por Pulsos Negativos.	69
Figura 23. Comunicación del "Probe" con el Pulser.....	71
Figura 24. Comparación entre disco rotatorio y disco oscilatorio.	75
Figura 25. Transmisión de la señal en el nuevo sistema de telemetría de pulso de lodo.....	76
Figura 26. Proceso de recepción de señal.....	77

Figura 27. Sistema de telemetría Electromagnética.	80
Figura 28. Característica de un sistema de telemetría acústica.....	85
Figura 29. Diseño De Un Oscilador Con Material Magnetoestrictivo.....	86
Figura 30. Frecuencia característica de un oscilador.	87
Figura 31. Esquema De Un Transmisor Convencional De Un Sistema De Telemetría Acústica.....	88
Figura 32. Esquema Del Receptor De Datos En Un Sistema De Telemetría Acústica.....	90
Figura 33. Comportamiento de la señal con diferentes cargas compresivas.....	91
Figura 34. Conexión de las bobinas inductivas.	94
Figura 35. Cable Coaxial y Bobina Inductiva.....	94
Figura 36. DoubleShoulder Pin Tool Technology.	95
Figura 37. Descripción general de la red Intelliserv desde el BHA hasta superficie.	100
Figura 38. Componentes de sarta de perforación modificados, Intelliserv	102
Figura 39. El acoplador de línea no-contactador es utilizado en la inducción para transmitir datos de una conexión a otro.	108
Figura 40. Perfil transversal del sistema de tubería de telemetría en una conexión de tubería de perforación. La bobina de inducción se ajusta en una ranura poco profunda en el interior del hombro de torsión secundario del Tool Joint.	110
Figura 41. Top drive sub, proporciona un enlace de comunicación entre la sarta de perforación giratoria y el sistema de adquisición de datos.....	111
Figura 42. La red de perforación inteligente incluye un numero de sensores “inteligentes” o dispositivos de control, potencialmente incluyendo: jars, motores, taladro, sub sensores,etc.....	113
Figura 43. Alto rendimiento, doble hombreras (shoulder) en el Tool Joint utilizadas en la tubería de perforación telemétrica. EL acoplador inductivo se incorpora en el hombro de torsión secundario situado en el extremo de la nariz del pin y su correspondiente box.....	118
Figura 44. Comparación entre telemetría de pulso de lodo y tubería inteligente	127
Figura 45. Perfil de la tubería de perforación inteligente convencional.....	129

Figura 46. Vista del cable coaxial blindado en espiral instalado en un frasco de perforación.	131
Figura 47. Tramo de cable coaxial blindado en la pared de un underreamers típico	132
Figura 48. Colocación del hombro primario de la bobina inductiva.....	133
Figura 49. Representación en 3D del EMS.....	134
Figura 50. Sistema Topográfico EMS.....	135
Figura 51. Visualización en tiempo real, EMS Data.	137
Figura 52. Datos en tiempo real del EMS mostrados en un EDR.....	138
Figura 53. Comparación entre la calidad de la imagen de la memoria del density y una imagen de pulso de lodo de uno de los pozos de ensayo Wamsutter. La calidad de la imagen de la memoria (por cable tubería) es un 16 sector, 2 puntos por pies de imagen que pueden ser adquiridos y transmitidos al ROP de hasta 320 pies / hr. La imagen de pulso de lodo es un 4 sector, 1 punto por cada pie de imagen y limitaría el ROP a 60ft/hr para el cuadro de pulso de lodo que se obtuvo al ser usado en este pozo.	145
Figura 54. El inicio de la inestabilidad vista en calidad memoria, repeticiones de la transmisión de imágenes de densidad azimutal del agujero de alto ángulo en Trinidad. Esta sección de pozo se perdió posteriormente debido a la inestabilidad excesiva.	147
Figura 55. Imagen de densidad azimutal LWD en tiempo real a partir de la re-perforación de una sección de orificio equivalente a la que se muestra en la Figura 55. El efecto de la densidad del lodo en la estabilidad del pozo se puede evaluar en tiempo real. El peso del lodo en esta sección de pozo se ajustó de 12,6 PPG a 13,1 PPG (sobre la base de esta imagen) para alcanzar el nivel deseado de estabilidad. Mientras que se perdió la sección de agujero en la Figura 54, esta sección de pozo fue perforado sin problema.....	149
Figura 56. Sector 120 startrak Imagen Del campo Wamsutter del pozo Trail, adquirido con un ROP de más 200ft/hr. Tenga en cuenta la escala. Características de sólo unas pocas pulgadas (estratos, fallas y alto ángulo cizalla de fracturación) son claramente visibles.	151
Figura 57. Imagen startrak sector 120 adquirida durante la perforación a más de 200ft/hr en el pozo Wamsutter. Los estratos y la deformación de sedimentos blandos están muy bien reflejados	152

- Figura 58. Captura de pantalla de la vista de la optimización de pozo de perforación. Una combinación de cable tubería habilitado en la memoria de calidad de imagen y registro de datos de la dinámica de fondo de pozo de perforación de alta frecuencia, permitió a la encontrar la causa de los problemas de dinámica de perforación (ROP bajo y stick-slip) para ser entendidas. Este ejemplo es de la sección horizontal de uno de los pozos Wamsutter. 153
- Figura 59. Presión y cartas de ECD, muestran el movimiento de un volumen discreto de material sólido a través de la cara del pozo. 156
- Figura 60. Ejemplo de respuesta de la presión de barrido de alta densidad con la presión calculada, ilustrando un buen partido y por lo tanto un pozo limpio 157
- Figura 61. Datos de presión y de flujo anular que conduce al primerpack-off. 159
- Figura 62. Comparación entre la transmisión de datos del Co-pilot entre la tubería de cable y la telemetría de pulso de lodo. La velocidad de actualización de tubo con cable es de 5 segundos. En este ejemplo, la velocidad de actualización de pulso de lodo es de alrededor de 2 minutos. Tenga en cuenta la resolución mucho más alta en los datos de tuberías con cables en parámetros como la ECD (Track 2), la inclinación Cerca de la broca y momento de flexión (Track 3), torque en el fondo del pozo (Track 5) y los indicadores de gravedad (Track 7 y 8). También tenga en cuenta que algunos parámetros no suelen ser enviados en absoluto con pulso de lodo, por ejemplo, máx. y min RPM en fondo de pozo, (Track 6) que es muy útil para el diagnóstico de eventos stick slip rotacionales. En este ejemplo, se puede observar que torbellinos (whirl) y eventos de vibraciones laterales, se produjeron poco después de 12.20, los cuales, se respondieron muy rápidamente por el ajuste de las RPM 161
- Figura 63. Tubería con conexión de cable transmite datos del Co-piloto de una sección de pozo de alto ángulo poco profundo en Trinidad. El evento, que ocurrió aproximadamente a las 5.55 am, se ve más claramente 5 segundos en el fondo del pozo en los datos de máximo y mínimo RPM (Track 3), fue causado por entrar en una arena no consolidada. El evento se detecta rápidamente y se respondió mediante la reducción de la RPM durante el resto de la columna hasta la conexión, aproximadamente a las 6:12 am. 163
- Figura 64. Ejemplo del ECD en fondo de pozo en una conexión medida durante un evento de pozo de breathing/ballooning. Estos datos están disponibles en tiempo real a través de tuberías por cable, pero no con el pulso de lodo. 168
- Figura 65. A la izquierda, un Top Drive con un swivel Idata instalada por encima del IBOPs. A la derecha, swivel mostrando sus conexiones..... 173

Figura 66. Disponibilidad de la red promedia (que se define en el texto) por intervalo de agujero (algunos intervalos tenían múltiples BHA funcionando con una gama más amplia de tiempos de actividad). Tenga en cuenta que para lograr algunos de los altos tiempos de actividad, se incurrió en un grado de red NPT (Figura 68) (es decir, el tiempo dedicado a la ruta crítica tratando de diagnosticar y solucionar problemas de red).	181
Figura 67. Resumen del tiempo no productivo (NPT) por sección de pozo, que se atribuye a diagnosticar y solucionar problemas de conectividad de red mientras se ejecuta tubería de cable. Esto no incluye el tiempo de instalación.	181
Figura 68. WITML típico, habilitado en la configuración de flujo de datos para la implementación de tubería con cable en las operaciones de BP.	184
Figura 69. Posición aproximada de los pozos y descripción general de las instalaciones de las facilidades de reparación y mantenimiento en Trinidad y Tobago.	186
Figura 70. Perfil direccional y perforación sobre el primer pozo y posteriores pozos futuros en la campaña de múltiples pozos en Trinidad y Tobago.	187
Figura 71. Situación, controles, resultados, impacto y resultados-Interacción entra la inestabilidad del pozo y la limpieza del pozo.	190
Figura 72. Predicciones en la densidad del lodo como una función de la trayectoria del pozo con y sin inestabilidad relacionada con estratos.	192
Figura 73. Personas, procesos, tecnología-metodología para la reducción de la inestabilidad del pozo relacionada con problemas de tiempo.	195
Figura 74. Aproximación de la configuración y perforación del pozo. Tenga en cuenta los montajes de refuerzos de la red 14, que miden la temperatura, incluyendo el sexto, que mide la presión anular.	199
Figura 75. La temperatura y la presión anular en el nodo seis (6) de la red discreta. La ayuda en la gestión de las mediciones ECD mediante la identificación y el análisis de la densidad del fluido dinámico y estático dentro de la ventana de la densidad del lodo, para ayudar a las estrategias de limpieza del pozo.	200
Figura 76. Medición de presión en el anular usando la capacidad a lo largo de la estructura de la red de la sarta de perforación, que muestra un barrido ponderado viajando por el espacio anular, levantando los recortes.	203
Figura 77. Incremento de la presión de fondo como función del volumen de barrido (en 2 ppg sobre la densidad del lodo) en la sección vertical del pozo para dos tamaños de agujero.	204

Figura 78. Análisis de la inestabilidad del pozo a través de la identificación de rupturas y dependencia del tiempo utilizando imágenes de densidad azimutal. La imagen de la izquierda muestra la imagen del pozo durante la perforación, mientras que la imagen de la derecha el resultado del relogging de la sección, seis horas más tarde.....	207
Figura 79. Metodología Drill-Wait-Weight, consiste en la secuencia de: a) perforar una corta sección y adquirir registros de imágenes del pozo, b) Echar hacia atrás de la zapata del casing y esperar, c) relog la sección perforada e identificar el deterioro del pozo comparando el registro de tiempo transcurrido con el registro de la imagen del pozo original y d) la decisión de cambiar la densidad del lodo antes de continuar para perforar la sección siguiente.	208
Figura 80. Gestión de ECD y la estrategia de limpieza del pozo, utilizando a lo largo de la estructura una evaluación de la presión anular.....	209
Figura 82. BHA utilizado para la perforación de la sección del pozo de 8 ½ in.	213
Figura 83. Comparación del factor dogleg acumulado y el giro.....	214
Figura 84. Alta calidad triple combo e imagen del registro density proporcionando data LWD en la perforación de velocidades de hasta 656ft/hr.	216

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Descripción de los componentes de la figura 11.	40
Tabla 2. Descripción de los componentes figura 12.	41
Tabla 3. Descripción del proceso figura 13.	42
Tabla 4. “Grado de dificultad” en pozos horizontales y desviados.....	49
Tabla 5. Propiedades de Rendimiento 5-7/8 in. 23.4 Lbf/Ft (0,361 in. Wall) S-135 XT57.	119
Tabla 6. Suite de Medición EMS	134
Tabla 7. Resumen del rendimiento, tales como la inestabilidad del pozo relacionado con el tiempo no productivo en el campo.	211
Tabla 8. Comparación de las trayectorias del pozo cuando el sistema de tubería de perforación cableada estaba funcionando plenamente versus periodos en los cuales el sistema estaba bajo telemetría convencional de pulso de lodo.	215
Tabla 9. Ventajas técnicas de la tubería de perforación cableada.	221

LISTA DE ANEXO

ANEXO A. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular 4 7/4” Drill Collar	231
ANEXO B. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 4 “	232
ANEXO C. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 4 “	233
ANEXO D. Tubería de telemetría IntelHWDP de tamaño tubular de 4 “	234
ANEXO E. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 4 “	235
ANEXO F. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 4 “	236
ANEXO G. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 4 “	237
ANEXO H. Tubería de telemetría IntelHWDP de tamaño tubular de 4 “	238
ANEXO I. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 7/8 “ ...	239
ANEXO J. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8“	240
ANEXO K. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8 “	241
ANEXO L. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 7/8 “	242
ANEXO M. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 7/8 “	243
ANEXO N. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8	244
ANEXO O. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8 “	245
ANEXO P. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 7/8 “	246
ANEXO Q. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “	247
ANEXO R. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5	248
ANEXO S. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 “	249
ANEXO T. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “	250
ANEXO U. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “	251
ANEXO V. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 “	252
ANEXO W. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 “	253
ANEXO X. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular de 6 1/2 “ ...	254
ANEXO Y. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular de 8 “	255
ANEXO Z. Tabla comparativa Telemetrías Capítulo 2.....	256

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS TÉCNICO ENTRE LA HERRAMIENTA TECNOLÓGICA “INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE SYSTEM” Y LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN CONVENCIONAL, EN LAS PERFORACIONES DE POZOS DIRECCIONALES Y HORIZONTALES.*

**AUTOR(ES): ** GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO
ROBINSON ALBERTO VARGAS SIERRA**

PALABRAS CLAVES: Intelligent wired drill-pipe, Telemetría, perforación de pozos direccionales y horizontales.

DESCRIPCIÓN.

Se ha desarrollado y probado exitosamente una tubería de perforación capaz de transmitir datos de fondo de pozo y señales de control de superficie mediante alta banda-ancha. Este sistema incorpora un cable de datos de alta velocidad protegido en un conducto de alta presión que recorre la longitud de la junta.

Este nuevo sistema ha demostrado exitosamente y sin fallas, tasas de transmisión de datos de hasta 2 millones de bits por segundo. El sistema direcciona puede transmitir MWD/LWD a tiempo real, también como enviar comandos o señales de superficie para operar herramientas y sensores de fondo de pozo. Se presentan los resultados de estas pruebas, junto con los planes para el muestreo de campo en ambientes reales de perforación.

Las mejoras potenciales de la perforación incluyen: Mayor vida útil de la broca, optimización de la localización del casing, optimización en la detección de patadas, y eliminación de corridas de registros wireline para obtener datos de MWD/LWD. Esta tubería de perforación telemétrica puede expandir el potencial de las técnicas existentes para la perforación underbalance (UBD), al igual que puede mejorar la seguridad de estas operaciones.

La tubería de perforación telemétrica puede mejorar la productividad de los pozos y el campo, mediante la entrega de información más completa y a tiempo real, como también puede reducir tiempos y costos de perforación y mejorar el control de pozos, mediante la entrega de información de fondo de pozo a tiempo real y mediante la detección temprana de patadas.

Para así, documentar los equipos utilizados, procedimientos desarrollados, ventajas, desventajas, experiencias de proyectos donde se ha implementado esta tecnología y recomendaciones que implica la ejecución de ésta nueva tecnología con el fin de generar un paralelo técnico entre la perforación convencional y la tecnología “Intelligent wired drill-pipe System” en perforaciones de pozos direccionales y horizontales.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. FERNANDO RINCON ALVAREZ

ABSTRACT

TÍTULO: TECHNICAL ANALYSIS BETWEEN THE TECHNOLOGICAL TOOL "WIRED DRILL-PIPE INTELLIGENT SYSTEM" AND CONVENTIONAL DRILLING TECHNOLOGY, IN DRILLING DIRECTIONAL AND HORIZONTAL WELLS.*

AUTHORS: ** GUSTAVO ANDRÉS VALLE TAMAYO

ROBINSON ALBERTO VARGAS SIERRA

KEY WORDS: Intelligent wired drill-pipe, Telemetry drill directional and horizontal wells.

DESCRIPTION.

Drill pipe capable of transmitting high-bandwidth downhole data and surface control signals has been developed and successfully tested. The system incorporates a high-speed data cable protected in a high-pressure conduit that runs the length of the joint.

The new system has successfully demonstrated error-free, data transmission rates of up to 2,000,000 bits/sec. The bidirectional system can transmit real time MWD/LWD data, as well as, send commands or signals from the surface to operate downhole tools and sensors. Results of these tests, along with plans for field-testing in actual drilling environments, are presented.

Potential drilling enhancements include improved bit life, optimized casing point selection, enhanced kick detection and control, and elimination of wireline log runs and survey time to retrieve MWD/LWD data. Telemetry drill pipe can expand the potential for Underbalanced Drilling (UBD) techniques and improve the safety of UBD operations.

Telemetry drill pipe can improve well and field productivity by providing more complete, real-time logging information and reduce drilling time and costs and enhance well control by providing real-time downhole drilling data and early kick detection.

For so, document the equipment used, developed procedures, advantages, disadvantages, project experience where this technology has been implemented and recommendations necessary to implement this new technology with the aim of generate a technical parallel between conventional drilling and technology "Intelligent wired drill-pipe System "in drilling directional and horizontal wells.

*Undergraduate Project

** Physiochemical College. Petroleum Engineering School. Director. Ing. FERNANDO RINCON ALVAREZ

INTRODUCCIÓN

El proceso de localizar y extraer recursos energéticos de las profundidades de la tierra es desafiante. Los yacimientos deben ser localizados utilizando técnicas avanzadas, luego las formaciones geológicas deben ser penetradas y peligrosas zonas sobre presionadas deben ser navegadas y controladas.

La localización precisa del pozo es esencial para maximizar la productividad y la rentabilidad del proyecto. Los yacimientos de hidrocarburos pueden ser perforados de manera incorrecta, experimentando daño a la formación que afecte adversamente a la producción, pueden pasarse de la zona (overshot) o incluso pueden fallar completamente. Tanto la perforación imprecisa como la información de fondo de pozo imprecisa pueden representar millones de dólares en pérdidas y en producción diferida. Aún más trágico es el potencial de lesión o pérdida de vidas debido a prácticas inapropiadas de perforación, asociadas a datos de pozo poco precisos.

Desde 1939, se ha propuesto el uso de la tecnología para conectar componentes de la sarta de perforación, para proveer una red para la transmisión de poder e información del fondo del pozo hasta la plataforma en superficie.¹

Se ha desarrollado y probado exitosamente una tubería de perforación capaz de transmitir datos de fondo de pozo y señales de control de superficie mediante alta banda-ancha. Este sistema incorpora un cable de datos de alta velocidad protegido en un conducto de alta presión que recorre la longitud de la junta. El cable termina en unos capilares de inducción que son instalados en unos surcos

¹ INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003.

maquinados protegidos, localizados en un segundo Tool Joint al final de cada tubería.

Se utilizó el método investigativo para la presentación de la telemetría por tubería inteligente, realizando un bosquejo de los métodos telemétricos utilizados en la actualidad, para una posterior comparación a partir de casos aplicativos en campo entre la telemetría con tubería cableada y la suministrada por pulso de lodo,

1. GENERALIDADES PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL

Actualmente la tecnología y las técnicas de perforación modernas permiten la realización de cualquier diseño de pozo razonable, con el fin de llegar a los objetivos de perforación deseado, aumentando no solo la perforación direccional, sino también los diseños de las trayectorias de pozos, siendo cada vez más complejos, incluyendo pozos direccionales con alta inclinación y pozos horizontales de alcance extendido.²

1.1. DEFINICIÓN PERFORACIÓN DIRECCIONAL

La perforación direccional es el proceso de dirigir el pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado, ubicado a determinada distancia lateral de la localización superficial del equipo de perforación.

1.1.1 Aplicación de la Perforación Direccional

En sus principios esta tecnología surgió como una operación de remedio. Se desarrolló de tal manera que ahora se considera una herramienta para la optimización de yacimientos. Comprende aspectos tales como: tecnología de pozos horizontales, de alcance extendido, y multilaterales, el uso de herramientas que permiten determinar la inclinación y dirección de un pozo durante la perforación del mismo (MWD), estabilizadores y motores de fondo de calibre ajustable, barrenas bicéntricas, por mencionar algunos.

El costo de desarrollo del campo es directamente proporcional a la aplicación de la perforación direccional.³

Con la perforación direccional se puede perforar pozos con el objetivo de extender el área de drenaje del yacimiento, pues con un pozo vertical se atraviesa el

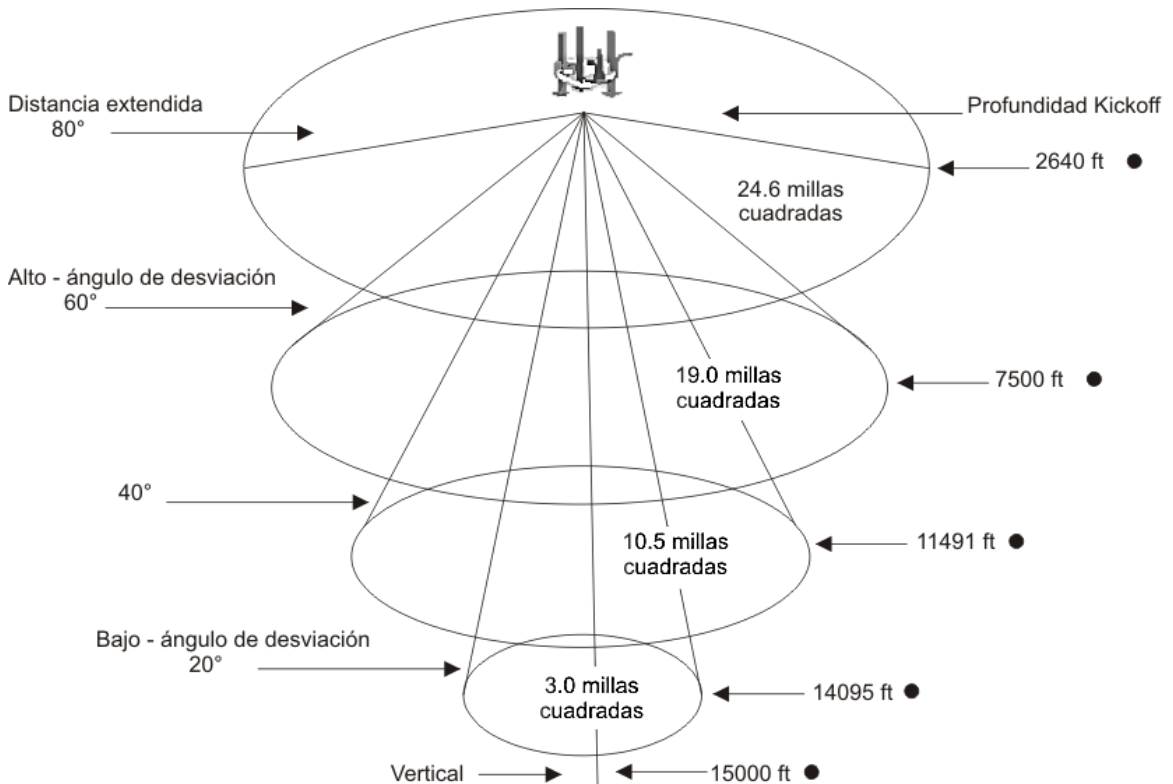
² MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

³ INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993

reservorio una sola vez, en cambio la perforación direccional aumenta la cobertura considerablemente.

En un pozo desviado de aproximadamente 15000 pies de profundidad, los pozos con inclinación de 20° cubren en aproximadamente 3 millas cuadradas el área del yacimiento, la cobertura aumenta aproximadamente en 340 % con un ángulo de inclinación de hasta 40°, incrementando el ángulo a 60° la cobertura en el yacimiento aumenta aproximadamente el 200 % más que con el pozo desviado en 40°, la perforación dirigida con un ángulo de 80° aumenta la cobertura aproximadamente en 130 % más que con 60°, el 234 % más que la cobertura con 40° y el 820 % más que la cobertura con 20°.

Figura 1. Área de cobertura en la perforación direccional



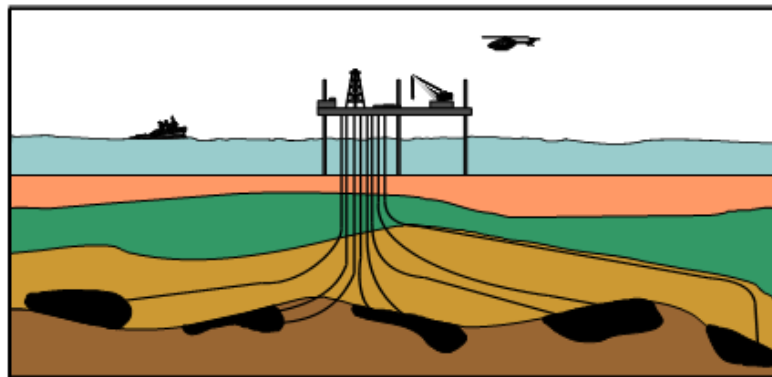
Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

A continuación se mencionan las diferentes aplicaciones de la perforación direccional de manera más detallada.

1.1.1.1 Pozos direccionales múltiples desde una plataforma marina o costa afuera

La perforación de pozos desde una plataforma es una de las aplicaciones más comunes de la perforación direccional, este tipo de pozos están ubicados más allá del alcance de locaciones situadas en la tierra, por lo que se hace necesario la instalación de una plataforma fija en el fondo del mar, desde donde se realizan perforaciones de pozos direccionales, de acuerdo a trayectorias establecidas, para la recuperación óptima del yacimiento.

Figura 2. Pozo direccional múltiple (costa afuera).



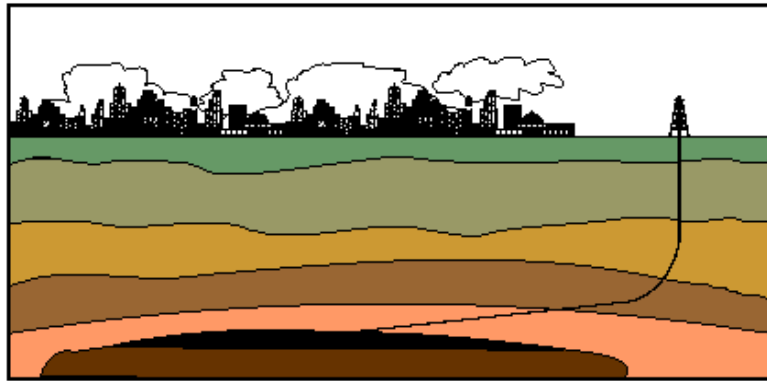
Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.2 Locaciones inaccesibles

En muchos casos se han encontrado yacimientos de petróleo y gas debajo de centros poblados, y la única manera de desarrollar dichos yacimientos en forma económica ha sido mediante el uso de la perforación direccional. La perforación de pozos verticales cuyos objetivos se encuentran debajo de áreas residenciales e industriales no es posible debido a que las ordenanzas y estatutos

gubernamentales prohíben perforar en estas condiciones. Otras áreas restringidas incluyen parques, lagos, cementerios, áreas recreacionales, y carreteras principales. Adicionalmente existen motivos relacionados a la seguridad y al medio ambiente que impiden la ubicación de una locación para la perforación de un pozo, tales como la contaminación acústica, contaminación de acuíferos así como situaciones relacionadas a la inseguridad de una ciudad o país. Pozos direccionales son perforados en caso de que los yacimientos estén localizados sobre obstáculos naturales o artificiales.

Figura 3. Pozo en locaciones inaccesibles.

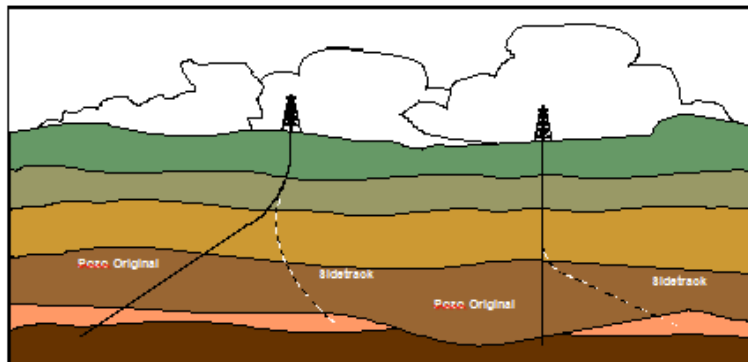


Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.3 Sidetrack

Realizar un Sidetrack de un pozo es otra de las aplicaciones de la perforación direccional, es utilizada con el propósito de evitar una obstrucción (un pescado) en el pozo original o para explorar un horizonte de producción adicional en un yacimiento adyacente al campo.

Figura 4. Pozo con Sidetrack.

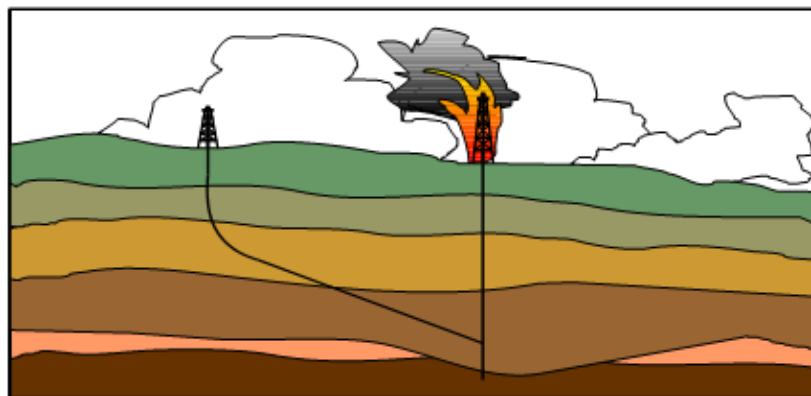


Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.4 Pozos de alivio

Usados para el control de reventones, a partir de la inyección de lodo desde el pozo control al pozo en problemas, para controlar así, la presión.

Figura 5. Pozo de Alivio.

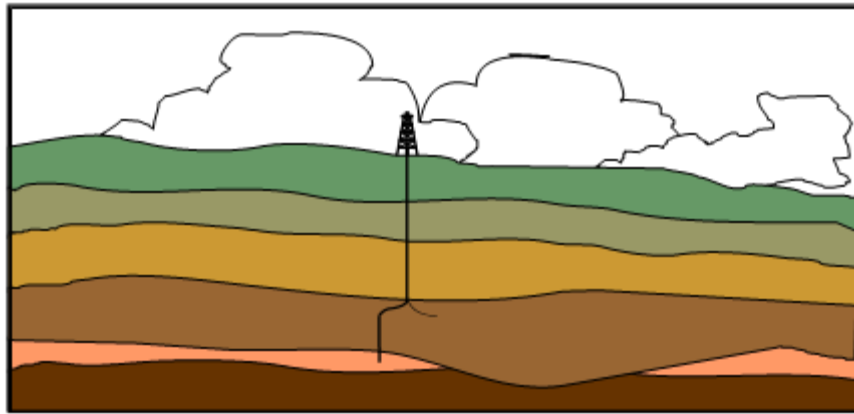


Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.5 Control pozos verticales

Esta fue una de las aplicaciones pioneras de la perforación direccional. Cuando un pozo vertical se desvía de la verticalidad, se suelen hacer uso de técnicas de perforación direccional, para la corrección y alineación del pozo.

Figura 6. Pozo verticalizado.

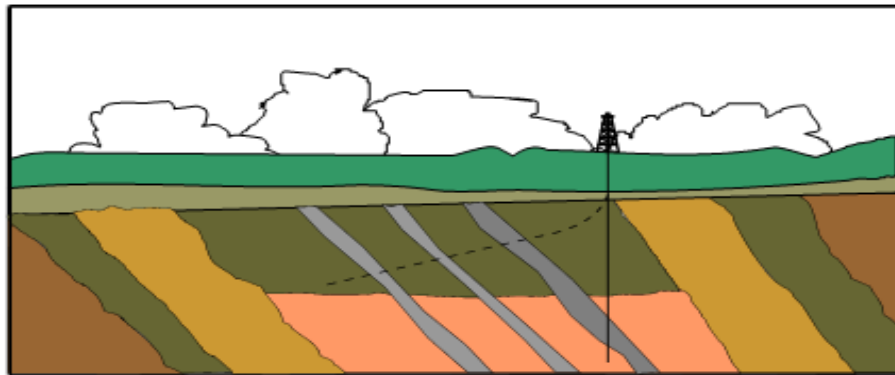


Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.6 Perforación de discordancias geológicas o arenas múltiples.

Permite atravesar diferentes arenas productoras con una trayectoria y discordancias o fallas geológicas.

Figura 7. Pozo a través de fallas geológicas.

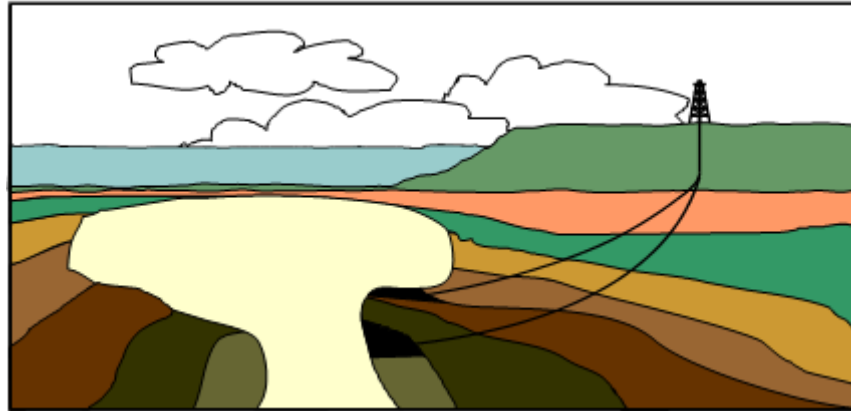


Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.1.1.7 Perforación de domos salinos.

Es posible evitar los problemas ocasionados al perforar domos salinos, empleando la perforación direccional.

Figura 8. Perforación en domos salinos.



Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL

1.1.1.8 Perforación cerca de la costa.

La manera más factible económicamente de explotar un yacimiento cercano a la costa, es perforando pozos direccionales desde una locación en tierra.

Figura 9. Perforación cerca de la costa.



Fuente: MANUAL DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN. ECOPETROL.

1.2. PERFORACIÓN HORIZONTAL Y SUS APLICACIONES

La perforación horizontal de pozos se usa para perforar y completar pozos de petróleo y gas, con el objetivo de mejorar la productividad del reservorio comparada con pozos perforados por otros métodos de perforación. El diseño de perforación de pozos horizontales está constituido por una sección curva que es perforada desde la parte inferior de la sección vertical, luego se perfora horizontalmente en la formación desde el punto en el que la sección curva haya llegado a su inclinación máxima de 90°.

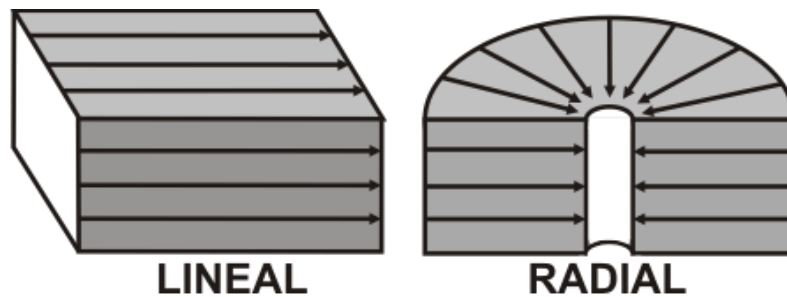
Los pozos horizontales pueden proveer una solución óptima en situaciones específicas donde es necesario:

- Mejorar la recuperación y el drenaje del yacimiento
- Incrementar la producción en yacimientos consolidados
- Espaciar y reducir el número de pozos en proyectos de desarrollo y de inyección.
- Controlar problemas de conificación de gas/agua

1.2.1. Incremento de productividad

Los pozos Horizontales tienen tasas de producción más altas y producen mayores volúmenes de petróleo y gas que los pozos perforados por métodos tradicionales, uno de los principales parámetros para la optimización de la producción es la superficie de contacto común entre el pozo y la formación netamente productiva, ya que esto condiciona el flujo del petróleo y gas en el pozo. La producción es aproximadamente proporcional al reservorio en contacto, los pozos horizontales tienen mucho más contacto con la formación comparada con las cortas secciones perforadas de los pozos verticales y direccionales en contacto con el reservorio. El resultado neto es que la sección horizontal del pozo, y la formación tienen una longitud más grande y común que esta perforada, permitiendo de esta manera producir los mayores volúmenes de petróleo y gas.

Figura 10. Tipos de flujo en el pozo.



Fuente: Petroleum Related Rock Mechanics; 1992. Modificada por el autor.

La perforación horizontal también mejora la productividad de formaciones de baja permeabilidad. Muchas formaciones contienen petróleo y gas pero producen volúmenes bajos provenientes de pozos verticales y direccionales debido a la baja permeabilidad de los reservorios, sin embargo los pozos horizontales han aumentado las tasas de flujo debido al aumento del área de contacto con el reservorio y la disminución de los requerimientos de energía del reservorio, como se ha descrito anteriormente.

Figura 11. Perforación horizontal para incrementar productividad.

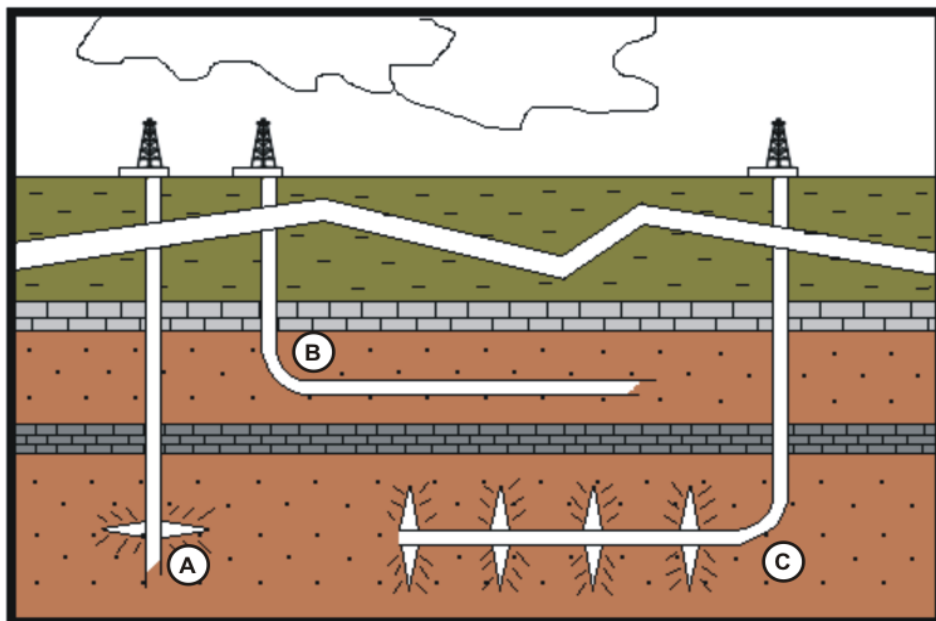


Tabla 1. Descripción de los componentes de la figura 11.

A	Pozo vertical, fractura hidráulica
B	La mayor exposición del pozo a la formación
C	Fracturas hidráulicas múltiples

Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

1.2.2. Fracturas Verticales

Las fracturas verticales, naturales o sumamente inclinadas, con frecuencia contienen petróleo y gas, estas fracturas pueden cubrir amplias áreas verticales y contener volúmenes grandes de hidrocarburos, algunas veces el petróleo y el gas fluye entre las fracturas provenientes de formaciones adyacentes de baja permeabilidad. Un pozo vertical o direccional puede penetrar una fractura, pero raras veces más de dos, algunas veces se diseñan los pozos con la finalidad de atravesar un buen número de fracturas para que el pozo sea económicamente rentable, sin embargo la característica del diseño de pozo horizontal es que con frecuencia atraviesa un gran número de fracturas.

Un ejemplo significativo de un campo con un alto ángulo de fracturas verticales es el campo de Pearsall⁴ en el sur central Texas, un promedio de pozos verticales produce aproximadamente 30,000 bbls durante su vida, esto es poco económico. Algunos pozos horizontales ya han excedido 100,000 bbls, un pozo horizontal produjo más de 100,000 bbls en 16 meses, y la última recuperación proyectada fue de 375,000 bbls. Esto requiere de completaciones verticales que serán al menos 3 y posiblemente 5 veces los de pozos verticales.

⁴ INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993

Figura 12. Perforación horizontal en fracturas naturales.

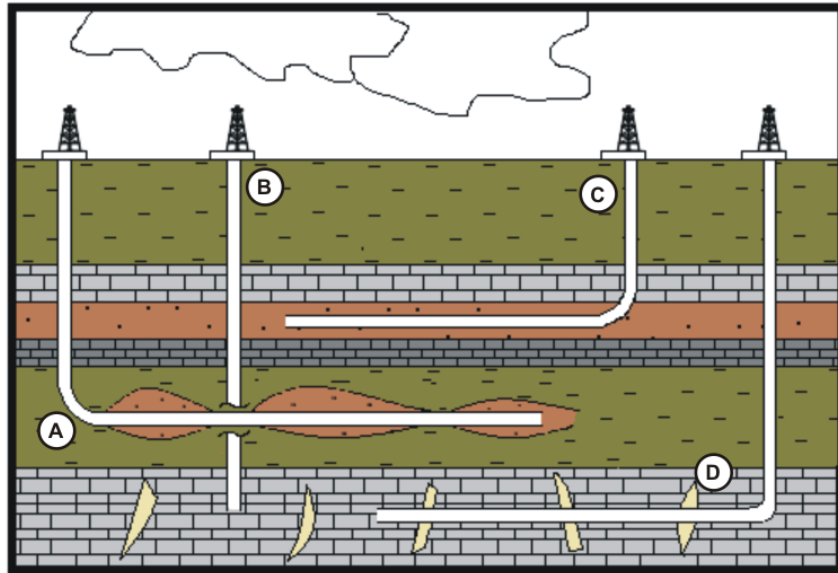


Tabla 2. Descripción de los componentes figura 12.

A	Múltiples objetivos de arena
B	Pozo Vertical Seco
C	Zona delgada
D	Formación Fracturada

Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

1.2.3. Producción de Arena y Conificación de Agua

En algunos casos existen pozos que producen con un alto caudal de producción y con una alta caída de presión, los pozos horizontales tienen una sección larga del pozo que está expuesto a la formación por lo que la caída de presión es menor para una tasa de producción en pozos horizontales que en los pozos verticales y direccionales. Esto disminuye los problemas de producción relacionados con la caída de presión. Cuando se tiene mayores caídas de presión la producción de

arena es un problema común, sobre todo la producción de arena no consolidada y de grano fino. La arena erosiona los equipos conectados en el fondo del pozo y disminuye la tasa de flujo, sin embargo los empaques de grava limitan la entrada de arena en el interior del pozo pero en algunos casos reducen las tasas de producción, una menor caída de presión elimina la necesidad el uso de empaques de grava y permite tasas de producción más altos.

Los problemas de conificación de agua pueden ser reducidos con la reducción de la caída de presión. El agua con frecuencia sirve de empuje para el petróleo y gas en el reservorio, Los pozos completados en la sección del reservorio que contiene petróleo y gas pueden producir agua debido a la conificación, una alta caída de presión provoca que el agua fluya hacia arriba conificando la sección productiva de tal manera que es producido junto con el petróleo y el gas. La producción de agua a menudo restringe la producción del petróleo y el gas, además de esto el volumen de agua que se produce ocasionado por la conificación debe ser eliminada por métodos aprobados, generando un incremento en el costo de producción.

Figura 13. Conificación de agua, petróleo y gas.

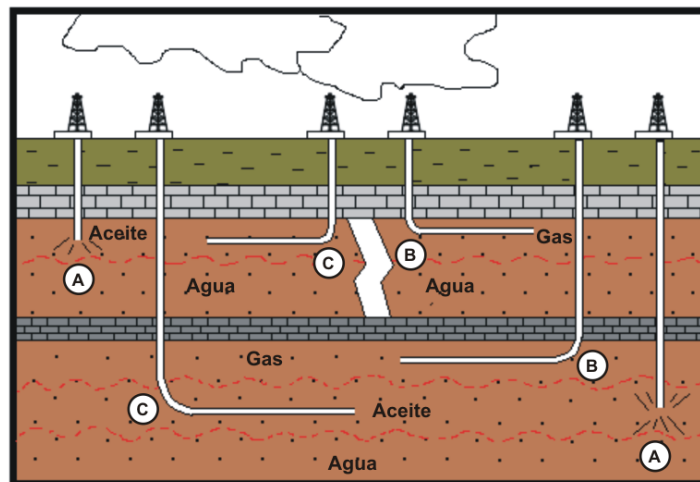


Tabla 3. Descripción del proceso figura 13.

A	Pozo vertical con conificación
B	Pozo de gas sin conificación
C	Pozo de aceite sin conificación

Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

1.3. DISEÑO DE POZOS

Los mejores diseños de programas de perforación direccional y horizontal se realizan mediante la preparación de una óptima dirección del pozo y siguiendo los objetivos que conforman el programa de perforación de pozos. Los programas de perforación incluyen varios parámetros basados en el equipamiento específico y las experiencias, algunas veces los programas de perforación requieren modificaciones por eventualidades que necesariamente tienen que tomarse en cuenta, normalmente esto sugiere un nivel más alto de riesgo, la mejor forma de reducir este riesgo es mediante la ejecución de una adecuada elección de factores disponibles.

1.3.1. Definiciones

Varios términos son resumidos en esta sección para un mejor entendimiento de los diversos estudios que se realizarán en las páginas posteriores, las operaciones de perforación son similares tanto para la producción de petróleo como la producción de gas. Las palabras pozo y agujero a menudo son intercambiadas. Pozo hace referencia al agujero o pozo antes de completarse. Pozo es también un término colectivo referido a las paredes del pozo, y al agujero que ha sido perforado.

1.3.1.1. Profundidad del Pozo

La profundidad medida a lo largo del eje del pozo es la profundidad medida (MD) equivalente a la profundidad perforada, esta medida es usada para la medida del casing, y otras medidas de longitud a lo largo del pozo. La profundidad vertical

verdadera (TVD) es la distancia vertical entre un punto en el pozo y el plano de la superficie (inmediatamente encima del punto). La profundidad medida del pozo (MD) es siempre igual o mayor que la profundidad vertical verdadera (TVD).

1.3.1.2. Drift del Pozo

Drift o inclinación del pozo es el ángulo entre el eje del pozo y el eje vertical, con ambas líneas en el plano vertical.

1.3.1.3. Tool Face

El Tool face es el componente horizontal de la dirección del pozo respecto de la broca u otra herramienta de perforación, esta definición es muy importante para tener siempre en claro la dirección Azimutal del pozo.

1.3.1.4. Información de Referencia

La información de referencia puede ser muy provechosa. Es siempre importante obtener la información de operación y datos de otros pozos en el área, así como revisar los historiales del pozo para un diseño de referencia y datos de operación, esta información incluye problemas en la construcción, control, y el ángulo de caída, de la perforación y problemas de formación. Otras fuentes de información incluyen a proveedores de equipo, rendimiento de los trabajadores, y la literatura publicada. La importancia de investigar registros y la planificación detallada no puede ser obviada. Es importante simplificar el diseño tanto como se pueda. El equipo y los procedimientos de perforación direccional y horizontal son útiles para estabilizar el pozo, pero las operaciones no son rutinarias. Los motivos para el análisis de la información de referencia incluyen operaciones relacionadas como: la desviación, carreras de corrección de pozo, circulación, revisiones del survey⁵, así como los viajes adicionales de la broca. Estas operaciones con frecuencia toman más tiempo de lo planificado. El tiempo ampliado de las operaciones aumenta el riesgo, y los problemas de la perforación vertical se incrementan con la perforación direccional y horizontal.

⁵ Es la lectura de la inclinación profundidad y la dirección de la herramienta en un punto en el espacio.

1.3.1.5. Hidráulica de Perforación

La hidráulica de perforación debe ser calculada para asegurar un adecuado volumen y presión del lodo para operar la turbina o motor de fondo y de tal manera que permita remover los recortes producidos durante la perforación. La limpieza del pozo es un problema común en pozos de alto ángulo y pozos horizontales, por lo que es importante tener una presión y volumen del lodo adecuado. Los cálculos deberían incluir la presión hidrostática de la columna del lodo y otras presiones basadas en la profundidad vertical verdadera para pozos de alto ángulo. La profundidad medida comúnmente es suficientemente exacta en un pozo vertical y pozos direccionales de bajo ángulo. Puede haber diferencias considerables entre la profundidad vertical verdadera y la profundidad medida en el caso de pozos horizontales, y pozos direccionales con alto ángulo de inclinación.

1.3.1.6. Torque y Arrastre

El exceso de arrastre y torque puede ser un problema mayor en la perforación de un pozo, en muchas operaciones de pozos direccionales y horizontales con altos ángulos de inclinación el aumento en el arrastre y/o torque es significativo, para reducir al mínimo la cantidad de problemas de pozos direccionales causado por los efectos agresivos del arrastre y torque, el diseño de la inclinación del pozo debe considerar la minimización de los cambios en el ángulo y suavizar las secciones curvas.

1.3.1.7. Patas de Perro

Se denomina patas de perro al cambio del ángulo en la combinación de las direcciones verticales y horizontales medidos en deg/100pies, este valor no debería ser mayor a 4°/100pies mientras sea posible, cuando ocurren cambios que exceden al recomendado se incrementa el riesgo de tener pegas y otros problemas en el pozo.

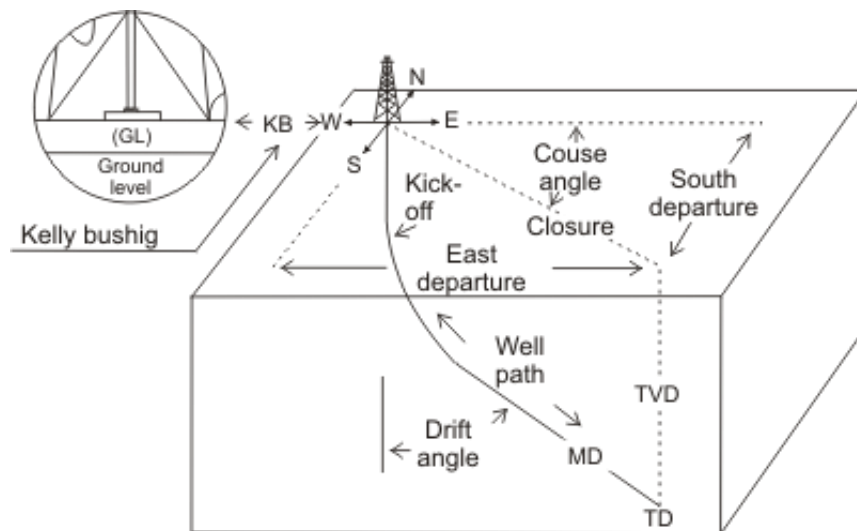
1.3.1.8. Diámetros Óptimos

Los diámetros pueden ser determinados para cada tipo de estructura de diseño de pozo, un agujero óptimo medirá de 8 ¾ in. a 9 7/8 in, mientras que agujeros de diámetro reducido necesitan motores direccionales más pequeños y estos son menos confiables y eficientes pues es más difícil de desviar y perforar pozos de larga trayectoria especialmente en formaciones muy duras, y en formaciones abrasivas. Esto es importante para diseñar que tanto más se puede optimizar las medidas de los pozos perforados.

1.3.1.9. Estabilidad del Pozo

La estabilidad del pozo puede presentar problemas en la sección horizontal del pozo, aunque esto no es reportado como un problema mayor en la literatura, pruebas y cálculos especiales ayudan en la determinación de los parámetros que permiten un mejor control de la estabilidad del pozo. En la actualidad se está usando el estudio geomecánico del yacimiento para el análisis y prevención de problemas relacionados a la estabilidad del pozo, así como problemas posteriores a la perforación.

Figura 14. Diseño de pozos.



Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

1.4. ETAPAS EN LA PERFORACION DIRECCIONAL

Las principales etapas dentro de una perforación de un pozo direccional son cuatro.

1.4.1. Kick Off Point (KOP)

Se refiere a la profundidad a la cual un pozo vertical empieza a ser direccional, es decir, punto en el cual el pozo se aparta de la vertical, dándose inicio a la desviación del mismo. Se consigue a través del uso de cucharas (whipstocks), substitutos angulados (bent subs) y motores.

1.4.2. Build Up Section

Trayectoria del pozo en la cual se ha planificado incrementar el ángulo de inclinación. Se logra mediante el uso de motores y substitutos angulados (bent subs).

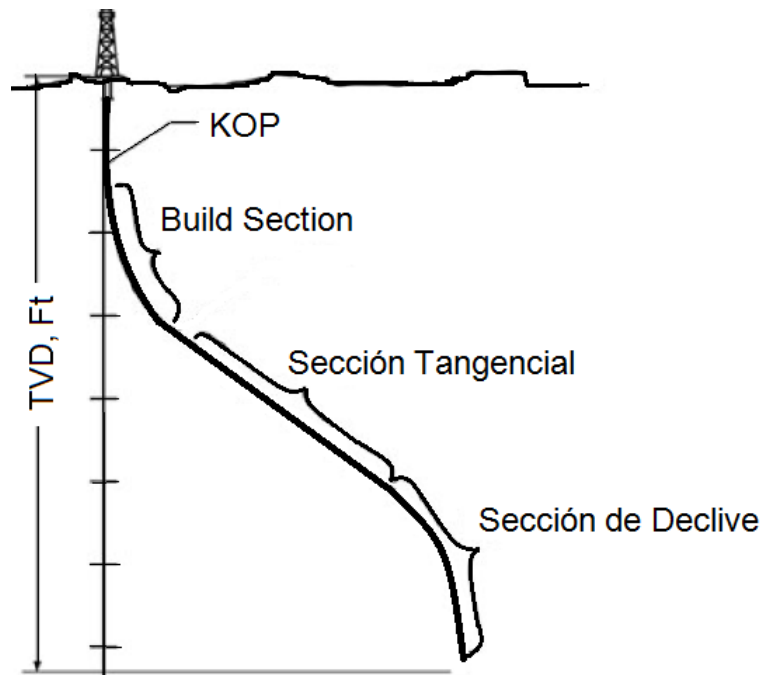
1.4.3. Sección Tangencial

Sección planificada para ser perforada con una trayectoria constante, es decir, sin variaciones angulares, para alcanzar el target.

1.4.4. Sección de Declive (Drop Off Section)

Sección en la cual se ha planificado regresar hacia la vertical a partir de una alta desviación.

Figura 15. Etapas en la perforación direccional.



Fuente: CURSO DE PERFORACION DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE POZOS DE PETRÓLEO, Halliburton. Modificado por el autor.

1.5. RIESGOS Y GRADOS DE DIFICULTAD

Las operaciones de perforación tienen dos clases básicas de riesgo. Uno es el riesgo encontrado durante la perforación y la completación del pozo. El segundo es el riesgo de que el petróleo y el gas no se encuentren o los volúmenes y los caudales sean menores al estimado, ambos son igual de importantes, estos dependen del estudio preliminar, la planificación cuidadosa, y operaciones prudentes. El pozo debe ser localizado donde los volúmenes de petróleo y gas existan en cantidades económicas, de otra manera, la operación de perforación no es económicamente rentable a pesar de la eficiencia operativa.

Los riesgos incluyen el exceso de arrastre y el momento de rotación, la posibilidad de pegas, problemas dentro de las formaciones o con el casing, rupturas, y otros problemas de perforación. Los riesgos adicionales en pozos direccionales y horizontales se relacionan con el número y el radio de curvas y vueltas,

inclinación, longitud de la sección del agujero inclinado y horizontal, estabilidad del pozo, y la experiencia del operador.

Tabla 4. “Grado de dificultad” en pozos horizontales y desviados.

“Grado de Dificultad” Direccional/ Horizontal		
Clasificación	Grado de Dificultad	Costo relativo (% sobre un vertical)
VERTICAL	Bajo	0
DIRECCIONAL		
Curva Simple	Bajo	25
Doble Curva	Bajo a Medio	50
Complejo	Medio	100
Alcance Extendido	Medio a Alto	150
Alto angularidad	Alto	200
Inclinación	Bajo a Medio	50
HORIZONTAL		
Radio Corto	Alto	200
Radio Medio	Medio a Alto	150
Radio Largo	Alto	200

Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

En este caso el pozo de referencia es un agujero vertical localizado en la misma área que los pozos direccionales y horizontales. Estos son aproximados y son catalogados sólo para dar una idea de la magnitud de riesgo, pero no deberían ser usados para estimaciones reales.

A continuación se describirán los problemas más comunes durante la perforación direccional.

1.5.1. Pérdida de circulación.

La pérdida de circulación o pérdida de retornos se caracteriza por una reducción en el volumen de fluido que retorna del pozo en comparación con el volumen

bombeado pozo abajo, debida a una excesiva caída de presión hidrostática y anular, ocasionando:

- Disminución de: Volumen en los tanques, caudal de flujo y presión de bomba.
- Aumento en el peso de la sarta
- Disminución de la presión hidrostática del lodo
- Atascamiento de la tubería.

Se produce principalmente por:

1. Invasión o pérdida de lodo hacia las formaciones que son cavernosas, fisuradas, fracturadas o no consolidadas.
2. Perdida de lodo causada por la fracturación hidráulica producida por presiones inducidas excesivas.

1.5.1.1. Localización de una zona de Pérdida de Circulación.

- Un signo de alerta por una zona de pérdida puede estar relacionada con el aumento en la rata de perforación, ocasionado a que la formación encontrada es frágil, cavernosa o extremadamente porosa.
- Será detectada inicialmente por una reducción de flujo de lodo hacia la superficie, junto con una pérdida de presión.
- Si se pierde retorno mientras se perfora, muy seguramente las perdidas sean en fondo, y si esta acción ocurre mientras se hacen viajes de tubería, es probable que las pérdidas no sean en el fondo, sino posiblemente cerca de la zapata o en un punto de perdida conocido.

1.5.2. Pega de Tubería

Se considera pega cuando no se puede subir, bajar o girar la tubería. Esta puede ser causada por varios mecanismos diferentes, los cuales se pueden ser clasificadas en:

- Pega diferencial
- Pega Mecánica
 - Empaquetamiento (Pack off) o puenteo (bridge)
 - Geometría del pozo

1.5.2.1. Pega diferencial.

Las excesivas presiones diferenciales a través de zonas permeables de menor presión pueden ser causa de que la sarta de perforación se pegue sobre la pared del pozo donde queda atascada.

Esencialmente originada por:

- Alto filtrado del lodo
- Sobre balance
- Movimientos insuficientes de la sarta
- Falta de circulación entre la tubería y el revoque
- Perforación de una formación permeable porosa

Algunos factores que permiten identificarla son:

- No se puede girar ni mover la tubería mientras se tiene circulación parcial o total.
- La tubería queda pegada después de estar inmóvil por un periodo de tiempo.

1.5.2.2. Pega Mecánica

Causada por una obstrucción física. Por lo general se presenta durante el movimiento de la sarta de perforación.

Entre los motivos que generan una pega mecánicas se tienen:

- Formaciones reactivas

- Formaciones móviles
- Formaciones fracturadas
- Formaciones afectadas por esfuerzos tectónicos
- Cemento fresco
- Limpieza inadecuada del agujero

Puede ser clasificada en:

- **Empaquetamiento y puentes**

EL empaquetamiento ocurre generalmente alrededor de los drillcollars de diámetro grande o en herramientas que cuenten con diámetros cercanos al pozo (estabilizadores); las partículas pequeñas de formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el anular alrededor de la sarta de perforación.

El puenteo hace referencia al material de gran tamaño que cae dentro del hueco, quedando atrapado entre la sarta y la pared del pozo, pegando de esta manera la tubería.

- **Perturbaciones de la geometría del pozo**

Se presenta cuando el diámetro y/o ángulo del pozo en relación con la geometría y rigidez del BHA no permitirán el paso de la columna de perforación, por lo que, entre más grande sea el cambio de ángulo o dirección del pozo, más alto será el riesgo de pegadura mecánica

Entre las causas que generan este tipo de perturbaciones en el pozo, encontramos:

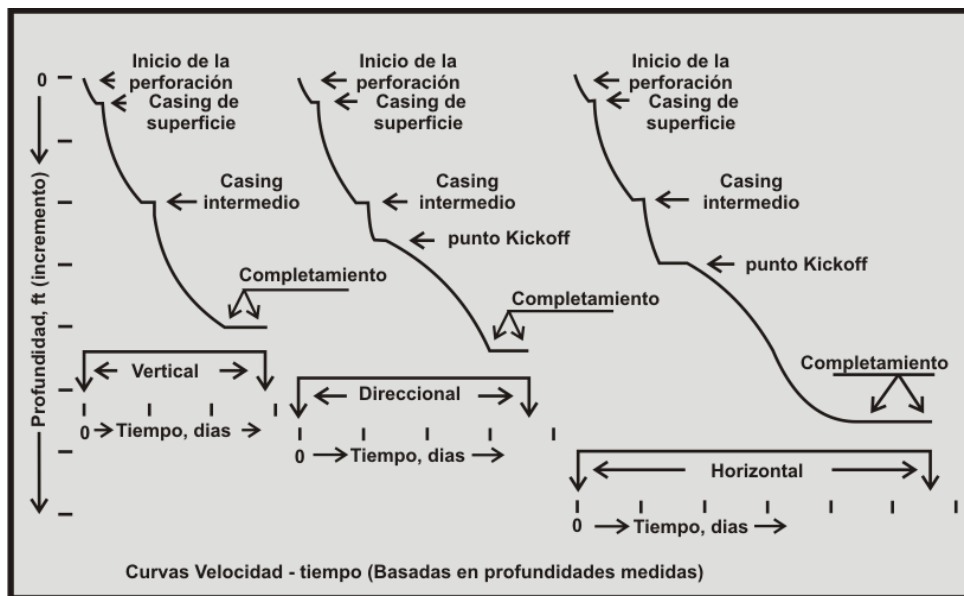
- Revestidor colapsado

- Micro Doglegs⁶
- Pozo por debajo del calibre
- Ojo de llave⁷
- Ensamblajes rígidos

1.6. ESTIMADO DE COSTOS DE UN POZO

El estimado de costos de un pozo depende del proyecto específico. Los gastos aproximados de pozos direccionales y horizontales se relacionan con el grado de dificultad como fue catalogado en la tabla 4, estos son sólo una regla de proyecto específico, modelan la complejidad, y varios problemas descritos en la sección sobre el riesgo. El personal experimentado puede estimar de fuentes fidedignas los costos aproximados de la perforación de un pozo, pero la exactitud puede disminuirse en operaciones de riesgo más altas.

Figura 16. Comparación de programas de perforación.



Fuente: INTRODUCTION TO DIRECTIONAL AND HORIZONTAL DRILLING. Short J.A. 1993. Modificada por el autor.

⁶ Son pequeñas variaciones de ángulo, que ocurren en áreas donde se han trabajado varias correcciones en la inclinación y azimuth del pozo.

⁷ Altas tensiones y torques aplicadas a la tubería de perforación, desgastando o erosionando la pared del hoyo

1.7. MIDIENDO MIENTRAS PERFORO (MWD), REGISTRANDO MIENTRAS PERFORO (LWD).

Con el desarrollo de los componentes electrónicos y la tecnología de baterías se hizo posible técnicamente realizar mediciones en la broca, para luego ser transmitidas a superficie. Ha existido una evolución rápida en la construcción de las tecnologías: midiendo mientras se perfora (MWD), registrando mientras se perfora (LWD). Los avances recientes en MWD y la tecnología de LWD incluyen sensores que miden la formación la velocidad acústica y proporcionan imágenes eléctricas de las formaciones.

En este libro, el termino MWD se refiriere a las medidas de perforación direccional, LWD a las medidas de formación de calidad de registro de cable. Se desea describir una base del diseño actual MWD y LWD.

1.7.1. Midiendo mientras perforo (MWD)

Las medidas del fondo del pozo son adquiridas a partir de un dispositivo electromecánico localizado en el ensamblaje de fondo (BHA). La definición de MWD incluye los datos que son almacenados en la memoria del instrumento y los recuperados en superficie. Generalmente, cuenta con tres subcomponentes mayores: Un sistema de poder, un sistema de telemetría y un sensor direccional.

1.7.1.1. Sistemas de poder

Típicamente son de dos arquetipos: Batería y turbina. Las baterías, sin necesidad de circulación del fluido, pueden proporcionar al dispositivo poder y suelen ser de cloruro de litio⁸, proporcionan una fuente fija hasta el final de su vida útil, sin requerimiento de electrónica compleja para establecer el suministro de energía. No son recargables y su disposición es susceptible a regulaciones ambientales. La mayoría de herramientas MWD son diseñadas para soportar temperaturas de

⁸ A causa de su excelente combinación de alta densidad de energía y desempeño superior en temperaturas para el servicio de LWD.

hasta 150°C y presiones de hasta 20.000 psi. Para temperaturas mayores de 180°C, pueden experimentar una reacción violenta, acelerada y estallar con una fuerza significativa, por lo que son inapropiadas para las aplicaciones que requieran altas temperaturas.

Las turbinas utilizan el fluido de perforación para la generación de poder. Un rotor es situado en la corriente líquida, y circulando el fluido de perforación este es dirigido a las hojas de rotor por un estator. La fuerza giratoria es transmitida del rotor a un alternador por un túnel común. El poder engendrado por el alternador normalmente no es utilizable de inmediato, debido a que es una corriente alterna de tres fases de frecuencia variable. La red de circuitos electrónicos se requiere para rectificar la corriente alterna (C.A.) y convertirla en corriente continua utilizable (CD). Los rotores de la turbina para este equipo deben aceptar una variedad de tasas de flujo. De manera semejante, los rotores deben tolerar material sólido y de pérdidas de circulación (LCM) que contiene el fluido de perforación; esta cantidad está limitada por las especificaciones del fabricante.

Se suelen combinar los dos sistemas de poder para proporcionar el poder a la herramienta con o sin flujo o durante flujos intermitentes.

1.7.1.2. Sistema de telemetría

El sistema de telemetría comercial estándar para la transmisión de datos para sistemas MWD y LWD es el de pulsos a través del fluido de perforación. Esta sección, será discutida de manera detallada en el siguiente capítulo.

1.7.1.3. Sensores direccionales

Los sistemas MWD y LWD, constan de un sensor conformado por tres magnetómetros ortogonales y tres acelerómetros.

Errores en registros direccionales:

- Incertidumbre de la ubicación del pozo

- Pozos muy profundos o extensos de longitud
- Las ubicaciones geográficas donde la componente horizontal del campo magnético de la tierra es pequeño afecta la precisión del sensor direccional, ejemplo, Alaska.
- En pozos de alto ángulo la interferencia magnética generada por los componentes de ensamblaje de fondo.
- Variaciones diurnas en el campo magnético de la tierra.

1.7.2. Registrando mientras perforo (LWD)

Las herramientas básicas para registrar mientras se perfora son:

- Herramientas de resistividad
- Herramientas nucleares
- Herramientas acústicas
- Sensores de profundidad

1.7.2.1. Herramientas de resistividad

Las herramientas de registros mientras perforo han llegado a ser las electromagnéticas de resistividad de onda. La herramienta es equipada con una antena (alrededor del collar), que emite ondas electromagnéticas, las ondas viajan por las paredes del pozo y son recibidas por un par de receptores, los cuales miden el desplazamiento y la atenuación de dicha onda entre los ambos receptores. El desplazamiento de fase es transformado en una resistencia baja, mientras que la atenuación en una resistencia profunda. Esta información es convertida por el modelo de la computadora, permitiendo obtener el valor verdadero de la resistividad de la formación (R_e) y para medir la profundidad de invasión del fluido de perforación que se filtra a la formación. Esta medición de R_e se realiza después de un tiempo significativamente corto de exposición a la

formación, entre 30 a 300 minutos, este se puede ver afectado por el tiempo de exposición a la formación⁹, convirtiéndose en un parámetro crítico en medidas LWD.

1.7.2.2. Herramientas nucleares

Requieren de un sistema de superficie más sofisticado que el necesario para medidas direccionales pero este tipo de medidas son económicas. Los registros requieren un sistema de profundidad y hardware de superficie adicional para la computadora. Las diferencias principales entre MWD y curvas de rayo gamma por cable son causadas por la influencia espectral de los rayos gamma de la formación y la velocidad del registro. La porosidad de neutrón y la densidad son medidas en instrumentos de LWD combinadas típicamente en un sustituto o módulo de medida, y ellos son corridos generalmente juntos.

El diseño consiste típicamente en una fuente de rayo gamma de cesio localizada en collar y dos detectores, el conteo de rayos gamma se realiza en cada uno de los detectores. Las tasas de conteo en los receptores dependen de la densidad media entre ellos. En pozos horizontales, en donde las herramientas de densidad son corridas normalmente. La colocación del detector puede afectar la tendencia direccional del ensamblaje de fondo.

La porosidad neutrón es otra herramienta nuclear. Las medidas de porosidad utilizan una fuente la cual emite los neutrones a la formación. Los neutrones llegan a dos detectores en proporción a la cantidad con que ellos son moderados y capturados por medios entre la fuente y los detectores. El hidrogeno es el mejor medio de captura, y pues se encuentra en el agua, el petróleo y en el gas. La proporción de neutrón que llegan a los detectores es calculada y es almacenada en la memoria o transmitido a la superficie. Las medidas del neutrón son susceptibles a muchos efectos ambientales, tales como la salinidad del lodo, índice de hidrogeno, por la salinidad de la formación, por la temperatura, y por la presión.

⁹ Tiempo de exposición a la formación, diferencia de tiempo que hay entre: cuando la broca perturba las condiciones in-situ y el paso de los sensores que miden la formación.

1.7.2.3. Herramientas de registros acústicas o sónicas

Estas herramientas han sido introducidas para mejorar las medidas de neutrón y las medidas de densidad. Los calibradores transductores consisten de dos o más cristales piezoeléctricos colocados en la pared de un collar de perforación, estos crean una señal acústica de alta frecuencia que se refleja cerca de la superficie, idealmente en la pared del pozo. Se ve afectada por fluidos de perforación de alto peso.

En muchas litologías los datos acústicos son muy importantes ya que con estos se hacen correlación con información sísmica. La velocidad de las ondas puede ser medida también y puede ser utilizada para calcular las propiedades mecánicas de las rocas.

La forma básica de un dispositivo acústico, consiste en un transmisor con dos receptores montados a varios pies de distancia. Los receptores y los transmisores adicionales aumentan la calidad de la medida y por lo tanto la exactitud.

1.7.2.4. Sensores de profundidad

Las medidas de la profundidad absoluta son críticas para el modelamiento geológico. Un conocimiento de la profundidad relativa del tope de un yacimiento al contacto agua-aceite es esencial para estimaciones de reservas. No obstante, de todas las medidas realizadas por cable y LWD, la profundidad es una de las más críticas. Las discrepancias de la profundidad entre LWD y el registro por cable abundan en la industria. Las medidas de profundidad de LWD han evolucionado de métodos de mud logging. Las lecturas de la profundidad son atadas diariamente a la profundidad del perforador. Las profundidades del perforador son basadas en medidas de la longitud de la tubería para entrar al hoyo y son referenciadas a un dispositivo para medir la altura del kelly o Top drive con respecto a un punto fijo. Estas medidas instantáneas de la profundidad son almacenadas con respecto a tiempo para unir las luego con datos de memoria del LWD. El registro final es construido con esta profundidad.

El método de medición del cable puede ser afectado por vientos altos que tiran el cable del tambor más de lo necesario. Un segundo método, que utiliza un dispositivo en el malacate, induce un error porque no puede compensar el número de cable que se envuelve en el tambor. Exteriormente tiene más profundidad asociada en una revolución del tambor que el que lo envuelve interiormente. Los taladros flotantes tienen problemas especiales asociados con medidas de profundidad. En LWD, estos efectos se vencen colocando transductores de compensación en una línea fija.

1.8. DINÁMICA DE PERFORACIÓN

Su objetivo es perforar de manera más eficiente y prevenir de forma oportuna y óptima los imprevistos, por ende, se realiza un gran esfuerzo para la adquisición de la información mecánica utilizable por los operadores, tales como: torque de la broca (TOB), el peso sobre la broca (WOB), choques, temperatura, presión de fondo, entre otros.

Causas de pérdidas de tiempo durante la perforación.

- Pegas de tubería, una de las mayores causas, como diferencial por problemas mecánicos o producidos por la geometría del hueco.
- Frenado intermitente de la broca y sarta de perforación, seguidos por el de la liberación instantánea con el momento de torsión aplicado.
- No adecuada limpieza del pozo.
- Choques de torsión, provocando parar y reiniciar la perforación, conocido como “stick-slip”, causado por las brocas al perforar algunas formaciones que tienden a detener la perforación.

Cada una de estas problemáticas se puede solucionar eficientemente siempre que la dinámica de la perforación está unida con la reacción de las personas que toman las decisiones en el sitio, por ejemplo, al obtener datos del PWD(presión de fondo mientras se perfora), específicamente de la presión anular del hueco,

puede controlarse la contrapresión al circular el volumen de lodo y, asumiendo que esas tasas del flujo son iguales, puede identificarse precisamente cuando un viaje de acondicionamiento largo o corto debe ser realizado para limpiar el hueco. Las medidas de la presión pueden ayudar también para monitorear y alterar el peso del lodo y optimizar la densidad equivalente de la circulación (ECD).

2. TELEMETRÍA.

La telemetría es una tecnología que permite la medición de magnitudes físicas a distancia y su posterior envío a un operador o sistema de cómputo. La palabra telemetría procede de las palabras griegas tele ("lejos") y metron ("medida").¹⁰

Antiguamente las herramientas de medición eran llevadas a pozo y se retiraban lentamente mientras que los instrumentos tomaban medidas físicas como rayos gamma, densidad, porosidad de la formación. Para realizar este proceso se debía detener la perforación. La información tomada en el fondo llega a superficie utilizando un cable eléctrico. Pero, el desarrollo de las perforaciones horizontales surgió con una pregunta; ¿cómo desplazar las herramientas en la trayectoria y tortuosidad del pozo? La respuesta fue utilizar el método de tubería; el mecanismo de medición se convirtió en una parte de la sarta de perforación, con esto se solucionaron los problemas de exponer al equipo a choques u obstrucciones inesperadas además de poder desplazar las herramientas. Pero persistía el problema de la transmisión de datos por el cable y el deseo de monitorear constantemente la perforación. Para esto se desarrollaron técnicas para transmitir la información recolectada desde fondo del pozo hacia la superficie sin la necesidad de un cableado. A este tipo de técnicas se les conoce como telemetría.

Las técnicas de medición en fondo de pozo están evolucionando debido a la demanda en el sector de la perforación, puesto que, cada vez es más necesario el control constante en el fondo del pozo y para ello se requieren canales de información que trabajan en cualquier ambiente. Actualmente es de gran importancia la medición en los procesos de perforación, particularmente en los pozos direccionales que su éxito depende del constante control en la perforación, ya que, sin el adecuado monitoreo no podemos planear estrategias adecuadas ya que desconoceríamos las variables que intervienen en el problema.

¹⁰ Colaboradores de Wikipedia. Telemetría [en línea]. Wikipedia, La enciclopedia libre, 2013 [fecha de consulta: 30 de julio del 2013]

Los avances tecnológicos en perforación hacen que aumente la demanda de mayor velocidad en la transmisión de datos desde fondo de pozo, en consecuencia se requieren nuevas tecnologías telemétricas para cubrir esta demanda ya que el significado de telemetría en tiempo - real ha cambiado y continuara cambiando durante el tiempo.

Uno de los cambios más importantes en los procesos de perforación es el mejoramiento de las herramientas MWD (Midiendo mientras perforo) y LWD (Registrando mientras perforo). Cada vez más se prefiere un registro durante la perforación a un registro por cable, ya que en la toma de registros durante la perforación las herramientas registran los valores iniciales de la formación.

Tiempo atrás los registros tomados en el fondo por las herramientas se guardaban en pequeñas memorias que almacenaban la información y posteriormente se llevaban a superficie para su análisis, este proceso requería viajes adicionales de la tubería y la información no se obtenía a tiempo para así tomar decisiones. Actualmente se envía información desde el fondo de pozo a superficie, de esta manera los viajes adicionales ya no son necesarios.

La capacidad de flujo de información que tenga un sistema puede incrementar o disminuir de manera significativa el potencial de las herramientas MWD y LWD. Los aspectos fundamentales que el sistema telemétrico debe contribuir a cumplir son¹¹:

1. Operación segura: Potenciales problemas de costo, de manera particular en caso de incidentes severos, por tanto las perforaciones seguras reducen el riesgo a incurrir en estos costos.
2. Montaje: Es el principal factor que afecta el costo y sobre todo en operaciones costa afuera, ya que las empresas operadoras desean alcanzar lo más pronto posible el yacimiento, por tanto el tiempo que se invierte en el montaje se traduce en pagos diarios de alquiler de equipos.

¹¹ BAKER HUGHES, 'How High-Speed Telemetry affects the drilling processes, JPT. jun 2009

3. Ubicación del pozo: para obtener la máxima recuperación de un campo es una prioridad del operador, especialmente en yacimientos maduros.
4. Integridad del pozo: es fundamental para una exitosa terminación del pozo. La prevención es menos costosa que poner remedio a los problemas complejos asociados con un pozo colapsado.

Hoy en día, la industria del petróleo ha desarrollado y perfeccionado las técnicas de recolección de datos, buscando la obtención de información en tiempo real y sin tener que frenar los procesos que llevan durante la perforación, ya que, se aumenta el costo y tiempo durante la operación. Los sistemas de telemetría más utilizados en la actualidad son:

1. Mud pulse (Pulso de lodo)
2. Modified mud pulse (Pulso de lodo modificado)
3. Electromagnetic Transmission (Telemetría Electromagnética)
4. Acoustic Telemetry (Telemetría Acústica.)
5. Intelligent wired drill-pipe (Tubería inteligente)

2.1. TELEMETRÍA MEDIANTE PULSOS DE LODO.

El “pulser” es el sistema de generación de pulsos de presión, el cual es el encargado de originar variaciones en la presión a través de la corriente de fluido de perforación en el interior de la sarta. El “pulser” es clasificado comúnmente por la capacidad del flujo volumétrico de lodo que permita manejar, la cual generalmente se encuentra entre 250, 650, 950 y 1200 GPM (galones por minuto).

En el caso de transmisión a través del fluido, o telemetría por pulsos de presión. La telemetría también se puede utilizar como medio de transferencia de datos a través de conductores eléctricos, el metal de la tubería, o la misma formación. Sin embargo, las herramientas MWD direccionales en su mayoría utilizan el sistema

de transmisiones a través del lodo que hasta ahora se conoce como el más fácil de operar y económico en la industria de la perforación.¹²

La telemetría a través del fluido de perforación es ejecutada por señales generadas por ondas de presión en el interior de la sarta. La onda de presión viaja a la superficie a una velocidad cercana a los 4300 (pies por segundo)¹³, dependiendo de las propiedades del lodo. La medición registrada por los sensores es codificada en el fondo del pozo por el software que posee el “probe”¹⁴ y es descifrada en superficie en donde se puede conocer la información que esta posee.

2.1.1. Telemetría Por Onda Continúa

La válvula de rotación en la corriente del lodo es la que genera la onda continua de presión, la cual posee la característica de tener frecuencia fija como se puede observar en la figura 17. La información de la onda de presión es codificada en forma digital y enviada a superficie a una tasa de transmisión de datos de entre 1 1/2 y 3 códigos binarios por segundo, lo cual quiere decir a una tasa de 1 1/2 bits, luego un mensaje de 10 bits es transmitido en 7 segundos. La profundidad máxima de emisión de onda es limitada por la atenuación de esta, en el fluido de perforación y por su amplitud, siendo la atenuación función de la frecuencia de la onda de presión, la densidad, la viscosidad y la velocidad sónica del fluido de perforación en uso, por este motivo es necesario conocer las propiedades del fluido antes de bajar la herramienta para conocer la frecuencia en que se puede operar.

El transductor de presión es el que detecta la señal en la superficie y el que la procesada es el receptor para recuperar la información enviada desde el fondo del pozo. La profundidad de operación no es un factor limitante en la mayoría de las aplicaciones de los sistemas de onda continua ya que este problema se soluciona

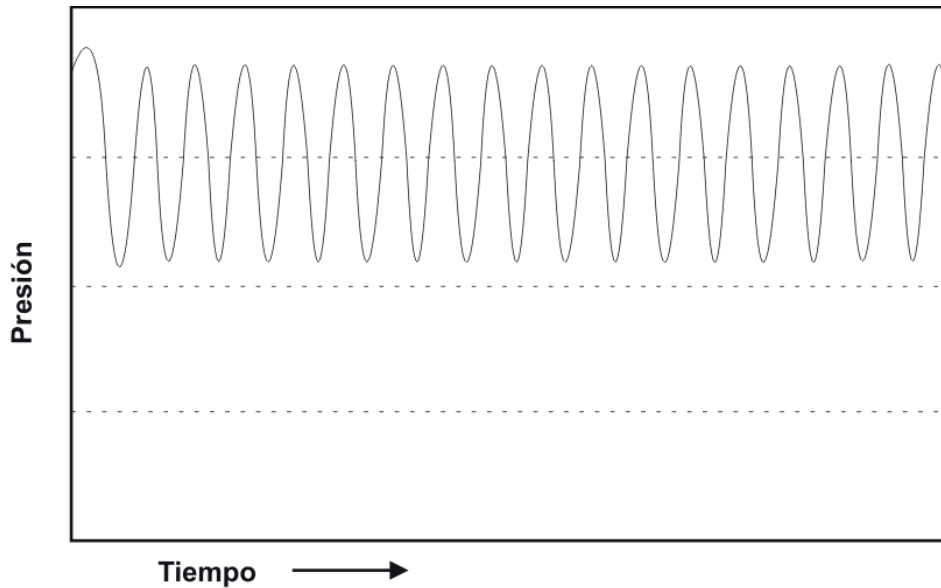
¹² WEATHERFORD “Training Curriculum Measurement While Drilling 1 Essentials

¹³ HALLIBURTON “Drilling Information System-Measurement While Drilling” Technical Paper, Halliburton Company. 1997

¹⁴ Un pequeño tubo que contiene el elemento de detección de los equipos electrónicos, que se puede bajar en un pozo de sondeo para obtener las mediciones y los datos

determinando la frecuencia de transmisión. Los sistemas de onda continua poseen una tasa de transmisión de datos suficientemente alta, de tal manera muchos parámetros pueden ser transmitidos en un corto tiempo.

Figura 17. Pulsos generados por el sistema de onda continua,



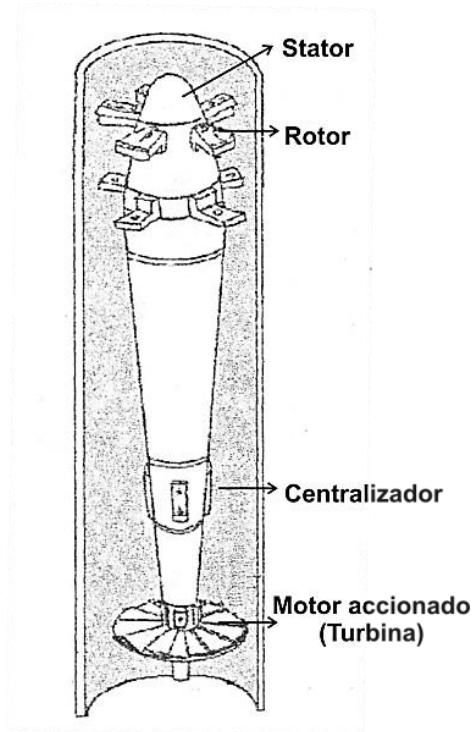
Fuente: RENDON, Carlos Mario y MORALES, Oscar Hernando. Perforación Horizontal. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, 1992. Modificada por el autor.

Este sistema ofrece información sobre las mediciones de dirección e inclinación, además de transmitir la información que arroje las herramientas que estén en fondo tales como resistividad, rayos gama, temperatura del anular, peso sobre la broca y torque. Una turbina accionada por el mismo lodo de perforación es quien suministra la energía eléctrica, observar figura 18.

El sistema utiliza una válvula localizada en el interior de la sarta de perforación, muy cerca a la broca, la cual crea variaciones controladas de las condiciones de presión del flujo del lodo, ocasionando ondas de presión propagadas a través del lodo las cuales son detectadas y mostradas en superficie.

Hay dos formas de originar la telemetría por pulsos de lodo, en pulsos positivos y pulsos negativos, para lo cual se cuenta con diferentes diseños desarrollados, patentados y operados por las compañías prestadoras de servicios.

Figura 18. Sistema de Telemetría Onda continúa.



Fuente: RENDON, Carlos Mario y MORALES, Oscar Hernando. Perforación Horizontal. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, 1992.

2.1.1.1. Pulsos Positivos De Presión

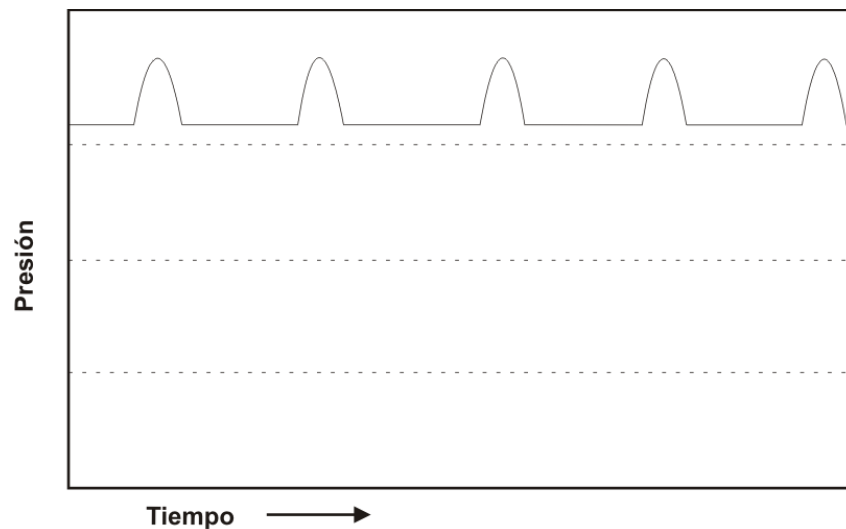
Una válvula de orificio, conocida como “orifice”, es la que genera este tipo de pulsos, en el interior de la sarta de perforación, la cual se encuentra dispuesta en la parte superior de la herramienta y su diámetro es seleccionado de acuerdo a las condiciones de profundidad y características del fluido de perforación, los cuales son los factores de control en el tamaño del pulso u onda de presión y su comportamiento se puede observar en la figura 19.

La información se realiza y se codifica en un sensor electrónico y luego es enviada en forma de señales eléctricas, a través del “coil cord”(cable en espiral) al “pulser”.

El “pulser” posee un pistón en su parte superior, conocido como “poppet”, el cual realiza movimientos de extensión o retracción durante algunos intervalos de tiempo, dependiendo de la orden enviada por la parte electrónica “probe”, creando un aumento momentáneo de presión en el interior de la tubería de perforación, debido que al extenderse restringe el paso de lodo a través de un orificio que se encuentra inmediatamente encima de la “poppet” haciendo que aumente la presión en el interior de la sarta de perforación esto se observa en el diagrama de la figura 20. El uso de este sistema de telemetría significa que no se requiere ninguna caída de presión entre la herramienta MWD o LWD y el fondo del pozo para crear el pulso de presión.

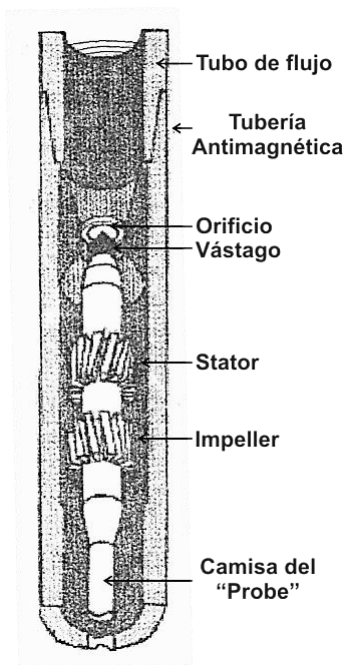
Los transductores de presión son los encargados de detectar en superficie estos cambios de presión en el interior de la sarta, los cuales se encuentran instalados directamente sobre la tubería de superficie, “standpipe”, siendo transformados estos pulsos en señal eléctrica que es transmitida a un computador, en donde es procesada para realizar las conversiones a señales digitales y análogas disponibles para las lecturas de los registros.

Figura 19. Pulsos de presión generados por el sistema de telemetría de pulsos positivos.



Fuente: RENDON, Carlos Mario y MORALES, Oscar Hernando. Perforación Horizontal. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, 1992. Modificada por el autor.

Figura 20. Sistema de telemetría por pulsos positivos,



Fuente: SPERRY-SUN Drilling Services, "Modular MWD Systems", Houston, Texas, Jun. 1994. Modificada por el autor.

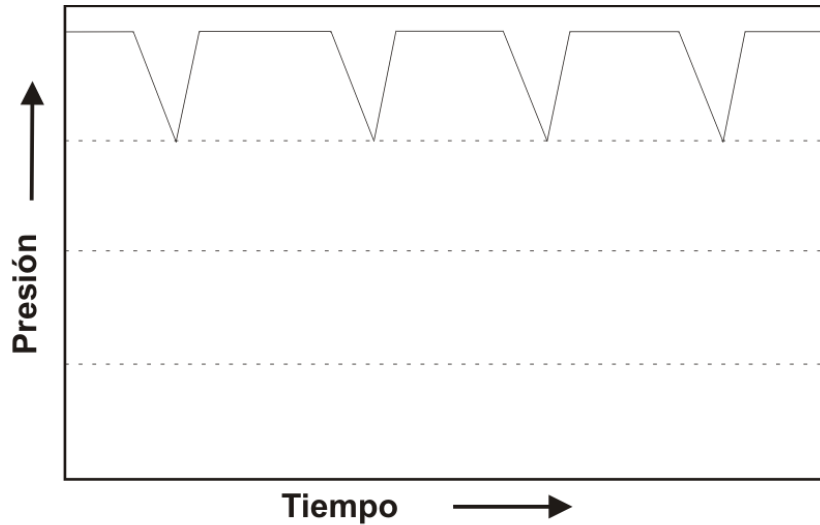
2.1.1.2. Pulsos Negativos De Presión

Una válvula de alivio tipo "by-pass"¹⁵ es la que genera este tipo de pulsos, desde el interior de la sarta de perforación al anular, como se observa en la figura 22. Estos sistemas trabajan con la ayuda de un accionador que dependiendo de la señal enviada durante la codificación por el sensor electrónico, abre o cierra una pequeña válvula permitiendo que se libere una cantidad de fluido desde el interior de la columna de perforación al anular ocasionando una disminución en la presión al interior de la tubería de perforación entre 100 y 300 psi, lo cual causa un pulso negativo de presión que se observa en la figura 21. La duración del pulso de presión depende de los intervalos de tiempo de apertura o cierre de la válvula.

¹⁵ Una válvula que se abre para dirigir el fluido a otro lugar, cuando se excede un límite de presión.

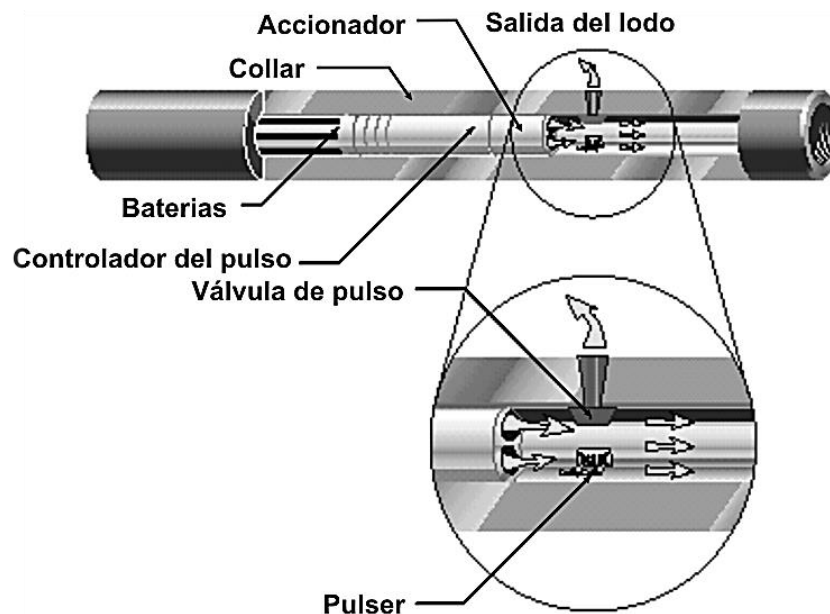
Con el tiempo se quiere realizar la decodificación de los datos registrados por el sensor y su transmisión con menor cantidad de pulsos en el menor tiempo posible.

Figura 21. Pulsos de presión generados por el sistema de Telemetría de Pulsos Negativos.



Fuente: RENDON, Carlos Mario y MORALES, Oscar Hernando. Perforación Horizontal. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, 1992. Modificada por el autor.

Figura 22. Sistema de Telemetría por Pulsos Negativos.



Fuente: Halliburton – Sperry Drilling, 1998. Modificada por el autor.

2.1.2. Frecuencia De Transmisión De Datos

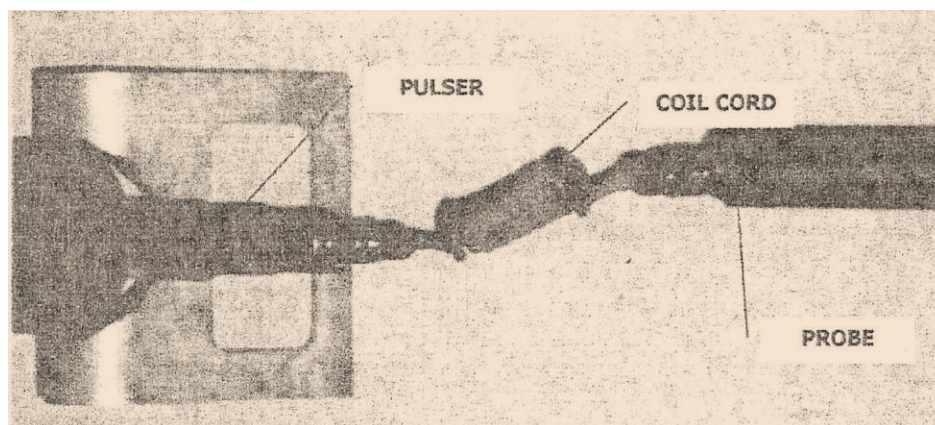
Existen diferentes frecuencias de transmisión de datos a superficie, entre otras frecuencias se puede mencionar 0.5, 0.8 y 1.2 HZ. Es de resaltar que el uso de frecuencias bajas a pesar de no poseer gran velocidad de transmisión de datos, si permiten una buena detección de la señal

Para obtener una mejor relación detección – velocidad de los pulsos, algunas herramientas de turbina permiten seleccionar dos frecuencias de transmisión de datos para así escoger la que mejor. Para realizar el cambio de frecuencia se activa la circulación del fluido de perforación, dejando unos 30 segundos en espera para que la turbina estabilice sus revoluciones. Al cabo de los cuales esta comienza a generar pulsos iniciales que indican que la herramienta se acciona para tomar el registro, los cuales son conocidos como “running pulses” y son detectados en superficie por una serie de cinco crestas de onda de igual amplitud. Luego es detectado el primer pulso, momento en el cual se cuenta con 20 segundos para apagar nuevamente las bombas. En este momento se considera que ha sido realizado el cambio de frecuencia de transmisión de los datos, lo que es detectado por señal registrada por el computador que indica la nueva frecuencia. La explicación a lo anterior se puede dar si se recuerda que la energía del “probe” puede ser producida por una turbina de lodo, de esta manera, el “probe” es abastecido de energía y al momento en que este se encuentre enviando información y su energía se vea eliminada, los algoritmos utilizados permiten realizar inmediatamente el cambio de la frecuencia de transmisión de los datos.

Una vez realizado este cambio de frecuencia de recepción de “probe”, es preciso también cambiar la frecuencia de recepción de la unidad de procesamiento de datos, pues de no cumplirse esto, no coincidirían las frecuencias de fondo - superficie y por lo tanto no conseguiría registrar ningún tipo de lectura. Este cambio de frecuencia para la lectura de los datos en el computador se realiza a través del teclado y dependiendo de cuál sea la frecuencia con la que se desea trabajar.

Como se observa en la figura 23, el pulser¹⁶ se acopla a un cable espiralado, y este al “probe” el cual tiene en la parte superior una conexión compuesta por una serie de 7 pines (generalmente), transmitiendo la información en forma de señal eléctrica lo que permite abrir y cerrar la válvula generando el pulso para ser descifrado y leído en superficie.

Figura 23. Comunicación del “Probe” con el Pulser.



Fuente: GEARHART, Marvin et. Al, Mud Pulse MWD System Report, JPT. Dec. 1981.

2.1.3. Ventajas y desventajas de la tecnología Sistema de Pulsos de Lodo

2.1.3.1 Ventajas

- Es el sistema más económico del mercado
- Es de fácil mantenimiento,
- Este sistema tiene más de 30 años en el mercado es decir que se actualiza constantemente, así que se lo puede describir como el sistema más confiable de telemetría en el mercado.

2.1.3.2 Desventajas

- Este sistema depende demasiado de las propiedades del fluido de perforación.

¹⁶ Un generador usado para producir pulsos de alta tensión, de corta duración, según lo requerido.

- En la actualidad el proceso de evaluación de formaciones está muy desarrollado por tanto necesita un canal de gran magnitud para el paso de esta información y el sistema de telemetría de pulsos de lodo no es tan competitivo como los demás sistemas de telemetría como por ejemplo con el de tubería inteligente.
- Genera fatiga en las bombas.
- Se requieren técnicas de procesamiento avanzadas para reducir los efectos de distorsión y ruido con banda de telemetría.
- Los sistemas de pulsos negativos requieren amplia caída de presión debajo de la válvula para generar suficiente amplitud de pulso.
- Las caídas de presión pueden dañar los equipos y afectar a la formación.
- Los sistemas de pulsos positivos requieren el uso de filtros (drill pipe screen)

2.2. TELEMETRÍA MEDIANTE PULSOS DE LODO MODIFICADO

EL medio de entrega de información en tiempo real más usado por casi 30 años ha sido la telemetría de pulsos de lodo (Mud Pulse Telemetry)(MPT), siendo un sistema con un concepto simple; un emisor en fondo y un receptor en superficie, adaptándose a muchos ambientes. Otra característica con la que cuenta, es la de permitir ajustar BHA (Bottom Hole Assembly) con parámetros deseados.

Son de suma importancia en operaciones de perforación, fundamentalmente en procesos de perforación direccional y para la evaluación de formaciones durante la perforación.

La telemetría a través del fluido de perforación, es producida por señales generadas por ondas de presión en el interior de la sarta. Dicha presión, generalmente viaja a la superficie a una velocidad aproximada de 4300 [ft/s], esto depende de las propiedades del lodo.

2.2.1. Descripción de la tecnología de pulsos de lodo modificado.

En la búsqueda de mejores métodos de transmisión de datos, las tecnologías de LWD han sufridos dramáticos desarrollos, aumentando la cantidad de información obtenida del pozo en tiempo real, puesto que, el sistema de pulsos de lodo convencional labora con tasas normales menores a 3 [bits/s].

Se ha trabajado desde el 2001, en el nuevo sistema MTP, el cual, cuenta con una nueva unidad de adquisición de datos, mejorando las capacidades de procesamiento de señales; consiguiendo tasas de hasta 20 BPS, es decir, incrementando de manera significativa la eficiencia de transmisión de datos.¹⁷

2.2.1.1. Componentes de fondo de pozo para el nuevo sistema de pulsos de lodo

El lodo de perforación es la base para el funcionamiento de este sistema, siendo el canal de comunicación entre el fondo del pozo y la superficie, decodificando la información en esta última.

Se pueden considerar dos posibles escenarios:

1. Señales tipo “banda base”. Transmisión de la señal a la frecuencia más baja posible, acompañado de un buen control de fuentes de ruidos para minimizar efectos. Se debe tener en cuenta para sistemas de grandes profundidades con un fluido de perforación con alta viscosidad, puesto que, dificulta la recepción de la señal en superficie, a manera ilustrativa, considere un pozo de 30000 pies que está siendo perforado con un lodo base aceite, si la señal en el fondo es emitida a 20 HZ llegara a superficie con una atenuación de 50 veces en amplitud, es decir, que llega a superficie con 2 Hz, por lo que, se hace necesario el uso de la transmisión de señal tipo base, para disminuir estos problemas.
2. Señales tipo “canal modulado “. Transmisión de la señal a partir de un canal flexible para disminuir las fuentes por espacios, generalmente es

¹⁷ IADC/SPE 112683. ‘A new mud pulse Telemetry system for enhanced MWD/LWD applications’, Feb.2006.

usado para solucionar el inconveniente del ruido en sistemas de profundidades medias con un fluido de perforación base agua, que debido a las altas tasas de transmisión, se generan fuentes de ruido, distribuyéndose a los largo del canal de transmisión.

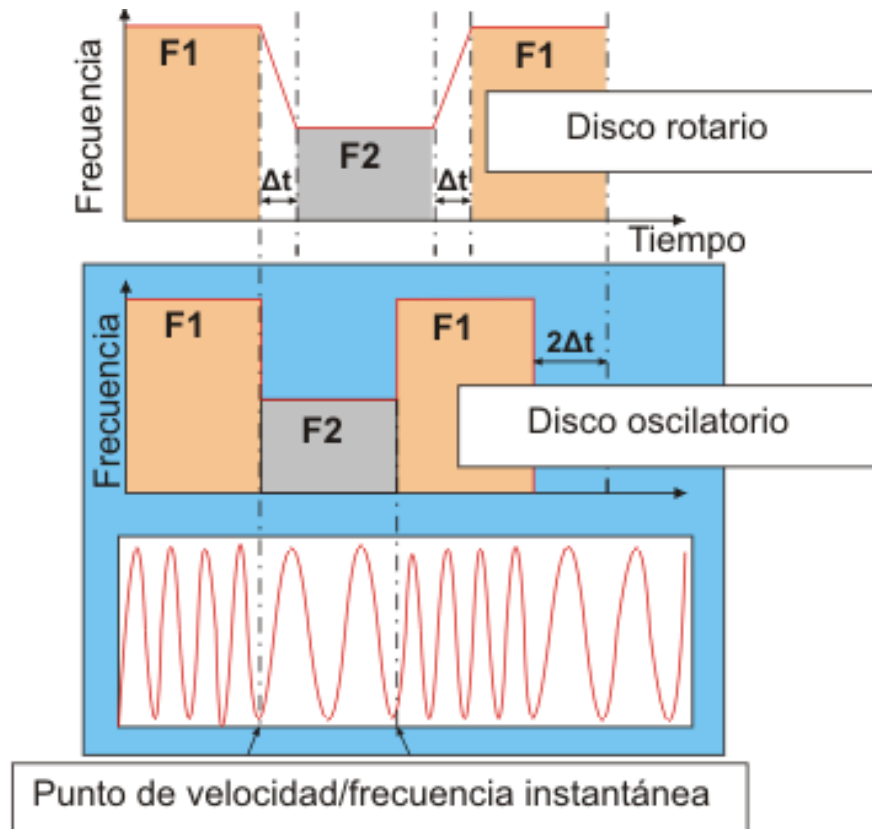
El nuevo método de pulso de lodo, es una combinación de ambos tipos de transmisión de señales, resultando una flexibilidad adicional, al ser comparado con el sistema convencional de pulso de lodo, el cual solo soporta un tipo de señal. Esto se debe a que la señal desde el fondo del pozo es generada por un acoplamiento entre una válvula (estator) y un disco oscilante (rotor).

La oscilación generada por el rotor, el cual por instantes bloquea el flujo del fluido, origina la señal como consecuencia de pulsos de presión. Estos bloqueos de flujo forman una sobreposición en la superficie de entrada de flujo de lodo, además, cambian las ondas de presión que viajan a la superficie.

Las señales de banda base, se pueden formar debido a que cualquier señal puede ser generada por la unidad, ya que, la unidad puede ser programada para que el disco oscile a una ultra- baja velocidad. La unidad también puede ser programada para que el disco pueda oscilar a una alta frecuencia, generando señales de canal modulado.

En la figura 24, se observa el funcionamiento de un disco rotario y uno oscilatorio, siendo estos las bases de los sistemas tradicionales y nuevos de pulso- respectivamente-. La diferencia radica en que el disco rotatorio para pasar de una frecuencia F_1 A F_2 tiene que acelerar o desacelerar si desea pasar de una frecuencia. Este proceso requiere de un Δt , lo que no es muy apropiado para registros en tiempo real, además, entre mayor sea la velocidad de transmisión de datos mayor será el tiempo Δt perdido, mientras que el disco oscilatorio cambia instantáneamente de una frecuencia a otra, obteniendo una mayor velocidad de transmisión de datos, sin perder tiempo.

Figura 24. Comparación entre disco rotatorio y disco oscilatorio.



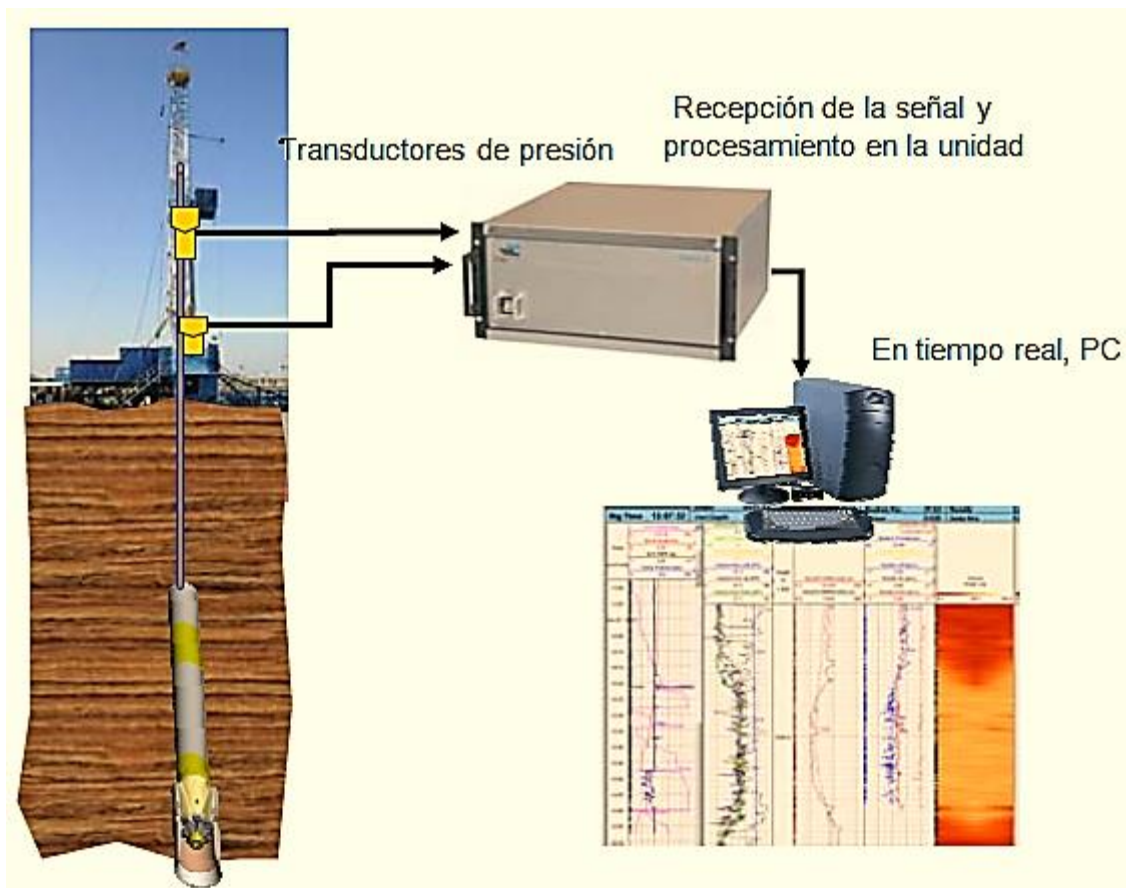
Fuente: IADC/SPE 112683. A NEW MUD PULSE TELEMETRY SYSTEM FOR ENHANCED MWD/LWD APPLICATIONS, Feb 2006. Modificado por el autor.

2.2.1.2. Componentes de superficie para el nuevo sistema de pulsos de lodo.

La unidad que más se destaca es la de recolección de datos, que tiene como función encontrar automáticamente la señal, distinguiéndola del ruido, empleando algoritmos que permitan limpiar la señal emitida desde fondo (este proceso no es tan simple, debido a que, hay demasiadas consideraciones que afectan la señal como lo son: La viscosidad y densidad del fluido, la distancia que transita la onda, siendo estos efectos de mayor transigencia con el pasar del tiempo); también la de sincronizarla; procesarla y decodificarla de manera correcta. Dicha recolección es

realizada usando dos transductores de presión, usualmente instalados sobre la misma línea de tubería. Estas dos señales de presión se encargan de alimentar al sistema de obtención de datos, convirtiéndose en señales análogas de presión, para luego aplicarles una reducción de ruido con el algoritmo evolutivo, realizándose en tiempo real, con la ayuda de un software que permitirá además decodificar la información y procesarla en un registro.

Figura 25. Transmisión de la señal en el nuevo sistema de telemetría de pulso de lodo



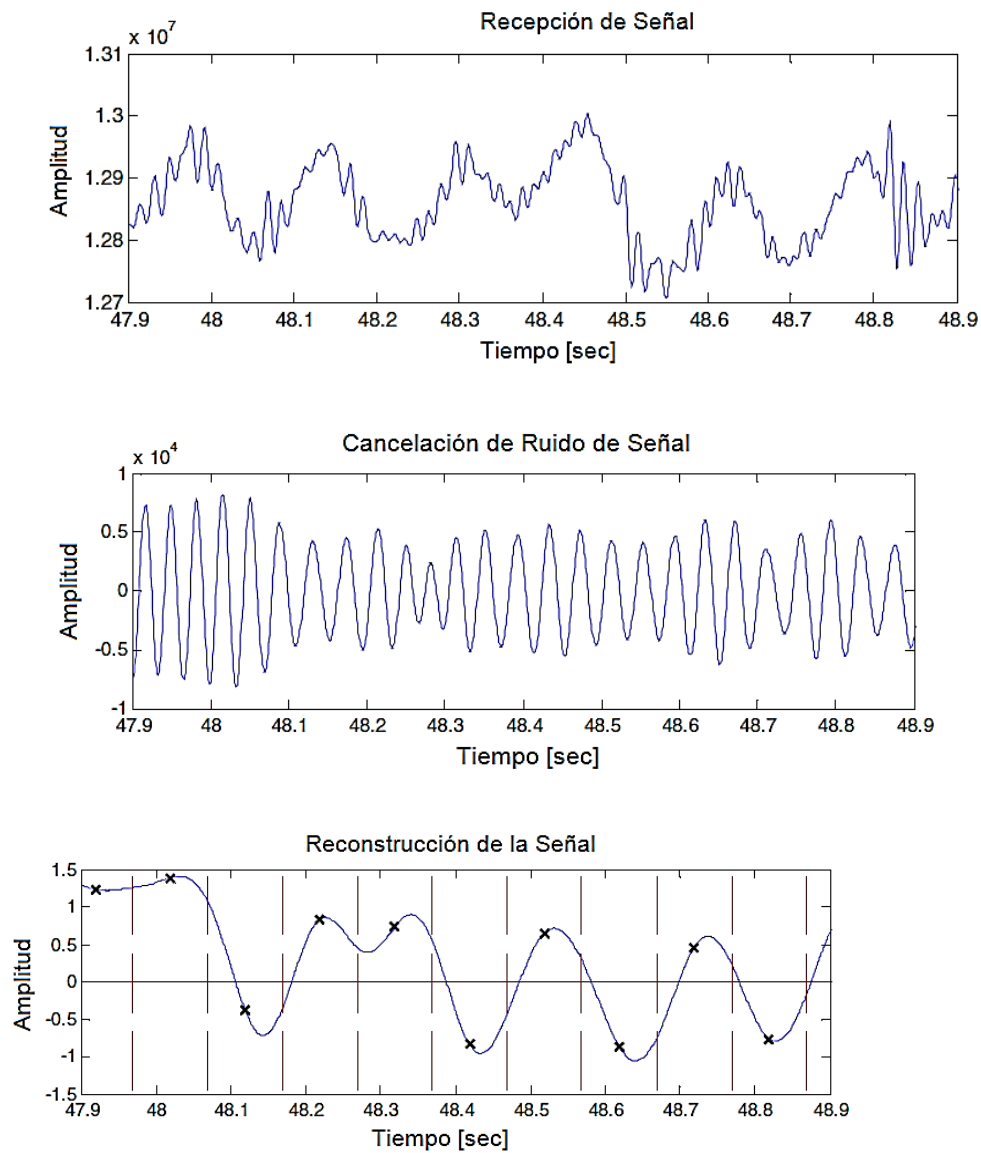
Fuente: IADC/SPE 112683. A NEW MUD PULSE TELEMETRY SYSTEM FOR ENHANCED MWD/LWD APPLICATIONS, Feb 2006. Modificado por el autor.

La señal pasa por diferentes procesos, que pueden ser divididos en (figura 25):

1. Recepción de señal. Los dos transductores de presión reciben la señal, y cada uno cuenta con un esquema distinto, ambas señales son enviadas a la unidad de procesamiento.

2. Cancelación de ruido de señal. La señal es reconstruida, a partir de las dos señales enviadas por medio de algoritmos evolutivos, que establecen la mejor solución para aclarar la señal.
3. Reconstrucción de la señal. La señal limpia de ruido será reconstruida, debido a que, la señal en el proceso de cancelación de ruido es atenuada y la transforma en información que puede leer la computadora en tiempo real.

Figura 26. Proceso de recepción de señal.



Fuente: IADC/SPE 112683. A NEW MUD PULSE TELEMETRY SYSTEM FOR ENHANCED MWD/LWD APPLICATIONS, Feb 2006. Modificado por el autor.

2.2.2. Aplicaciones de la tecnología nuevos sistemas de pulsos de lodos

Actualmente, es necesario incrementar la cantidad de datos obtenidos en tiempo real para optimizar el proceso de perforación.

El nuevo sistema de MPT descrito, tiene más del doble de ancho de banda que el sistema de telemetría de pulso de lodo convencional, por lo que la adquisición de más datos provee un mayor entendimiento de las condiciones de perforación del BHA, limitando el daño del equipo de fondo de pozo. Los nuevos sistemas MTP comerciales ofrecen las siguientes aplicaciones:

- Exploración del yacimiento: Se encuentra la posición óptima del pozo en el yacimiento, mediante la comparación de datos y la evaluación de estos en tiempo real.
- Optimización de la perforación. Al llegar la información en tiempo real a superficie, se pueden corregir errores en la perforación, y está siempre va a ser clara y entendible, gracias a la unidad de procesamiento de datos.
- Estabilidad del pozo. Se pueden aplicar acciones correctivas de manera inmediata , debido a las nuevas tecnologías LWD, las cuales toman imágenes de fondo del pozo o de las características del fondo del pozo, con lo que se determinan los problemas, enviando la información en tiempo real, para su posterior solución.

2.2.3. Ventajas y desventajas de la tecnología de sistema de pulsos de lodo modificada.

2.2.3.1. Ventajas.

- Entrega registros claros y entendibles libres de ruido.
- Permite unas velocidades de transmisión mayores a las del sistema MPT convencional.
- Este sistema trabaja en cualquier ambiente de perforación.

- No requiere muchos elementos para el cambio del sistema MPT convencional al nuevo sistema MPT
- El equipo es de fácil mantenimiento.
- El sistema es económico respecto a otros equipos de telemetría de nueva generación.
- Permite transmitir datos en tiempo real debido a que el disco oscilatorio cambia instantáneamente de frecuencia.

2.2.3.2. Desventajas.

- Tiene un mayor costo que el sistema MPT convencional.
- La velocidad de transmisión de datos no es tan alta como otros sistemas telemétricos de nueva generación.
- Tiene como limitantes las propiedades del fluido de perforación.
- Requiere una precisión de calibración alta, debido a que posee un disco oscilatorio y dos transductores de presión.
- Se corre el riesgo de fatiga de bombas debido al control de la unidad en fondo.
- El medio de transmisión debe ser no comprimible (no aire en la columna de lodo).

2.3. TELEMETRÍA MEDIANTE ONDAS ELECTROMAGNÉTICAS (EM)

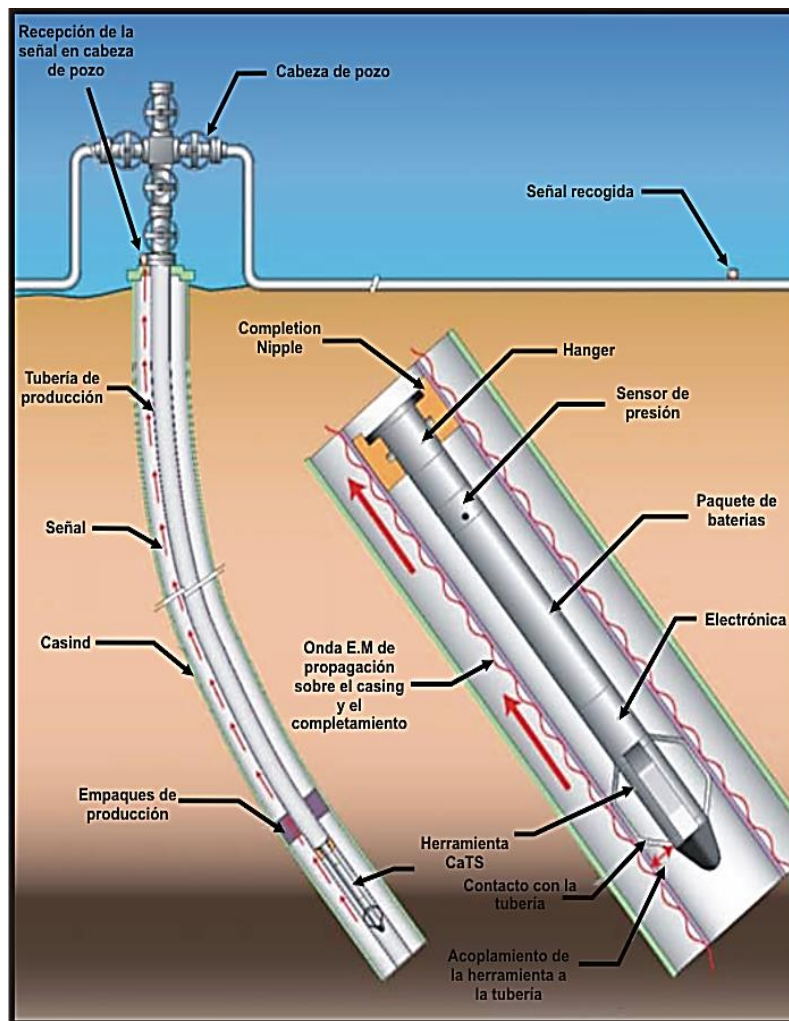
El sistema electromagnético transmite datos a intervalos específicos para un manejo efectivo de los de la reserva. Se utiliza la estructura del pozo o los tubulares como camino de transmisión, evitando la necesidad de cables permanentes o tornillos de presión. Afortunadamente en el pozo existen excelentes conductores, tales como la tubería de perforación y el revestimiento, estos hacen que la transmisión electromagnética se pueda modelar como si fuera un cable coaxial.

2.3.1. Descripción de la tecnología.

Este sistema transmite la información sin necesidad de cable a través de la tubería o por las formaciones adyacentes (figura 27), a una frecuencia extremadamente

baja de ondas electromagnéticas desde fondo a superficie. Potenciado por baterías que permiten la transmisión de un determinado número de paquetes de datos, dicha cantidad depende de la profundidad a la que se encuentra la herramienta, la resistencia de la formación y a las facilidades en superficie. Actualmente, el sistema ha transmitido información desde una profundidad de 10000 pies, sin necesidad de repetidoras.

Figura 27. Sistema de telemetría Electromagnética.



Fuente: SPE 93512, A NEW WIRELESS SOLUTION TO REAL TIME RESERVOIR SURVEILLANCE. Modificada por el autor.

Es un sistema de transmisión de datos inalámbricos por modulación de corriente y decodificados en superficie, que cuenta con una antena emisora EM, encargada

de inyectar una corriente eléctrica hacia la formación alrededor del agujero, creándose una onda electromagnética, la cual se propaga en la formación mientras es canalizada a través de la tubería.

2.3.2. Aplicaciones de la tecnología Electromagnética

Al no depender del fluido de perforación, es eficiente en la mayoría de ambientes, y ha estado desplazando en los últimos años al sistema de pulsos de lodo, el que además de depender del tipo de lodo de perforación, es necesario el apagar las bombas o realizar viajes extras para ciertas operaciones, por esto las operadoras prefieren este tipo de tecnologías que permite de manera más cómoda y eficiente operar en yacimientos que se encuentran en lugares más difíciles de acceder y así minimizar los riegos, a pesar de su baja tasa en transmisión de datos, y a la vez no es tan costoso como otros sistemas modernos de telemetría como los son las tuberías inteligentes.

A continuación se mencionaran diferentes escenarios donde fue instalado el sistema de telemetría electromagnético, donde no existía monitoreo de reserva¹⁸:

- **Viga de bombeo de pozo.** Funciono de manera satisfactoria, el ruido de la viga de bombeo no obstruyo la adquisición de datos en superficie. Se ha optimizado el desempeño del pozo, a partir de los datos de monitoreo de la medida de la presión, lo cuales han permitido a los ingenieros entender de manera más clara lo que sucede en el pozo.
- **Pozos convencionales.** La instalación del retroalimentador provee un valioso dato de reserva de la tierra y del pozo. Este se ve como el área más grande de despliegue potencial y generalmente requiere menor costo.
- **Pozos y zonas abandonadas.** El monitoreo de la presión y los parámetros de temperatura son posibles también en zonas y pozos abandonados.

Recientes desarrollos innovadores de tecnología telemétrica electromagnética han resultado en el transcurso del tiempo. Con el uso del sistema de adquisición de

¹⁸ SPE 93512, A NEW WIRELESS SOLUTION TO REAL TIME RESERVOIR SURVEILLANCE

datos que utiliza la estructura del pozo o los tubulares como camino de transmisión electromagnética, se evita la necesidad de tener que utilizar cables permanentes o tornillos de presión y penetración.

2.3.3. Ventajas y Desventajas de la Tecnología Electromagnética (EM).

2.3.3.1. Ventajas.

- No presenta restricciones al fluido de perforación; el fluido puede ser comprimible o no comprimible (Puede ser utilizado en aplicaciones Bajo Balance¹⁹).
- Necesita un menor tiempo para tomar Survey entre conexión (La herramienta siempre esta prendida; no necesita ciclar las bombas para prenderlas o apagarlas)
- Posee una comunicación en dos vías con la herramienta en el fondo, pero esta es limitada.

2.3.3.2. Desventajas.

- Posee una tasa de transmisión lenta de 1 – 3 bits/seg.
- Requiere centralización adicional para atenuar las altas vibraciones que sufre en aplicaciones Bajo Balance.
- El sistema Electromagnético sufre de atenuación de señal extrema en profundidades excesivas o si la resistividad de la formación es alta frente a la antena emisora.

2.3. SISTEMA DE TELEMETRÍA ACÚSTICA

Se basa en el principio de propagación elástica de las ondas, el sistema está destinado para la transmisión de datos a través de la sarta de perforación, con una mayor confiabilidad y eficiencia en las transmisiones. La señal de onda acústica

¹⁹ Consiste en una técnica en la cual se perfora un pozo manteniendo la presión hidrostática del lodo de perforación por debajo de la presión del Yacimiento. Este método se lleva a cabo empleando fluidos de bajas densidades, tales como aceite base, agua fresca, etc, los cuales proporcionan una presión hidrostática que es ligeramente menor a la presión estimada de la formación.

debe ser menor a 1Khz²⁰, para lograr una apropiada propagación a través de la sarta de perforación. Estas bajas frecuencias son difíciles de obtener durante la perforación por este motivo el desarrollo de un oscilador optimo fue algo complejo.

Por lo que se desarrolló el uso de un material magnetostrictivo²¹ como un oscilador en el transmisor, aprovechando este fenómeno en el cual el material magnetostrictivo drásticamente se distorsiona debido a la aplicación de un campo magnético sobre este material. El oscilador genera una onda elástica, para propagarla y transmitirla a través de la sarta de perforación.

En campo a 6400 ft de profundidad se ha probado el sistema para que pueda sostener una transmisión continua de datos y no se presentaron problemas de ruido significativos²². Estos resultados proporcionan una comprensión de las características de propagación de la onda elástica. Desde este sistema se pueden ofrecer varias características únicas y especiales en términos de miniaturización y de la independencia del fluido de perforación las cuales se pueden acoplar con las nuevas tecnologías como los son el Slim-Hole drilling, coiled tubing drilling²³, además de mejorar la comunicación con el BHA.

2.3.1. Descripción Del Sistema De Telemetría Acústica.

El uso de la telemetría por onda acústica a través de la sarta de perforación ha sido investigado desde los años cuarenta debido a que el acero de los tubos tal como la tubería de perforación tiene gran eficiencia para propagar el sonido.

En 1948 se diseñó una prueba de campo, y arrojó que la pérdida de señal era alrededor de los 12 DB/1000 ft. Por este motivo se produjo un abandono de la investigación. En 1975 'Sun Oil Company' condujo un experimento usando un

²⁰ Douglas S. Drunheller 'Acoustical Proprieties Of Drill String, The Journal Of The Acoustical Society Of America', March 1986.

²¹ Son aquellos que pueden convertir la energía magnética en energía cinética, o al revés, y se usan en la construcción de actuadores y sensores.

²² Campo kashiwazaki test fiel of JNOC/Technology Research Center in Niiigata prefecture, Japan in November 1995.

²³ Tecnología implementada por Baker Hughes para aumentar eficiencia de perforación.

nuevo prototipo de oscilador, el resultado de esta prueba fue en una atenuación de 4 DB/1000ft y se concluyó lo siguiente:

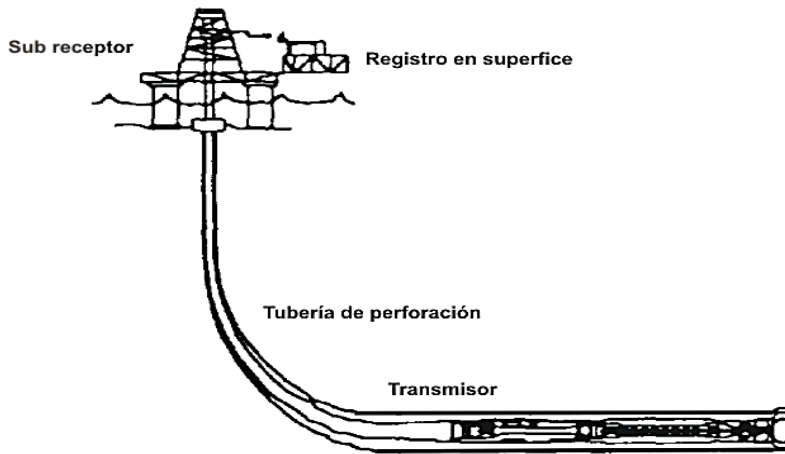
- Es importante usar bandas de paso propagantes de ondas acústicas a través de la sarta.
- Al usar una banda de transmisión se espera una pérdida de señal de 4 DB/1000ft.
- Un correcto dispositivo emisor (oscilante) es determinante en el proceso de transmisión de datos usando de telemetría acústica.

Con estos resultados, en el año 1994 se desarrolló un nuevo proyecto para determinar las características apropiadas para que el sistema de telemetría acústica tenga éxito.

Un material magnetostrictivo fue seleccionado por ser el más apropiado para la producción de ondas acústicas bajo condiciones operativas de perforación ya que soporta altas temperatura y no hay riesgo de fractura por fatiga.

Utilizando este material, un oscilador que produce una onda acústica en la banda de baja frecuencia ha sido desarrollado como uno de los componentes del sistema de telemetría acústica. Figura (28).

Figura 28. Característica de un sistema de telemetría acústica.



Fuente: SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996. Modificada por el autor.

2.3.2. Desarrollo del sistema de telemetría acústica

Para aplicar un sistema de telemetría acústica, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

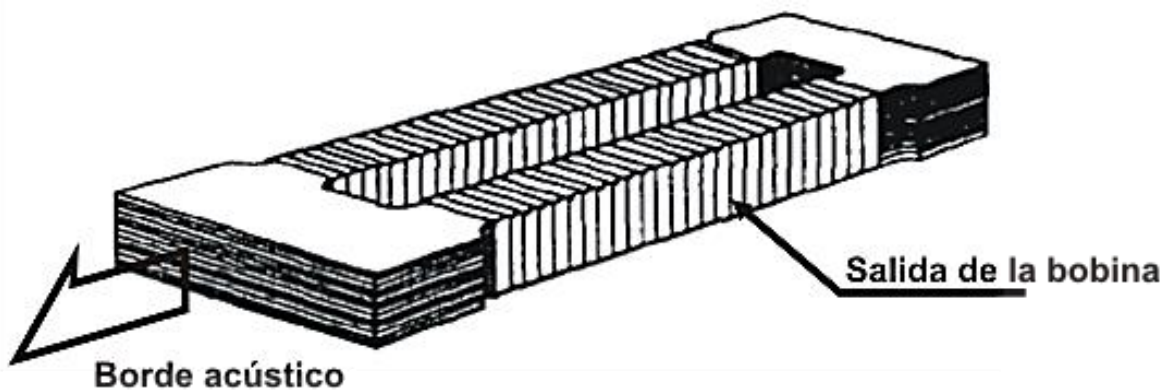
- Presión, temperatura y vibración a condiciones de fondo de pozo.
- Operación simple que presentan las herramientas MWD y LWD para montaje y desmontaje de los equipos.
- Alta confiabilidad en la modulación y posterior decodificación de la información.

En la década de 1980 al diseñar los componentes, en el sistema de telemetría acústica, se pensó en usar un oscilador electrónico pero fue descartado debido a que estos producen decenas de Khz y estas magnitudes no son las más óptimas, ya que para este sistema se requiere el uso de bajas frecuencias. Otra gran dificultad es que la señal posee demasiada distorsión, pero esta limitante fue superada mediante los materiales magnetostrictores que pueden ser utilizados en condiciones críticas como las que se presentan en el fondo de pozo.

Los materiales magnetostrictivos ofrecen la resistencia de los metales, además de poseer la cualidad de distorsionarse linealmente cuando se induce un campo magnético sobre estos, los materiales magnetostrictivos resisten altas temperaturas, altas cargas tensionales y compresivas, a fin de obtener un desempeño óptimo de este materia fue construido en una estructura laminar como se observa en la figura 29.

La resonancia mecánica del material tiene mejor frecuencia de resonancia, característica fundamental para la propagación de una onda a través de la sarta de perforación.

Figura 29. Diseño De Un Oscilador Con Material Magnetostrictivo.



Fuente: SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996. Modificada por el autor.

Por tanto el tamaño óptimo de un oscilador puede ser determinado con la frecuencia de resonancia requerida, la resonancia de una sarta de perforación se asemeja a la de una varilla por tanto de manera análoga puede ser obtenida mediante la siguiente ecuación²⁴:

$$f_0 = \frac{c}{4l_0} \quad (1)$$

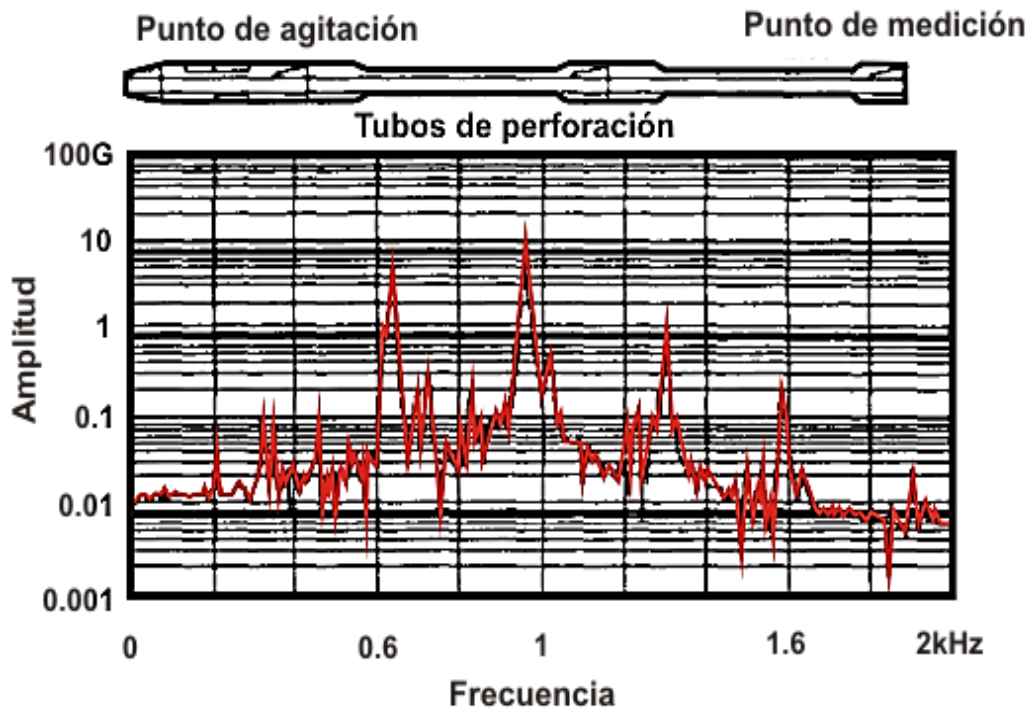
²⁴ SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996. Modificada por el autor.

Ecuación 1. Resonancia de una sarta de Perforación. Donde c es la velocidad del sonido, y l_0 la longitud de la tubería.

El tamaño del oscilador es determinante para el ambiente de perforación y para la disponibilidad de la fuente eléctrica recargable desde el fondo del pozo, por una turbina generadora de poder. El oscilador fue diseñado para producir una frecuencia de resonancia menor a 1 KHz. En la figura 30 se muestra la frecuencia característica de una señal acústica tomada de la unión entre dos secciones de la sarta de perforación.

El resultado indica que la frecuencia de resonancia obtenida del experimento es menor que la obtenida a la ecuación y esto se debe a la forma del oscilador.

Figura 30. Frecuencia característica de un oscilador.



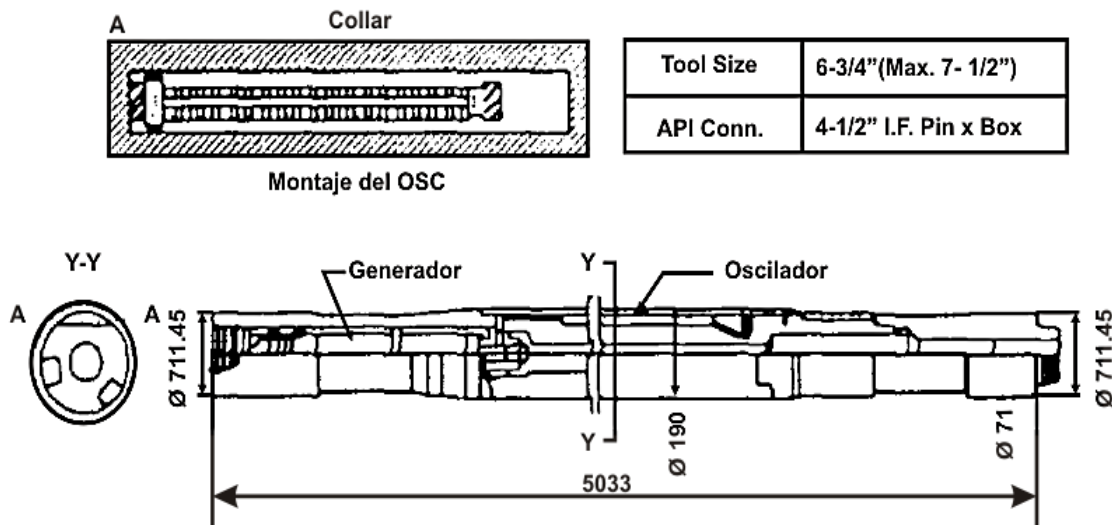
Fuente: SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996. Modificada por el autor.

2.3.3. Componentes Del Sistema De Telemetría Acústica

2.3.3.1. Transmisor

El transmisor tiene las siguientes dimensiones y especificaciones mecánicas: 6-3/4 pulgadas de diámetro externo, 4,23 milímetros de longitud, la presión máxima de trabajo son 20.000 PSI. La máxima temperatura de trabajo 350 °C (figura 31), este consiste en un oscilador, un mecanismo de manejo una fuente de poder además de un circuito eléctrico.

Figura 31. Esquema De Un Transmisor Convencional De Un Sistema De Telemetría Acústica.



Fuente: Modificada por el autor. SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996

El oscilador y el mecanismo de manejo son instalados alrededor de las herramientas de los collares, esto asegura la propagación de la onda acústica. La energía eléctrica es suministrada por una turbina generadora, accionada por el fluido de perforación. La tasa de datos y el rendimiento del oscilador son controlados por un microprocesador que es el encargado de programar el oscilador a las condiciones deseadas, además posee un mecanismo de llamada de emergencia en caso de que falle el oscilador.

2.3.3.2. Receptor

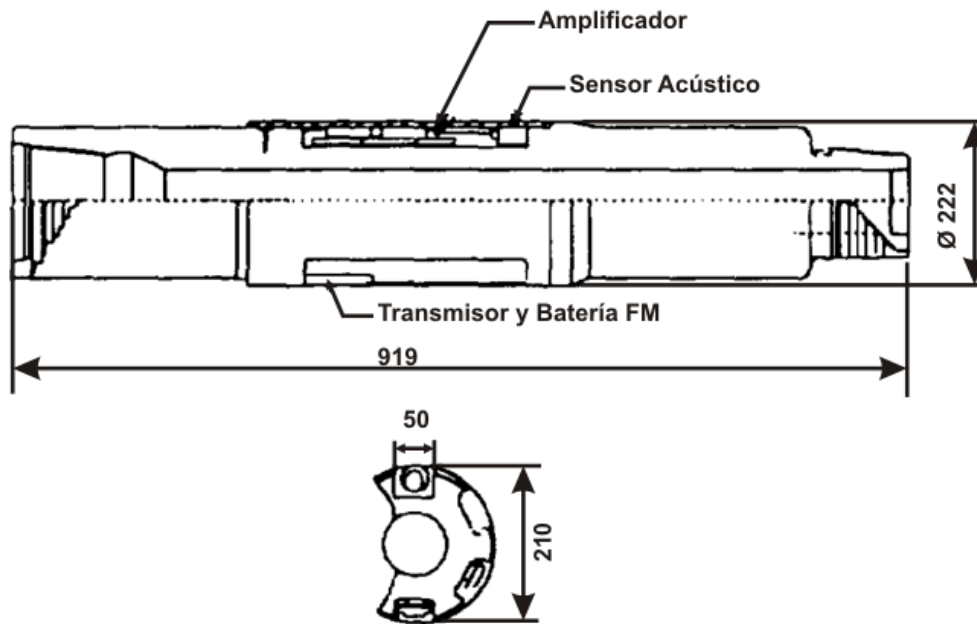
Los siguientes puntos se consideraron para el desarrollo del sistema de recepción en superficie:

- Una alta sensibilidad del mecanismo receptor para una onda longitudinal propagada desde fondo de pozo.
- Un punto de detección a la máxima amplitud de propagación de la onda.
- Filtrar el ruido mecánico que acompaña a la señal además de filtrar el ruido del ambiente en el que se encuentra el receptor.

La configuración del sistema de la herramienta receptora, se diseña como se muestra en la figura 32 y se compone de un sub-receptor en contacto con la sarta de perforación en superficie. Este sub-receptor posee un sensor receptor, un amplificador de señal, un dispositivo que filtra la banda de transmisión, un transmisor de radio y una batería.

La alta sensibilidad del receptor se debe a que el sensor fue ensamblado en la sección del sub-receptor por eso la captura de la transmisión de la onda longitudinal y la señal de transmisión va al del sub-receptor y posteriormente la señal es enviada a la estación de control es por medio de un sistema wireless ó de frecuencia de radio donde se decodifica la información para ser analizada. Las atenuaciones de la señal generada en el fondo del pozo se deben a la dispersión causada por el fluido de perforación.

Figura 32. Esquema Del Receptor De Datos En Un Sistema De Telemetría Acústica.



Fuente: SPE 36433, 'ACOUSTIC TELEMETRY: THE NEW MUD SYSTEM', Oct. 1996. Modificada por el autor.

2.3.4. Medición y caracterización del ruido.

Entre más extensa sea la sarta de perforación, la calidad de la señal recibida decrecerá, ocasionando que los datos de fondo del pozo sean difícilmente decodificados, debido al ruido en la señal, este puede ocurrir debido a:

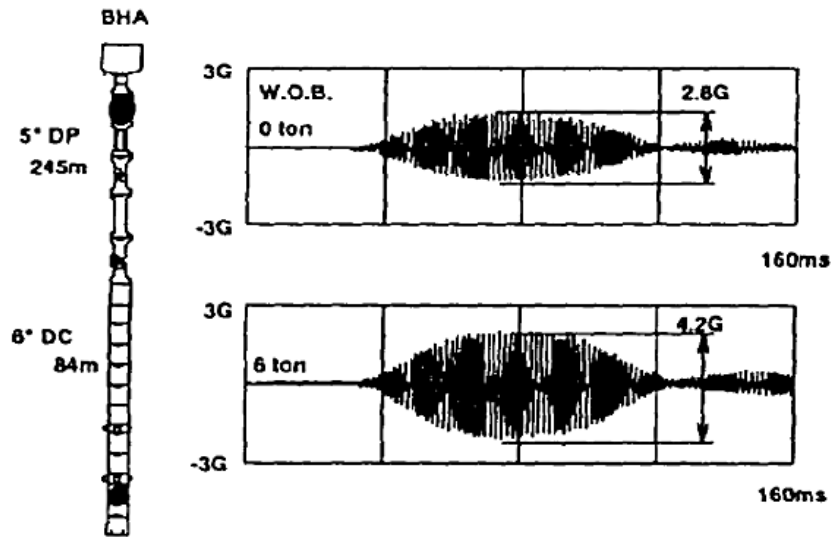
- Vibraciones mecánicas en superficie
- Vibraciones físicas en el fondo, ocasionadas por el taladro cuando se encuentra golpeando las paredes del pozo.

Cuando ocurren estas últimas, el canal de transmisión es el lodo de perforación, siendo una ruta de propagación de ruido muy compleja. La manera de solucionar esto, es identificar la banda en la que se encuentra el ruido, mediante un filtro de paso de banda, por lo general entre 550 y 650 Hz, extrayendo de esta manera la

señal compleja, y reduciendo significativamente el ruido, alrededor de los 0,00016 DB²⁵ (lo mínimo que se puede recibir).

Al ejercer peso en la broca, se pueden eliminar las vibraciones en la sarta de perforación, dicho efecto fue observado y analizado en pruebas con distintas cargas compresoras, al comparar las ondas recibidas en superficie, se encontró que las condiciones límite de vibración fueron eliminadas por carga ejercida en el fondo, obteniendo de esta manera una mejor calidad en el tipo de señal, como se puede apreciar en la figura 33.

Figura 33. Comportamiento de la señal con diferentes cargas compresivas.



Fuente: SPE 1011882 'REAL TIME DATA ACQUISITION WITH ADVANCED ACOUSTIC TELEMETRY IMPROVES OPERATIONAL EFFICIENCY IN DEEP WATER OFFSHORE WELL TESTING' SEP 2006.

2.3.5. Aplicaciones del sistema

Es realmente muy eficiente al momento de eliminar el ruido de la señal a transmitir, y suele ser muy atractivo debido al tamaño de las herramientas y a su fácil manipulación, es recomendable para ambientes como: Pozos costa afuera, en aguas profundas, perforación bajo balance.

²⁵ SPE 1011882 'Real Time Data Acquisition with Advanced Acoustic Telemetry Improves Operational Efficiency in Deep Water Offshore Well Testing' Sep 2006

2.3.6. Ventajas y Desventajas

2.3.6.1. Ventajas

- El sistema posee componentes pequeños ideales para pozos de difícil acceso.
- Es uno de los sistemas más económicos del mercado.
- Está diseñado para trabajar en ambientes difíciles de perforación.
- El sistema es totalmente independiente del fluido de perforación.
- Puede trabajar en varios canales de transmisión simultáneamente.
- No se interrumpe la comunicación con la superficie, obteniendo un canal de transmisión siempre disponible, ya que es la sarta de perforación.
- Se acopla muy bien con las nuevas tecnologías MWD y LWD debido al tamaño de la herramienta.

2.3.6.2. Desventajas

- Es difícil de conseguir estos equipos.
- Al ser equipos de alta precisión (sobre todo el emisor), su mantenimiento es algo tedioso.
- Las vibraciones de la tubería y broca afectan de manera significativa la transmisión de los datos a superficie.
- Todavía se encuentra en desarrollo.
- Debido a la baja frecuencia en la que se transmite se corre riesgo de perder la señal.

2.5. TELEMETRÍA MEDIANTE TUBERÍA INTELIGENTE DE PERFORACIÓN (INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE).

Es un sistema que permite a los operadores sacar el máximo provecho de las últimas novedades de sensores de pozo.

Al trabajar con tubería inteligente se alcanza velocidades de 57,000 BPS, que al ser comparadas con pulsos de lodos los cuales alcanzan velocidades de 10-12 BPS²⁶, se observa claramente el contraste entre estas.

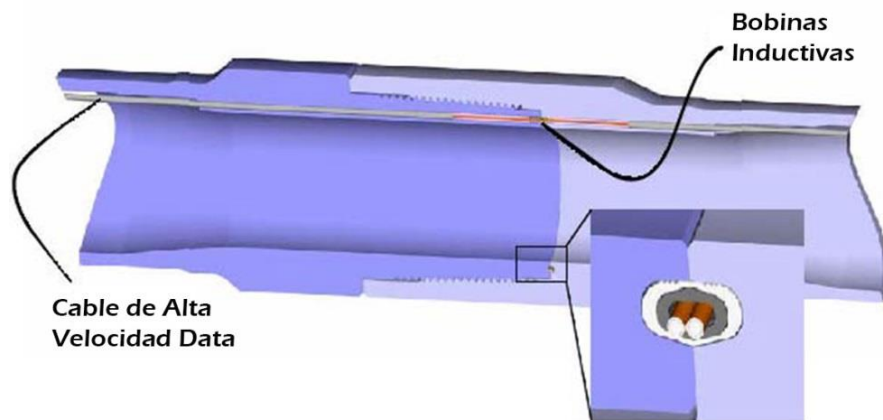
Este tipo de tecnología puede entregar una telemetría en dos direcciones, y al tener una capacidad de transmisión de 57,000 BPS conecta las herramientas del pozo de manera instantánea, con una excelente calidad de la información mientras se perfora.

2.5.1. Descripción de la tecnología de tubería inteligente.

Consiste en un cable coaxial de alta resistencia y de una bobina de inducción, las cuales son de diseño circular, sin requerir una orientación especial en las herramientas de unión. Estas se encuentran incrustadas en la conexión double-shouldered (locación para las bobinas), que están situadas dentro de cada empate tubular para transportar la información, suministrando un lugar ideal para la bobina, en la cual cada bobina instalada queda en una ranura de protección, como se muestra en la figura 34.

²⁶ IPTC 12449. 'Intelligent Wired Drill-Pipe System Allows Operators To Take Full Advantage Of Latest Downhole Sensor Developments', Dec 2007

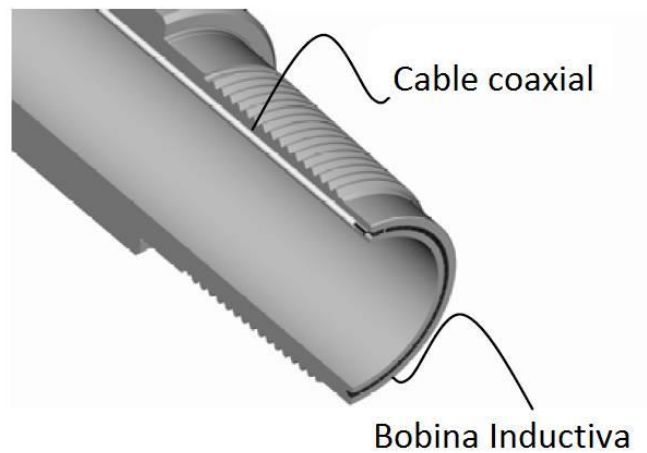
Figura 34. Conexión de las bobinas inductivas.



Fuente: IADC/SPE 99134. HIGH-SPEED DRILLSTRING TELEMETRY NETWORK ENABLES NEW REAL-TIME DRILLING AND MEASUREMENT TECHNOLOGIES, May 2008. Modificada por el autor.

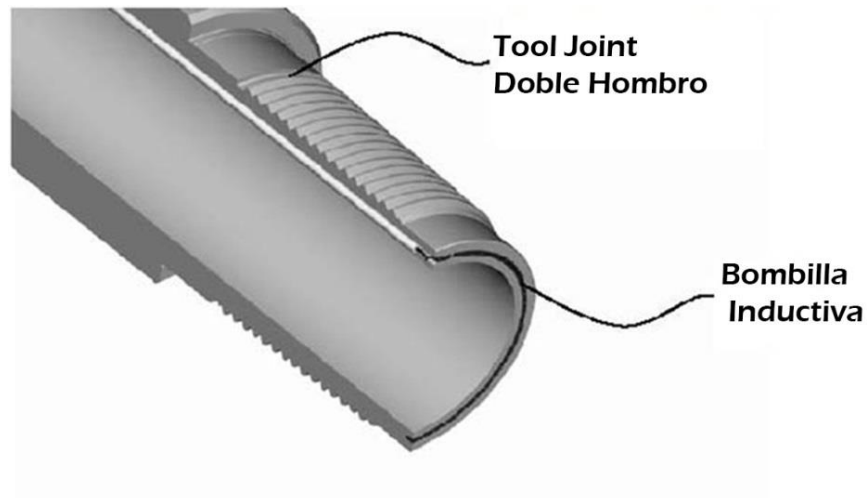
El cable termina en una única bobina inductiva, localizada en el extremo de los tubos, como se observa en las figuras 35 y 36, encapsulado con una presión de sellado en unos conductos de acero inoxidable. En una tubería de perforación el conducto pasa a través del cuerpo de la herramienta y después entra al diámetro interno de la tubería de perforación.

Figura 35. Cable Coaxial y Bobina Inductiva.



Fuente: IPTC 12449. INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE SYSTEM ALLOWS OPERATORS TO TAKE FULL ADVANTAGE OF LATEST DOWNHOLE SENSOR DEVELOPMENTS, DEC 2007. Modificada por el autor.

Figura 36. DoubleShoulder Pin Tool Technology.



Fuente: IPTC 12449. INTELLIGENT WIRED DRILL-PIPE SYSTEM ALLOWS OPERATORS TO TAKE FULL ADVANTAGE OF LATEST DOWNHOLE SENSOR DEVELOPMENTS, DEC 2007. Modificada por el autor.

A lo largo de la tubería inteligente son puestos periódicamente repetidores de señal para garantizar que la relación señal ruido se mantenga estable y de esta manera, obtener los datos en tiempo real más claros. Estos repetidores también

proporcionan ubicación donde se encuentran y cualquier dato valioso de la medición.

En el lugar de conexión de los tubos, se produce un campo electromagnético, originado cuando una señal quiere alternar el flujo de corriente a través de uno u otro segmento de los extremos, produciendo que en la otra bobina se comience a fluir la corriente, transmitiendo la señal a la segunda unión y así de manera consecutiva hasta llegar a superficie. Cuando la señal se requiere ser amplificada, se hace uso de un ensamble de refuerzo que es instalado en la tubería de perforación. La unión de refuerzo consiste en 4 pies de longitud y contienen baterías de litio con un paquete de potencia electrónica enroscado en la parte inferior de la unión de la tubería, que tiene una longitud de 27 pies. En total cuando se utiliza el refuerzo para amplificar la señal, el tramo completo de ensamble mide 31 pies.

Esta tubería inteligente incluye también varios tamaños de tubería como, tubería pesada, tubería de perforación, collares de perforaron y otros componentes del BHA.

2.5.2. Aplicaciones de la tecnología de tubería inteligente.

Las transmisiones de pulsos de lodo son todavía un factor limitante en algunas aplicaciones potenciales; en la actualidad los sensores MWD y LWD generan muchos datos y no es posible tener el máximo provecho de estos, debido, precisamente a las limitaciones impuestas por la telemetría convencional de pulso de lodo. Algunas aplicaciones significativas de esta nueva tecnología son:

1. Cuenta con la facultad de poder recibir las señales del chechshot Survey (un tipo de datos sísmicos de pozo diseñado para medir seismic travelttime desde la superficie hasta una profundidad ya conocida) de manera instantánea en cualquier momento en la perforación del pozo, y que incrementar la frecuencia del Survey direccional se reduce significativamente la incertidumbre en la ruta del pozo. El sistema de tubería inteligente evita la necesidad de tomar y transmitir surveys a

través de las bombas de lodo prolongando el alivio de bombeo y de la potencia para prevenir problemas en el pozo, que a diferencia de sistemas telemétricos de pulsos de lodo sería una pérdida de tiempo, y podría llegar a causar problemas el hecho de tomar múltiples checkshot rotativos.

2. Los sistemas direccionales tales como el control de Rotary steerable system²⁷ y los datos del Survey, se benefician del uso de tubería inteligente, permitiendo así un control inmediato y confirmación de comando, para así tener un control extremadamente preciso.
3. Las herramientas de PWD (presión mientras se perfora) son de gran valor en la determinación en tiempo real del EWM (equivalent mud weight) durante el proceso de perforación. Sin embargo, con un sistema de telemetría de pulsos de lodo no se pueden transmitir datos cuando las bombas de lodo están apagadas. Con el sistema inteligente, los datos se transmiten de manera continua, incluso durante las conexiones de tubería y cuando se debe cambiar el BHA o simplemente hacerle una revisión. En tiempo real, la tecnología wired pipe entrega datos cuando hay un aumento o una disminución de presión, además, puede percibir cuando hay una pérdida de circulación o incluso evitar situaciones de afluencia.

2.5.3. Ventajas y desventajas de la tecnología de tubería inteligente.

2.5.3.1. Ventajas.

- Esta tecnología puede mejorar la seguridad y el control de pozos.
- Tiene la capacidad de adquirir datos en todo momento de las operaciones de perforación.
- En operaciones de MWD puede continuar transmitiendo datos en momento de bajo balance o presión controlada.

²⁷ Una herramienta diseñada para perforar direccionalmente con rotación continua de la superficie, eliminando la necesidad de "deslizar" un motor de lodo.

- Puede transmitir datos de alta resolución durante la perforación para una evaluación avanzada de la formación.
- No necesita reducir la ROP para asegurarse de una alta calidad de datos en tiempo real.
- Es una tecnología bidireccional, además, es la tecnología que puede transmitir datos a mas alta velocidad (57,000 BPS).
- Para transmitir datos no es necesario apagar las bombas de lodo.
- Puede decirse que el ruido en los datos que llegan a superficie se pierde casi por completo.

2.5.3.2. Desventajas.

- Aunque es una tecnología aparentemente nueva se puede decir que la única desventaja es ser muy costosa.
- Debido a que esta es una tecnología emergente no todas las compañías disponen de herramientas MWD o LWD con la capacidad de adaptarse a este tipo de sistema telemétrico.

3. LA RED INTELLISERV: TUBERIA DE TELEMETRIA DE ALTA VELOCIDAD

3.1. GENERALIDADES

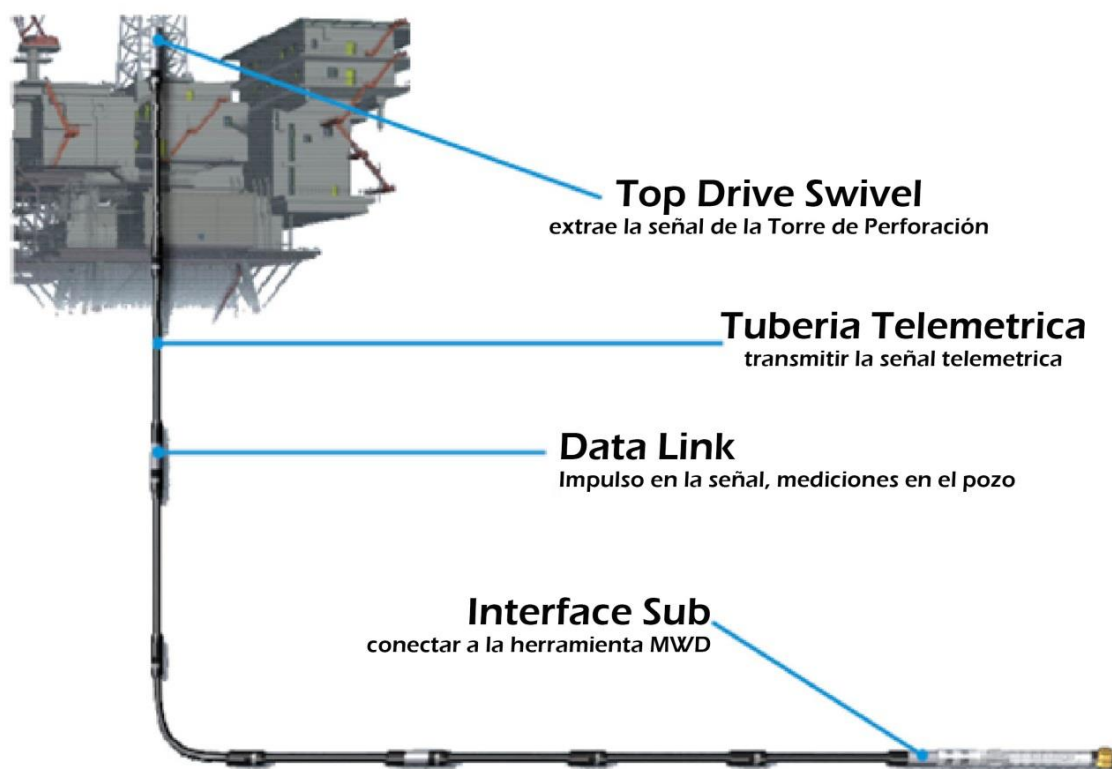
Tubería de perforación con cable, también conocida como “IntelliServ Broadband Networked Drillstring”, incorpora una sección de cable coaxial en cada articulación. El cable transmite datos a una velocidad de 57.600 bits por segundo (esto depende del proporcionado al cliente, en la versión disponible comercialmente de IntelliServ²⁸, el ancho de banda completo es mayor que esto, pero algunos de ellos se utiliza para los datos de diagnóstico interno. Una nueva generación de sarta de perforación ya ha sido probada en pruebas de pozos de hasta 2, 000,000 bits por segundo). El cable pasa a través de un agujero perforado en la conexión en cada extremo de la junta. Las conexiones del cable se encuentran encerradas en una cubierta de acero inoxidable sólida que se mantiene en tensión dentro de la ID de la tubería, adyacente a, pero no unido a la pared interior. Ver figuras 34 y 36 (Capítulo 2).

El acoplamiento inductivo permite a la señal pasar de una unión a la siguiente, a través de las bobinas ferrosas que están incrustados en el extremo del pasador de una articulación de la tubería y en el extremo de la parte opuesta de la articulación posterior de la tubería. Estas bobinas se encuentran muy cerca una de la otra cuando la conexión se realiza, pero por ser un acoplamiento inductivo no necesitan tocarse, y el material aislante, como un aditivo para tubos, no impide que la señal pase. Sin embargo, en muchas juntas de tubería, hay una pérdida de potencia de la señal y por esta razón, una batería de potencia de sub refuerzo se despliega cada 1500 pies o menos. Las juntas de refuerzo (también conocidas como nodos de red o enlaces), ofrecen alojamiento y un punto de conexión para las mediciones a lo largo de la tubería. En el BHA en el extremo de la sarta de perforación, la tubería de cable se conecta a los proveedores de las mediciones

²⁸ Proveedora del producto, tubería inteligente.

MWD / LWD y el conjunto de la dirección a través de una sub interfaz, permitiendo la bicomunicación a la red y por lo general proporcionada por el proveedor de LWD. En la parte superior de la sarta de perforación, la red está conectada a los servidores de la superficie mediante una placa giratoria de datos alojados en la unidad superior (que se examinara con más detalle). En la Figura 37 muestra un esquema de todos los componentes en la red desde el BHA a la superficie.

Figura 37. Descripción general de la red Intelliserv desde el BHA hasta superficie.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP, 2013.

Este nuevo sistema ha demostrado exitosamente y sin fallas, tasas de transmisión de datos de hasta 2 millones de bits por segundo²⁹. El sistema direcciona puede transmitir MWD/LWD a tiempo real, también como enviar comandos o señales de superficie para operar herramientas y sensores de fondo de pozo. Juntas prototipo

²⁹ INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003.

de longitud total han sido usadas extensivamente para perforar y transmitir información en pozos de prueba. Se presentan los resultados de estas pruebas, junto con los planes para el muestreo de campo en ambientes reales de perforación (Capítulo 5,6 y 7).

Las mejoras potenciales de la perforación incluyen: Mayor vida útil de la broca, optimización de la localización del casing, optimización en la detección de patadas, y eliminación de corridas de registros wireline para obtener datos de MWD/LWD. Esta tubería de perforación telemétrica puede expandir el potencial de las técnicas existentes para la perforación underbalance (UBD), al igual que puede mejorar la seguridad de estas operaciones. A continuación se presentan generalidades de los nuevos conceptos y tecnologías que pueden tomar ventaja de las capacidades de comunicación del sistema de alta banda-ancha en dos sentidos. Los sistemas de Sísmica durante la perforación (SWD, Seismic-While-Drilling) con la habilidad de mirar más allá de la broca, los sistemas mejorados de control de pozos con sensores distribuidos en toda la sarta y los sistemas de monitoreo de dinámicas de la sarta representan áreas de innovación para la tubería de perforación telemétrica.

La tubería de perforación telemétrica puede mejorar la productividad de los pozos y el campo, mediante la entrega de información más completa y a tiempo real, reduciendo tiempos y costos de perforación y mejorando el control de pozos, a partir de esta entrega inmediata de información y mediante la detección temprana de patadas.

3.1.1. La red Intelliserv en Detalle

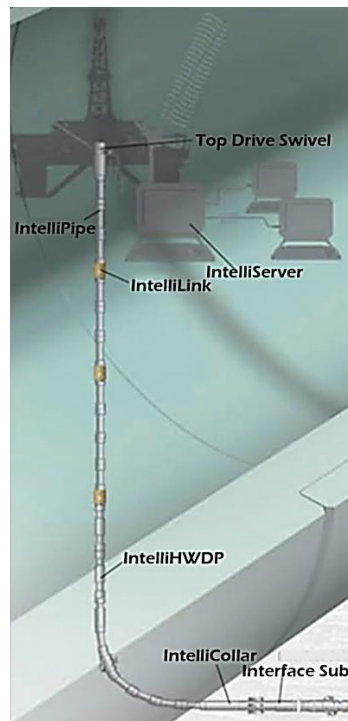
Un gran paso adelante en tecnología de perforación, la red IntelliServ proporciona conectividad total e instantánea con las herramientas de fondo, permitiendo operaciones de control y optimización en tiempo real. Por primera vez, operadores de perforación podrán maximizar el uso de herramientas de perforación,

navegación, y evaluación de formaciones. El sistema facilita el control preciso de equipos de fondo sin importar la profundidad, velocidad de penetración, fluido de control o características de la formación.

3.1.1.1. Arquitectura abierta

La red intelliserv es un sistema de arquitectura abierta que permite la conexión de cualquier dispositivo de red, sin importar la compañía que lo provee. Un número prácticamente ilimitado de herramientas pueden ser conectadas a la red, desde herramientas estándar de dirección e inclinación, hasta las más complejas herramientas de registros petrofísicos, herramientas rotatorias, wireline, intervención, completación y hasta herramientas de pesca. La red IntelliServ está compuesta por un número de componentes de sarta de perforación modificados, incluyendo (ver figura 38):

Figura 38. Componentes de sarta de perforación modificados, Intelliserv



Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

- Tubulares IntelliPipe, IntelliHWDP, IntelliCollar

La red IntelliServ está basada en tubulares de alta calidad Grant Prideco³⁰ con conexiones de doble hombro y alto torque. Cada tubular es modificado para incluir un cable de datos de alta velocidad y alta resistencia que corre por el diámetro interior de cada tubo, así como inductores en los hombros secundarios de cada conexión.

- El IntelliCoax Cable de alta resistencia y alta velocidad

Es un cable coaxial encapsulado dentro de un conducto de acero inoxidable sellado a presión que se extiende a lo largo de cada tubular. Este cable se mantiene bajo tensión y es compatible con todas las operaciones típicas de pozo, incluyendo perforación, repaso, viajes, cementado y operaciones a través de la tubería.

- Inductores de Comunicación IntelliCoil

Bobinas inductoras son instaladas en canales protegidos que son maquinados en el hombro secundario de la nariz del piñón y la caja correspondiente de cada conexión. El diseño circular de los inductores de no-contacto eliminan la necesidad de orientación durante el apriete. La eficiencia del IntelliCoil no es afectada por la química de la grasa (lubricante) para conexiones. Cuando se hace una conexión entre dos tubulares IntelliServ, los inductores se acercan, permitiendo una transmisión de señal a través de la conexión. La comunicación entre los inductores ocurre de manera pasiva, lo que significa que la señal es transmitida de un componente a otro sin una fuente de poder dedicada y en completa conformidad con regulaciones de equipos con seguridad intrínseca.

- Nodos de Medición IntelliLinkTM

La red IntelliServ utiliza Nodos de Medición Intelli-Link especialmente diseñados para mantener un alto cociente de señal-a-ruido a lo largo de la tubería de telemetría. Los nodos IntelliLink también proporcionan un lugar ideal para

³⁰ Mayor proveedor del mundo de la tubería de perforación y accesorios de columna de perforación.

recolección de información “a lo largo de la tubería”. Los nodos IntelliLink son disponibles en configuraciones de tubería de perforación, HWDP³¹ y drill collars. Tienen la misma longitud que los tubos de perforación, permitiendo el uso de procedimientos estándar para apriete, desapriete, acomodo y de manejo. Los técnicos de campo de IntelliServ trabajan de cerca con el personal de equipo para asegurar que las secciones de IntelliLink sean insertadas como es debido en la sarta de perforación.

- Interface Rotacional de Top Drive.

Un componente clave de la red IntelliServ es la interface rotacional de Top Drive, la cual proporciona la interface entre componentes rotacionales y estacionarios. Se instala en la parte inferior del ensamble del top drive y consiste de un adaptado de telemetría acoplado por inducción a un miembro no-rotacional. El tráfico de la red viaja a través del adaptador (rotor) y hacia el estacionario (estator), el cual en turno es conectado al sistema de adquisición de información de IntelliServ por medio del cable en la superficie.

- Sistema de Adquisición de Información IntelliServer

El sistema de adquisición de información IntelliServer, transfiere y recibe información y comandos de herramientas de manera segura a usuarios locales o remotos en tiempo real. Múltiples usuarios discretos pueden estar conectados (vía serie o protocolo Ethernet), permitiendo el uso independiente, y simultaneo de la red a diferentes proveedores de herramientas.

- Otros Componentes de la Tubería Telemétrica

El equipo de la Red IntelliServ trabaja en conjunto con proveedores líderes en herramientas de pozo y superficie, para hacer disponibles una amplia gama de otros componentes de tubería habilitados-para-telemetría, incluyendo martillos, estabilizadores, válvulas de seguridad e interface. La interface actúa como un

³¹ Heavy Weight Drill pipe, es una herramienta usada para la trasmisión entre el drill pipe y el heavier drill collar.

portal a la Red IntelliServ, permitiendo comunicaciones bi-direccional hasta la superficie para herramientas de pozo MWD, LWD y herramientas de perforación rotatorias (Rotary Steerable).

3.1.1.2. Tecnología Telemétrica de Vanguardia en Tubería de Punta

- Los tubulares de la Red IntelliServ proporcionan características de manejo y confiabilidad. Incluyendo materiales Premium, recubrimiento plástico interno, juntas de longitud extendida y recubrimiento duro de Grant Prideco Platinum HB (ANEXO) para la protección de juntas y casing. Los tubulares de doble hombro operan con torques de apriete más altos comparados a los de API y presentan niveles más elevados de torques de apriete de trabajo. Estas características hacen que los tubulares IntelliServ sean ideales para uso en geometrías complejas de pozo y otras aplicaciones de alto-torque.

- Permite Telemetría Confiable para Perforación Bajo Balance.

Sin importar cuál es el régimen de fluidos, profundidad o tipo de formación, la Red IntelliServ proporciona acceso confiable a toda la información de herramientas de fondo en tiempo real. Al derribar la barrera de ancho de banda de telemetría, el uso de técnicas de perforación bajo balance (PBB /UBD /MPD) podrá aplicarse sin ser limitadas a las aplicaciones individuales de cada proyecto. Ya que las operaciones de PBB tradicionalmente reducen el daño a la formación e incrementan la producción final, el valor generado por la Red IntelliServ en este aspecto es considerable.

- Permite Mayor Extensión para Perforación de Rango Extendido

Los proyectos de perforación de rango extendido (PRE /ERD) ponen a prueba la habilidad de telemetría por lodo de mandar información a la superficie en volumen considerable. La Red IntelliServ permite la transmisión de datos provenientes de las herramientas de pozo, a alta velocidad y en grandes volúmenes, sin importar la profundidad de perforación, permitiendo secciones

más largas y posicionamiento más preciso de pozo. Con tramos extendidos, ahora solo limitados por factores mecánicos (torque, arrastre, sistema de presión, etc.), el potencial de alcanzar reservas incrementales desde instalaciones de tierra o plataformas eliminará considerablemente los costos de los equipos.

- Optimiza la Eficiencia de Herramientas Rotacionales Direccionales

Comunicación Bi-direccional optimiza la eficiencia de pozo al permitir la creación de un sistema real de “circuito cerrado” de herramientas rotacionales direccionales (HRD /RSS). El control de HRD puede ser modificado instantáneamente desde la superficie sin necesidad de tiempo no-productivo, y las herramientas existentes pueden ser enlazadas a sistemas de control automático que estén programadas con la trayectoria de pozo. Un control de “circuito cerrado” verdadero desde la superficie optimiza la eficiencia, tortuosidad y eficiencia de perforación.

- Entrega Información completa de LWD a la Superficie

Con un ancho de banda de hasta un millón de bits por segundo, las compañías de servicio pueden mandar curvas e imágenes a la superficie en tiempo real. Esta capacidad permite tanto a las compañías de servicio como a los operadores no solo reducir el tiempo de asignación de pozo, sino también tener más información disponible para tomar decisiones más informadas.

- Estabilidad de Pozo más Eficiente

La red IntelliServ permite estabilidad de pozo más eficiente al transmitir constantemente información de monitoreo de densidades de circulación equivalentes. Adicionalmente, el sistema pronto permitirá monitoreo avanzado de suaveo y pistoneo “swab/surge” para viajes de tubería – aun cuando no se esté bombeando. Todo esto sin importar si existen perdidas parciales o aun totales de fluido de perforación.

- Ayuda a extender la Vida y Eficiencia de la Barrena

La comunicación bi-direccional de alta velocidad al fondo del pozo, permite un verdadero manejo de las mediciones de dinámica de perforación en tiempo real, lo cual ayuda a maximizar la transmisión de fuerzas del equipo de perforación y gravedad natural a la barrena con el objeto de minimizar los efectos de shock y vibración. Datos e información inmediatos en cuanto a vibración, torque en el fondo y otras informaciones relevantes, ayudan a identificar parámetros óptimos para mejorar la vida y eficiencia de la barrena.

- Permite Sísmica Durante Perforación

La medición de sísmica durante la perforación genera un alto volumen de información. Las altas velocidades de la Red IntelliServ, permitirán entregar información completa de onda y eliminarán la necesidad de relojes caros dentro de pozo. Con la Red IntelliServ, la medición de sísmica durante la perforación a tiempo real se hará realidad.

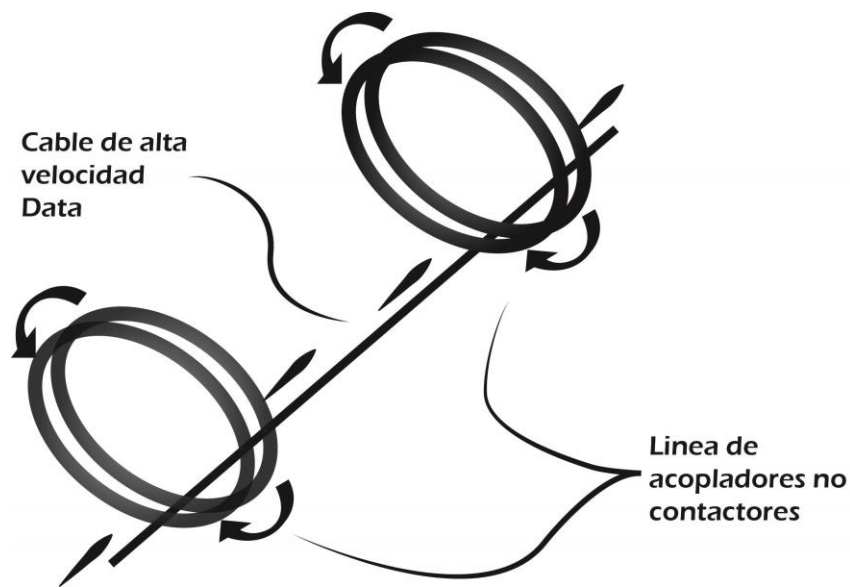
3.2. SOLUCIONES DE CONECTIVIDAD PARA LA SARTA DE PERFORACIÓN

La tecnología central detrás del sistema de tubería de perforación telemétrica, es un enlace de comunicaciones pasivo que conecta los componentes discretos entre sí. Este enlace consiste de un transductor en forma de anillo que puede transmitir información a otro componente sin realizar contacto eléctrico directo. La forma de anillo es ideal para la transmisión de la información a través de las juntas de la tubería, ya que la orientación radial no es requerida para obtener una comunicación efectiva. El hecho que el enlace no haga contacto permite que sea protegido por los Tool Joints o conexiones de la tubería, y por lo tanto evita las dificultades inherentes a los conectores electrónicos utilizados en diseños previos conceptuales.

El sistema incorpora un cable de datos que recorre la longitud de cada tramo de tubería de perforación y sus conexiones intermedias. El cable se encuentra

protegido, entre la tubería de perforación y su Tool Joint, y no interfiere con el flujo de lodo o con eventuales corridas de herramientas de fondo de pozo a lo largo de la sarta. El cable de datos está diseñado específicamente para transmitir datos de alta velocidad con baja pérdida de energía. Al final de cada sección ya sean de tubería o de collares de perforación, se utiliza un enlace no-contactador para asegurar que la información pueda ser transmitida hacia la siguiente sección. El enlace no-contactador que se muestra en la figura 39 se basa en la inducción para transmitir la información hacia una conexión adyacente. Este diseño de enlace incluye un capilar eléctrico posicionado al final de cada conexión.

Figura 39. El acoplador de línea no-contactador es utilizado en la inducción para transmitir datos de una conexión a otro.



Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor.

Cuando dos enlaces se juntan, el capilar en el extremo del primero es acercado al capilar en el extremo del segundo. Una señal mensajera con la forma de una corriente alterna fluyendo a través del capilar en cualquiera de los dos segmentos produce un campo electromagnético cambiante que induce flujo de corriente en el otro capilar, transmitiendo la señal al segundo enlace.

La comunicación entre dos capilares tal y como se describió anteriormente ocurre pasivamente: el capilar que envía la señal energiza el capilar que recibe la señal. La señal es luego enviada de componente a componente y no requiere una fuente de energía, a menos que las pérdidas en la línea de transmisión requieran impulsar la señal. Este impulso es obtenido por una junta energizada del tamaño de un drill pipe, colocada en la sarta en intervalos de 1000 a 2000 pies.

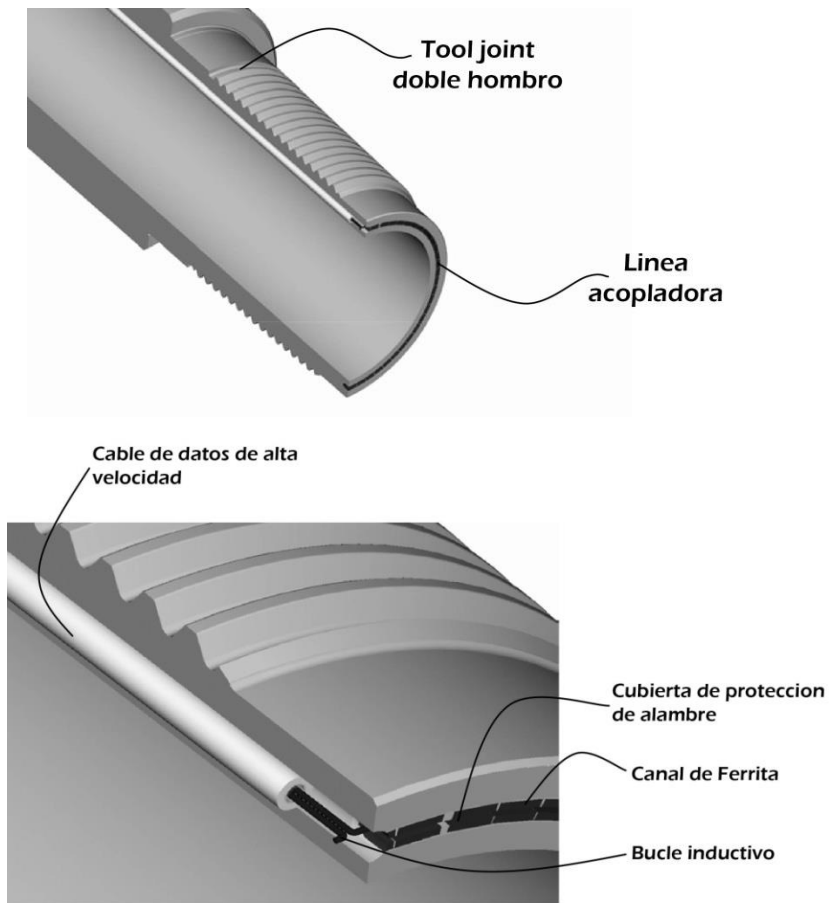
Para minimizar la magnitud del campo electromagnético requerido por los capilares, y consecuentemente minimizar las pérdidas de energía, los capilares que se deben juntar a una proximidad física considerable. Contrario al anteriormente desarrollado sistema electromagnético de datos “short hop”, este enlace requiere que la señal atraviese una distancia muy corta. De aquí en adelante, el nuevo sistema será referido como “mili-hop” para distinguirlo. El sistema mili-hop requiere menos energía para realizar la comunicación y puede transmitir señales de alta frecuencia en un rango amplio de MHz sin atenuaciones substanciales.

- Configuración del Tool Joint: El sistema de tubería de perforación telemétrica es virtualmente transparente para el personal del taladro y para los procedimientos de operación. El Tool Joint incorpora un capilar eléctrico en la punta del pin y en el hombro del box respectivamente. Un Tool Joint de segunda generación (doble box) provee una locación ideal para el capilar. El capilar es instalado en un surco protector en el box secundario. Los capilares correspondientes crean un enlace no-conductor inductivo que transmite la señal a través del Tool Joint. La figura 40 muestra una sección transversal del enlace de comunicaciones en una conexión de tubería de perforación.

El diseño general de la tubería de perforación y el Tool Joint alcanza el objetivo de ser transparente a los procedimientos normales de operación en el taladro. No se requieren cuidados especiales o procedimientos de preparación. El taladro estará equipado con un display visual (parecido a

una serie de luces o a un medidor eléctrico) que proveerá una indicación positiva cuando la junta se haya enlazado correctamente y el circuito eléctrico se haya establecido. El aparato puede proveer también un indicativo de la fuerza de la señal, asistiendo en la determinación cuando se requiera una junta amplificadora en la sarta.

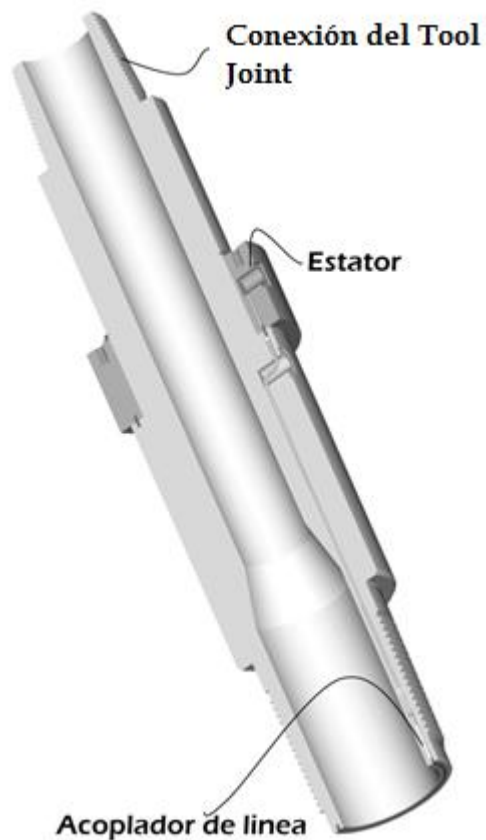
Figura 40. Perfil transversal del sistema de tubería de telemetría en una conexión de tubería de perforación. La bobina de inducción se ajusta en una ranura poco profunda en el interior del hombro de torsión secundario del Tool Joint.



Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor.

- Top Drive Sub: También se ha desarrollado y probado un top drive sub capaz de recibir la señal de la sarta rotatoria y transmitir esa señal a un sistema de adquisición de datos, como lo muestra la figura 41. Este sub se coloca entre el top drive y la última junta de la tubería de perforación en la sarta. El Top drive sub provee transmisión de datos con una efectividad comparable con las pareja de Tool Joints pin/box, aun así este sub incorpore una junta rotativa.

Figura 41. Top drive sub, proporciona un enlace de comunicación entre la sarta de perforación giratoria y el sistema de adquisición de datos.



Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor..

3.3. LA RED DE PERFORACIÓN DE FONDO DE POZO

La tecnología clave que permite desarrollar la tecnología para la red de perforación de fondo de pozo son los medios de transmisión de datos en tiempo real a través de la sarta. La telemetría por pulsos de lodo es el método estándar actual para transmitir datos de MWD/LWD de las herramientas de fondo de pozo a superficie. Las tasas de transmisión de datos mediante telemetría por pulsos de lodo son de aproximadamente 8 a 10 bits por segundo bajo condiciones ideales.

La Telemetría Electromagnética (EM) ofrece tasas de transmisión de hasta aproximadamente 100 bits por segundo. Esto es significativamente más rápido que los pulsos de lodo, pero sigue siendo de menor magnitud que la telemetría en la tubería de perforación. Además, la tecnología EM sufre de limitaciones relacionadas con la profundidad y la formación.

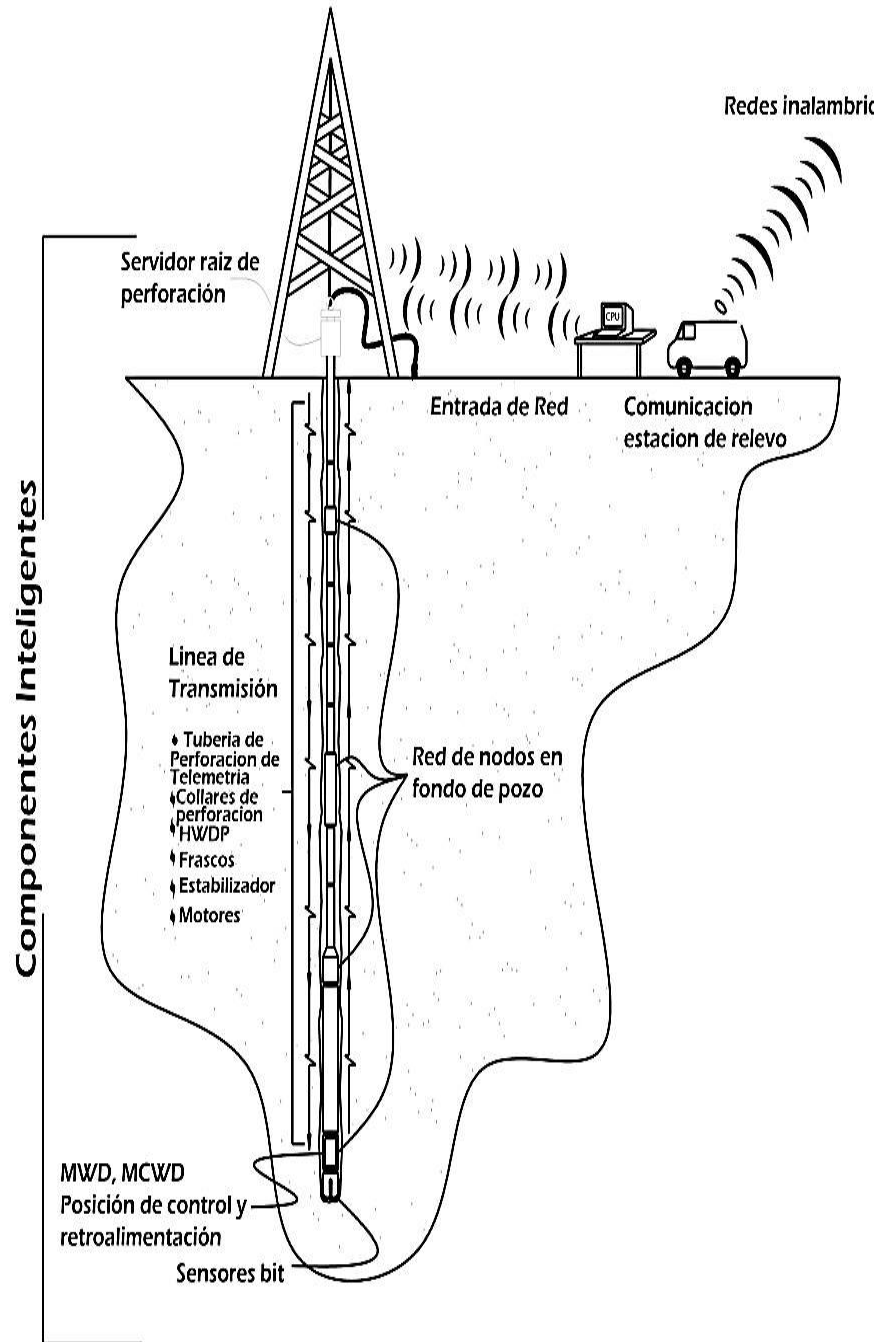
El sistema de telemetría en la tubería de perforación es el pilar básico para la construcción de una línea de transmisión modular de información de fondo de pozo que pueda ser utilizada para interconectar varios elementos de perforación, y así mejorar el desempeño de la perforación. La línea de transmisión de telemetría de la tubería de perforación permite que la información se mueva entre varios miembros de un arreglo de perforación de manera similar a como varios usuarios de una red comparten información.

La red de perforación en fondo de pozo puede por último incluir un número de elementos de control y sensores, incluyendo drilling jars(ver siguiente capítulo), motores, brocas con medidores MWD, LWD y otras herramientas de fondo de pozo, como se puede ver en la figura 42.

Estos componentes pueden ser arreglados a lo largo de la longitud de la sarta en puntos estratégicos. Cada elemento puede ser definido como un nodo, con una dirección única y puede recolectar, o simplemente retransmitir la información entre nodos. Las juntas amplificadoras son puntos ideales para la aplicación de sensores y otros aparatos potenciales. Esto permite el monitoreo de la presión,

temperatura, vibración de la sarta y otros parámetros en puntos estratégicos a través de toda la sarta de perforación.

Figura 42. La red de perforación inteligente incluye un numero de sensores “inteligentes” o dispositivos de control, potencialmente incluyendo: jars, motores, taladro, sub sensores,etc



Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor

El flujo de información entre elementos del sistema es controlado por el software y el hardware del protocolo de la red. Debido a que cada nodo es único e diferenciable, se puede determinar la locación exacta donde ocurren los eventos en la sarta. Un servidor localizado en un collar de perforación en el tope del pozo puede ser usado para recolectar la sarta de perforación y mandarla a otras locaciones en el taladro, o en forma encriptada, a ingenieros de operaciones y gerentes a través del mundo vía internet. Información crítica del pozo puede ser proveída donde sea necesario para mejorar el proceso de toma de decisiones.

El sistema permite comunicación bi-direccional. Consecuentemente, no solo es posible la transmisión a alta velocidad de fondo de pozo a superficie, sino que también se pueden enviar comandos desde superficie a elementos en fondo, o inclusive en elementos intermedios, los cuales podrán enviar, recibir y ejecutar estos comandos.

3.4. BENEFICIOS OPERACIONALES

La tecnología discutida tiene el potencial de cambiar el paradigma de la tubería de perforación, de ser una simple herramienta de perforación, para pasar a ser una herramienta de información. La tubería de perforación telemétrica puede proveer información a las compañías de petróleo y gas sobre su activo principal: hidrocarburos y sus yacimientos. El sistema hará posible obtener información a tiempo real de herramientas MWD/LWD, y de parámetros en fondo de pozo tales como: presión, temperatura, dirección, formación, etc. Esto representa una tecnología que mejorará la eficiencia de la perforación, la seguridad y los costos del pozo. La tubería de perforación telemétrica puede también mejorar la productividad del pozo y mejorar la caracterización de los yacimientos, llevando a una explotación optimizada del campo.

Con un ancho de banda substancialmente mejorado, la comercialización de los datos de fondo de pozo debería ser alcanzable. Los sensores actuales de fondo

de pozo son comunes, pero las tasas de datos son bajas y múltiples sensores deben competir por un ancho de banda limitado. Con la barrera de la banda ancha removida, tanto el número de sensores y la variedad de los sensores puede ser expandida. La distinción entre MWD y LWD debe desvanecerse a medida que los sensores de fondo de pozo sean fabricados con una arquitectura común de transmisión de información y se desarrolle la intercambiabilidad de los sensores. Con la posibilidad de dar comandos desde superficie, los sensores pueden ser diagnosticados, probados y posiblemente reparados, sin necesidad de hacer un viaje adicional.

Algunos de los beneficios a mencionar son³²:

- Mejora de operaciones de Perforación: La red de perforación de fondo de pozo puede mejorar por completo el proceso de perforación, promoviendo tasas de penetración más rápidas, maximizando el tiempo en fondo de pozo y minimizando las pérdidas de tiempo. Como resultado, los costos totales de pozo pueden ser reducidos. Algunas de las mejoras de la eficiencia de la perforación se discuten abajo: Los datos de vibración de la sarta y de torque en la broca pueden ser utilizados para optimizar el tiempo de vida de la broca y reducir los viajes de la sarta para reemplazar brocas gastadas.
- Selección del punto del casing optimizado: Datos de MWD/LWD de la formación pueden promover la selección precisa de los puntos del casing, lo que se traduce ahorros de tiempo y en algunos casos, elimina totalmente el uso de contingencias o liners.
- Control de pozo mejorado: La transmisión en tiempo real de datos de presión y temperatura puede ayudar a la detección de una patada de manera casi que inmediata, mejorando la seguridad del pozo. Una red distribuida de sensores, las cuales pueden ser incorporados dentro de las

³² INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003.

juntas amplificadoras, pueden también rastrear el influjo de gas a medida que se circula fuera del pozo, optimizando su control. Elimina las corridas de registros de wireline y corazonamientos de las paredes del pozo. Reduce o elimina el tiempo no productivo que se gasta recibiendo la información MWD y LWD. La transmisión de datos a alta velocidad que permite la tubería de perforación telemétrica puede reducir significativamente, o potencialmente eliminar transmisiones de datos de survey que son actualmente necesarios antes de continuar con las perforaciones.

- Promueve el uso de técnicas de perforación underbalance: La telemetría de pulsos de lodo es problemática durante operaciones UBD. La telemetría magnética puede a menudo ser utilizada como una alternativa a los pulsos de lodo, pero las limitantes relacionadas con la profundidad y la formación pueden a menudo convertirla en poco práctica. La tubería de perforación telemétrica permitirá transmisiones de información confiables y de alta velocidad durante la perforación UBD. Este puede expandir el rango de aplicaciones que pueden ser perforadas underbalance (bajo balance) y mejorar la seguridad de las operaciones UBD.

3.4.1. Monitoreando el uso y la vibración de la sarta de perforación se pueden reducir las fallas en la sarta.

3.4.1.1. Mejoras en la Productividad

Mejoras significativas en la producción de los pozos pueden resultar también de la tubería de perforación telemétrica: Datos de dirección en tiempo real y alta velocidad podrán permitir la entrada precisa a las formaciones almacenadoras de hidrocarburos. Esto puede mejorar significativamente las tasas de producción y

minimizar la producción de agua de arenas adyacentes, La Sociedad de Geofísicos de Exploración recientemente estimó que el costo del cono de incertidumbre al colocar un pozo puede ser tan alto como 1 millón de dólares por metro³³. El uso incrementado de la perforación underbalance, tal y como se discutió anteriormente, podrá mejorar la productividad de los pozos mediante la reducción del daño a la formación por los fluidos de perforación. La tecnología avanzada MWD/LWD que permita la detección de los datos de la formación más allá de la broca, combinada con la tubería de perforación telemétrica podrá permitir a los operadores alternar las propiedades del fluido de perforación antes de perforar las formaciones productoras, reduciendo el daño a la formación.

3.4.1.2. Caracterización mejorada del yacimiento

La tubería de perforación telemétrica combinada con MWD/LWD avanzado permitirá optimizar el posicionamiento del pozo, acelerar la confirmación de reservas y mejorar la identificación de zonas secundarias de hidrocarburos.

Es probable que se realicen avances adicionales relacionados con el MWD y LWD para tomar ventaja de todas las capacidades de la tubería de perforación telemétrica.

3.5. PRUEBAS OPERACIONALES

Pruebas prototipo y en mesas de trabajo han demostrado exitosamente que la tubería de perforación telemétrica puede transmitir señales de alta frecuencia y de rangos amplios de manera confiable. El sistema opera eficientemente a bajos niveles de energía. Pruebas en prototipos acopladores han demostrado que una señal puede ser transmitida pasivamente (sin necesidad de amplificación) a través

³³ INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003.

de por lo menos 30 juntas de tubería de perforación (1000 pies aproximadamente) durante la perforación tanto de hueco abierto como hueco revestido, a frecuencias en el rango de los 6MHz.

En pruebas más recientes, utilizando un sofisticado modem digital, se ha determinado transmisiones libres de errores en el campo de los 2 Megabits por segundo.

Las pruebas iniciales de perforación fueron realizadas en un pozo de 100 pies localizado cerca del laboratorio de investigación de tuberías de perforación telemétricas, y fue realizada utilizando juntas pin/box que fueron soldadas para crear subs (descritos anteriormente). Un intervalo cementado en el fondo del pozo fue perforado repetidamente utilizando una broca convencional tricónica.

Aproximadamente 34 pies de cable coaxial fueron corridos en espiral entre los miembros del pin y el box para simular tubería de perforación de segundo rango. Un total de 30 subs fueron utilizados para simular aproximadamente 1000 pies de tubería. Estas pruebas transmitieron de manera exitosa la señal generada por un acelerómetro instalado en un bit sub³⁴ cercano en tiempo real.

Los Tool Joints Grant Prideco XT57 fueron modificados y usados en este programa de pruebas de pozo. La conexión XT es descrita en la figura 43.

Figura 43. Alto rendimiento, doble hombreras (shoulder) en el Tool Joint utilizadas en la tubería de perforación telemétrica. EL acoplador inductivo se incorpora en el hombro de torsión secundario situado en el extremo de la nariz del pin y su correspondiente box.



Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor .

³⁴ Herramienta diseñada para ser insertado entre el collar de perforación y la broca.

Los Tool Joints se soldán generalmente a tuberías de 5 ½” o de 5 7/8”. Esta configuración de los Tool Joints fue seleccionada para las pruebas debido a que las expectativas iniciales para la tubería de perforación telemétrica eran que fuera enfocada hacia operaciones de aguas profundas y aplicaciones ERD (perforación de rango extendido), donde el riesgo financiero es mayor. La tabla 5 incluye el desempeño de las propiedades físicas para la tubería de perforación de 5 7/8”, 23.4 lb/ft S-135 XT56 con la configuración más común de Tool Joint de 7” OD y 4.250” ID. Esta misma configuración ha sido utilizada en todos los pozos de prueba hasta la fecha.

Tabla 5. Propiedades de Rendimiento 5-7/8 in. 23.4 Lbf/Ft (0,361 in. Wall) S-135 XT57.

5-7/8 in. 23.4 Lbf/Ft (0,361 in. Wall) S-135 XT57		
PROPIEDADES DE RENDIMIENTO		
XT57 7 in. OD x 4.250 in. ID Tool Joint Fuerza de Torsión – 79,000 Ft-Lbf Tool Joint Torque de trabajo – 56,600 Ft-Lbf		
Propiedades técnicas y calificación del desempeño del cuerpo de tubería		
	Nueva	Premium
Torsión Ft-Lb	105,500	83,000
Tensión – Lb	844,200	666,500
Int. Pres.-psi	14,520	13,610
Colapso-psi	10,830	6,200

Fuente: INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003. Modificada por el autor.

Los elementos finitos del análisis de la conexión modificada XT57 (Anexo) indicaron que el desempeño de las propiedades físicas de la conexión no fueron afectadas adversamente por la instalación de los componentes eléctricos necesarios.

Un comunicador o amplificador es requerido en intervalos a lo largo de la longitud de la sarta. Una meta del diseño fue transmitir la señal a un mínimo de 1000 pies sin necesidad de amplificación. Las pruebas discutidas anteriormente ilustran que esta meta fue cumplida. Basados en las pruebas de mesa de trabajo y de pozo, puede ser posible extender la distancia entre comunicadores más allá de los 1000 pies, y posiblemente hasta los 2000 pies.

Componentes diferentes de roscas fueron usados durante la prueba de los pozos y condiciones adversas de manejo fueron simulados mediante la adición de arena a las conexiones antes de su arreglo. La pareja inductiva tuvo un comportamiento favorable frente a todas estas condiciones adversas, sufrieron bajas pérdidas de señal durante las pruebas.

Las pruebas también demostraron las capacidades bi-dimensionales del sistema. El bit sub cercano fue equipado con un interruptor que fue activado con un comando enviado desde superficie. Un comando desde superficie activó el sub de un modo stand-by³⁵ y logro colocarlo de vuelta en stand-by después del completamiento de la prueba, conservando la vida útil de su batería.

3.5.1. Pruebas a escala completa

Las pruebas de la fase 3 incluyeron pruebas a escala completa del sistema de tubería de perforación telemétrico. Las pruebas de pozo fueron extendidas a 1000 pies para acomodar 30 prototipos de juntas de rango 2. El bit sub cercano fue modificado para incorporar un sensor de temperatura, un monitor de capacidad del

³⁵ En stand by, el aparato se encuentra conectado a la espera de recibir órdenes, por lo que consume energía eléctrica.

voltaje de la batería y un transmisor para emitir señales digitales pre programadas que pueden ser usadas para determinar tasas de error del sistema bajo la adición de un acelerómetro y un modulador de FM. El pozo de 1000 pies fue usado para probar prototipos de escala completa por aproximadamente 6 meses, usando la tubería de 8 a 10 días al mes, durante 6 a 8 horas al día.

El centro de Tecnología del Petróleo de las Montañas Rocosas (RMOTC) en Casper, Wyoming ha sido seleccionado como la locación para la siguiente fase de las pruebas a escala completa. Fueron utilizadas 145 Juntas (aproximadamente 4500 pies) de 5 7/8" de rango 2 durante las pruebas de escala completa. Un sub posicionado encima del BHA contendrá un módulo electrónico que entregará una señal digital conocida (fuente de datos) a la tubería telemétrica. Utilizando una fuente digital conocida, se proveerá la habilidad para verificar la precisión de la transmisión de datos del sistema mediante la comparación de los datos de entrada con los datos de salida en la superficie. El sub también contendrá un sensor de temperatura, un acelerómetro y un monitor de voltaje de batería. Las juntas repetidoras utilizadas para amplificar y corregir los datos pasivos serán posicionadas a intervalos de 1000 pies en la longitud de la sarta. La calidad de la señal y la fuerza serán medidas antes y después de medir las juntas de amplificación para confirmar que a 1000 pies se puede alcanzar el mínimo espaciamento entre amplificadores, y para cuantificar el espaciamento que puede ser alcanzado entre repetidores sin amplificación de la señal.

El programa de pruebas empezó corriendo 3500 pies de tubería de perforación con un plan de perforar 1000 pies de hueco abierto con una broca de 8 1/2". El BHA de hueco revestido y la broca tricónica utilizada durante este intervalo debería proveer dinámicas de la sarta similares a los pozos verticales tradicionales, los cuales serán los objetivos de los componentes de la telemetría a condiciones actuales de pozos verticales. La salida de datos por el sistema de telemetría será monitoreada continuamente a lo largo de la corrida de la broca. El completamiento del intervalo de 1000 pies con transmisión continua e ininterrumpida de datos es el objetivo de esta fase de pruebas.

La instalación de la electrónica de telemetría se encuentra cercana al completamiento en varias juntas del Heavy Weight Drill Pipe (HWDP). Basado en la disponibilidad, varias de estas juntas también podrían ser evaluadas durante una porción de este programa de pruebas.

3.5.2. Los objetivos de esta fase de pruebas a escala completa

- Demostrar la habilidad del sistema a escala completa de perforar con transmisión de datos ininterrumpida de por lo menos 1.0 Mbit por segundo (1000 kbaud). Luego, demostrar la solidez del sistema y la habilidad para proveer transmisión de datos digitales de manera confiable durante operaciones de pozos tales como backreaming, rotar por debajo del fondo y perforación cuando se sujeta a cargas dinámicas asociadas con estas operaciones.
- Demostrar la habilidad del sistema para transmitir pasivamente datos digitales precisos por lo menos 1000 pies antes de que la amplificación de la señal sea requerida. Demostrar la funcionalidad y medir el desempeño de las juntas repetidoras con respecto a la amplificación y la corrección del error de la señal.
- Demostrar la simplicidad del sistema con respecto a las corridas típicas y procedimientos de manejo actuales. Consecuentemente con la producción de tubería de producción telemétrica para las pruebas en el RMOTC, se están convirtiendo aproximadamente 10000 pies de tubería para este uso. Aproximadamente 3000 pies de tubería serán enviados a una compañía importante de MWD/LWD para ser utilizada en sus pruebas de pozo y para desarrollar hardware y software de interfaz entre sus herramientas y la tubería de producción telemétrica.

El objetivo principal es exponer la tubería a condiciones reales de campo por un periodo de tiempo extendido, para determinar la durabilidad de la tubería con manejo típico, arreglos típicos, corridas y viajes, y con horas acumuladas de rotación. Después de perforar el pozo a su profundidad total, la tubería será regresada al laboratorio para verificar su habilidad para transmitir datos a alta velocidad luego de ser expuesta a condiciones reales de campo.

Siendo los pozos de Wamsutter (Wyoming), los inicios de la industria en el uso de IntelliServ en la tubería de perforación y el primer uso en tiempo real de imágenes de alta resolución mientras se perfora, dando las bases para los pozos posteriores en implementar esta tecnología.

3.6. ESFUERZOS DE DESARROLLO PRESENTES Y FUTUROS

Los esfuerzos de desarrollo presentes y futuros para la red de perforación de fondo de pozo están enfocados en diversas áreas: optimización del desempeño de las conexiones telemétricas, diseño de la tubería de perforación telemétrica, optimización de la eficiencia de manufactura, desarrollo de equipos y técnicas de manufactura comercial, y por último la diversificación de los esfuerzos para incluir otras aplicaciones para las conexiones telemétricas para que se encuentre disponible un sistema completo de fondo a superficie.

Medios para la protección del cable han sido desarrollados y se han llevado a cabo las pruebas previas. Esta protección contempla 2 áreas: sellar el cable de datos, particularmente en regiones de conexiones eléctricas, y protección del cable en toda la longitud del drill pipe. La protección del cable debe ser suficiente para prevenir fallas totales (fatigas, daño por impactos, entre otras) o intrusión de fluidos de perforación en el cable. Cierta mínima robustez del sistema fue alcanzada antes de las pruebas iniciales de laboratorio y aplicaciones en campo, y fue verificada mediante las pruebas de la tubería prototipo en lodo de perforación a altas velocidades de flujo. Se espera un desarrollo continuo para proveer al sistema un tiempo de vida comparable con la vida útil de la tubería de perforación.

Además de las pruebas de flujo, las conexiones seguirán siendo probadas en su habilidad para mantenerse a múltiples torques y ciclos de corte.

Esfuerzos auxiliares estarán enfocados en una demostración posterior de la robustez mecánica y eléctrica del sistema de tubería de perforación telemétrica durante un periodo extendido de operación. Aproximadamente 2000 a 3000 pies de tubería de perforación serán probados en una facilidad de pruebas de pozo por un término de aproximadamente un año. Además, se planean pruebas de laboratorio para cuantificar la fatiga y la fuerza máxima del sistema.

En paralelo con este trabajo, los esfuerzos de desarrollo serán ampliados para incluir el diseño y producción de varias herramientas de telemetría de fondo de pozo para que se encuentre disponible un sistema completo de superficie a fondo. Esta tarea incluye el desarrollo de medios para los tubulares del cable, tales como drill collars, HWDP, jars³⁶, motores y otras herramientas de fondo de pozo. Principalmente, está el diseño y producción de drill collars, HWDP y jars telemétricos. Debido a que estos componentes se corren generalmente por encima de los MWD/LWD, el completamiento de estos diseños telemétricos para estas herramientas proveerá una conexión telemétrica directa de superficie hasta las herramientas MWD/LWD. Una de las herramientas más desafiantes identificadas hasta la fecha es el jar, debido a la larga movilidad axial de la herramienta y la necesidad de establecer una línea de transmisión integral a lo largo del eje axial del jar. Los esfuerzos para el desarrollo de estos prototipos se encuentran en desarrollo, mientras que los diseños para los drill collars y los HWDP están casi completos. Obras de ingeniería actual están en marcha para ampliar la opción de cableado a una nueva gama de martillos (jars) e intensificadores hidráulicos que proporcionan mayor fuerza de impacto y otras características mejoradas.

Una vez que el enlace entre el MWD/LWD se establezca exitosamente, los esfuerzos de desarrollo deben estar enfocados hacia el diseño y retroalimentación

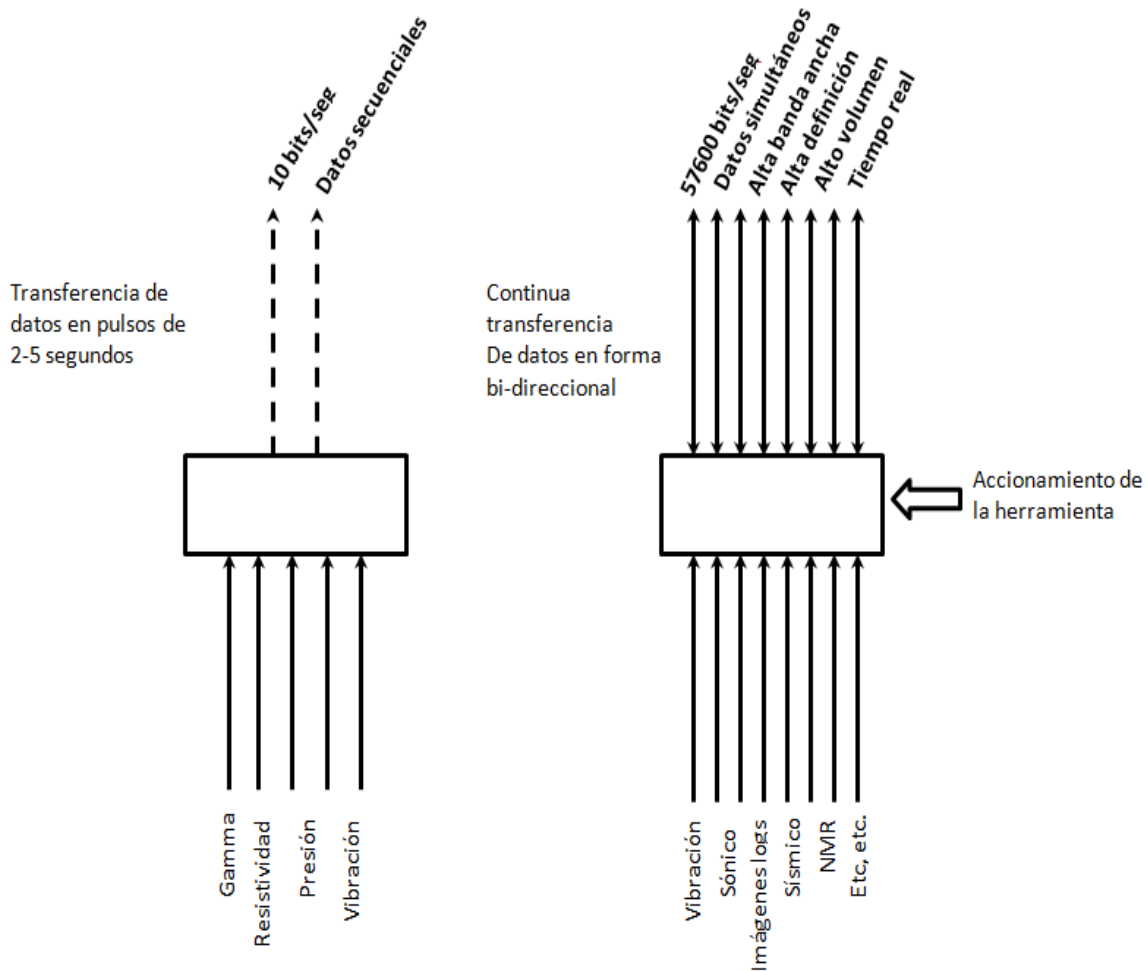
³⁶ Un dispositivo mecánico utilizado de fondo de pozo para suministrar una carga de impacto a otro componente de fondo de pozo, especialmente cuando ese componente está atascado.

de las herramientas que van colocadas generalmente debajo de los MWD/LWD, tales como los motores. Esto debería proveer un link completo desde la broca hasta superficie, de telemetría a alta velocidad y abrir espacio a tecnologías que consumen mucho ancho de banda, tales como sísmica en la broca. Trabajos de ingeniería también están en marcha en la inclusión de sensores de medición de vibraciones dinámicas adicionales (específicamente lateral, torsional y axial) en los DataLinks para proporcionar al equipo de perforación con la información en tiempo real sobre el comportamiento dinámico de toda la sarta de perforación.

4. COMPARACIÓN ENTRE LA TELEMETRÍA DE TUBERÍA INTELIGENTE CON EL MÉTODO CONVENCIONAL TELEMÉTRICO MÁS UTILIZADO: PULSO DE LODO

La transferencia de datos de las herramientas de fondo de pozo, como Medición Durante la Perforación (por sus siglas en ingles MWD) y Registro Durante la Perforación (por sus siglas en ingles LWD) ha sido posible desde hace varias décadas utilizando diversas técnicas. La técnica más común es la telemetría de pulso de lodo (MPT) cuando la herramienta de fondo de pozo introduce impulsos de presión en la columna de fluido de perforación dentro de la sarta de perforación. Los datos se cifran en estos pulsos de presión a través de la modulación de frecuencia o una técnica de modulación diferente y se mide en la superficie mediante sensores de presión de tubo vertical y decodificada por un sistema informático. Ha habido avances recientes en las tasas de transmisión de datos MPT, pero en general se limitan a 2 - 48 bits por segundo (bps) o menos. Tecnología de tubería de perforación con conexión de cable proporciona una transmisión de datos alternativos o mecanismos de telemetría. Tubería de perforación con conexión de cable crea de manera efectiva una red de banda ancha, similar a la utilizada en los sistemas de computación, en la sarta de perforación. Las versiones actuales de esta red permiten la transmisión de datos en ambas direcciones (es decir, desde el fondo del pozo a la superficie y desde la superficie hasta el fondo del pozo) a velocidades de hasta 57600 bps de datos; varios órdenes de magnitud más alta que MPT convencional.

Figura 44. Comparación entre telemetría de pulso de lodo y tubería inteligente



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. Modificada por el autor.

4.1. COMPARACIÓN ENTRE EL PULSO DE LODO Y TELEMETRÍA CON TUBERÍA INTELIGENTE (CABLEADA)

Además de las velocidades de datos significativamente más altos, la telemetría de tubería de perforación por cable ofrece varias otras ventajas de los métodos de telemetría convencionales, incluyendo:

1. A lo largo de las mediciones de cadena una red de tubería de perforación por cable permite sensores y mediciones para ser colocados y distribuidos en cualquier lugar a lo largo de la sarta de perforación, proporcionando una nueva fuente de información en tiempo real sobre la condición y perforación de pozos
2. El Funcionamiento de la red es independientemente del flujo o del fluido la red de tubería de perforación por cable está en funcionamiento cada vez que está presente una conexión continua entre la superficie y el fondo del pozo. Por el contrario, MPT no funciona por debajo de un cierto caudal o en la presencia de lodo aireado o espuma que restringe la disponibilidad de datos durante las conexiones y las operaciones de control de pozos.
3. Aislamiento de ruido o interferencia de la superficie o de otro equipo - tubería de perforación con cable no se ve afectada por el ruido o interferencia de equipos de superficie que a menudo puede causar problemas para MPT.
4. La transferencia de datos continua y de forma bidireccional: la red de tubería de perforación por cable proporciona una transferencia de datos continua de forma bidireccional lo que significa que se pueden enviar comandos a las herramientas de fondo de pozo, mientras ocurre simultáneamente la transmisión de datos a la superficie.

Los componentes de la sarta de perforación por cable son similares a los de sarta convencionales en términos de funcionalidad, la manipulación, y las especificaciones, pero se modifican para asegurarse de que todos los componentes, desde el ensamblaje de fondo (BHA) a la superficie (incluyendo componentes tales como submarinos flotador, estabilizadores, reamers and jars), se conectan para transmitir la señal de banda ancha.

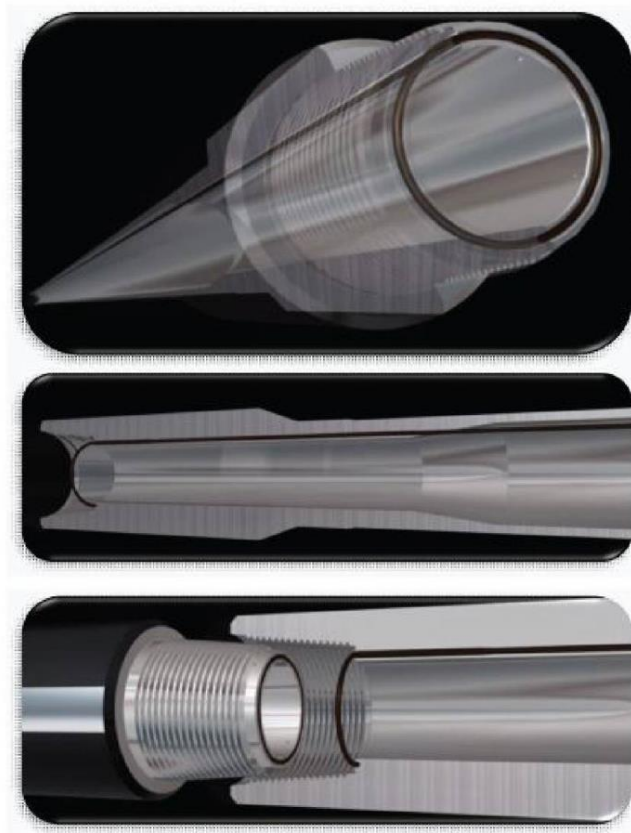
La tecnología consiste en tres componentes principales:

1. Un cable coaxial de acero inoxidable que corre entre el pin y la caja de cada tubular

2. Las bobinas de inducción instalados tanto en la punta y la caja de cada conexión
3. DataLinks, que son los elementos electrónicos que impiden que la señal de datos se degrade a medida que viaja la longitud de la sarta de perforación y puede proporcionar mediciones de diversos parámetros del pozo (incluyendo la presión y la temperatura)

Los datos se transmiten a través de un campo electromagnético (EM) asociado con la señal de corriente alterna de transmisión a lo largo del cable. A medida que la alternancia de campo EM a partir de una bobina induce una señal de corriente alterna en la bobina adyacente, los datos se transmiten de una articulación de la tubería de perforación a la siguiente.

Figura 45. Perfil de la tubería de perforación inteligente convencional



Fuente:THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED

4.2. DESARROLLO

La perforación con BHA suele incluir componentes y herramientas de varios proveedores diferentes. Comúnmente, jars (martillos), los intensificadores, reamers y underreamers se suministran según la necesidad o preferencia técnica independiente de los componentes del BHA convencional tales como collares de perforación y HWDP. En general, estas herramientas residen en la parte superior de la sarta de perforación, inmediatamente adyacente al LWD y a los paquetes MWD o, alternativamente, de inmediato dentro de la sección más alta de estos paquetes. Posteriormente, para mantener una competente red a través de estas herramientas, todos estos componentes están adaptados al BHA (por cable) para la comunicación de red.

Nov IntelliServ, los proveedores de la red cableada de la sarta de perforación, han trabajado con varios proveedores de herramientas para el desarrollo conjunto y fabricar variantes de cableado de sus herramientas. En particular, en este capítulo se resumen las actividades de colaboración con Nov Downhole³⁷ para la adaptación de un conjunto de herramientas de perforación para el uso en la red de tubería de perforación por cable.

4.2.1. Martillos (Jars) e intensificadores

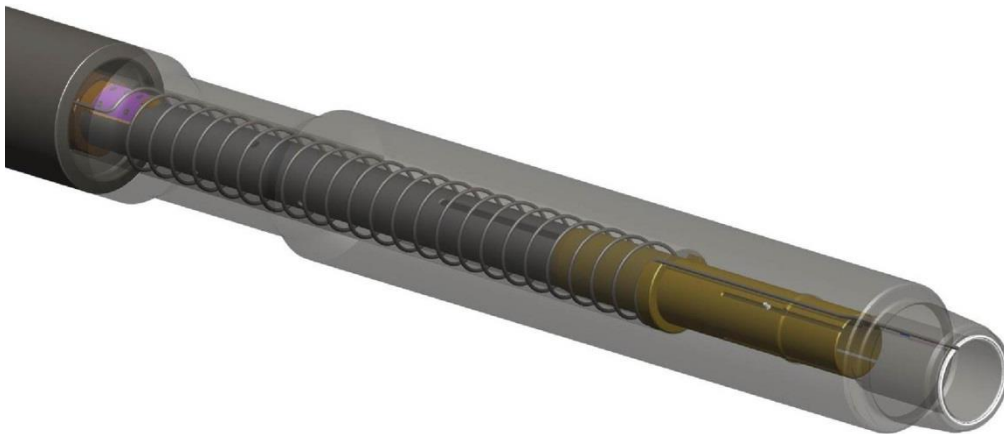
Los martillos e intensificadores se colocan en la sarta de perforación para proporcionar una fuerza de impacto cuando esta se encuentre atascada. Los jars son la fuerza del martillo principal de la carga de impacto, mientras que el intensificador acentúa aún más la fuerza discordante. Estas herramientas se

³⁷ THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003

activan a través de la fuerza hidráulica o hidráulica-mecánica controlada con la sarta de perforación como catalizadores.

La modificación de jars e intensificadores resultó ser un desafío único para los ingenieros de diseño. Por ejemplo, la extensión y retracción de las herramientas requieren que el cableado se adapte a los cambios en la longitud, para trabajar dentro de un ambiente altamente energizado. Además, para maximizar la utilización de la herramienta, el kit de integración de la red tenía que ser desmontable para permitir la reversión a un estado nativo. El concepto fundamental utilizado con éxito hasta la fecha ha sido el de formar un cable coaxial blindado en un resorte como se muestra en la figura 46, para más adelante adicionarle un workshop en la parte superior e inferior.

Figura 46. Vista del cable coaxial blindado en espiral instalado en un jars de perforación.



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. Modificada por el autor.

La parte superior e inferior del diseño, proporcionan abrazadera adicional y componentes de guía que permiten la instalación y retención del cable y la continuación del blindado coaxial a lo largo de todo el conjunto, que termina con bobinas inductivas emparejadas a una específica propiedad o conexión API.

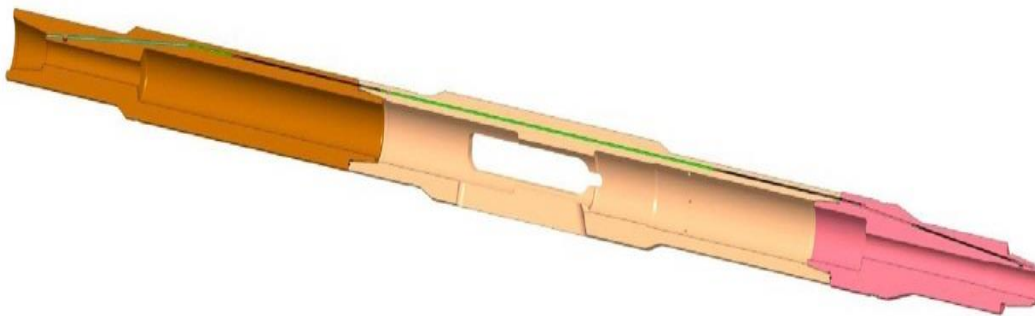
Este método de cableado ha demostrado que permite la transmisión de señales competente en todo el impacto y en la extensión o retracción de las funciones de los jars e intensificadores.

4.2.2. Cable Underreamers

Underreamers están diseñados para proporcionar una ampliación del pozo más allá del diámetro de la broca. El indicador de ampliación de orificio es configurado antes de colocar el underreamers en la red. Un método de activación de los cortadores es a través de dejar caer una bola en un receptáculo en la herramienta.

Debido a que el método de accionamiento “ball” de muchos underreamers, el recorrido de los cables requiere que el cable coaxial blindado sea instalado en un área que no afectará el movimiento de la bola. La incrustación del cable en la pared del ensanchador (underreamers), como se muestra en la figura, ha demostrado ser eficaz.

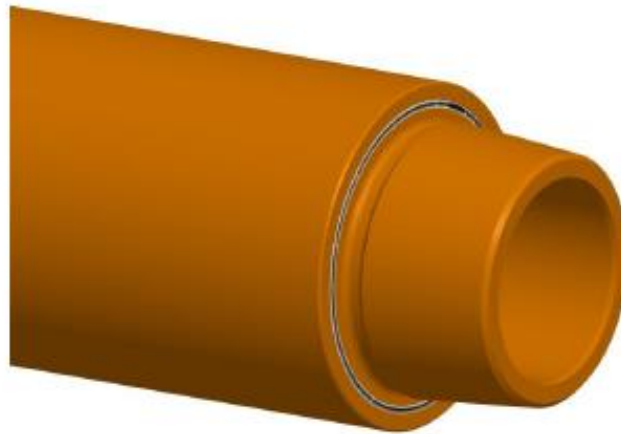
Figura 47. Tramo de cable coaxial blindado en la pared de un underreamers típico



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. . Modificada por el autor

La instalación del cable en el underreamer presenta varios desafíos. La típica implementación de las juntas inductivas se realiza en el shoulder secundario de la doble conexión de shoulder. Un reto era el requisito para la implementación de nuevos tamaños de juntas inductivas que permitan la aplicación de una conexión al shoulder primario, como se muestran en la figura 48.

Figura 48. Colocación del hombro primario de la bobina inductiva.



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. Modificada por el autor.

Un beneficio de empotrar el cable en la pared de la pieza tubular fue que esto coloca el cable hacia fuera de la trayectoria de flujo de los fluidos de perforación y protege el cable contra los daños. Esta colocación también permite la renovación de los componentes del reamer (ensanchador), y reconstrucción de la herramienta sin ningún requisito para eliminar los componentes.

Al igual que con los martillos de perforación e intensificadores, esta forma de realización de la ruta de cableado ha proporcionado que la transmisión de señales sea competente a lo largo de la vida del underreamer (ensanchador).

4.2.3. Sistema de medición mejorada (EMS)

La herramienta de medición dinámica de perforación avanzada cuenta con un conjunto completo de medidas de sensores dinámicos (que se resumen en la **Tabla 6**). Con telemetría de banda ancha, proporcionada por un cableado de red, esta herramienta tiene la capacidad de suministrar datos en tiempo real con calidad y definición, en orden de magnitud mayor que las herramientas convencionales de perforación dinámica. Una serie de ejemplos de datos en tiempo real que ofrece esta herramienta se presentan a continuación.

Figura 49. Representación en 3D del EMS.



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003.

Tabla 6. Suite de Medición EMS

MEDICIÓN	RANGO
Aceleración Lateral / Angular	$\pm 120 \text{ g} / \pm 20,000 \text{ rad/s}$
Aceleración Z(Axial)	$\pm 35 \text{ g}$
WOB	-60 <- -> + 120 Klbs
TOB	-20 <- -> + 20 Kft - Lbs

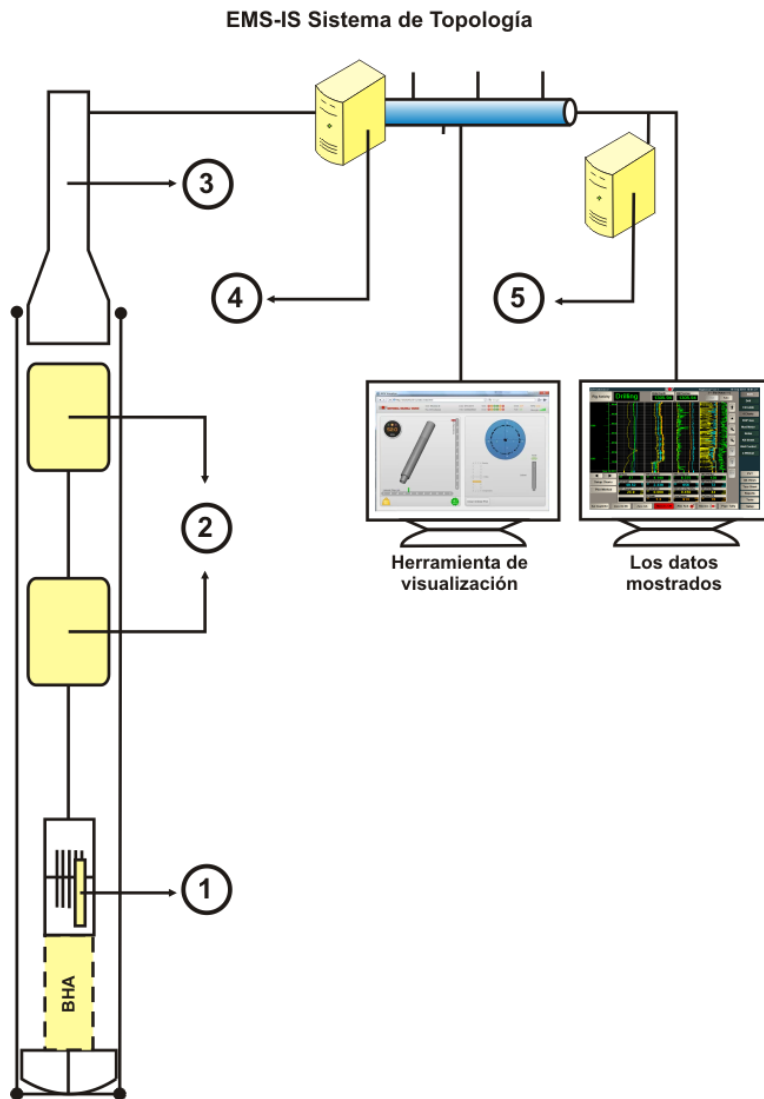
Presión Externa (Anular)	0<- ->+20 Ksi
RPM	± 1200 rpm
Temperatura	-50 <- -> 150 ° C

Fuente; THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. . Modificada por el autor.

La herramienta de EMS está diseñada para ser montada como el último elemento en la sarta de perforación con cable. Está montado esencialmente en la parte superior del ensamblaje de fondo (BHA) y proporciona la dinámica de perforación en tiempo real a la superficie, donde los datos son separados del protocolo de la red de la tubería de perforación y se pasa a la herramienta de visualización para mostrar una representación gráfica de la topografía del sistema de la herramienta EMS, cuando se conecta a la red por cable de la sarta de perforación, como se muestra en la figura. 50.

Los datos en tiempo real, entonces, pueden ser visualizados fácilmente por el perforador y el ingeniero de perforación para evaluar el uso de herramientas de visualización y / o como parte de un sistema de registro de datos electrónicos (EDR). Ejemplos de cómo se ha mostrado estos datos se muestran en la figura. Y la Fig. 51 y 52.

Figura 50. Sistema Topográfico EMS.

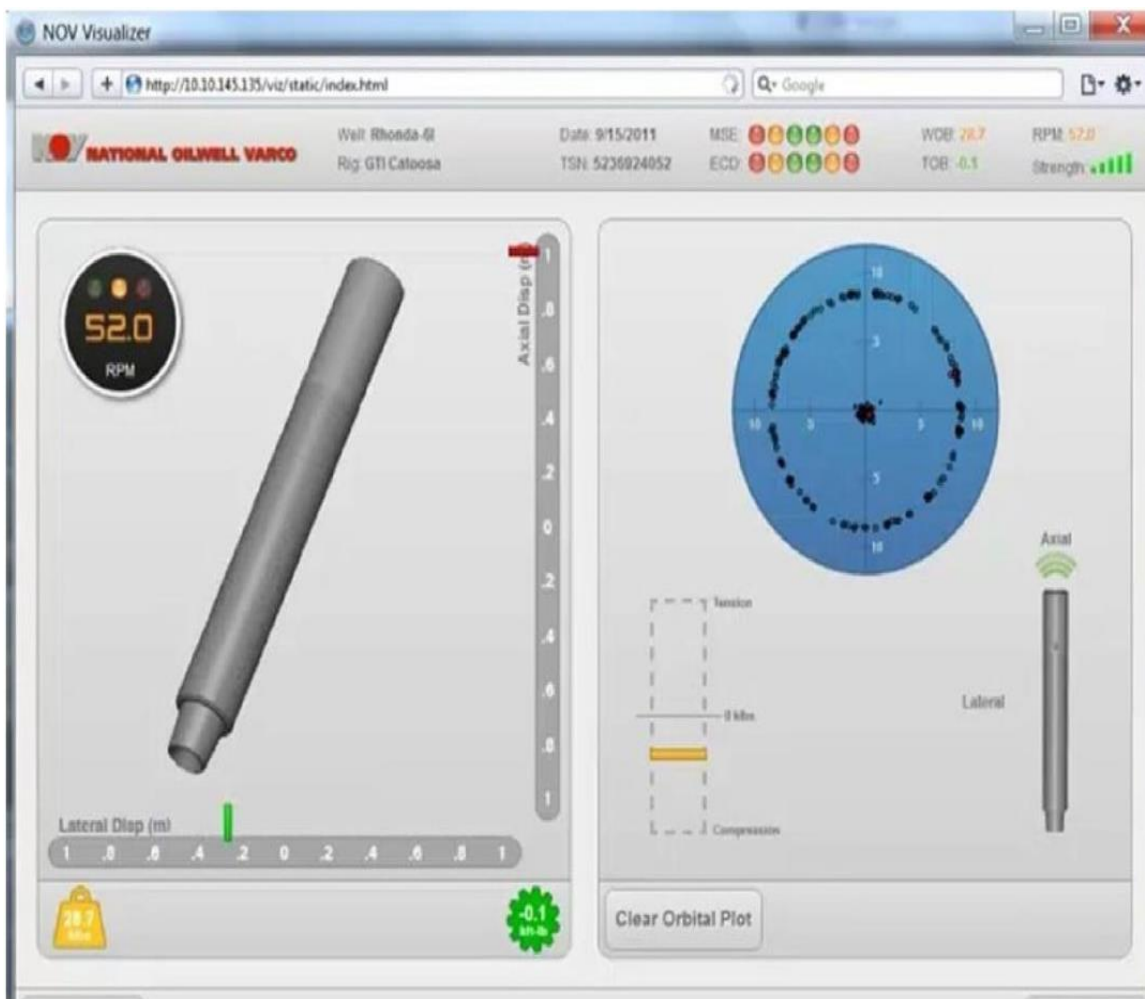


1. Tablero Intelliserv (Topaz) recibe mensajes formulario EMS, ajusta en intelliserv protocolos de comunicación, visualización Intelliserv marca de tiempo, se envía el mensaje a la superficie.
2. Boosters proporciona identidad en la red, análisis del estado del sistema, señal de impulso, y la recepción de datos (opcional).
3. IntelliSwivel permite la conectividad de datos a la parte giratoria de la sarta de perforación y actúa como un IntelliLink en la red Intelliserv.

4. IntelliServer EMS-es el mensaje de protocolo Intelliserv, pasa el mensaje al servidor de TV a lo largo de la red Ethernet.
5. Servidor de Tv, el software analiza el POSTE-IS mensaje, aplica los datos de escala y comercio.

Fuente :THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003. Modificada por el autor.

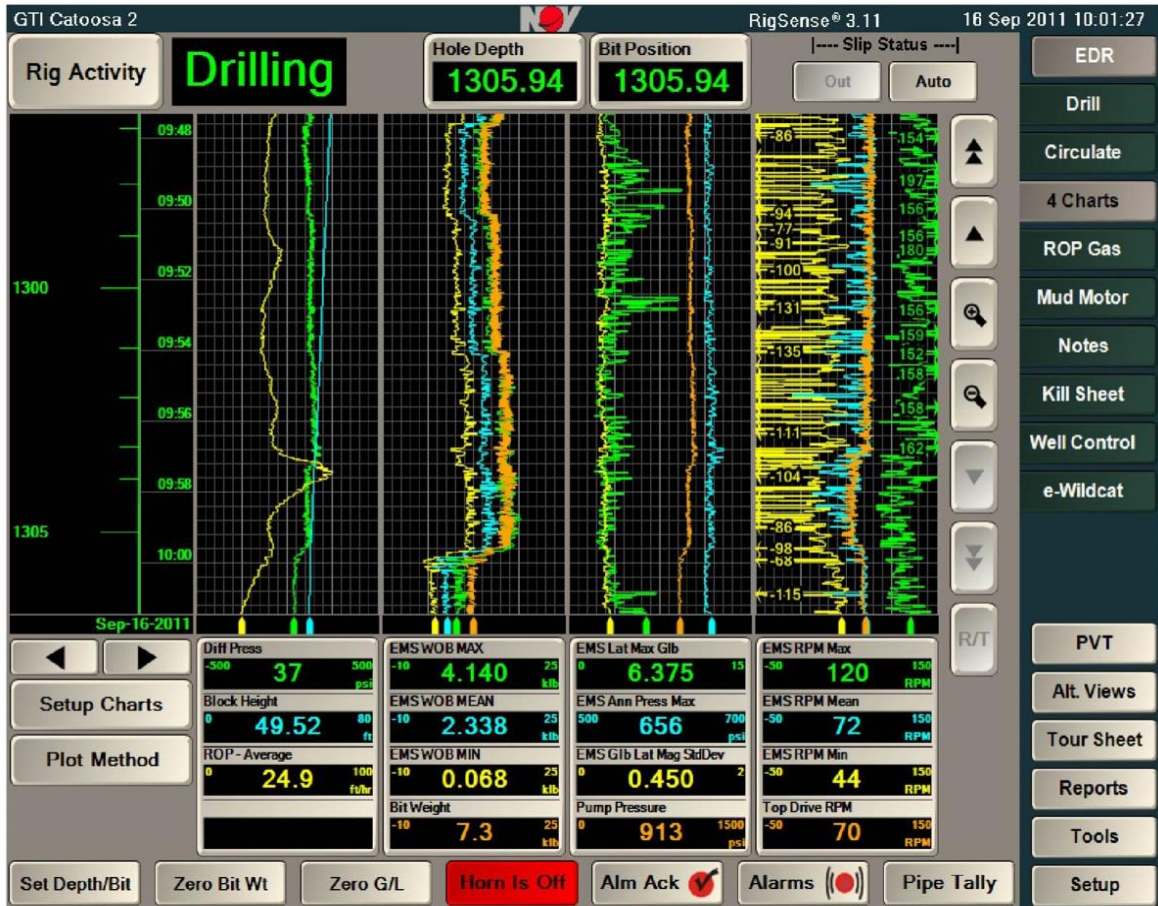
Figura 51. Visualización en tiempo real, EMS Data.



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED

DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003.

Figura 52. Datos en tiempo real del EMS mostrados en un EDR



Fuente: THE EVOLUTION OF WIRED DRILLING TOOLS: A BACKGROUND, HISTORY AND LEARNINGS FROM THE DEVELOPMENT OF A SUITE OF DRILLING TOOLS FOR WIRED DRILLSTRINGS Craig, A. D., Jackson, T. A., Ramnarace, D., Schultze, R., Briscoe, M., National Oilwell Varco, 2003.

5. CASOS APLICATIVOS DE LA TELEMETRIA DE TUBERIA INTELIGENTE. (COMPARACIÓN CON TELEMETRIA DE PULSO DE LODO)

El primer uso de la tubería por cable en BP fue en pruebas de campo pre-comerciales en siete pozos de Oklahoma en el 2004 a 2005³⁸. IntelliServ comercializa su sarta de perforación en red o cableado de tubería con conectividad total a principios de 2007.

Los campos con BP probaron la versión comercial de la tubería por cable con una completa gama de BHI incluyendo LWD, MWD y AutoTrak rotativo direccional³⁹ en dos pozos Wamsutter (Wyoming) en 2007. En estos pozos se logró una serie de "primicias de la industria", incluyendo el primer uso de IntelliServ a lo largo de la tubería de perforación y el primer uso de pozo en tiempo real de imágenes de alta resolución durante la perforación.

Desde entonces, BP ha desplegado tubería de cable comercialmente en más de 14 pozos en 4 localidades (Trinidad, Mar del Norte, Colombia⁴⁰, y en aguas profundas en el Golfo de México) que representan una buena muestra de las condiciones de perforación y desafíos (incluyendo la estabilidad del pozo, limpieza del pozo, vibraciones BHA, mediciones de presión de formación en zonas agotadas, geología compleja y requisitos direccionales desafiantes).

Se pretende realizar un resumen de las experiencias anteriores. Se incluye una discusión de los retos y soluciones en el área, tales como modificaciones de hardware (por ejemplo, unidades principales, reamers, jars) de implementación, la logística, la fiabilidad, la manipulación de la tubería y otras modificaciones operativas, conectividad superficie y flujo de datos en la costa. En la mayor parte de este capítulo se examinan las aplicaciones habilitadas de la tubería con cable durante la perforación.

³⁸ Reeves et al, 2006.

³⁹ Sistema rotativo de perforación direccional permite navegar con precisión en el control de la dirección.

⁴⁰ December 2009. Successful Deployment of Wired Drill Pipe to BP's Drilling Operations in the Colombia Foothills – Cupiagua Sur XN6Z Well. Alberto Muñoz, David Abusaid and Keith Coghill, BP Colombia and Victor Bustamante and Mario Pacione, Schlumberger. Source: ACIPET Colombian Petroleum Congress.

BP ha estado involucrado con IntelliServ desde sus primeros días⁴¹. Se llevaron a cabo ensayos de campo de la primera tubería de cableado sobre los pozos BP en Oklahoma⁴². El objetivo de estos ensayos era poner a prueba la fiabilidad mecánica y la red del sistema. Los intentos de utilizar los datos en tiempo real eran limitados. En 2007, dos pozos en Wamsutter (Wyoming) se utilizaron para "aplicar tuberías habilitadas con conexión de cable" como una prueba de campo. El objetivo de estos ensayos fue explorar cuáles son los tipos de aplicaciones en tiempo real que pueden ser activados por los datos adicionales disponibles mientras se ejecuta tubería por cable, o en otras palabras "¿qué podemos hacer con la tecnología de tubería cableada que no consigamos hacer con la de pulso de lodo?". Aunque en los pozos Wamsutter no se considere un proyecto rentable para el uso de tubería de cable sobre una base comercial, ofrecían la oportunidad de probar una serie de aplicaciones que se consideran de uso significativo en otros sistemas más complejos (en su mayoría offshore).

La demostración con éxito de la aplicabilidad de la tecnología de tubería con cable en los pozos Wamsutter, otorgando el suficiente interés y la justificación para la búsqueda de oportunidades para el despliegue de la tubería por cable en otras localizaciones de perforación de BP. En 2008 y 2009, IntelliServ se desplegó en los siguientes lugares:

- Offshore Trinidad
- Mar del Norte (plataforma)
- Onshore Colombia⁴³
- Aguas profundas en el Golfo de México

Hasta la fecha, más de 14 pozos han sido perforados con tubería de cable. Se pretende analizar la experiencia de los primeros 10 de estos (hasta 2010). La

⁴¹ INTELLIGENT DRILL PIPE CREATES THE DRILLING NETWORK .Michael J. Jellison, SPE, Grant Prideco, and David R. Hall, IntelliServ, 2003.

⁴² Reeves et al, 2006

⁴³ December 2009. Successful Deployment of Wired Drill Pipe to BP's Drilling Operations in the Colombia Foothills – Cupiagua Sur XN6Z Well. Alberto Muñoz, David Abusaid and Keith Coghill, BP Colombia and Victor Bustamante and Mario Pacione, Schlumberger. Source: ACIPET Colombian Petroleum Congress.

tubería con conexión de cable está siendo utilizada en dos plataformas en Trinidad. Durante la trayectoria de la perforación de estos pozos muchos beneficios se experimentaron. Algunos de ellos han sido objeto de trabajos anteriores tanto de BP y otros operadores (Wolter et al, 2007; Olberg et al 2008, Ali et al, 2008; Wolfe et al, 2009; Allen et al, 2009; Hatch et al, 2011; Veeningen et al, 2012). Algunas de estas ventajas son bastante obvias y fueron anticipadas. Otros beneficios son más sutiles, pero potencialmente de igual o mayor valor. Algunos de los beneficios son inherentes a la propia tubería con cable, pero muchos de ellos son específicos (MWD / LWD). Estos beneficios pueden variar de un proveedor a otro. Diferentes proveedores de herramientas LWD se configuran de manera diferente y se comunican de diferentes maneras a la red de tuberías por cable. Se debe tener cuidado al elegir el proveedor de LWD para comprender plenamente la situación / capacidad de su interfaz de herramientas con el tubo de cable.

En este capítulo se tratará de ofrecer una visión general de las aplicaciones clave que se experimentó en los pozos sometidos.

5.1. INTELLIPIPE APLICACIONES HABILITADAS

5.1.1. Imágenes en tiempo real

Hay una serie de diferentes herramientas de imágenes LWD disponibles comercialmente hoy en día. Hay dos tipos de herramientas que se han ejecutado con la tecnología de tubería con cable en BP, las cuales son⁴⁴:

- La herramienta de imagen de densidad azimutal LWD (por ejemplo BHI, el AM LithoTrak y ADN o Ecoscope de Schlumberger,
- LWD imágenes de resistividad como BHI, el AM startrak

⁴⁴ A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013.

Las herramientas azimutales de densidad⁴⁵ no están diseñados primeramente para la formación de imágenes, sino más bien para hacer una medición de la densidad (y, principalmente, para este propósito se ejecutan casi de forma rutinaria en la mayoría de secciones del yacimiento y, a menudo en una sección o dos por encima del depósito de alto valor - típicamente en alta mar -). Sin embargo, el hecho de que la herramienta gira, permite mediciones de la densidad (también PE⁴⁶ y ultra-sónico caliper⁴⁷) al ser agrupada en 16 sectores alrededor de la circunferencia del agujero para hacer una, “densidad de imagen”. Dependiendo del ROP (y la herramienta a configurar) una medición de la densidad azimutal se hará cada pocos centímetros. Así se crea una imagen (aunque bastante baja en resolución en comparación con herramientas diseñadas específicamente para la imagen). Aunque estas imágenes no son particularmente útiles para la interpretación geológica detallada, resulta que (debido al típico contraste de densidad entre el lodo y roca) son útiles para medir las variaciones de tamaño del agujero y por lo tanto para la detección de la estabilidad del pozo o problemas de geometría. Esta aplicación se discute en más detalle a continuación. Mejor calidad de la densidad (y rayos gamma) de imagen también han sido de gran valor en los pozos de Trinidad para la identificación de fallas. Un ejemplo, la identificación de una falla a partir de la imagen de la tubería cableada en tiempo real, permitió al equipo de subsuelo actualizar la interpretación geológica "sobre la marcha" y ajustar la trayectoria planeada, en consecuencia para asegurarse de dar en el target, en el lugar óptimo.

Las herramientas de LWD de imágenes de resistividad se limitan a aplicaciones de lodo a base de agua y se realizan con menos frecuencia que las herramientas LWD density⁴⁸. Sin embargo, cuando se ejecutan pueden proporcionar un punto

⁴⁵ Puede ser configuradas para proporcionar en tiempo real de neutrones porosidad aparente, densidad aparente y la formación de datos del factor de fotoeléctricas para caracterizar la porosidad de la formación durante la perforación y la litología.

⁴⁶ El índice fotoeléctrico (Pe) es una medida complementaria de la última generación de herramientas de registro de densidad, y registra la absorción de los rayos gamma de baja energía por la formación.

⁴⁷ Es un registro que proporciona una medición continua de la forma y tamaño de un pozo de sondeo a lo largo de su profundidad.

⁴⁸ También llamada herramienta de densidad azimutal

de vista muy detallado de la pared del pozo que puede utilizarse para la evaluación geológica y geomecánica.

5.1.1.1. Imágenes de aplicación 1: Estabilidad del pozo, Gestión de la Calidad del agujero utilizando imágenes LWD en tiempo real.

El potencial de ser capaz de ver directamente el tamaño y la forma del agujero, sabiendo que se perfora durante mucho tiempo ha sido reconocido como una aplicación muy potente. Mantener una buena calidad del agujero, no sólo evita la posibilidad de eventos tales como lucha contra los problemas de limpieza de este, la realización de viajes de limpiezas, etc, sino que también proporciona la base para la construcción de un seguro y confiable pozo (conseguir un casing diseñado a la profundidad, lo que permite un buen trabajo en la calidad del cemento, y el aislamiento de la zona mejora las probabilidades de vida de fiabilidad del pozo).

El uso de imágenes de densidad azimutal para la detección y el diagnóstico de los problemas de inestabilidad del pozo ha sido el desarrollo de la industria en los últimos 10 años más o menos⁴⁹. Sin embargo, también se ha reconocido que la mayor parte de este trabajo se ha hecho a partir de los datos obtenidos de la memoria de la herramienta de la que se descarga cuando el BHA está en la superficie. La mayoría de las mediciones realizadas por las herramientas LWD density típicamente no han sido transmitidos a la superficie durante la perforación. Esto es debido a las restricciones de ancho de banda de telemetría de pulso de lodo, principalmente. Típicamente el ancho de banda disponible para la telemetría de pulso de lodo, se realiza enviando información sin imagen a superficie, o a partir de una imagen de resolución baja. Tales imágenes generalmente no son adecuadas para la interpretación de los problemas de estabilidad del pozo. La tubería cableada por otro lado permite que todos los datos de fondo de agujero (normalmente grabados en la memoria) se escriban en la red y se envíen a superficie en tiempo real. Esto significa que no sólo la imagen obtenida del density

⁴⁹Edwards et al, 2003, Greenwood et al, 2006; Willson et al 2007.

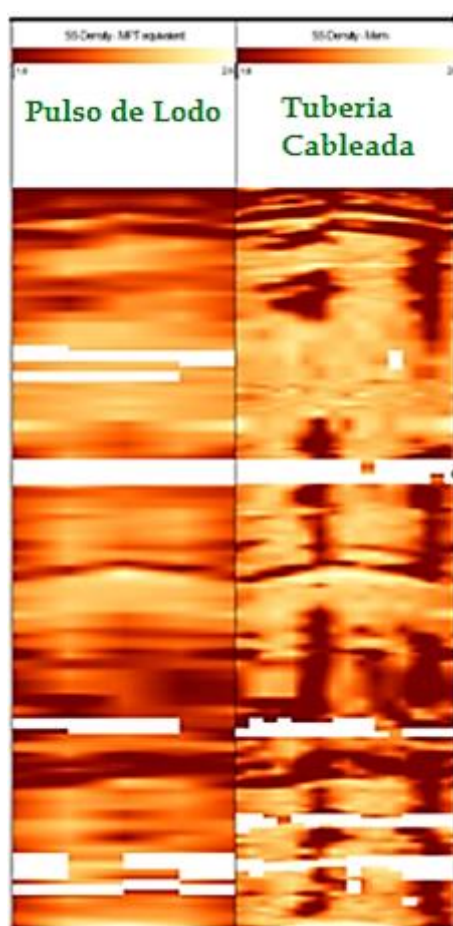
se enviará a la superficie, sino también la imagen PE y del ultra-sónico caliper (ver ejemplo abajo). Además, cada vez que la herramienta pasa un intervalo y está girando (con la herramienta sobre) una imagen se hace. Por lo tanto, varias imágenes se pueden hacer ya que pasan repetidas de una parte del agujero, lo que resulta ser fundamental para la comprensión de muchos casos de inestabilidad del pozo.

La Figura 53 muestra una comparación de la imagen de pulso de lodo con una imagen de tubería cableada de uno de los pozos de prueba del campo Wamsutter. La ruptura del pozo se ve claramente en la imagen de la tubería cableada, y esta se oculta en la imagen de pulso de lodo debido a que los valores de densidad se promedian entre los sectores más grandes. Cabe señalar que, aunque la imagen de pulso de lodo es típicamente de calidad "normal" recibida en superficie (si una imagen es cargada en absoluto) es posible configurar los marcos de pulsos de lodo para enviar una imagen de mayor calidad, pero que probablemente significaría que otros datos que normalmente se pulsan tendrían que ser disminuidos.

En Trinidad, los campos se desarrollan a menudo con múltiples pozos de alto ángulo, perforados desde una única plataforma marina fija. Están a menudo en exceso de 60 grados de desviación y pueden encontrarse con arena alterna múltiple y formaciones de esquisto, múltiples bloques de fallas y variaciones complejas en la presión de poro y otras propiedades geomecánicas. Tal complejidad significa que es muy difícil de predecir con precisión el peso del lodo necesario para la estabilidad del pozo en la fase de pre-perforación. Como resultado, históricamente, no ha sido raro que las secciones de pozo se pierdan debido a la inestabilidad excesiva, atascamiento de la tubería o la imposibilidad de ejecutar el casing al TD (Top Drive). Además de representar un reto Trinidad, son los requisitos para la construcción de grandes pozos de gas con diámetros de casing de 10 3/4" (parte superior) y reservorios entre 15.000 - 19.000 pies MD

(10000 - 13000 pies TVDSS⁵⁰). Estos tamaños de agujeros y las altas inclinaciones hacen que el transporte de material sea realmente difícil. La incapacidad para el transporte de recortes a la superficie hace que las imágenes LWD sean aún más valiosas.

Figura 53. Comparación entre la calidad de la imagen de la memoria del density y una imagen de pulso de lodo de uno de los pozos de ensayo Wamsutter. La calidad de la imagen de la memoria (por cable tubería) es un 16 sector, 2 puntos por pies de imagen que pueden ser adquiridos y transmitidos al ROP de hasta 320 pies / hr. La imagen de pulso de lodo es un 4 sector, 1 punto por cada pie de imagen y limitaría el ROP a 60ft/hr para el cuadro de pulso de lodo que se obtuvo al ser usado en este pozo.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

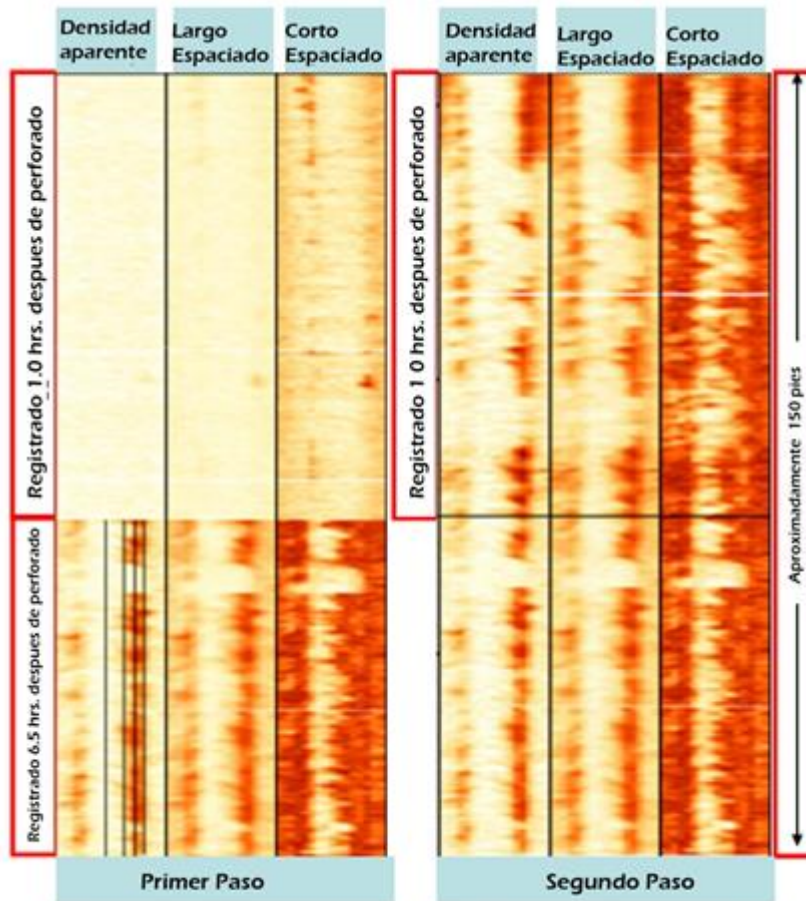
⁵⁰ True Vertical Depth Subsea, medida vertical de profundidad del pozo tomando como referencia el nivel medio de la superficie del mar

El uso de múltiples en tiempo real, memoria de imágenes LWD de calidad y su repetición en lapsos de tiempo, ha mejorado de manera significativa la capacidad para la detección temprana de inestabilidades del pozo, lo cual permite la acción remedial adecuada en tiempos tempranos como para evitar la pérdida de la sección de agujero. Esto se ha convertido en un enfoque estándar para la perforación de este tipo de pozo por BP en Trinidad.

La figura 54 muestra algunos ejemplos acerca de la calidad de las imágenes obtenidas de la memoria de una sección de 150 pies MD en un pozo de Trinidad, de alto ángulo. Estos son representativos de las imágenes transmitidas en alta definición y en tiempo real a través de la tubería cableada. Este ejemplo particular es de un intervalo en el cual, la tubería cableada no estaba disponible, y se elige porque muestra el grado de inestabilidad que se estaba produciendo a menudo mientras se “perfora a ciegas”, es decir sin el beneficio de las imágenes en tiempo real.

Las áreas oscuras en las imágenes del density son partes de la pared del pozo que han fracasado y se procede a retirar la roca para que la herramienta lea el “lower density mud” (densidad más baja del lodo). Se puede ver en la imagen obtenida durante la perforación (la herramienta de registro pasa por la formación aproximadamente 1 h después de la broca) en la primera imagen se observa que el agujero se encuentra en buen estado. Se logra percibir de manera ligera, la aparición de la inestabilidad en la imagen de corto espaciado (la imagen de densidad a partir de los sensores de corto espaciado, presenta mayor sensibilidad a la forma del agujero). Hubo una pausa en la perforación a la mitad de este intervalo. Cuando se reanudó la perforación, en la mitad inferior del intervalo se muestra en la imagen, que ya había sido perforado, pero debido a que el sensor de densidad se encontraba 75 pies detrás de la broca, aún no había sido fotografiada. Se puede observar que este intervalo de agujero, después de haber sido dejada abierta por 6.5hrs, había sufrido una cantidad considerable de inestabilidad.

Figura 54. El inicio de la inestabilidad vista en calidad memoria, repeticiones de la transmisión de imágenes de densidad azimuthal del agujero de alto ángulo en Trinidad. Esta sección de pozo se perdió posteriormente debido a la inestabilidad excesiva.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

Todo el intervalo fue re-iniciado mientras se realizaba lavado de fondo después de un corto viaje. La imagen del segundo viaje, ahora muestra que el intervalo superior, que estaba en buen estado una hora después de la perforación se ha convertido en inestable. Durante este viaje de lavado se comenzó a mostrar signos de inestabilidad en la superficie, tales como derrumbes y estrechamiento del agujero.

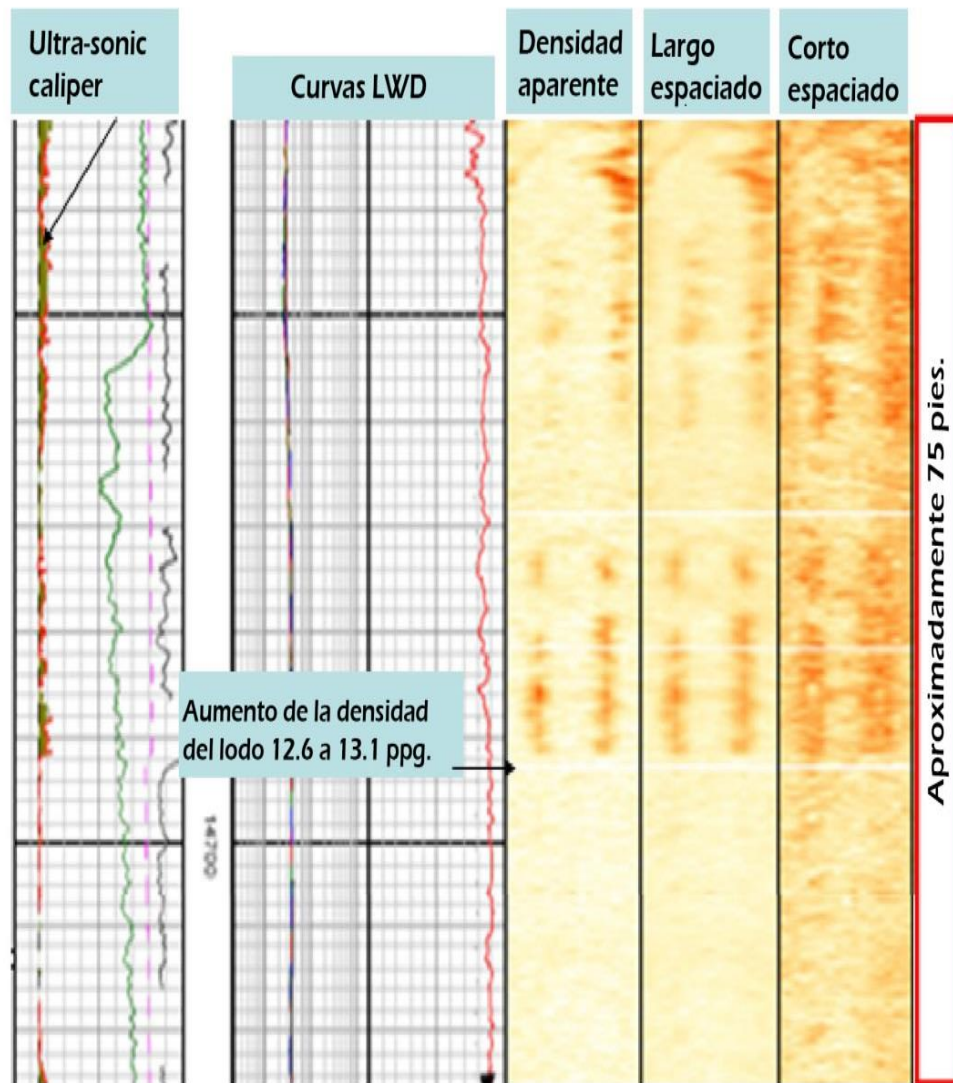
La sección del hueco que se muestra en la Figura 54 se perdió como resultado de la inestabilidad, por lo que tenía que ser re-perforado. La re-perforación tiene el beneficio del uso de la tecnología de tubería cableada, teniendo a disposición imágenes en tiempo real. Aunque la re-perforación utiliza un peso mayor de lodo, la inestabilidad es compleja (si la imagen se examina de cerca se puede ver que la falla es visible en los siguientes planos de estratificación y es el resultado de una relación con los esfuerzos anisotrópicos⁵¹), impidiendo una predicción precisa. Por lo tanto, las imágenes fueron monitoreadas para detectar signos de inestabilidad de manera que el peso del lodo podría ajustarse en consecuencia. Grandes cantidades de arena se exponían en el intervalo que plantea un riesgo de pérdidas y pega diferencial, si el peso del lodo (MW) se eleva demasiado alto, por lo tanto, se trataba de un acto de equilibrio “fino y/o delicado” que sería difícil sin la tubería cableada.

La Figure 55 es de un intervalo equivalente a la figura 54. Estas imágenes fueron objeto de seguimiento en tiempo real, debido a la re-perforación del pozo. El inicio de la inestabilidad se puede ver claramente en las imágenes y datos de ultrasonidos del caliper en la parte superior, 50 pies del agujero. Aunque esta magnitud de inestabilidad no es particularmente problemático en sí mismo, la experiencia de anteriores puntos de las secciones muestra sólo la aparición de la inestabilidad y que se requiere el mantenimiento de la ruptura en cero para suprimir el fallo relacionado con el estrato. Al observar la inestabilidad en esta imagen, aunque aún no se había detectado ningún otro signo de la superficie de la inestabilidad, el equipo fue capaz de ser pro-activo en el aumento de la densidad del lodo 12,6-13,1 PPG. El efecto del crecimiento del MW en la estabilidad del pozo podría ser medido poco después mediante el examen de las imágenes posteriores (la parte inferior de la Figura 55). Se observó que 13.1 PPG fue suficiente para evitar una mayor inestabilidad. El agujero fue perforado y el casing funciono al TD sin incidentes.

⁵¹ Es la propiedad de ser dependiente direccionalmente.

La evaluación de la limpieza del pozo mediante la medición de presión distribuida en la tubería cableada (que se describe más adelante) es también una parte fundamental de la perforación de estas secciones del pozo de alto ángulo.

Figura 55. Imagen de densidad azimuthal LWD en tiempo real a partir de la re-perforación de una sección de orificio equivalente a la que se muestra en la Figura 55. El efecto de la densidad del lodo en la estabilidad del pozo se puede evaluar en tiempo real. El peso del lodo en esta sección de pozo se ajustó de 12,6 PPG a 13,1 PPG (sobre la base de esta imagen) para alcanzar el nivel deseado de estabilidad. Mientras que se perdió la sección de agujero en la Figura 54, esta sección de pozo fue perforado sin problema.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

5.1.1.2. Aplicación de imagen 2. Interpretaciones geológicas y geotécnicas detalladas en tiempo real de imágenes de resistividad de alta resolución.

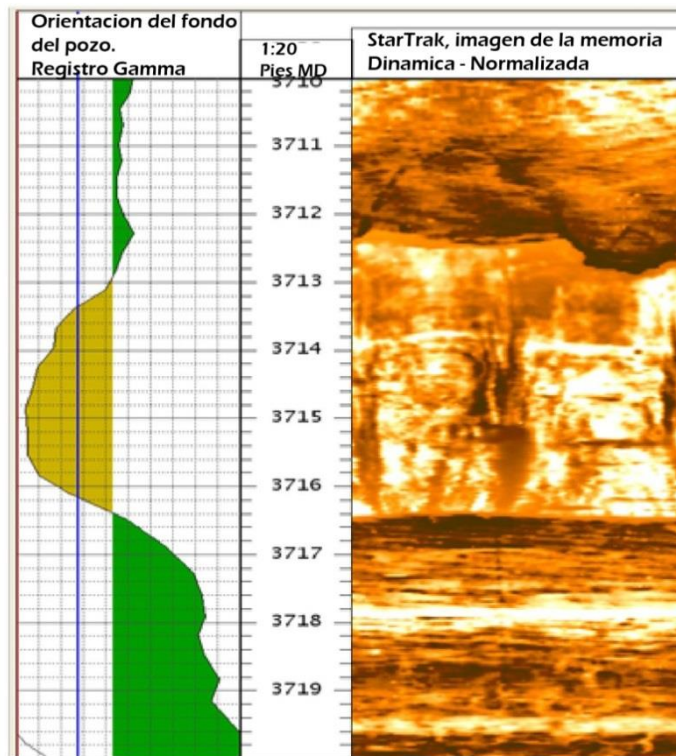
Las imágenes de alta resolución de resistividad se limitan a lodo a base agua y a unos tamaños de orificios (9 1/2 "o más pequeño) y no se ejecutan comúnmente en LWD. Sin embargo, como los lodos a base agua mejoran, el valor que proporciona la imagen de alta resolución puede, en algunos casos, superar a las otras consideraciones en el proceso de selección de lodo. La habilidad de ser capaz de ver estas imágenes en tiempo real durante la perforación podría tener implicaciones importantes para la colocación y precisión en ambientes geológicos complejos (es decir, teniendo Geonavegación a un nivel superior). Herramienta Startrak de BHI⁵² se ha ejecutado en tubería de cable en uno de los campos de pozos de prueba en Wamsutter⁵³. Los ejemplos de muy alta calidad y resolución de la imagen se muestran abajo. Startrak de BHI es ahora capaz de enviar 120 imágenes del sector, en tiempo real. Las imágenes que se muestran a continuación fueron adquiridos durante la perforación con un ROP de más 200 ft/hr.

En la Figura 56 se visualizan imágenes concernientes a una falla, aproximadamente 3712 pies, con un pequeño desfase entre la parte inferior de la arena y por encima del shale. Dentro de la arena, algunas características muy interesantes acerca de la geomecánica se pueden ver. Los rasgos oscuros sub-verticales que se producen aproximadamente en el centro de la imagen y otra vez (180 grados de distancia) en ambos bordes de la imagen, son de alto ángulo.

⁵² Herramienta que ofrece imágenes de alta resolución de la resistividad, desarrollada por Baker Hughes Incorporated.

⁵³ Wolfe et al, 2009.

Figura 56. Sector 120 startrak Imagen Del campo Wamsutter del pozo Trail, adquirido con un ROP de más 200ft/hr. Tenga en cuenta la escala. Características de sólo unas pocas pulgadas (estratos, fallas y alto ángulo cizalla de fracturación) son claramente visibles.

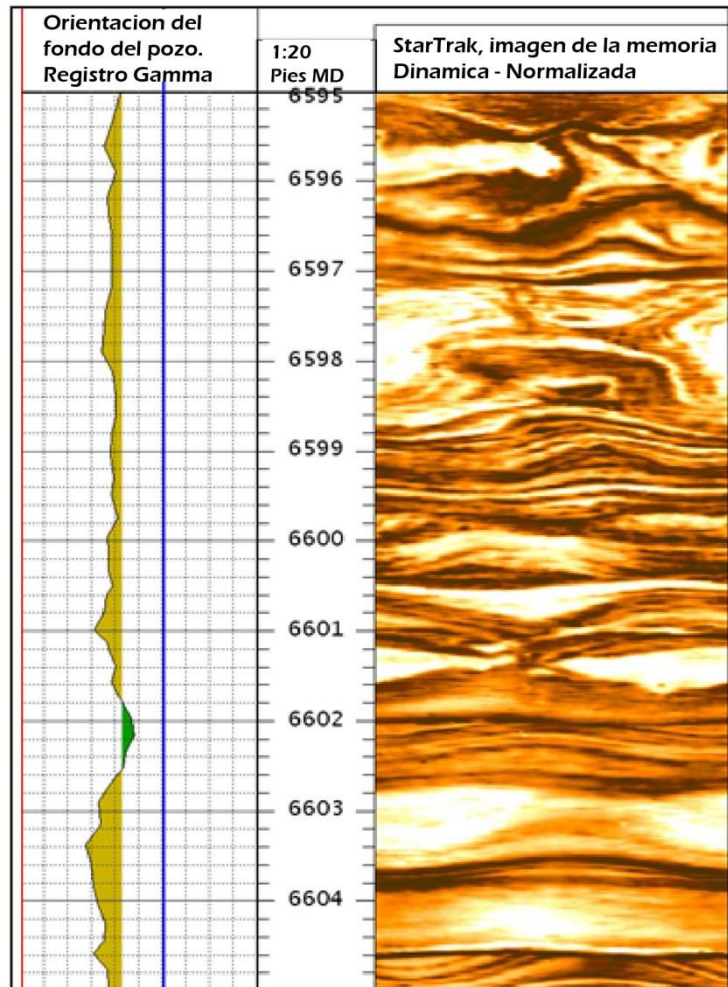


Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor

Estos no son los breakouts (brotes), aunque a primera vista, o en una imagen de menor resolución podrían ser confundidos con tal. En este tipo de fractura se produce cizallamiento (para un pozo vertical como este).

La imagen de la figura 57 muestra las características sedimentológicas disponible en un núcleo. Deformación de sedimentos blandos (6596 - 6599 pies) y estratificación cruzada (por ejemplo, 6605 pies) son claramente visibles en la arenisca, que ofrece la posibilidad de tomar en tiempo real decisiones en la geonavegación a un nuevo nivel.

Figura 57. Imagen startrak sector 120 adquirida durante la perforación a más de 200ft/hr en el pozo Wamsutter. Los estratos y la deformación de sedimentos blandos están muy bien reflejados



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor

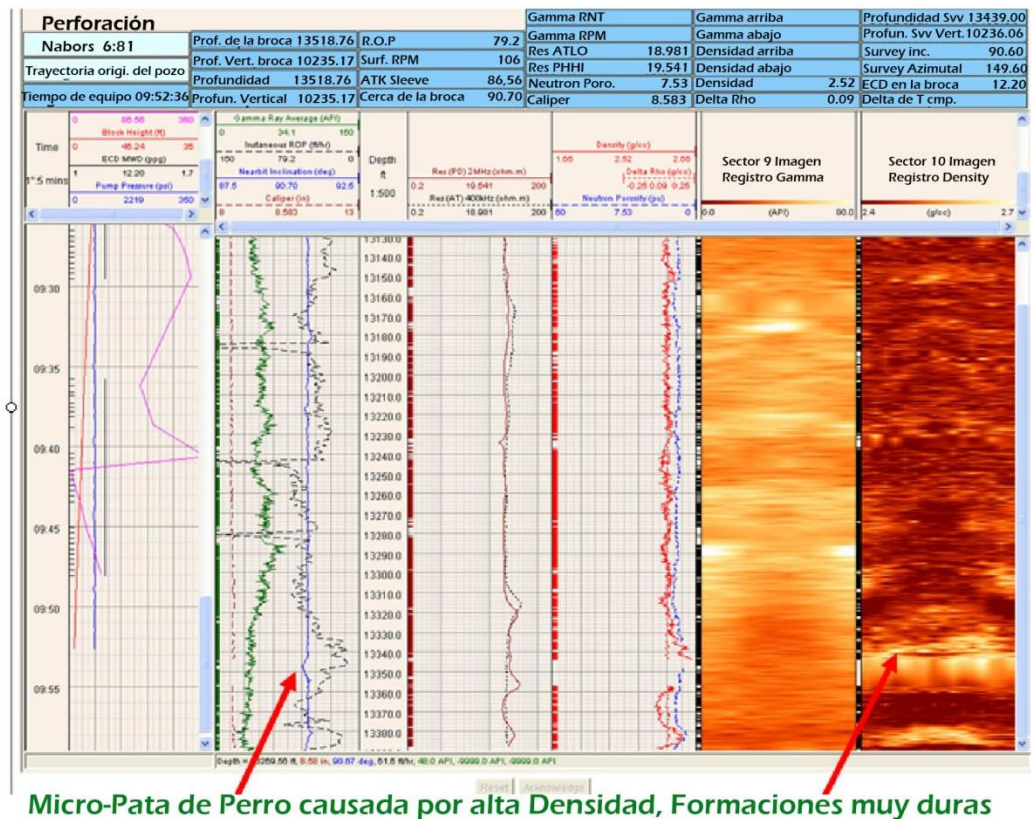
5.1.1.3. Aplicación de imagen 3. Entender las tendencias BHA y dinámicas.

Una de las aplicaciones menos obvias de la calidad de memoria, se encontró en una imagen en tiempo real, en una sección horizontal en uno de los pozos Wamsutter. Este es de formación consolidada (dura), los ROP son bajos (orden de

10ft/hr) y mucho esfuerzo se pone en tratar de entender la mecánica de perforación y la dinámica a fin de optimizar el rendimiento de la perforación.

Sin embargo, una pieza clave de la información que está normalmente ausente durante la perforación es la geometría detallada del agujero y su relación con la geología. Un ejemplo sencillo se muestra en la "captura de pantalla" desde el panel de optimización de la perforación (Figura 58).

Figura 58. Captura de pantalla de la vista de la optimización de pozo de perforación. Una combinación de cable tubería habilitado en la memoria de calidad de imagen y registro de datos de la dinámica de fondo de pozo de perforación de alta frecuencia, permitió a la encontrar la causa de los problemas de dinámica de perforación (ROP bajo y stick-slip) para ser entendidas. Este ejemplo es de la sección horizontal de uno de los pozos Wamsutter.



Micro-Pata de Perro causada por alta Densidad, Formaciones muy duras

Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor

Esto demuestra la capacidad para ver de lado a lado el fondo del pozo, midiendo parámetros de perforación mecánicos junto con una vista geológica detallada, proporcionada por la imagen de la calidad de la memoria. En este ejemplo, aproximadamente a 13.340 pies, hay una densidad de cadenas de cuarcita muy alta, que se puede ver en la imagen del density (track 6) y en la curva del bulk density (track 4). Su efecto en la mecánica de perforación se puede ver (track 2), tanto en la ROP que desciende de forma significativa, pero es más interesante la inclinación obtenida por la broca. Como la broca golpea estas cadenas en este agujero horizontal, el BHA es desviado causando una excursión temporal en la inclinación y la creación de una micro-patada de perro (que es "torcedura" en el pozo). En una inspección más cercana, se encontró que estas micro-patas de perro fueron la fuente de aumento de los eventos stick-slip, no tanto mientras se estaba perforando con la broca, pero si, cuando los estabilizadores de calibres cercanos al BHA, fueron a pasar a través de ellos. De hecho, la herramienta density en sí, tiene un estabilizador de calibre cerca de la cual hubo "colgamiento" en esta etapa de micro-patada de perro, lo cual, se puede apreciar en la imagen. Los datos inmediatamente por debajo de la cadena faltan (aparece como una mancha en la imagen).

5.2. A LO LARGO DE LOS SENSORES DE CADENA

Tubería con conexión de cable requiere de amplificadores de señal, que se colocan en la columna de perforación cada 1500 pies o menos. Esto proporciona una oportunidad para hacer las mediciones. Se realizó la primera medición de la presión en tiempo real de la industria en el campo Wamsutter en 2007. En 2008/2009, cuando la tubería de cable se implementó en las regiones, cada secuencia se suele equipar con seis mediciones de la presión a lo largo de estas.

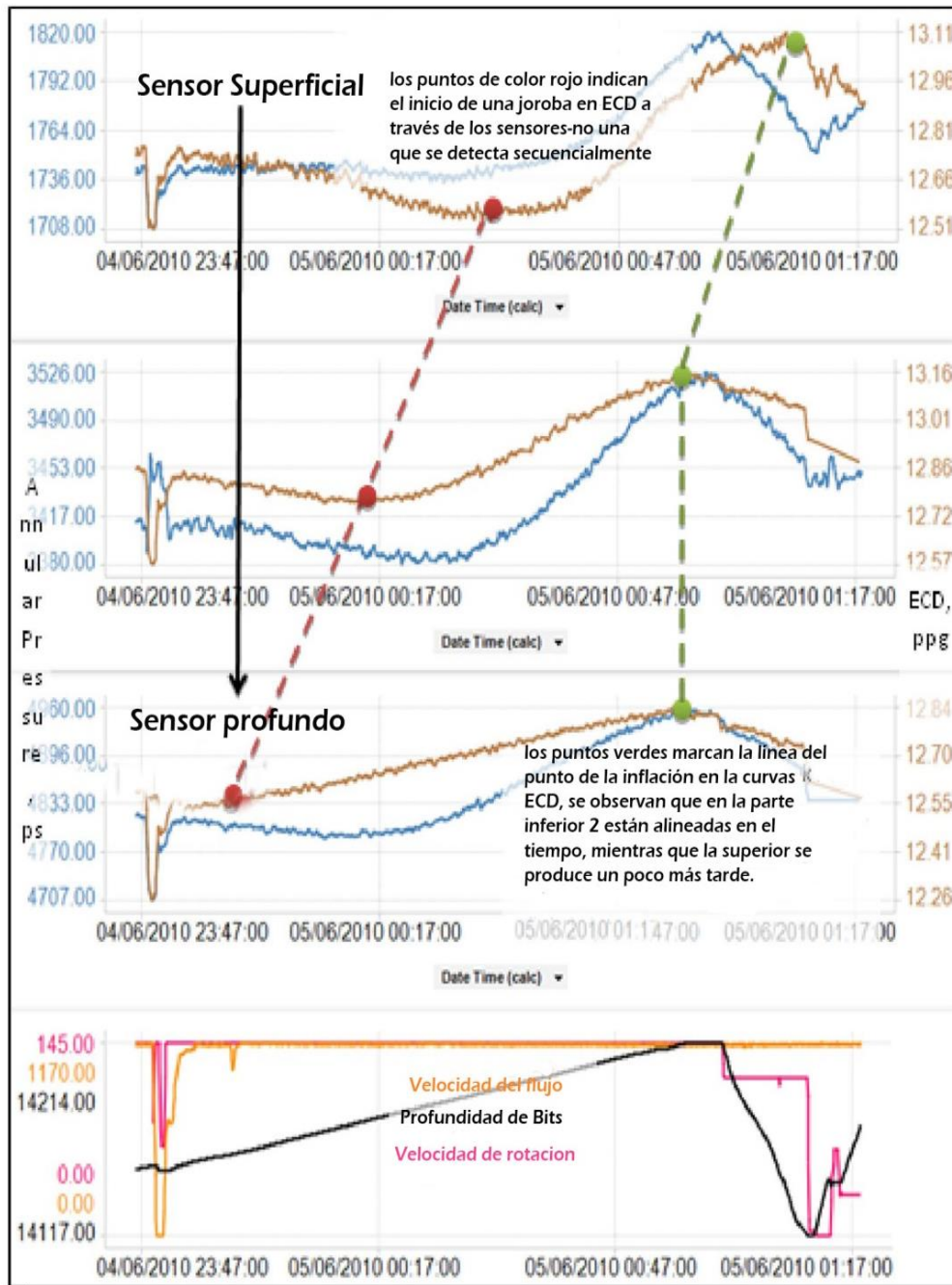
5.2.1. Limpieza del pozo y el transporte de sólidos

Los cambios en los datos de presión en los anulares son un punto clave para las cargas de sólidos en los anulares del pozo. En la perforación convencional las operaciones de estos datos sólo se graban en un solo lugar, en el BHA en la parte

inferior de la sarta de perforación. La implementación de las mediciones de presión en el anular a lo largo de la sarta de perforación permite realizar mediciones en todo el espacio anular del pozo, proporcionando información mucho más detallada sobre el transporte de sólidos en todo el pozo. Mediante la prueba de presión, con las respuestas de los sensores individuales, es posible determinar el lugar donde los sólidos del pozo se están acumulando y si o no el material recogido de fondo de pozo se transporta de nuevo a la superficie. La figura 59 muestra los datos medidos de 3 de los sensores en el pozo durante la perforación de una sección del pozo de diámetro de $12 \frac{1}{4}$ "x $13 \frac{3}{4}$ " en Trinidad.

Estos datos muestran claramente en los sensores la detección de una onda de presión que se desplaza por cada uno de estos. Mediante el cálculo del tiempo transcurrido entre la detección de un sensor y otro, es posible llegar a un valor exacto para la relación de transporte (la velocidad de los sólidos transportados dividido por la velocidad del sistema de lodo) para cada intervalo en el pozo, en este caso, es cerca de 1. Tenga en cuenta que el ECD empieza a descender exactamente al mismo tiempo, y la velocidad a través de todos los sensores hacia el final, excepto para el sensor de menos profundidad. En este ejemplo, un "paquete" de sólidos ha viajado hasta el anular y empezó a salir del pozo a la superficie. La razón por la que el sensor de menos profundidad muestra el inicio de la disminución de la ECD más tarde que los sensores más profundas es que, mientras que el paquete de sólidos es enteramente situado por encima de los sensores más profundas, aún algo del material sólido tiene que pasar por el sensor superficial y por lo que, el ECD continúa antes de empezar a disminuir aproximadamente 15 minutos más tarde, esto puede ser verificado mirando los tiempos en los que cada sensor muestra el punto de inflexión del ECD, junto con la relación de transporte calculado para cada intervalo

Figura 59. Presión y cartas de ECD⁵⁴, muestran el movimiento de un volumen discreto de material sólido a través de la cara del pozo.



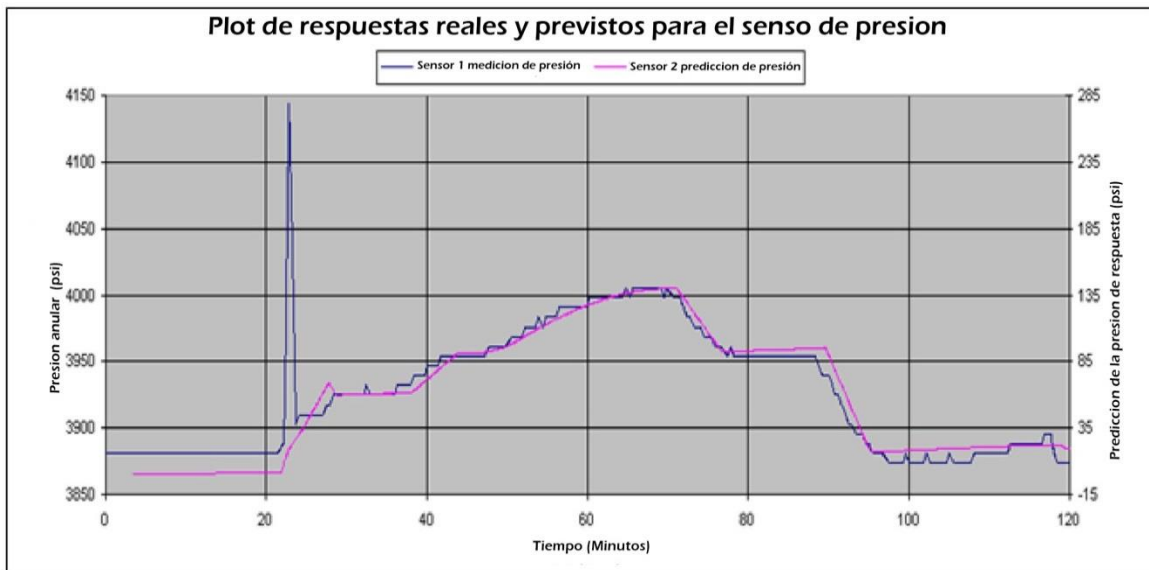
Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificado por el autor.

⁵⁴ La densidad de circulación equivalente (ECD) se define como el aumento de la densidad debido a la fricción y normalmente se expresa en libras por galón. La densidad de circulación equivalente se define como la densidad del fluido aparente que resulta de la adición de fricción anular a la densidad real del fluido en el pozo.

5.2.2. Análisis de alta densidad de barrido

Barridos de alta densidad se utilizan comúnmente para ayudar a mejorar el transporte de sólidos mediante el aumento de las fuerzas de bouyancy⁵⁵ de recortes y ayudar a volver a suspenderlas. Múltiples mediciones de presión son tomadas a lo largo de la sarta de perforación, combinado con un sencillo cálculo de la variación de presión esperada, es decir, como el barrido se mueve a través del pozo, permite un análisis más detallado de la eficacia de estos. La figura 60 muestra un ejemplo de una curva de presión anular registrada durante la circulación de un barrido de alta densidad.

Figura 60. Ejemplo de respuesta de la presión de barrido de alta densidad con la presión calculada, ilustrando un buen partido y por lo tanto un pozo limpio



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

También muestra la predicción calculada de la respuesta de la presión anular del barrido. Se puede observar que las dos curvas son casi una coincidencia exacta,

⁵⁵ Cuando un objeto pesa menos que el peso del volumen total de líquido que podría desplazar, sólo se sumerge una parte de él, hasta que la fuerza de bouyancy iguale su peso, y entonces flota parcialmente sumergido.

lo que indica que el único cambio de presión de fondo de pozo se puede esperar solo por la circulación del fluido de alto peso. Esto indica la posibilidad de que el barrido, no es recoger cualquier material, ya sea porque el método es ineficaz para mejorar el transporte de sólidos o porque hay muy poco material sólido en el espacio anular para recoger. Mediante la combinación de esta metodología con múltiples sensores es posible medir la variación en las respuestas de la presión medida para el barrido que pasa a lo largo de todo el pozo. En los pozos se exhiben transporte de sólidos pobres, por lo que no era raro ver un ajuste muy pobre entre las curvas medidas y calculadas en profundidad y un muy buen ajuste de los datos registrados más cerca de la superficie indicando que el material se está movilizándolo del fondo del pozo, pero no se está llevando a la superficie.

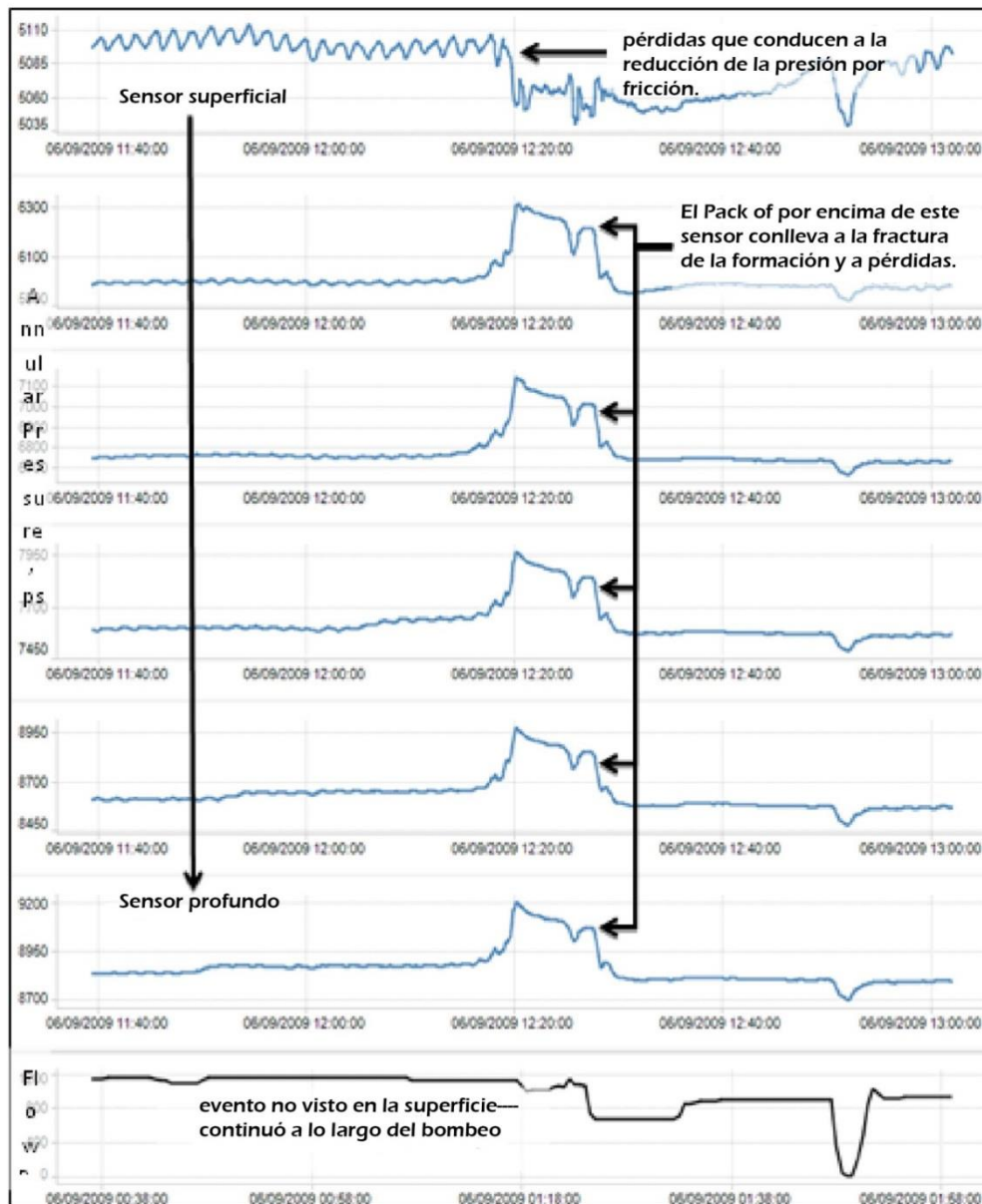
5.2.3. Ubicación de los eventos de fondo de pozo (downhole)

La implementación de múltiples sensores de cualquier tipo a lo largo de la sarta de perforación permite una precisión mucho mayor en la determinación de la ubicación de eventos de fondo de pozo. En el caso de los datos de presión anulares simplemente mirando qué sensores están mostrando evidencia de un evento determinado, tal como el lugar de un paquete, la ubicación del evento de fondo de pozo puede ser determinada.

La Figura 61 presenta los datos de presión anular registrados durante un paquete de evento en un pozo del golfo de México. En este caso particular, hay 6 sensores de presión anulares espaciados a lo largo de la sarta de perforación desde justo debajo de la BHA a aproximadamente 8000ft del MD, por debajo de la mesa giratoria. Un paquete se puede ver que se produce aproximadamente a las 12:20 el 6 de septiembre. El punto clave aquí es que se ve en sólo 5 de 6 de los sensores de presión. El sensor superficial en realidad muestra una caída en la presión registrada, debido a que el paquete se produce por la reducción en la tasa de flujo por delante de este sensor, ocasionado por los flujos de lodo en la formación fracturada. Un punto clave de interés es que este evento no se produjo en torno a la BHA según se ha sospechado, pero en realidad, fue mucho más arriba en el pozo (varios miles de pies). En realidad este evento ocurrió cerca de la

parte superior del revestimiento anterior. La presencia de múltiples sensores espaciados a lo largo de la cadena de perforación, permiten que esta declaración sea efectuada con la certeza de que no sería posible con el pulso de lodo estándar, el BHA transmite las mediciones de presiones anulares.

Figura 61. Datos de presión y de flujo anular que conduce al primer pack-off.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

5.3. PERFORACIÓN DINÁMICA / MECÁNICA

Herramientas de fondo de pozo, tales como Co -pilot⁵⁶ de BHI, son capaces de medir una gran cantidad de parámetros mecánicos y dinámicos en fondo de pozo. Cuando se ejecuta con la telemetría de pulso de lodo, sólo una cantidad muy pequeña de esta información es enviada a la superficie. Las herramientas que normalmente tratan de procesar las mediciones en el fondo del pozo y, así enviar hasta un " nivel de gravedad ", interpretado por ciertas disfunciones de perforación (por ejemplo stick slip⁵⁷). Con la tubería cableada, los datos normalmente son escritos en la memoria de la herramienta y enviados en tiempo real, proporcionando un conjunto de datos de mayor calidad en la superficie. Las herramientas se pueden configurar para grabar a diferentes frecuencias. La frecuencia habitual usada en el CO-pilot es de 5 [datos/segundos] para la mayoría de las implementaciones de la tubería cableada. Sin embargo, las frecuencias más altas también se probaron con éxito. En algunos viajes se transmitieron de hasta 2 [datos/segundo] a la superficie. La limitación de los datos de muestreo de frecuencia más alta fue en general en la memoria de las herramientas y / o bases de datos de superficie. Estas fueron obviamente diseñadas para pulsos de lodo, pero podría ser fácilmente actualizada. El punto clave es que la telemetría ya no es el cuello de botella en el tratamiento de este tipo de datos.

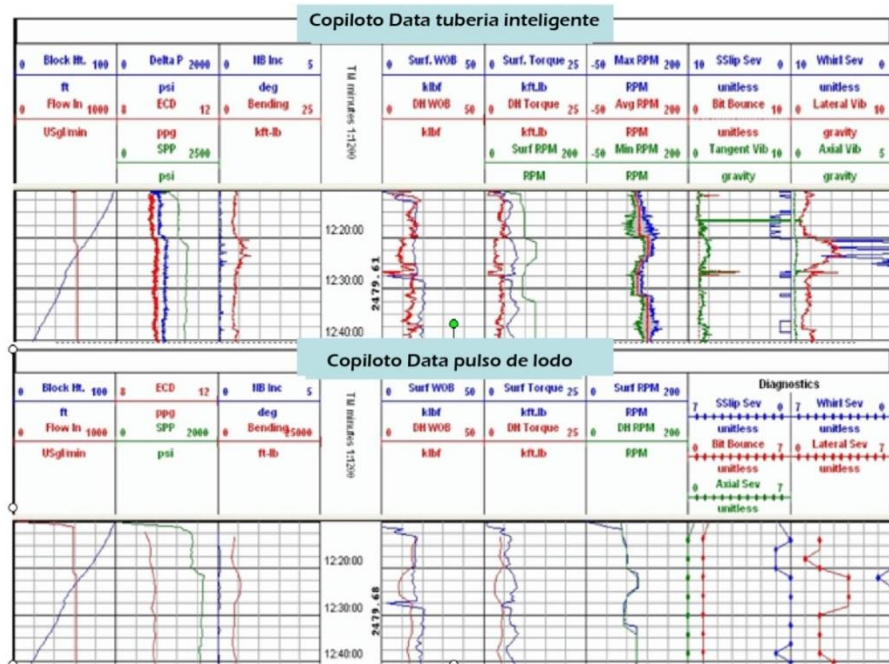
La Figura 62, se muestra una comparación entre la transmisión de datos en el Co-pilot a partir de la tubería cableada y el pulso lodo. Con pulso de lodo, la mayor parte de los parámetros de fondo de pozo sólo se actualizan en la superficie aproximadamente cada 2 minutos. Con tubería cableada, la velocidad de actualización era de cinco segundos. Eventos de fondo de pozo (que por su naturaleza pueden ser dinámicos y tienen duraciones de menos de 2 minutos) son mucho más fácilmente detectado y entendido con los datos de cinco segundos.

⁵⁶ La herramienta de fondo de pozo CoPilot representa la dinámica del sistema de adquisición de datos y el procesamiento de la industria más avanzada y versátil de fondo de pozo de perforación ofrecida por BHI, capaz de probar hasta 14 mediciones de los sensores, tales como: WOB, Torque, ECD, etc.

⁵⁷ Stick-slip puede ser descrito como superficies alternadas que se adhieran entre sí y,deslizandose uno sobre el otro, con un cambio correspondiente en la fuerza de fricción .

Tenga en cuenta que la resolución es mucho más alta con los datos obtenidos por la tubería cableada con parámetros como la ECD (track 2), la inclinación Cerca de la broca y momento de inflexión (track 3), torque sufrido (track 5) y los indicadores de gravedad (track 7 y 8). También tenga en cuenta que algunos parámetros no suelen ser enviados en absoluto con pulso de lodo, por ejemplo max y min RPM ,(track 6) que es muy útil para el diagnóstico de eventos stick slip rotacionales . En este ejemplo, se puede observar que la rotación y los eventos de vibraciones laterales que se produjeron poco después de 12.20 [segundos], se respondieron muy rápidamente por el ajuste de las RPM.

Figura 62. Comparación entre la transmisión de datos del Co-pilot entre la tubería de cable y la telemetría de pulso de lodo. La velocidad de actualización de tubo con cable es de 5 segundos. En este ejemplo, la velocidad de actualización de pulso de lodo es de alrededor de 2 minutos. Tenga en cuenta la resolución mucho más alta en los datos de tuberías con cables en parámetros como la ECD (Track 2), la inclinación Cerca de la broca y momento de flexión (Track 3), torque en el fondo del pozo (Track 5) y los indicadores de gravedad (Track 7 y 8). También tenga en cuenta que algunos parámetros no suelen ser enviados en absoluto con pulso de lodo, por ejemplo, máx. y min RPM en fondo de pozo, (Track 6) que es muy útil para el diagnóstico de eventos stick slip rotacionales. En este ejemplo, se puede observar que torbellinos (whirl) y eventos de vibraciones laterales, se produjeron poco después de 12.20, los cuales, se respondieron muy rápidamente por el ajuste de las RPM



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

Un ejemplo adicional de la utilización de la dinámica de alta frecuencia de datos en fondo de pozo ya se ha presentado anteriormente (Figura 58) y más detalles de los pozos Wamsutter están disponibles en Ali et al, (2008).

Otra implementación de la tubería cableada fue en Trinidad, el cual también tenía problemas de perforación dinámica. En este caso los desafíos fueron productos de una perforación de sedimentos mucho "más suaves" que en Wamsutter, pero aún sigue siendo problemático y perjudicial para las herramientas.

Perforación a través de secuencias alternadas de arena y shale en secciones de un pozo desviado en Trinidad, han creado tradicionalmente una gran cantidad de problemas de durabilidad del BHA. Algunas de las arenas poco consolidadas tienen una tendencia a desmoronarse mientras se perfora, dejando el BHA inclinado sin apoyo y con graves problemas de dinámica de fondo de pozo tales como pega / deslizamiento y giro (whirl). Estos problemas pueden conducir rápidamente a fallos de herramienta sino se corrigen rápidamente. La figura 63 muestra un ejemplo de tubería cableada, transmitiendo datos del Co-pilot de uno de esos eventos en estas secciones de arenas poco consolidadas. El evento comienza a las 5:55 am aproximadamente y se puede apreciar de manera más clara en el fondo del pozo los RPM máx y min (track 3). Una gran divergencia de max y min RPM indica un evento de tipo stick-slip. Poco después, el AutoTrak (rotatorio dirigible) fluctúa a medida que entra a la arena lavada y se esfuerza por mantener la estabilidad. El evento fue rápidamente detectado y los datos muestran que se tomaron medidas para reducir RPM en un par de minutos. Los RPM se reducen aún más, hasta encontrar un RPM de un nivel aceptable de vibración de fondo de pozo.

5.4. APLICACIONES ROTATIVAS DIRECCIONALES.

La red de tuberías de cable normalmente se conecta todo el camino a través de la BHA a la herramienta rotativa direccional. Los distintos proveedores de las diferentes herramientas pueden proporcionar diferentes niveles de conectividad a la red de tuberías de cable. De las herramientas rotativas direccionales utilizadas durante los despliegues aquí presentados, de Schlumberger Power Drive Exceed utilizadas en el Mar del Norte tuvo Conectividad "completa" al igual que el sistema AutoTrak de BHI. Otras herramientas provenientes de la SLB no poseen tanta conectividad como la línea propuesta por Exceed. Hasta la fecha no se ha tenido la oportunidad de probar otras herramientas de otros vendedores. Aunque se esperan beneficios de la mayoría de las herramientas, se debe tener cuidado en la selección, ya que cada herramienta funciona con la red de banda ancha en IntelliServ ligeramente de diferentes maneras.

Hay dos ventajas principales de funcionamiento de una rotativa direccional en la tecnología de tubería cableada:

1. Baja vinculación para el control de la herramienta.
2. Envío de los datos de diagnóstico para mitigar los problemas mecánicos.

5.4.1. Downlinking

Realizar un downlinking (vinculación) a una herramienta rotativa direccional a través de la red de tuberías de cable es efectivamente instantánea (lleva cerca de 4 segundos para enviar el enlace descendente y recibir la confirmación de que el comando se ha accionado). Normalmente se tarda varios minutos con pulso de lodo realizar este proceso. Con la tubería cableada, la vinculación puede ocurrir prácticamente con accionar una tecla. No hay interacción mecánica y no afecta a la presión de la bomba de superficie o necesidad de otros equipos de superficie. De hecho, la velocidad de vinculación y/o enlace a través de la tubería de cableado permite al equipo encargado tomar la decisión de dejar el BHA en la parte inferior, incluso cuando se perfora intervalos críticos.

Por lo menos con AutoTrak del BHI, la tubería de cable dispone de un mayor control sobre la herramienta que al ser manejada con pulso de lodo hacia el proceso de downlinking. En este último, un cierto número de configuraciones preestablecidas están disponibles en la herramienta y el comando es enviado a través de la columna de lodo para seleccionar entre estas configuraciones preestablecidas. Con tubería de cable, el perforador direccional tiene el control "total" sobre la herramienta. Esto significa "perforar a la fuerza", por ejemplo, se puede aumentar o reducir en incrementos más pequeños si es necesario. En al menos una sección de agujero en Trinidad, el ángulo de la perforación a través de secuencias de arena / lutitas, las cuales requieren de esfuerzos continuos, el perforador direccional declaró que no habría sido capaz de realizarlo de manera exitosa sin el control adicional proporcionada por la red de tubería de cable.

La capacidad de realizar el downlinking "ilimitadamente" de manera instantánea, así como el nivel adicional de control sobre la herramienta, tiene numerosos beneficios. La más evidente es simplemente que en algunos casos la trayectoria requerida no puede ser posible, o tomaría mucho más tiempo para alcanzarla. Menos obvio es quizás la posibilidad de mejorar la calidad del agujero. Los cambios en la "perforación a la fuerza" pueden crear la geometría del agujero deseado, y es de gran ayuda para problemas de calidad (especialmente en las formaciones más blandas). Las micro-patadas de perro pueden ser resultado de tener que hacer correcciones importantes en la trayectoria del agujero. La posibilidad de ajustar continuamente la trayectoria en vez de hacer un número menor de grandes correcciones debe conducir a una (reduce probabilidad de patadas de perro), un orificio de calidad más fino, más recto con un menor riesgo de daños a la herramienta relacionada con la geometría y la mejora de las posibilidades de funcionamiento de la caja de TD.

5.4.2. Envío de Diagnóstico rotativo direccional a la superficie.

Los beneficios de tener visibilidad de todos los diagnósticos posibles proporcionados por las herramientas aun estando en fondo, han evitado problemas referentes a viajes de las herramientas en varias ocasiones. Si el

agujero no está respondiendo como se predijo, entender si se trata de un problema de la herramienta o de la formación puede ahorrarle un viaje. Además, si hay daño en la herramienta y funciona parcialmente, comprender la causa y la mitigación de esto puede permitir el proceder de la perforación. Este fue uno de los primeros beneficios reportados por Statoil (con Power Drive) en sus pruebas con tubería cableada (Olberg et al, 2008). Una situación similar se vivió en al menos una ocasión en el Wamsutter pozos (con AutoTrak), durante un largo tiempo en Magnus y en el Mar del Norte (Power Drive Exceed) donde un viaje de retorno habría durado varios días.

5.5. PRUEBA DE PRESIÓN EN LA FORMACIÓN, LWD

En aguas profundas en el Golfo de México (GOM) se hizo empleo de la tubería por cable, TestTrak de BHI ⁵⁸realizo pruebas con tres diferentes BHA (dos tamaños de orificio diferentes) y se realizaron un total de 53 pruebas de presión. En promedio, hubo un ahorro de tiempo de aproximadamente de 10 minutos por cada prueba, en comparación con un pozo similar en el mismo campo cuando se ejecuta con pulso de lodo. Los niveles de agotamiento en la arena eran de aproximadamente 2.000 psi en este pozo, lo que significaba un tiempo muerto y/o inmóvil, mientras se trataban de adaptar las presiones de la formación necesarias para ser minimizado el riesgo de pegadura por presión diferencial. Además de la reducción en ahorro de tiempo y el riesgo de atascamiento, la visibilidad adicional de los datos de fondo de pozo mientras se realizaban pruebas de control de calidad, efectuándose de manera más rápida, en tiempo real, con más precisión y la posibilidad de abortar "malas" pruebas en tiempos tempranos.

5.6. BOMBAS EN ESTADO OFF, DISPONIBILIDAD DE DATOS.

Uno de los beneficios más importantes de la tubería cableada, no es tanto el volumen de datos que puede proporcionar, pero el hecho de que se puede todavía proporcionar datos de fondo de pozo (de herramientas que son alimentadas por

⁵⁸ TesTrak, herramienta que suministra datos de presión durante la perforación, para así los operadores puedan controlar las condiciones de fondo de pozo en tiempo real para mejorar la seguridad y la eficiencia de perforación y las decisiones de ubicación del pozo.

baterías), incluso cuando las bombas están apagadas. Es una importante limitación en la telemetría de pulso de lodo que cuando las bombas están apagadas, se pierde la comunicación con el fondo del pozo. Los siguientes son algunos de los beneficios de bombas-off en cuanto a la disponibilidad de los datos que se han experimentado durante el despliegue de la tubería con cable de BP.

5.6.1. ECD con bajo flujo- Recuperación de un estado Pack-off⁵⁹

Después de la colocación y de la pérdida de circulación en aguas profundas del Golfo de México, se encontró que es muy útil el hacer uso de la tubería con cable y para proporcionar una medición de la presión de fondo de pozo, mientras se intenta recuperar la circulación. Las mediciones de presión estaban disponibles en el BHA (y 6 puntos de la cadena de perforación). Como fueron reacondicionadas las bombas lentamente (demasiado lento para hacer empleo de telemetría por pulso de lodo), era posible medir si el orificio estaba todavía lleno (y si es así, dónde) y por lo tanto manejar la velocidad de flujo en consecuencia para evitar aún más las pérdidas y el agravamiento de la zona de pérdida.

5.6.2. Pruebas Leak-off⁶⁰

Durante una prueba Leak-off, habrá una alta frecuencia en el pozo por lo que es recomendable conocer la magnitud de la presión de fondo de pozo. La presión de fondo de pozo suele ser aún más sensible, con la aparición e iniciación de la fractura durante una prueba Leak-off que la presión en superficie. Por lo tanto, al tener una alta frecuencia en la transmisión de datos de fondo de pozo en tiempo real (2 datos/ segundos), resultó muy útil cuando existe la necesidad de llevar a cabo cuidadosamente la prueba de Leak-off (es decir, es fundamental para realizar la prueba y es crítico solamente para conocer el punto Leak-off, pero no más allá).

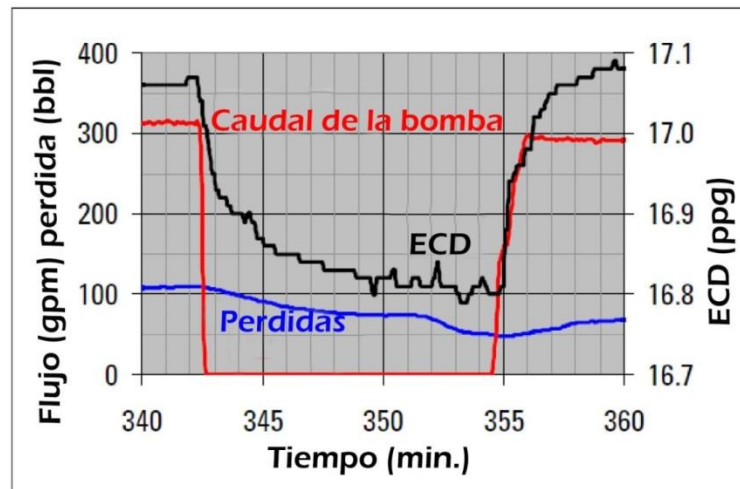
⁵⁹ Cuando el pozo se encuentra en estado pack off, hay una reducción o pérdida repentina de la capacidad de circulación, seguido de altas presiones de bombeo. Si las medidas correctivas del sistema no tiene éxito, puede resultar en una pega de tubería.

⁶⁰ Son procedimientos operacionales de cierre del pozo y bombeo gradual del fluido de perforación hasta que la formación comience a ceder.

5.6.3. La presión en el fondo del pozo a partir de Conexiones

La forma y el carácter de la presión del anular en el fondo del pozo a partir de las conexiones ha sido durante mucho tiempo una herramienta de diagnóstico útil para investigar los fenómenos tales como breathing/ballooning^{61 62} y para diferenciar de manera no tardía una “patada” (Figura 64). Tales mediciones de la presión sin embargo por lo general no están disponibles hasta que los datos en la memoria de la herramienta se descarguen al final de la corrida. Con la tubería cableada, siempre y cuando la red esté conectada (por lo general la unidad se conecta por la parte superior) los datos pueden ser observados con cualquiera de las herramientas de fondo de pozo que pueden funcionar con energía proveniente de baterías. Por lo tanto, la mayoría de las herramientas de PCD (las herramientas de BHI necesitan ser usadas junto con sus baterías sub-inteligentes) proporcionará los datos críticos, simplemente mediante la realización de una "conexión sencilla", aun apagando las bombas.

Figura 64. Ejemplo del ECD en fondo de pozo en una conexión medida durante un evento de pozo de breathing/ballooning. Estos datos están disponibles en tiempo real a través de tuberías por cable, pero no con el pulso de lodo.



⁶¹ Ward y Clarke, 1998; Bratton et al, 2001, Edwards et al, 2002.

⁶² breathing/ballooning, es el término utilizado para describir las pérdidas de lodo reversibles y ganancias durante las operaciones de perforación

Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificado por el autor.

5.6.4. Dinámica de fondo de pozo de datos con bajo caudal

Co-pilot o herramientas similares, cuando se ejecutan con energía provenientes de baterías (sub inteligentes en el caso de BHI) también pueden proporcionar datos a caudales bajos o nulos. Normalmente, cuando se perfora, el flujo está en el lodo y es así como se hace uso de la telemetría de pulso, sin embargo, hay algunas ocasiones en las que esto no es el caso. Los caudales bajos se utilizan a veces para dar inicio a un tapón de cemento para desviar un pozo. Los datos dinámicos de fondo de pozo pueden ser útiles en estas situaciones. Ejecución de otras herramientas en el pozo, por ejemplo, durante las terminaciones o intervenciones, si se realiza en tubería de perforación con herramientas dinámicas en el agujero, puede proporcionar información útil, como el peso de la broca en el fondo del pozo, que permita determinar si las herramientas están correctamente situadas y / o colgados.

5.7. OTROS POSIBLES USOS DE LOS DATOS DE FONDO DE POZO, ESTADO DE LAS BOMBAS: OFF

Aunque no ha habido ninguna oportunidad para poner a prueba las siguientes aplicaciones de adquisición de datos al estar las bombas-off, en cualquiera de las implementaciones de BP de tubo tubería cableada hasta la fecha, vale la pena mencionar algunas áreas en las que se piensa que los datos serían de un valor significativo.

5.7.1. Identificación de una patada y Control de Pozos.

Las patadas a menudo se solucionan con las bombas apagadas (por ejemplo, durante una conexión en la que la presión anular cae por debajo de la presión de poro). Así, al estar las bombas apagadas, datos de presión y temperatura en fondo de pozo pueden ser de mucha utilidad en la detección precoz de una patada. Una vez que se identifica la patada en el pozo, es cerrado, a continuación se realizan los adecuados procedimientos de control de pozos. Estos procedimientos implican

casi siempre fluidos que circulan a velocidades bajas, para hacer circular y eliminar la patada. Por lo tanto típicamente no hay comunicación de fondo de pozo para efectuar mediciones de presión. Con tubería de cable, esta comunicación estaría disponible, y (como se mostró anteriormente) podría ser proporcionada en múltiples puntos a lo largo de la columna de perforación. Se cree que estos datos podrían mejorar significativamente bien los procedimientos de control⁶³.

5.7.2. Identificación de Zona de pérdida

Cuando se producen las pérdidas, las tasas de flujo se reducen típicamente para prevenir pérdidas adicionales, evitando así el uso de la telemetría de pulso de lodo. Sin embargo, cuando se producen pérdidas en una sección extensa al estar el orificio abierto, todavía puede ser a menudo deseable ser capaz de localizar la zona de pérdida.

Hay varias técnicas posibles para hacerlo mediante la medición de fondo de pozo. La zona de pérdida puede ser detectada a partir de cualquiera de los siguientes métodos:

1. Perfil de resistividad del pozo. Es fácil de detectar una zona de pérdida de lodo base aceite, si la zona de pérdida es en una formación mojado. La alta resistividad del lodo se ve claramente y se puede distinguir de invasión normal mediante la comparación de lapso de tiempo o por la profunda lectura de resistividad⁶⁴. Herramientas de resistividad LWD pueden ser alimentadas por baterías y por lo tanto funcionar sin circulación para identificar la zona de pérdida.
2. Registros de imágenes de pozo. Herramientas de imágenes LWD requieren rotación de la herramienta, pero no necesariamente de una circulación, si funciona con baterías. Una fractura inducida podría, si es lo suficientemente grande, ser identificada con una imagen LWD.

⁶³ Veeningen, 2012

⁶⁴ Bratton y otros, 2001; Edwards et al, 2003

3. Perfil de temperatura del pozo. La temperatura del lodo y de la formación no son por lo general la misma, por lo tanto, es probable que se enfríe (o posiblemente caliente) por el fluido de perforación de la zona de pérdida.

5.7.3. Perforación con pérdidas

Si la tasa de pérdidas excede la tasa de circulación de fluido en el pozo, de tal manera que no hay retorno mientras se efectúa el bombeo, la perforación por lo general no puede proceder. No es seguro perforar bajo estas condiciones (a veces referido como la perforación ciega) debido a que la presión hidrostática en el anular no se conoce y que podría caer por debajo de la presión de formación en algún momento, induciendo una patada. En tales circunstancias, los caudales son bajos para limitar las pérdidas, no permitiendo la utilización de la telemetría de pulso de lodo. Con tubería de cable sin embargo, la visibilidad de la presión en el anular en el fondo del pozo tendría el efecto de proporcionar una medida de la altura de la columna de lodo en el anular, de tal manera que podría ser manejada para evitar que se caiga por debajo de la presión de formación. En otras palabras, las pérdidas de perforación utilizando tubería cableada podrían llevarse a cabo de forma más segura, ya que no ejecutaría una “perforación ciega”.

5.8. CUESTIONES OPERATIVAS. MODIFICACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE EQUIPAMIENTO, FIABILIDAD.

Implementar y ejecutar tubería cableada debe ser visto como un proyecto, no como una llamada a servicio. Se trata de un proyecto en el que el operador, IntelliServ, el proveedor de LWD, Rig Contratista y otras partes terceras, cuyos equipos se ven afectados, todos tienen que participar plenamente y alineados. Si bien los beneficios de la tubería cableada están muy bien, el esfuerzo para lograr una implementación exitosa no es insignificante. La curva de aprendizaje es empinada, pero, una vez hayamos ascendido en esta, todo debería ser más sencillo.

5.8.1 Modificaciones del equipo e implementación.

En general, existen algunas modificaciones en los equipos necesarios para implementar tubería cableada. Al menos 6 meses fueron requeridos en estas implementaciones para dar cabida a las modificaciones sin crear excesivos tiempos muertos en la ruta crítica.

5.8.1.1. Modificaciones Top Drive.

Realizar modificaciones sobre el Top Drive, es probable que sea el mayor problema relacionado con el equipo. El Top Drive debe adaptarse al Data Swivel. Este es el componente que toma los datos del extremo superior de la caja más conjunta de la tubería, a través de una conexión giratoria, a un cable que se envía de vuelta al servidor. El Data Swivel (DS) es típicamente de 1 - 2 pies de largo. Idealmente, la pieza giratoria de datos (DS) está instalada en la parte inferior del Top Drive, donde el protector generalmente es situado. En este caso, no hay otros componentes del Top Drive que tienen que estar conectados. Sin embargo, con los Top Drives utilizados en offshore las implementaciones de BP, por regla general, no eran posibles, por lo que muchas más modificaciones tuvieron que hacerse. Cuando el swivel se ha instalado más arriba en el Top Drive, ninguno de los componentes (por ejemplo, Internal Blow-out Preventers - IBOPs⁶⁵) que se sientan debajo de ella (es decir, entre el swivel y la tubería de perforación conjunta) también tienen que estar conectados.

Las principales unidades modificadas para los despliegues de BP se muestran a continuación. El Wamsutter Canrig Top Drive no requiere ninguna modificación ya que no había espacio suficiente para el swivel data en el proceso de almacenamiento⁶⁶.

- Varco PS2 (Trinidad)

⁶⁵ Preventoras de reventones válvula especializada o dispositivo mecánico similar, por lo general instalado de forma redundante en las pilas, que se utiliza para sellar, controlar y para permitir seguimiento de los pozos de petróleo y gas. Preventores de reventones se desarrollaron para hacer frente a las presiones extremas erráticos y all flujo no controlado que emanan de un pozo durante la perforación.

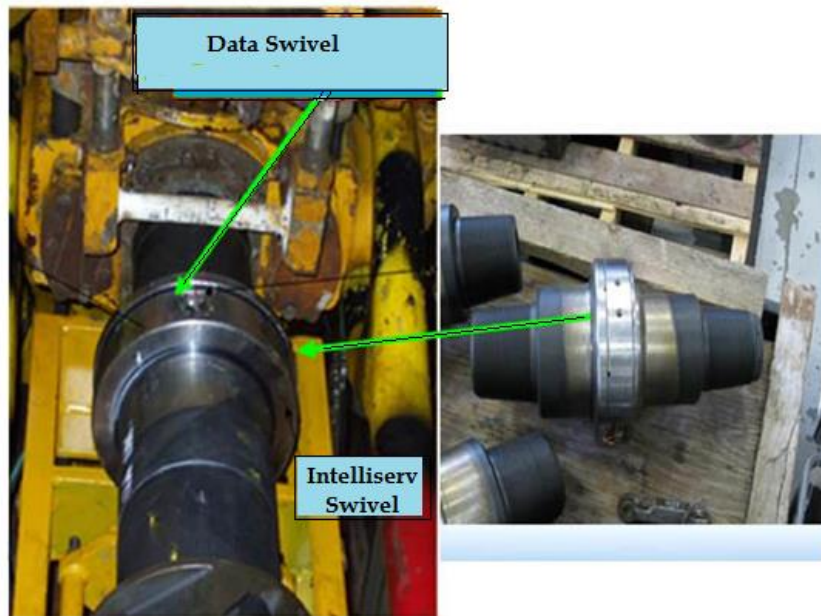
⁶⁶ A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013.

- Varco TDS4 (Colombia)
- Varco TDS4 (Mar del Norte)
- Hydrolift HPS 1000 (DW GOM)

Muchos Top Drives se usan hoy en día en offshore y es un hecho que sean modelos de la NOV (National Oil Varco), que ayuda con la logística y la re-certificación del equipo (aunque como la mayoría de las grandes empresas, los departamentos individuales no siempre son tan integradas como uno podría esperar).

La figura 65 muestra un ejemplo de uno de las mejores Top Drive con la pieza giratoria (swivel) de datos instalado.

Figura 65. A la izquierda, un Top Drive con un swivel ldata instalada por encima del IBOPs. A la derecha, swivel mostrando sus conexiones



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

El cable de datos de la placa giratoria se enruta a través del paquete de servicios. Como la pieza giratoria de datos (swivel) se puede mover, hay un riesgo en la ruptura de este cable de datos. En la mayoría de los casos se necesita algún tipo de banda para limitar este movimiento.

De las 5 primeras modificaciones realizadas a los Top Drives utilizadas en BP para la conexión y el buen funcionamiento con la tubería con cable, en ninguno de ellos se presentó algún problema. Entre los temas más graves fueron los siguientes:

- Canrig Wamsutter – Perdida de Objeto. Las piezas que sujetan la placa giratoria (swivel) de datos fueron cortados, y posteriormente cayeron al fondo.
- North Sea Varco TDS4 –Perdida de objeto. La placa giratoria (swivel) de datos accidentalmente se dejó sin ataduras y con el movimiento excesivo durante el uso del Top Drive, la pieza cayó.
- DW GOM Hydrolift HPS 1000. Como parte de la modificación, actuadores IBOP fueron cambiados. Un problema de incompatibilidad se produjo, causando mucha presión y sobrecalentamiento. Esto también condujo al rompimiento del brazo accionador y a la pérdida del objeto.
- Trinidad. Reemplazos de tamaño incorrecto del IBOP fueron enviados a la plataforma. Tenían que ser enviado de vuelta a la orilla y obtener los de tamaños correctos.

5.8.1.2. Cableado de herramientas de tercera parte.

Todos los componentes de la sarta de perforación que se sitúan entre los sub cross-over (en la parte superior de la MWD) y el swivel data en el Top Drive, tienen que estar conectados. En la mayoría de las implementaciones, esto significaba que reamers y jars tenían que ser cableados. Los detalles de cómo se conectan estas herramientas son disponibles comercialmente. Aunque las herramientas de cableado con partes móviles no son triviales, es un área en la que se le ha dedicado una gran cantidad de esfuerzo y pruebas que han comprobado

su fiabilidad. Incluso los jars, los cuales fueron accionados varias veces en algunos viajes, todavía eran capaces de dar continuidad a la señal.

El problema con las herramientas de tercera parte, ha sido la disponibilidad. Hay muchos tipos y tamaños de reamers y jars, los cuales tuvieron que ser cableado especialmente para su funcionamiento. Una vez que una herramienta de un vendedor particular de un determinado tamaño se ha conectado, es mucho más fácil repetir el proceso en un futuro, por lo que este problema de disponibilidad debe desaparecer con un mayor uso de tubería cableada. También ayuda tanto a NOV y Smith (es decir, JV IntelliServ), por lo que la mayoría de los equipos necesarios para la ejecución de esta tecnología estén disponibles.

5.8.1.3. Personal abordó (POB) Requisitos.

El sistema no requiere de personal in situ para capacitar a la empresa de perforación en la manipulación de tuberías y para solucionar problemas e identificar los fallos en el sistema. El entorno en offshore requiere al menos 1 persona disponible cuando se está manejando la tubería. Se recomienda que al implementar esta tecnología se empiece con 2 personas, de turnos de 12 horas y optimizar el tamaño de la tripulación, la compañía de perforación se va ir familiarizando cada vez más con el sistema IntelliServ.

5.8.2. Confiabilidad mientras se ejecuta la tubería cableada.

De los cinco lugares en los que se implementó la tecnología de tubería cableada de BP, 4 de ellos se consideran que han tenido éxito desde el punto de la tecnología de trabajo. La excepción fue en el Mar del Norte en el que se utilizó un diseño antiguo de la tubería cableada, que resultó poco fiable debido a un problema de diseño fundamental (flarels hechos de acero discutidos más adelante) que se ha rectificado desde entonces.

Aparte de la implementación del Mar del Norte, la experiencia con tubería cableada ha sido, de manera general, funcional, si se maneja y mantiene correctamente. A pesar de que todavía están aprendiendo de estas experiencias, que podrían conducir a diseñar modificaciones para mejorar la fiabilidad y

durabilidad intrínseca, la versión actual funciona, incluso en condiciones bastantes duras, aunque con cierta cantidad de atención necesaria. La mejor fiabilidad se ve en aguas profundas en GOM (Golfo de México). Los pozos aquí generalmente se desvían moderadamente (patadas de perro relativamente suaves, etc) y las condiciones de agujero son en general buenas. Estas condiciones "benignas" (desde un punto de vista mecánico de la tubería de perforación) pueden haber contribuido a la buena fiabilidad de la red. Por otro lado, debido a las altas tasas por días en aguas profundas y la alta visibilidad del proyecto, tal vez no había incentivo extra (para el operador y los vendedores) para asegurarse de que todo salió a la perfección. De los 6 BHA los cuales se ejecutaron a profundidades de 20.000 pies, 5 viajes tenían entre un 99-100% del tiempo en actividad con la red y el sexto tuvo un 85% de tiempo de actividad.

Normalmente se observaron buenos "tiempos de actividad de la red" entre un 90 - 100% (tiempo de funcionamiento de la red, será analizado más adelante). Sin embargo, como el equipo continuó siendo utilizado, en general se encontró que la fiabilidad disminuye, en otras palabras, la durabilidad se convirtió en el tema. Las mejoras en la gestión de la tubería de perforación y mantenimiento han recorrido un largo camino para la mitigación de los problemas de durabilidad. Se estableció una regla de oro que la tubería de perforación debe colocarse fuera de servicio cada 750hrs de uso (500 hrs de peso pesado). Capacidad de actividad dual en la plataforma sería una ventaja significativa en el mantenimiento de manera eficiente para los productos ofrecidos por IntelliServ.

La mayoría de los problemas de fiabilidad se asociaron con conexiones. Las bobinas de inducción y la conexión entre la bobina y el cable coaxial. A continuación se describen los principales problemas:

5.8.2.1. La corrosión del acero en flarels.

Muchas de las juntas de tubería utilizados en la implementación del mar del Norte ya habían sido utilizados en Noruega y fueron almacenadas durante más de un año antes de la implementación de la plataforma. Durante ese tiempo el flarel (el

componente que está incrustado dentro de la articulación de la herramienta, que se conecta a la bobina del cable coaxial), el cual inicialmente estaba hecho de acero, había sido corroído. Cuando se utilizó la tubería, se encontró que a pesar de que pasó las pruebas de conectividad eléctrica en superficie, cuando se ejecuta en el agujero a una cierta profundidad (presión), la red se convirtió en intermitente o nula. La dificultad para detectar el fallo en la superficie hace las rutinas habituales para la solución de problemas ineficaz, tanto durante la ejecución dentro como fuera del agujero. Una completa investigación fue iniciada por IntelliServ, se identificó el problema y se eliminaron todas las juntas que contienen flares de acero. BP e IntelliServ acordaron un plan de acción para modificar la serie suministrada y los procesos de control de calidad para asegurar que este problema (o similar) no vuelva ocurrir. El plan de acción fue seguida con una auditoría por parte de la BP a las facilidades de IntelliServ, que confirmó que las medidas acordadas se habían abordado, por lo cual, todo concluyó.

5.8.2.2. Sobre-torque en las conexiones de fondo de pozo, causando daños a las bobinas.

Al final del segundo pozo perforado en Trinidad (después que la estructura se había utilizado para perforar más de 20.000 pies, siendo aproximadamente mayor a 50 días el tiempo de perforación) se está utilizando la estructura durante el completamiento. Como la red no fue usada durante la fase de completamiento, no había personal IntelliServ vigilando el uso de la tubería. Debido a la preocupación por la contaminación del fluido de completamiento, las conexiones estaban con aditivos (el método correcto sería un lighth doping). La cadena se atascó en algún momento durante la operación, mientras, cerca del TD y en la red, había un sobre-torque que causó la deformación de la ranura en la que se encontraba la bobina. El sobre-torque puede provocar una deformación mecánica en el Tool joint. En este caso, algunas de las conexiones de los extremos del Pin (perno) se deforman en la medida en que las bobinas se van “aflojando”. Se pensó en romper las conexiones de algunas de las bobinas que se encontraban colgando de la herramienta (Tool Joint). Aunque se eliminaron bobinas sueltas, otras, aunque no

visiblemente sueltas, habían sido dañadas hasta el punto de causar interrupciones en la red. El lado positivo, aun utilizando la misma estructura, se vio un repunte significativo en los problemas de conectividad de fondo de pozo a lo largo de la columna de perforación.

Estos problemas llevaron a una intervención de fiabilidad en la que BP e IntelliServ trabajaron conjuntamente hacia un manejo de tubería más formal y un programa de mantenimiento. Por lo menos este problema era fácil de detectar en la superficie y una vez que todas las articulaciones dañadas fueron reemplazadas, tiempos de actividad de red se reanudaron en un 90%. En los pozos subsiguientes, se prestó más atención a garantizar el doping, por lo que ajustes adecuados se hicieron al Top Drive y a las prácticas de perforación para minimizar el riesgo de un exceso de torque en condiciones críticas. Se inició un registro de rutina de puntos de rompimiento de torque y los empalmes que parecían estar en un estado de sobre-torque se les realizaban mantenimiento preventivo. La mecánica de la conexión en sí y cómo se redistribuyen las cargas en un estado de sobre-torque en un área de diseño básico que IntelliServ seguirá estudiando.

5.8.2.3. Bobinas dañadas, causado por un manejo inadecuado de la tubería.

La regla general es que la tubería cableada no requiere procedimientos de manipulación especiales en componentes y en momentos de rupturas. Si bien los procedimientos de manejo de tubería (es decir, las recomendadas por Grant Prideco para la conexión XT-ver ANEXO-) se han establecido, estos deben ser adecuados para las conexiones IntelliServ red. Esto es cierto en gran medida, sin embargo, mientras que usted decida alejarse de estos procedimientos, siempre y cuando no afecte el funcionamiento correcto de la tubería cableada (es decir, pequeñas cantidades de daño mecánico no hagan al tubo inutilizable), debido a que las mismas "malas prácticas" con tubería cableada podrían llevar fácilmente a daños de las bobinas y por consiguiente a problemas de fiabilidad de la red. El deterioro (punzaciones) en las estructuras de conexiones es la causa más frecuente de daño. La bobina en el extremo del Pin de la coyuntura superior puede golpear el borde del extremo de la caja (box) con un poco de fuerza, sino se tiene

cuidado. Otros daños, pueden ser causados por la práctica de la rotación de la articulación para fomentar que caiga en su respectivo lugar, mientras que el extremo del Pin de la articulación superior está aún descansando sobre el borde del extremo de la caja (box) de la tubería inferior. Del mismo modo, el extremo del Pin de la bobina puede dañarse si se "cayó" en el piso de perforación antes de ser ubicada. La falta de doping adecuada y el exceso de torsión también pueden causar daños de conexión. La mayoría de los problemas de manejo de tuberías pueden ser resueltos rápidamente por IntelliServ.

5.8.2.4. Problemas en el Top Drive.

La bobina en el extremo del protector del Top Drive es donde hay más conexiones, en comparación con cualquier otra bobina, por lo que es más susceptible a daños. Es beneficioso tener piezas de repuesto a la mano, y así de manera más sencilla poder cambiar en el Top Drive el protector.

El cableado de alrededor del Top Drive, también puede ser un problema. Tener cables redundantes o de sacrificio ayuda a mitigar este problema. Mover una conexión inalámbrica desde el Top Drive al servidor debe ser factible y sería una mejora beneficiosa.

5.8.2.5 Otros problemas de fiabilidad.

Cabe señalar que había muy pocos problemas mecánicos con la tubería cableada en sí o en el cableado. Una de las preocupaciones antes de ejecutar la tubería cableada fue que el cable en el interior de la columna de perforación podría causar una obstrucción a las distintas operaciones, tales como el bombeo de cemento y operaciones de tratamiento, funcionando a través de las herramientas de wire line, o que el cable simplemente cree una obstrucción. IntelliServ de hecho había realizado importantes operaciones a través de estos sistemas en los pozos de prueba para evaluar el potencial de estos temas. Estas pruebas se realizaron a principios en la evaluación de BP⁶⁷ y fueron un requisito previo a la ejecución de la tubería cableada de la BP. No hay eventos de esta naturaleza ocurridos en las

⁶⁷ Reeves et al, 2005

implementaciones en este capítulo. Aparte de los temas principales de accionamiento indicados anteriormente (principalmente problemas de instalación) había muy pocos otros problemas mecánicos (es decir, fuera de la red).

Más allá de los problemas experimentados en los primeros 10 pozos que se tratan aquí, hay que señalar que también se es consciente de los problemas de corrosión bajo tensión del Steel casing para el cable coaxial. Se cree que la causa raíz, se trataba de una cuestión relativa a la intervención de otro operador en la química de los fluidos de perforación. Además, en un reciente (más allá del lapso de tiempo de los primeros diez pozos cubiertos en este documento) lote de tubería en Trinidad, almacenado entre puestos de trabajo sin ser limpiado del fluido de perforación, se produjo corrosión bajo tensión. Los detalles adicionales de este tema se pueden obtener en el siguiente capítulo.

5.8.2.6 Indicadores de Fiabilidad

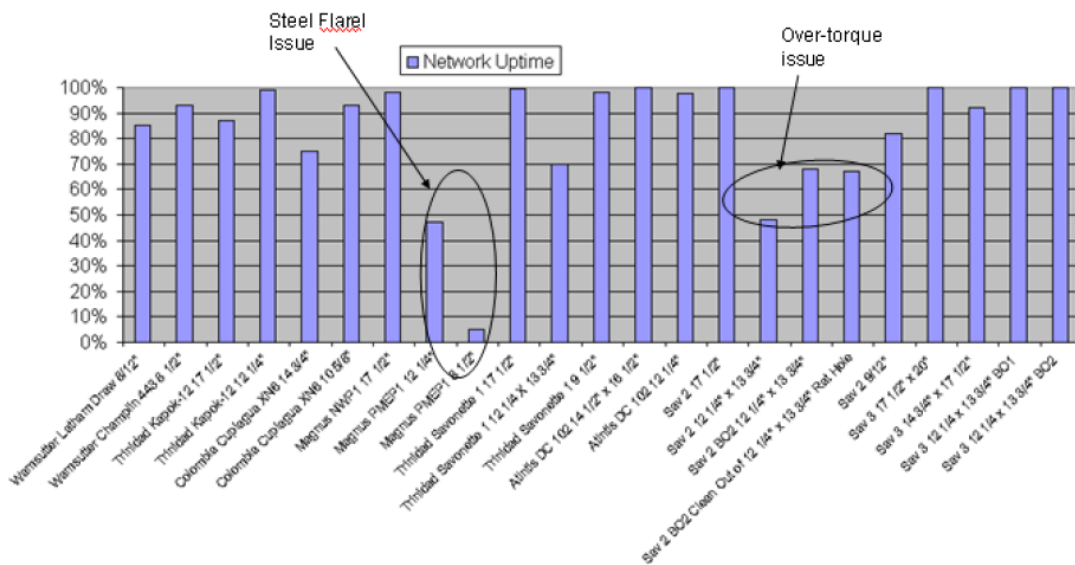
Un resumen de la fiabilidad en los primeros 10 pozos perforados con tubería cableada se presentan a continuación en las figuras 66 y 67. Una de los indicadores de fiabilidad citadas por IntelliServ es: el tiempo de actividad de la red. El tiempo de actividad se define como la cantidad de tiempo durante una corrida o sección del agujero en que la red se encontraba funcionando (es decir, la entrega de datos de fondo de pozo a la superficie) como un porcentaje del tiempo que se espera que sea de trabajo (es decir, sólo se espera que esté en funcionamiento cuando se conecta al Top Drive, y no se espera este comportamiento cuando se da el tripping on elevators⁶⁸). Este indicador por sí solo, no es suficiente para dar una visión completa y, a menudo tiene que ser calificado. En algunos casos, solo la disponibilidad de la red puede parecer engañosamente bueno. Por ejemplo, en una corrida en particular, la red puede tener un tiempo de actividad del 90%, pero puede haber tenido muchas horas de tiempo no productivo para solucionar los problemas de red, para así permitir un buen tiempo de actividad. En otros casos, la disponibilidad de la red puede ser engañosamente pobre. Por ejemplo, hay veces en que durante una ejecución del BHA, un fallo temprano se produce hacia

⁶⁸ Elevación o descenso de la sarta de perforación.

la parte inferior de la estructura. Si se toma la decisión de no solucionar el problema, la red se reduciría gradualmente en el resto de la corrida, como resultado un tiempo de actividad pequeño.

En los datos que se muestran a continuación se han promediado los tiempos de actividad en la sección de pozo. Dentro de cada sección del pozo a menudo puede haber múltiples BHA ejecutándose. Esto tiende a promediar la desviación positivo / negativo de la disponibilidad de la red métrica. También se muestra a continuación la cantidad de tiempo no productivo atribuido a mantener la red de trabajo para cada sección del pozo. Los dos indicadores deben ser considerados en conjunto para tener una idea razonable del desempeño.

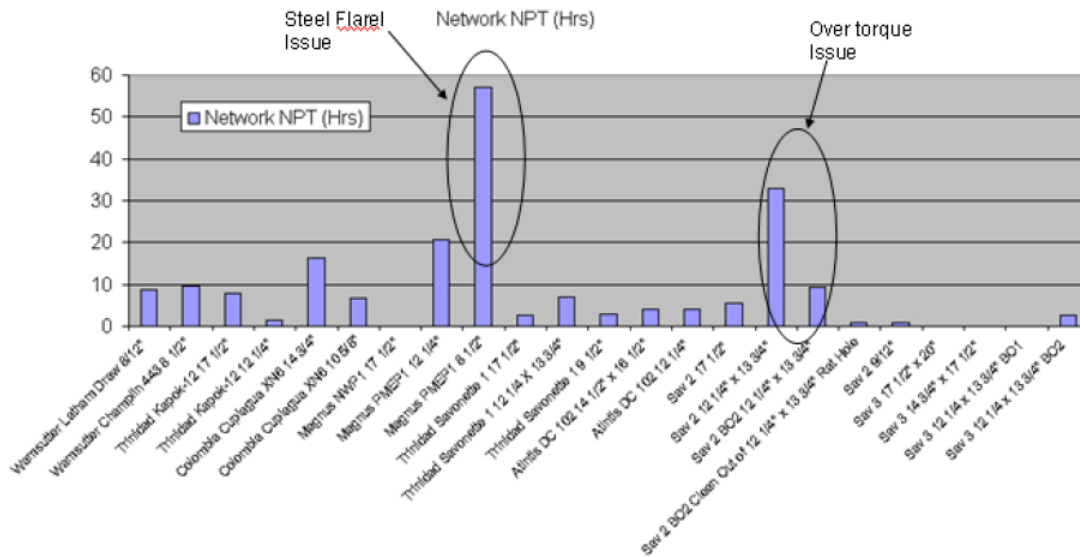
Figura 66. Disponibilidad de la red promedia (que se define en el texto) por intervalo de agujero (algunos intervalos tenían múltiples BHA funcionando con una gama más amplia de tiempos de actividad). Tenga en cuenta que para lograr algunos de los altos tiempos de actividad, se incurrió en un grado de red NPT (Figura 68) (es decir, el tiempo dedicado a la ruta crítica tratando de diagnosticar y solucionar problemas de red).



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013.

Cabe señalar, que la mayor parte del tiempo es debido al operador “elegido” a corregir la NPT (tiempo no productivo). En cualquier momento durante este NPT, la perforación podría haber procedido con telemetría regular. En cambio, la unión defectuosa se retira en viajes de rutina y trabajo off-line.

Figura 67. Resumen del tiempo no productivo (NPT) por sección de pozo, que se atribuye a diagnosticar y solucionar problemas de conectividad de red mientras se ejecuta tubería de cable. Esto no incluye el tiempo de instalación.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013.

5.8.2.7. Manejo de los datos en la superficie

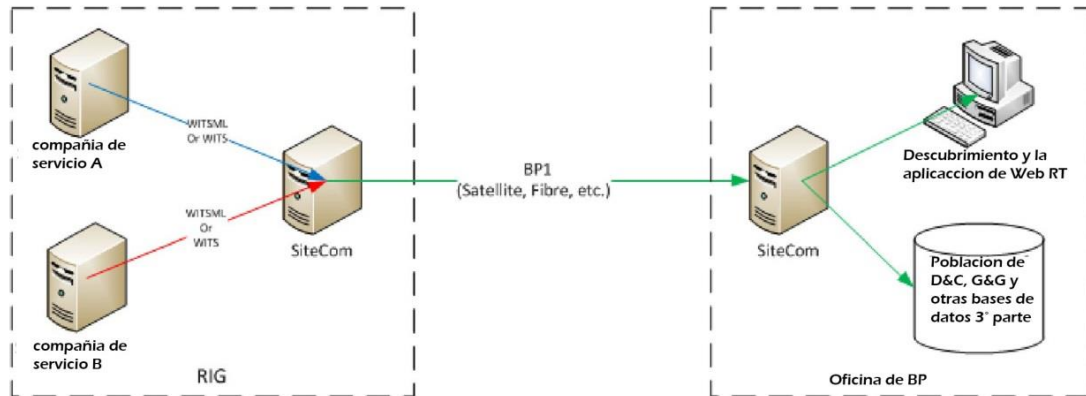
Una preocupación que ha sido expresada por algunos cuando se utiliza tubería de cable es "¿qué vamos a hacer con todos esos datos?". Aunque los volúmenes de datos disponibles en tiempo real cuando se utiliza tubería de cable son significativamente mayores que con pulso de lodo, todavía no son enormes en comparación con otras aplicaciones de superficie. El ancho de banda máximo disponible comercialmente de IntelliServ es 57.000 bits por segundo. En realidad, aunque utilice una BHA integral, en general nos quedamos con un máximo de unos 4.000 bits por segundo (aunque estas rápidamente se llenan cuando las herramientas de fondo de pozo tienen disponibilidad de ancho de banda y empezamos a enviar las ondas provenientes de las herramientas sónicas y sísmicas, a una alta frecuencia (100 hertz) de datos dinámicos, por ejemplo).

En superficie, los datos obtenidos del LWD se les proporcionan a los proveedores de dichas herramientas, de tal manera que, ellos re direccionan esta información hacia los operarios, más o menos esta es la forma en que comúnmente se trabaja con estos datos. Los datos de IntelliServ (por ejemplo, el largo de las mediciones) se proporciona como un flujo de información separado. En la mayoría de las operaciones hoy en día de BP, este se ha convertido en el suministrador de datos principal, lo ideal es utilizar un servidor WITSML en la plataforma, que está directamente enlazada a la red de BP como se muestra en la Figura 68. Esta creación, aunque no trivial de lograr, ofrecía un marco fiable y, en general sólido para el manejo de los datos, de tal manera que los datos LWD de fondo de pozo, los datos de presión, y datos de superficie eran fácilmente de relacionar y mostrándose de manera integral.

Mediante el uso de servidores ' SiteCom ' WITSML (Wellsitr Information Transfer System Mark-up Language) de Kongsberg Oil y Tecnologías de gas en la red de BP, junto con los espectadores de Kongsberg Web and Discovery Web viewers y la integración completa de los datos, era visible en cualquier lugar a partir de una conexión desde un portátil que podría vincularse a la red BP (es decir, desde su casa, habitación de hotel, aeropuerto, etc a través de Internet y VPN). Si el usuario prefiere, es posible configurar los servidores WITSML fuera de la intranet y acceder a los datos con o sin un ordenador de la empresa.

Datos de la memoria se transmite a la superficie durante la perforación. Dado que esta información se replica, básicamente, siempre y cuando el sistema de IntelliServ esté en funcionamiento, el riesgo de pérdida de datos LWD provocados por el llenado de la memoria o que se atasque la herramienta, quedando atrapada, se mitigan.

Figura 68. WITML típico, habilitado en la configuración de flujo de datos para la implementación de tubería con cable en las operaciones de BP.



Fuente: A SUMMARY OF WIRED DRILL PIPE FIELD TRIALS AND DEPLOYMENTS IN BP. Stephen T. Edwards, Chris J. Coley, Nick A. Whitley, Richard G. Keck, Vishwahnath Ramnath, Tommy Foster, Keith Coghill, Mark Honey, 2013. Modificada por el autor.

6. CAMPAÑA DE TRINIDAD: MODIFICACIÓN DE LAS PRÁCTICAS DE PERFORACIÓN.

Históricamente, el mayor alcance obtenido en los pozos offshore en Trinidad y Tobago fue caracterizado por la inestabilidad del pozo y desafíos de limpieza del pozo. Estos fenómenos han llegado a ser casi imposible de manejar de manera efectiva en zonas de alta angularidad en el pozo, lo que conduce a los niveles de tiempo no productivo (NPT), que amenazaban la viabilidad económica de los últimos acontecimientos.

La inestabilidad del pozo agravó el desafío de la limpieza de este, alimentado por un nuevo mecanismo de inestabilidad en las partes de mayor inclinación en el pozo. Esto llevó a un pack-off e incidentes de tubería atascada. Adicionalmente, el poco conocimiento y en general las prácticas insuficientes de la limpieza del pozo incrementaron el riesgo de obtener una tubería atascada, y también causó que la densidad de circulación equivalente (ECD) se elevara, lo que resulta en pérdidas de lodo debido a la estrecha ventana entre la densidad del lodo necesaria para la estabilidad del pozo, y el gradiente de fractura de la formación. Se encontró que la solución a estos problemas, a través de mediciones de fondo de pozo avanzadas de la estabilidad del pozo y la limpieza del pozo, de la transmisión de los datos a la superficie a través de un medio de alta frecuencia ("en red o cable" drill-pipe), del despliegue de expertos en la materia en el equipo de plataforma para las fases críticas de la operación, y de la introducción de la perforación no convencional y las prácticas de toma de decisiones para mitigar los fenómenos problemáticos.

En este capítulo se describe la mejora de la eficiencia transformacional que se logró con esta combinación de nuevas tecnologías, la mejora de los flujos de trabajo y conocimientos multidisciplinarios implementados. La metodología se llevó a cabo en el tercer pozo, lo que resultó en una reducción de NPT de 47% y 48% en los primeros dos pozos, a un 10% en la tercera, que expresa claramente la mejoría en el control de estos fenómenos de perforación vistos desde el tercer pozo

6.1. SITUACIÓN

El programa de perforación de desarrollo de multi-pozos dirigido a arenas en el complejo Chachalaca, está situado en la plataforma oriental de Trinidad, a ocho kilómetros del Campo Mahogany. El campo está situado en la región NE-SW de la cordillera y es atravesada por fallas de crecimiento regional que separan Mahogany /subcuenca Chachalaca del Corallita / Lantana, a unos 3 km al este. El campo consta de múltiples pay sands⁶⁹ apiladas a través de múltiples fallas normales (NW-SE) que buzcan al NE. Véase la Figura 69.

Figura 69. Posición aproximada de los pozos y descripción general de las instalaciones de las facilidades de reparación y mantenimiento en Trinidad y Tobago.

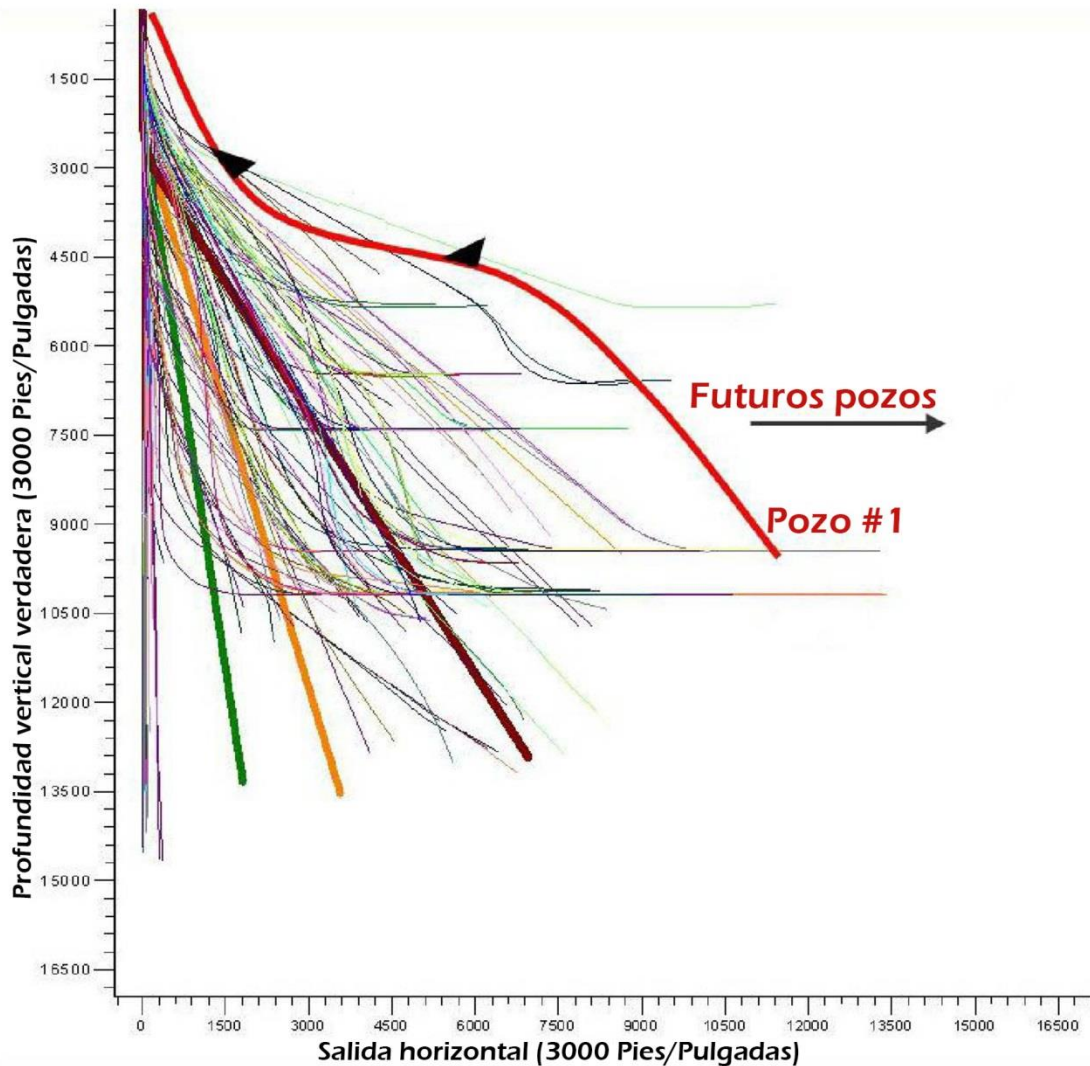


Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

⁶⁹ La parte de una arena de petróleo o gas en el que el petróleo o el gas se encuentra en calidad comercial.

Con el desarrollo de la campaña de múltiples pozos en Trinidad y Tobago, los pozos fueron perforados a mayor inclinación, extendiendo el paso más allá de 10.000 pies, ver Figura 70.

Figura 70. Perfil direccional y perforación sobre el primer pozo y posteriores pozos futuros en la campaña de múltiples pozos en Trinidad y Tobago.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

Operaciones en ambos campos, frecuentemente sufrían de inestabilidad del pozo y de dificultades en la limpieza del pozo, especialmente alrededor de múltiples zonas problemáticas que están asociadas con fallas.

Cabe destacar que, en ciertas formaciones el mecanismo de inestabilidad del pozo cambia a medida que aumenta la inclinación del pozo. La inestabilidad y la limpieza del pozo se alimentan mutuamente: la inestabilidad del pozo causó rupturas, incrementando el desafío de la limpieza del pozo. La incapacidad para limpiar suficientemente el pozo condujo a un aumento de la densidad de circulación equivalente y esto con frecuencia se traduce en pérdidas de fluido. (Ver Figura 70).

Los riesgos operacionales incluyen tubería atascada y la imposibilidad de obtener un casing abajo. Las ineficiencias incluyen el tiempo para acondicionar el agujero y el lodo, viajes frecuentes y las pérdidas a la formación.

Los problemas de tiempo (acercándose a la mitad del tiempo productivo) estaban amenazando la viabilidad económica de la campaña. Al igual que en todas las campañas, sin la construcción de presupuestos de los pozos, los operadores pueden limitar el número de pozos completados, arriesgando con ello la producción y los objetivos de obtener reservas.

6.2. ALIMENTANDO INESTABILIDAD DEL POZO

En la Figura 71, en la parte izquierda se describe la situación. Propiedades de las formaciones del subsuelo, el régimen de la tensión (stress) y la orientación del pozo son factores clave en la definición de la ventana segura de la densidad del lodo - la región en la que se mantiene la estabilidad del pozo- (Ver situación, figura 71). Esta ventana segura de la densidad del lodo debe ser controlada tanto para condiciones de presión hidrostáticas, ya sean estáticas o dinámicas. Naturalmente, la velocidad de flujo, la velocidad de penetración, configuración de pozos, la rotación de cadena y las prácticas de perforación son aspectos operativos que influyen las presiones dinámicas. Prácticas de perforación, tales como el bombeo de lodo para ayudar a la limpieza del pozo y procedimientos de

back reaming⁷⁰ ayudan a manejar las condiciones dinámicas y ECD (Ver Controles, figura 71). La inestabilidad del pozo se puede observar en las zarandas⁷¹ a partir de los escombros (volúmenes y formas), y en el fondo del pozo por análisis de registros con imágenes de alta definición. Las rupturas agravan el desafío de la limpieza del pozo, ejemplo, derrumbes en el anular. Al tener una limpieza insuficiente, se aumenta la ECD. El aumento de la ECD o de la presión dinámica puede exceder el margen operativo de seguridad de la densidad del lodo. Cuando esto sucede, trae como resultado las pérdidas de fluido a la formación. Operacionalmente, se pueden producir eventos de tubería pegada, debido a la ineficiente limpieza del pozo y a estados de pack off. Acondicionamiento de los fluidos y el tratamiento de las pérdidas de fluido causan problemas adicionales en el tiempo (Véase Impacto, figura 71).

En resumen, se incrementa el consumo de tiempo de equipo, para establecer la densidad del lodo apropiado para permanecer dentro de la ventana segura de la densidad del lodo, acondicionamiento del fluido de perforación y del pozo; y el manejo del ECD. Como resultados se tienen costos directos por la pérdida de fluidos, componentes perdidos en el agujero e incluso perforación lateral debido a la pérdida del pozo (ver resultados, figura 71). Todas estas consecuencias se produjeron en el proyecto en cuestión, generando 47 y 48%, respectivamente de NPT en los dos primeros pozos.

⁷⁰ El proceso de un back reaming consiste en mezclar los recortes a partir del back reamer (herramientas vista en capítulo 4), con el fluido de perforación para crear una mezcla que pueda ser desplazada fuera del pozo.

⁷¹ Estos equipos se encuentran localizados en el extremo final del último tanque de lodo (por lo general), con la finalidad de separar los ripios obtenidos de la perforación, al hacer pasar el fluido de perforación que viene del pozo a través de una malla o tamiz vibrador que retiene estos sólidos grandes indeseables.

Figura 71. Situación, controles, resultados, impacto y resultados-Interacción entra la inestabilidad del pozo y la limpieza del pozo.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

6.3. RETOS ESTABILIDAD DEL POZO, EN LOS POZOS DE ALCANCE EXTENDIDO

La interacción entre las propiedades in-situ y el éxito de perforación que se muestran esquemáticamente en la Figura 71, ha descrito en detalle el contexto de la estabilidad del pozo en “pozos de alcance extendido” en las publicaciones anteriores⁷²⁷³. De particular importancia para las campañas de perforación fue el alto ángulo en algunos estratos, que produjo en la perforación, diámetros 12 ¼ in, tangentes a las secciones de los pozos.

⁷² Willson, S.M., Edwards, S.T., Heppard, P.D., Li, X., Coltrin, G., Chester, D.K., Harrison, H.L. & Cocales, B.W. “Wellbore Stability Challenges in the Deep Water, Gulf of Mexico: Case History Examples from the Pompano Field”, paper SPE 84266, presented at the SPE ATCE, Denver, CO, 5 – 8 Oct. 2003.

⁷³ Willson, S.M., Edwards, S.T., Crook, A.J.L., Bere, A., Moos, D., Peska, P. & Last, N.C. “Assuring Stability in Extended Reach Wells - Analyses, Practices & Mitigations”, paper SPE/IADC 105405, presented at the 2007 SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 20–22 February 2007.

Fallas múltiples se suelen cruzar durante la perforación de esta sección del agujero. La inclinación del ángulo de la formación y la dirección del buzamiento⁷⁴ variaron considerablemente entre los bloques de fallas individuales de tal manera que el ángulo de ataque del pozo ventajoso con respecto a la estratificación podría cambiar rápidamente a una dirección desfavorable al cruzar una falla.

Cuando la perforación ocurre a un alto-ángulo, la inestabilidad "convencional" del pozo (causada por la densidad del lodo insuficiente para contrarrestar las concentraciones de esfuerzos inducidos en el pozo) se produce en las paredes del pozo. Sin embargo, en formaciones de estratos arcillosos, un modo adicional de inestabilidad ha sido reconocido, causado por deslaminación de la estructura de la roca⁷⁵. Estos estratos relacionados con la inestabilidad son típicamente caracterizados por fallas en el techo (es decir, parte superior) del pozo. También se producen fallas en la parte baja, aunque muchas veces estos derrumbes no pueden ser removidos de la perforación y por lo tanto no se detectan tan fácilmente como fallos en el lado superior del pozo. Este modo de inestabilidad se puede producir cuando se perfora con 20 ° en dirección a los estratos-paralelos.

Técnicas de adquisición de registros durante la perforación (LWD) se han desarrollado para identificar estos diferentes modos de inestabilidad que se pueden desarrollar en el tiempo durante la perforación⁷⁶. Aplicaciones previas de imágenes en tiempo real han tenido que depender de la telemetría de pulso de lodo y las imágenes de la memoria para informar las decisiones de perforación. Es a la vez una calidad de los datos y la disponibilidad de restricción de estos que pueden limitar la eficacia de este enfoque para incidir en las operaciones en tiempo real. Fue por estas razones que la telemetría de sarta de red se consideró para la solución de los desafíos de la perforación costa afuera en Trinidad

⁷⁴ Es el ángulo que forma el plano a medir con respecto a un plano horizontal, y debe ir acompañado por el sentido en el que el plano buza o baja.

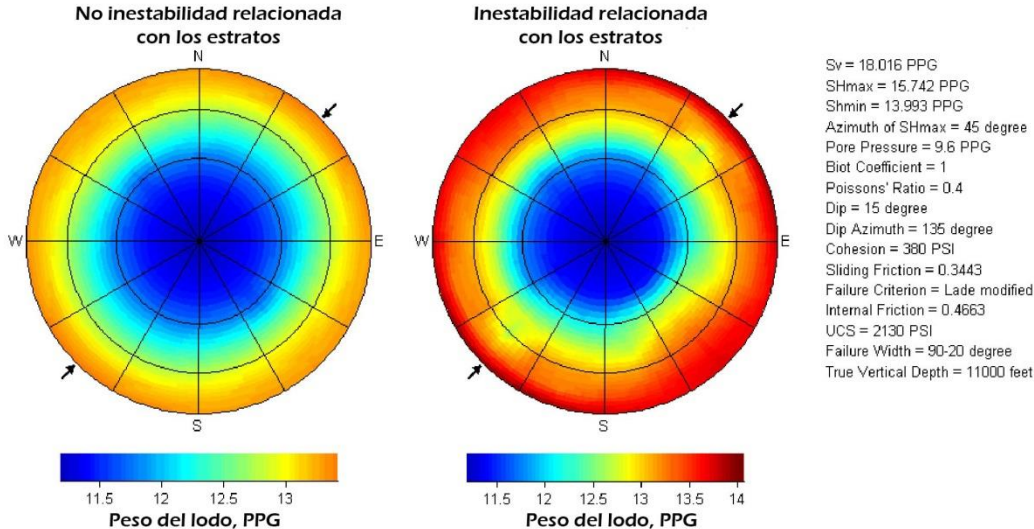
⁷⁵ Økland, D. and Cook, J. "Bedding-related instability in high-angle wells", paper SPE/ISRM 47285, presented at the SPE/ISRM Eurock'98 Conference, Trondheim, Norway, 8-10 July, 1998.

⁷⁶ Edwards, S.T., Matsutsuyu, B. & Willson, S.M. "Real-Time Imaging of Borehole Failures", SPE Drilling & Completion Journal, Vol. 19, No. 4, December 2004, pp. 236-243.

Otro problema surgió en la estabilidad del pozo por los desafíos enfrentados durante la perforación de alto ángulo. El "colapso del techo" propicio inestabilidad que se asoció con cierta (aunque no todas) formaciones, pero, además, esta forma de inestabilidad no ocurrió en todos los pozos interceptados por estas formaciones problemáticas de alta angularidad.

Orientación relativa del pozo (por buzamiento hacia arriba, a través del buzamiento o debajo de este) sin duda jugó un papel en el desencadenamiento de la inestabilidad, ya que algunas trayectorias son más susceptibles a fallas que otras. Esto se demuestra más claramente en las predicciones de la densidad del lodo requerida como una función de la trayectoria del pozo, mostrado en la Figura 72. Propiedades de las formaciones utilizadas son típicas de las ya existentes localmente.

Figura 72. Predicciones en la densidad del lodo como una función de la trayectoria del pozo con y sin inestabilidad relacionada con estratos.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

En la Figura 72, las densidades de lodo requeridas se muestran como una función de la trayectoria del pozo en el "dartboard plot"⁷⁷ convencional. Hay un pozo vertical en el plot en el bull-eye, un pozo horizontal perforado al norte en el plot, (posición de las 12 en punto en un reloj) y un pozo horizontal perforado al oeste en el plot (posición de las 9 en punto en el reloj), etc. Círculos concéntricos muestran desviaciones de 30 ° y 60 °, con una circunferencia de 90 ° de desviación. Las densidades de lodo necesarias están codificadas por colores en estos plots, tenga en cuenta que ambos plots utilizan el mismo rango de la escala de la barra de colores para la densidad del lodo. Al lado izquierdo se muestra la densidad del lodo necesaria para obtener esfuerzos uniformes en la formación (es decir, relación estratos-efectos). Al lado derecho se muestran las densidades del lodo necesarias, donde se produce la inestabilidad en relación con estratos.

Las trayectorias del sureste se perforan con buzamiento abajo, las trayectorias hacia el norte-oeste se perforan buzamiento hacia arriba, y las direcciones norte-este y sur-oeste, se perforan a través del buzamiento.

El impacto de la inestabilidad relacionada con los estratos, se ve claramente mediante la comparación de los dos plots. Cuando este modo de inestabilidad está ausente (o no se produce) pozos de alto ángulo pueden ser perforados con una densidad del lodo cercana a los 13,3 PPG, con poca variación observada en el azimut del pozo. Esta densidad del lodo es alcanzable con cuidado con respecto a la del gradiente de fractura cercana a 14PPG, predicha para esta formación. (Normalmente, la sección se perforó con una ESD⁷⁸ cercana a los 13 PPG y una ECD de 13,7 PPG). Cuando se produce la inestabilidad relacionada con los estratos, la densidad del lodo requerida en el caso menos favorable, de buzamiento hacia abajo, es de 0,7 PPG más alto que para una formación sometida a esfuerzos. Requiriendo aprovechamiento de la densidad del lodo (en algunos casos se debe exceder) del gradiente de fractura disponible.

⁷⁷ Un plot literalmente en forma de diana (pieza que se utiliza para jugar dardos).

⁷⁸ El peso del lodo real en uso, a veces llamado ESD o Densidad equivalente estática (Equivalent Static Density). Aunque este peso varía con el perfil de temperatura del pozo, por simplicidad esto puede suponerse que es el peso del lodo promedio más bajo en el pozo durante las operaciones.

En esta situación no es práctico "errar por el lado de la precaución" (es decir, asumiendo que la inestabilidad relacionada con los estratos puede ocurrir) y perforar con la densidad del lodo más alta posible, ya que el riesgo de pérdidas es mucho mayor. Es importante entender que cuando se presenta la inestabilidad por relación de estratos, solo la densidad del lodo es una respuesta directa a la evidencia de esto. Incrementar la densidad al inicio de esta inestabilidad es requerido para lograr suprimir su pleno desarrollo, ya que la recuperación de este modo de inestabilidad puede ser muy difícil de lograr. Una vez detectado, la gestión de ECD se convierte en un elemento clave para completar la sección del pozo. La detección de la aparición de la inestabilidad y comprender este modo, se convirtió en un reto primordial para el éxito de la campaña de perforación ERD (perforación de rango extendido).

6.4. METAS, OBJETIVOS Y REQUISITOS PARA LA CAMPAÑA TRINIDAD

Los siguientes objetivos se definieron para las campañas ERD en Trinidad y Tobago:

1. Administrar la inestabilidad del pozo, mejorar la limpieza del pozo, reducir el tiempo de problemas y permanecer dentro del AFE⁷⁹
2. Reducir los eventos de pérdida de circulación, lo que minimiza la pérdida de fluidos y de los problemas de tiempo asociado
3. Mejorar la longevidad de las herramientas de fondo de pozo, eliminación de viajes⁸⁰
4. Ahorrar tiempo en las operaciones de "ruta crítica"⁸¹
5. Mejorar la colocación de pozos, mejorar el recobro de reservas⁸²

⁷⁹ Aprobación de la autorización de gastos (AFE). Documento presupuestario, por lo general redactado por el operador, que detalla los gastos estimados de la perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geológico y si se completa o se abandona el pozo.

⁸⁰ Veeningen October 2011. OTC-22239, "Along-String Pressure Evaluation Enabled by Broadband Networked Drillstring Provide Safety, Efficiency Gains" OTC-22239, Daan Veeningen, NOV IntelliServ.

⁸¹ Veeningen, NOV IntelliServ, "Novel High Speed Telemetry System with Measurements Along the String Mitigate Drilling Risk and Improve Drilling Efficiency" SPE 143430, Brasil Offshore Conference and Exhibition held in Macaé, Brazil, 14–17 June 2011.

⁸² Andy Hatch, Eon Ruhrgas, Nicol Shepherd, Eon Ruhrgas, and Peter Diepeveen, Eon Ruhrgas, Grant Affleck, Weatherford "Managing New Technology Introduction to Provide Maximum Benefit", paper SPE 140391, presented in Amsterdam, The Netherlands 2011

6. Mejor control de pozo y de la seguridad⁸³
7. Eliminar desvíos no deseados

En este capítulo se describen los logros de los dos primeros objetivos, ya que fueron fundamentales para el éxito financiero de la construcción de la campaña del pozo.

6.5. METODOLOGÍA Y ENFOQUE

En la figura 73 se resume la metodología y el enfoque para inducir una reducción de transformación en la estabilidad del pozo relacionada con problemas de tiempo.

Figura 73. Personas, procesos, tecnología-metodología para la reducción de la inestabilidad del pozo relacionada con problemas de tiempo.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

⁸³ Veeningen "Novel High Speed Telemetry System with Measurements along the String Mitigate Drilling Risk and Improve Drilling Efficiency" SPE 143430.

6.5.1. Tecnología

Tres tecnologías jugaron un papel decisivo en el cumplimiento de los requisitos.

a) La adquisición de datos de fondo de pozo de alta resolución

Con el objetivo general de reducir la inestabilidad del pozo relacionada con problemas de tiempo, siendo de suma importancia la selección de las mediciones de fondo de pozo de registros adecuados para proporcionar una visión de los mecanismos de inestabilidad del pozo y obtener la capacidad de control de los fenómenos que causaron la inestabilidad del pozo relacionada con problemas de tiempo. La adquisición de datos era por lo tanto, crítico, tanto durante la ejecución (la perforación del pozo), así como para la planificación de los pozos posteriores.

LWD se identificó como el medio de adquisición de datos primarios y sólo se complementa con datos del wireline como último recurso. Memoria de datos de calidad en tiempo real, especialmente azimuthal density y registros de imágenes a partir de rayos gama del pozo fueron críticos para la comprensión del mecanismo de inestabilidad del pozo predominante e identificar la inestabilidad relacionada con los estratos. Además, era pertinente para comprender direcciones de los esfuerzos y la magnitud en los pozos de alta inclinación. Estos conocimientos deben ser obtenidos a través de la eficiencia del time-lapse logging⁸⁴ con la densidad azimuthal y registros de imágenes de rayos gamma de alta definición.

b) Telemetría de alta velocidad de los datos de fondo de pozo

El alto ancho de banda de la telemetría en el fondo del pozo se requiere para entregar en tiempo real los datos de fondo de pozo de alta definición, y transmitir las mediciones de las presiones anulares adicionales para la gestión de la ECD.

La red de sarta de perforación consiste en 3 componentes⁸⁵: 1) un cable coaxial blindado de acero inoxidable que va del “perno” (pin) a la caja para cada tubular;

⁸⁴ Denota la técnica de tomar una secuencia de fotogramas a intervalos establecidos para registrar los cambios que se producen lentamente con el tiempo.

⁸⁵ Michael J. Jellison, Grant Prideco; David R. Hall, IntelliServ; Darrell C. Howard, BP America Inc.; H. Tracy Hall, Jr., IntelliServ; Roy C. Long, DOE National Energy Technology Laboratory; R. Brett Chandler, Grant

2) bobinas de inducción tanto en el “perno” (pin) como en la caja para cada conexión; e 3) impulsores “subterráneos” (subs), los cuales son elementos electrónicos que previenen que la señal de datos se distorsionen cuando viaja a través de los tubos, y son capaces de proveer mediciones de presión y temperatura a lo largo de la sarta de perforación. La data es transmitida por medio de un campo electromagnético (EM) asociado a la señal de corriente alterna que es transmitida a lo largo del cable. Como el campo EM de una bobina induce una señal de corriente alterna en una bobina cercana, la data es transmitida de una tubería de perforación a la otra, mirar Figura 45 (Capítulo 4).

Los beneficios operacionales son gracias a mediciones de vibraciones a alta frecuencia, lo que permite minimizar choques y vibraciones en las herramientas de fondo de pozo, aumentando de esta manera un poco la longevidad de las mismas. Además, la reducción de choques se traduce en una forma más eficiente en transmitir la energía con mejores resultados de ROPs⁸⁶⁸⁷. Adicionalmente, la red de sargas de perforación proporciona data de las herramientas en el fondo del pozo incluso cuando las bombas están apagadas, haciendo posible tomar medidas en condiciones estáticas⁸⁸. Finalmente, la telemetría de pulso de lodo es una señal redundante y nos sirve de contingencia en periodos los cuales la red de transmisión de las sargas de perforación no esté disponible.

c) **Evaluación de la presión anular a lo largo de la estructura**

La red de sargas de perforación provee métodos para identificar y analizar la presión anular en puntos discretos a lo largo de la sarta de perforación, es decir, cada nodo de la red esta espaciado generalmente 1500 ft aproximadamente. La

Prideco; David S. Pixton, IntelliServ. Telemetry Drill Pipe: Enabling Technology for the Downhole Internet. February 2003. 79885-MS

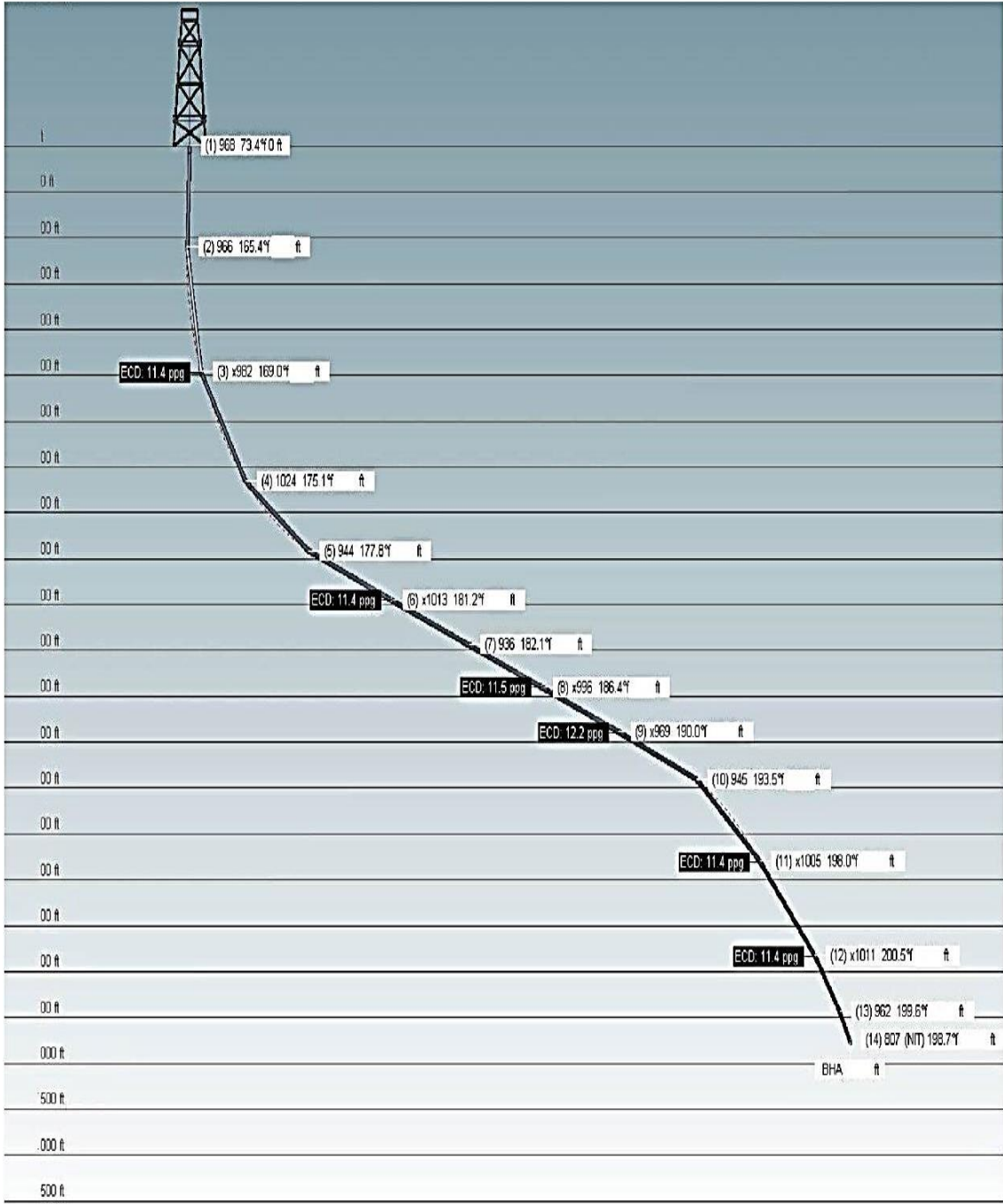
⁸⁶ M. Reeves, SPE, IntelliServ Inc.; J. Macpherson, SPE, and R. Zaeper, SPE, Baker Hughes Inteq; D. Bert, SPE, BP America Inc.; J. Shursen, HG Intl.; K. Armagost, SPE, BP America Inc.; and D. Pixton and M. Hernandez, SPE, IntelliServ Inc. “High-Speed Drillstring Telemetry Network Enables New Real-Time Drilling and Measurement Technologies” SPE 99134-MS February 2006.

⁸⁷ Tor Stein Olberg and Harald Laastad, SPE, StatoilHydro; Bill Lesso, SPE, and Adrian Newton, Schlumberger. “The Utilization of the Massive Amount of Real-Time Data Acquired in Wired Drillpipe Operations” SPE 112702-MS. March 2008.

⁸⁸ March 2009. SPE 119808 Enhanced Real-Time Wellbore Stability Monitoring Using High Definition Imaging With Wired-Pipe Telemetry. Chris Wolfe, SPE, Stephen Morris, and Ansgar Baule, SPE, Baker Hughes Inc.

evaluación de la presión anular a lo largo de la estructura solo se realiza en condiciones estáticas con la finalidad de identificar la ESD y mejorar la gestión de ECD en condiciones dinámicas. La Figura 74 y 75 muestran la presión anular a lo largo de la estructura en seis nodos para un típico buen perfil durante la campaña.

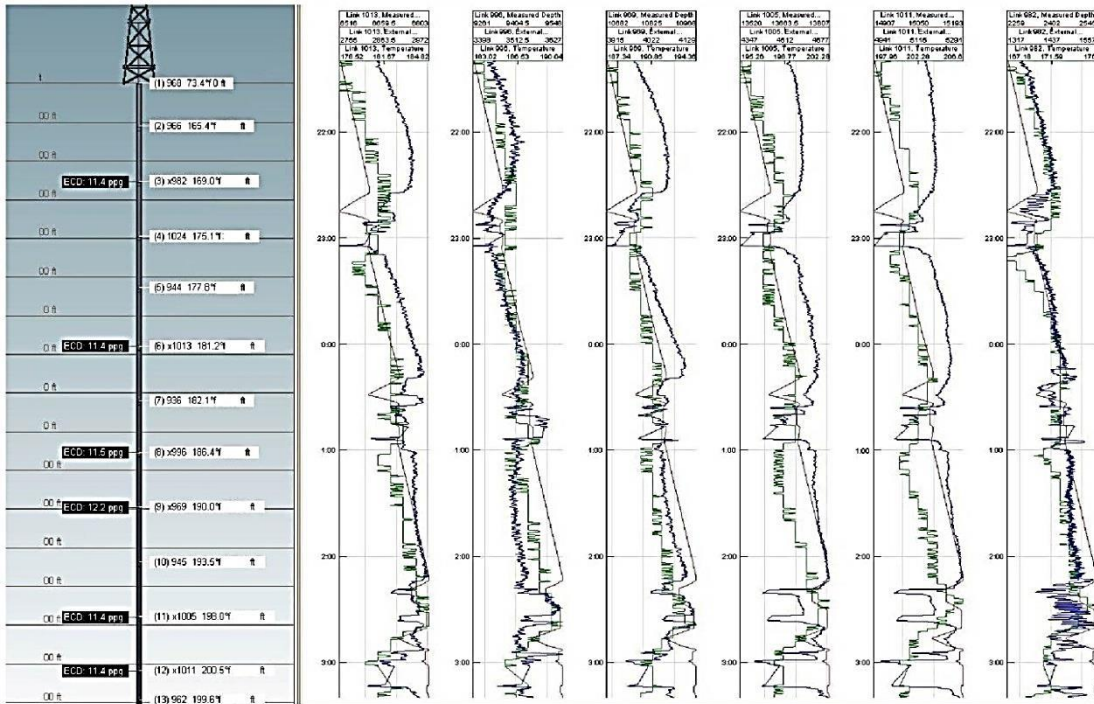
Figura 74. Aproximación de la configuración y perforación del pozo. Tenga en cuenta los montajes de refuerzos de la red 14, que miden la temperatura, incluyendo el sexto, que mide la presión anular.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV

IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

Figura 75. La temperatura y la presión anular en el nodo seis (6) de la red discreta. La ayuda en la gestión de las mediciones ECD mediante la identificación y el análisis de la densidad del fluido dinámico y estático dentro de la ventana de la densidad del lodo, para ayudar a las estrategias de limpieza del pozo.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

6.5.2. Las personas.

La experiencia y la participación de expertos en la organización fueron cruciales.

a) Experiencia

Deliberadamente se decidió llevar a los expertos a la torre de perforación en vez de solo llevarles la data. Se supo que en otros proyectos el optar por la segunda alternativa trajo como consecuencia una tendencia al retraso en

la ejecución debido a la diferencia horaria entre los equipos de UK y US. Los métodos poco ortodoxos de los expertos ganaron credibilidad con los demás integrantes. Su presencia demostraba compromiso y mostraba que ellos estaban “metidos en el juego”. Principalmente, la comunicación y los tiempos de ejecución mejoraron. Para la implementación de “Trinidad” se necesitaron los siguientes expertos en el pozo:

- Expertos en estabilidad del pozo para que monitoreen la calidad del mismo en tiempo real.
- Ingenieros de perforación, los cuales monitoreaban el control de la eficiencia de la limpieza del pozo por medio de las lecturas de presión anular de los sensores distribuidos a lo largo de las perforaciones y además optimizar la ubicación de los sensores.
- Asistencia para la introducción de tecnología y desarrollo de nuevos flujos de trabajo.

b) **Organización**

Una vez que los expertos fueron asignados a sus respectivas áreas (en el pozo) fue primordial formar un acercamiento a la organización del cliente. La gestión de perforación integró nuevos datos y habilidades de expertos en la toma de decisiones.

Las compañías de servicios que proveían taladrado direccional, adquisición de datos en el fondo del pozo, fluido para la perforación y servicios de telemetría se involucraron en el planeamiento del trabajo y detallamiento del plan de operaciones durante la ejecución. El acercamiento les permitió a los expertos relevantes interpretar y entender los fenómenos y los equipos de operación en el pozo para así refinar el control del deterioro de las condiciones del pozo. Esto redujo significativamente el tiempo para resolver problemas. El uso de imágenes de alta calidad por parte de los equipos en el subsuelo fue de gran importancia al momento de actualizar los modelos de subsuelo durante la perforación del pozo.

6.5.3. Procesos

La mejora del proceso a través de la gente y tecnología correctas fueron vitales en la reducción transformacional en la inestabilidad del pozo con respecto a los problemas de tiempo. Tres métodos de perforación se muestran para reducir el NPT:

a. Barridos: Gestionando el ECD

Generalmente barridos ponderados se bombean para la limpieza del pozo, pero ahora la efectividad se evalúa a través de las mediciones de presión anular a lo largo de la estructura independientemente del aspecto de la superficie. Las mediciones de fondo de pozo permiten incrementar la frecuencia de los barridos, es decir, los barridos se bombean en “tándem”. En la práctica, mientras un barrido está en el anular, el segundo barrido ya fue bombeado.

En la Figura 76 se ilustra un barrido ponderado viajando a través de los anulares y siendo detectado en cada uno de los seis nodos de medición de presión anular. La figura demuestra que la ubicación de los barridos puede ser identificada y seguida mientras viaja por los anulares, por las medidas de presión anular en cada nodo de la red de mediciones. El tiempo de llegada de cada medición permite estimar el “tamaño del hueco” entre nodos de medición.

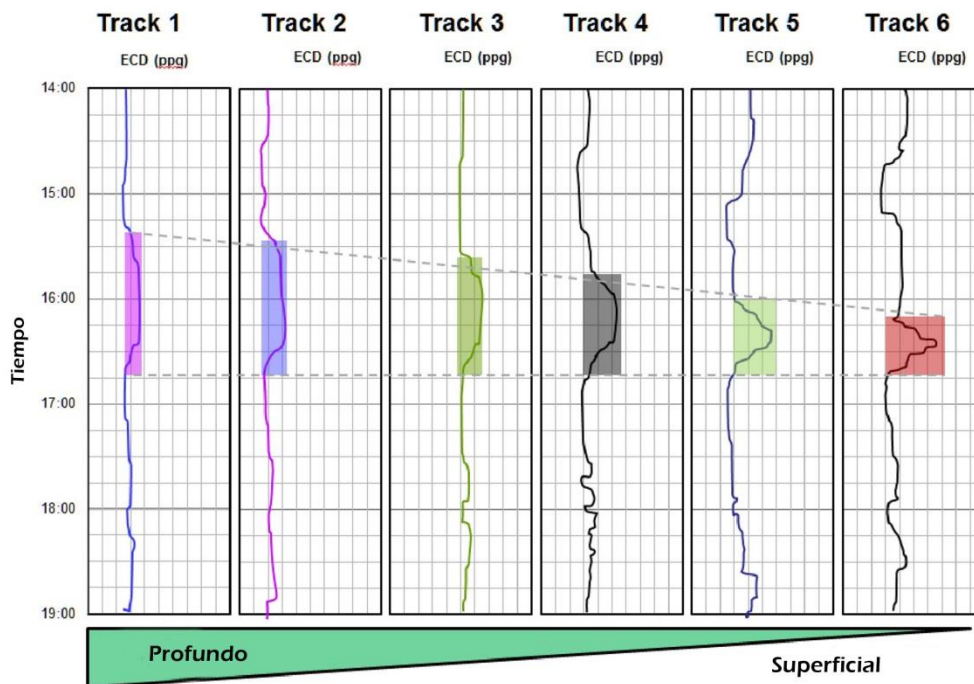
$$\phi_{Wellbore} = \sqrt{\frac{\Delta t V}{\pi L_{ASM2-ASM1}} + (0,5d_{drillstring})^2} \quad (2)$$

Ecuación 2. Donde Δt [s] es el tiempo del viaje de un barrido desde un sensor a otro, $L_{ASM2-ASN1}$ [m] es la distancia entre dos nodos a lo largo de la estructura, $d_{drillstring}$ [m] es el diámetro efectivo de la perforación y V es el caudal de la bomba [m^3 / s].

La evaluación de la presión a través de la estructura sirve para:

- Determinar el flujo requerido para realizar la limpieza, por primera vez se midió la eficiencia del corte de salida efectiva, y que las prácticas de limpieza de pozos maximizan dicha eficiencia.
- Comparar la pérdida por fricción real en los anulares con respecto a la de los modelos.
- Determinar la carga de corte en los anulares a través de mediciones de presión en los mismos y compararlos con la presión de taladrado.
- Calcular el volumen de cemento para posicionar con precisión las tapas de cemento.

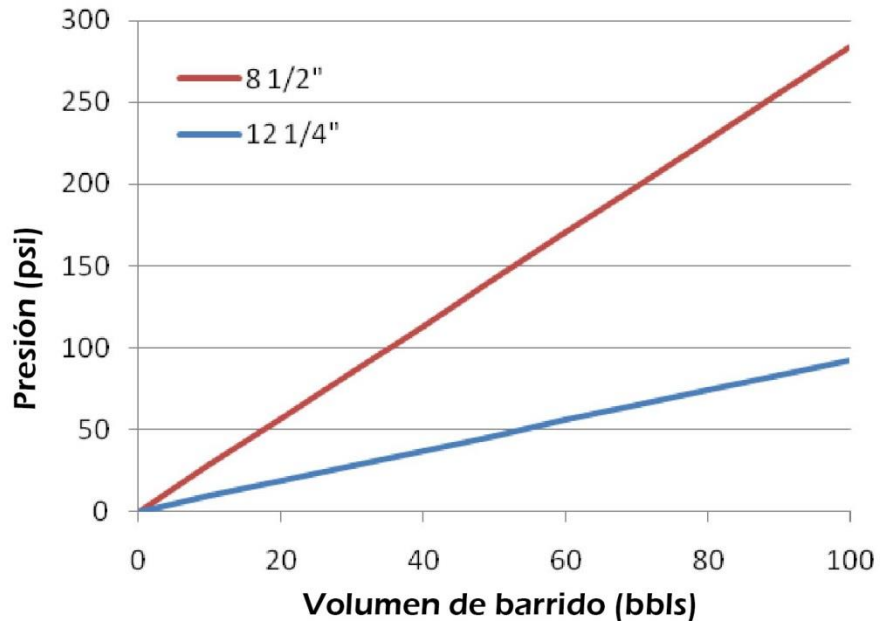
Figura 76. Medición de presión en el anular usando la capacidad a lo largo de la estructura de la red de la sarta de perforación, que muestra un barrido ponderado viajando por el espacio anular, levantando los recortes.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

En la Figura se 77 muestra el incremento teórico de la presión por el barrido ponderado en la sección vertical de un pozo de un agujero calibrado.

Figura 77. Incremento de la presión de fondo como función del volumen de barrido (en 2 ppg sobre la densidad del lodo) en la sección vertical del pozo para dos tamaños de agujero.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

b. Time-lapse logging: Analizar el peso de lodo óptimo

La formación de registros de imágenes se usaba para identificar deterioro comparándolas con imágenes capturadas en diferentes tiempos. Subsecuentemente, este método se usó para optimizar el peso de lodo requerido para estabilizar el pozo. En concreto, los mecanismos de

inestabilidad del plano de los estratos podrían ser identificados usando time-lapsed logs de imágenes de pozos de alta definición con tiempo necesario para responder a un cambio inmediato de la densidad del lodo, con suficiente antelación en cada sección para mantener la condición del pozo en general.

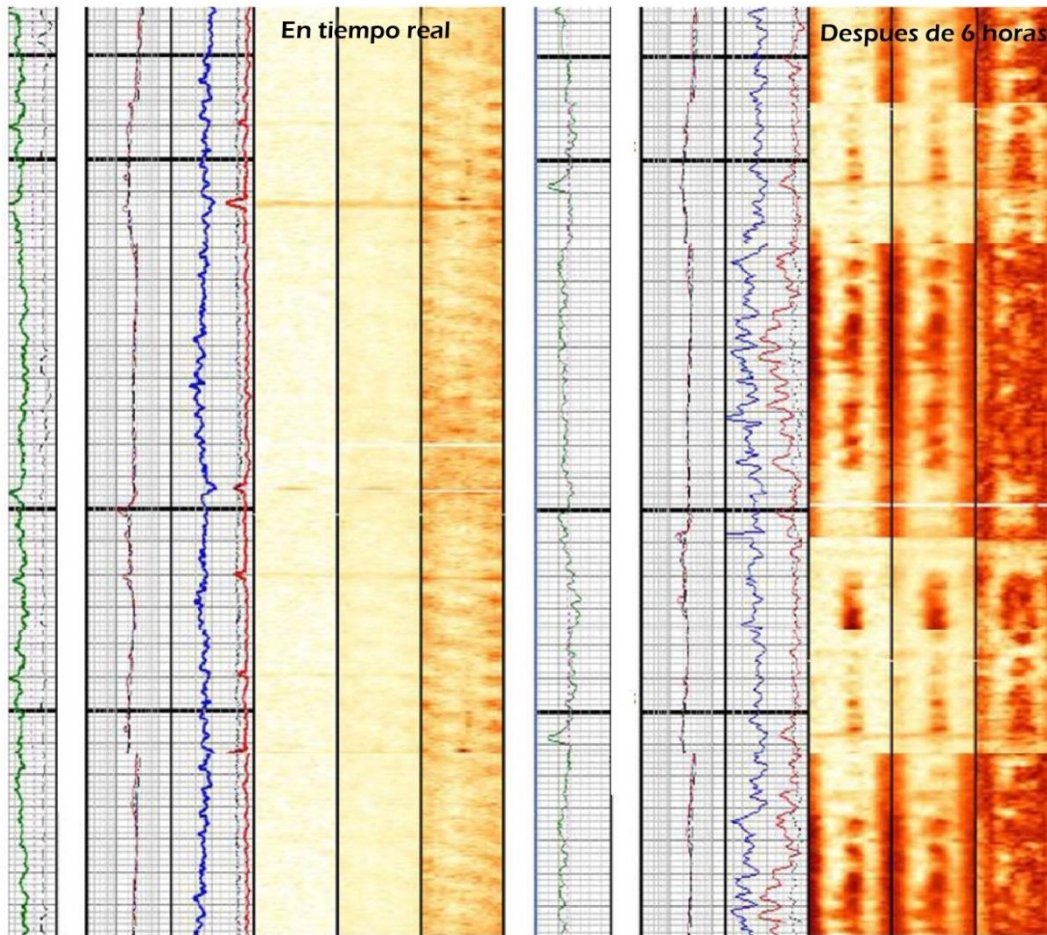
En la figura 78 se muestran azimuthal density data, obtenida de 16 sectores (cada sector cubre un arco de 22.5 grados) para crear una density image. Las imágenes, mostradas en grupos de a tres, representan la imagen de volumen de density a la izquierda, la imagen ampliamente espaciada (del centro), y la pocamente espaciada de la derecha. La baja densidad (fluido de perforación) está representada por colores oscuros; mientras que las formaciones están resaltadas con colores claros. Las imágenes están orientadas a la geometría del pozo. Para fines de visualización, el orificio cilíndrico se corta en el eje del agujero (en la parte superior) y lo “envuelve”. La parte superior del orificio por lo tanto se encuentra en los lados extremos izquierdo y derecho de la imagen sin envolver y en la parte inferior del agujero (siendo 180 grados desde la parte superior del agujero) se encuentra en el centro de la imagen.

Los colores claros que se muestran en tiempo real “como perforados” en la imagen indican el sondeo del pozo para estar calibrado al momento de la perforación. Sin embargo, después de 6 horas, la visualización de colores oscuros observados en la imagen basada en “short-base” (menos de 2 "de profundidad en la lectura), dio a entender, la ampliación del pozo. La ampliación se muestra de manera más uniforme en la parte superior de la mitad de la imagen y sólo ligeramente girada de arriba hacia abajo en la mitad inferior de la imagen. La imagen ampliamente espaciada (mostrada en el centro de las tres imágenes) tiene una profundidad de investigación de 3” a 5”. Recordando el “envolvimiento” de la imagen, el sensor base muestra aproximadamente que ocurrió alargamiento en el pozo varias

pulgadas más de lo esperado para el radio de perforación. Esta pequeña rotación de alargamiento (aproximadamente 15 grados) del verdadero “techo-fondo” del pozo indica que ha ocurrido una ruptura en el pozo.

Como fue mencionado anteriormente, las rupturas convencionales que se generan por una insuficiencia del peso del lodo se produce a los lados de la perforación de pozos de alto ángulo. Sin embargo, la imagen que se muestra en la Figura 78 indica que la inestabilidad se está produciendo en el lado alto y del lado bajo del pozo. (La pequeña rotación de las rupturas en la orientación ya sea en el techo o en el fondo, se origina como resultado de que en la boca del pozo se está perforando en una dirección que está desalineada con las direcciones de los esfuerzos in-situ predominantes). Esta imagen muestra que la más problemática de las inestabilidades, "techo colapso", está ocurriendo y que se requieren medidas correctivas de la densidad de manera inmediata en este pozo. Esto requiere un aumento de la densidad del lodo y gestionar de manera más proactiva la limpieza del pozo. Al haber rupturas orientadas a los lados del hueco, indica, que sólo se requeriría un período de más atención a la limpieza del pozo. De esta manera, las imágenes de pozo de calidad de transmisión en memoria en tiempo real fueron clave para diagnosticar correctamente el modo de inestabilidad del pozo y la aplicación de las medidas de remediación apropiadas.

Figura 78. Análisis de la inestabilidad del pozo a través de la identificación de rupturas y dependencia del tiempo utilizando imágenes de densidad azimuthal. La imagen de la izquierda muestra la imagen del pozo durante la perforación, mientras que la imagen de la derecha el resultado del relogging de la sección, seis horas más tarde.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

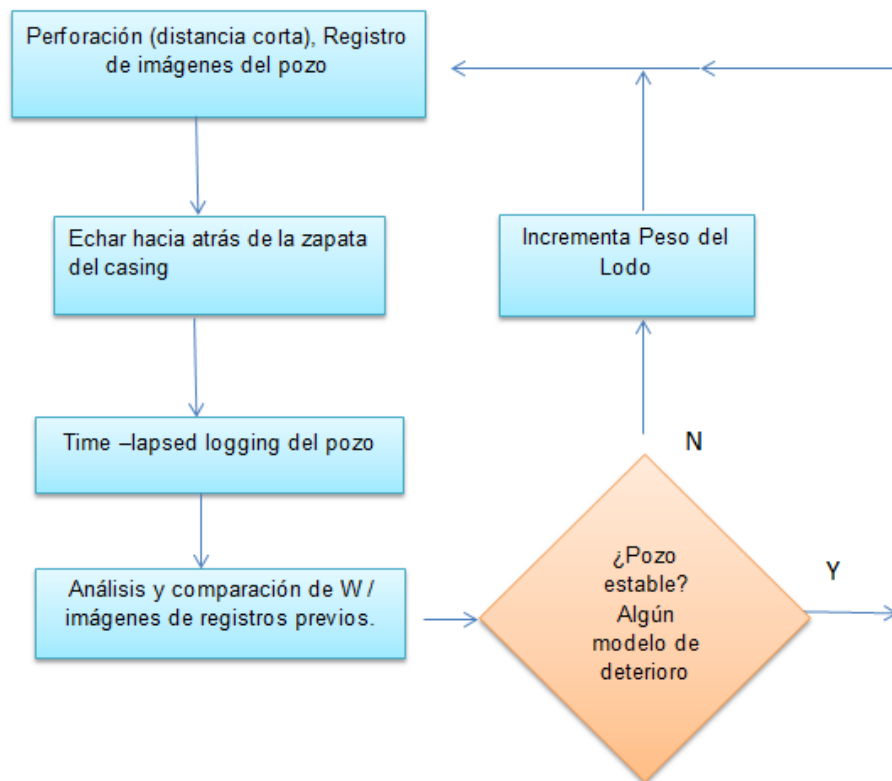
c. Wait-and-Weigh: Ajuste de la selección de la densidad del lodo

Pozos de alto ángulo requieren una densidad del lodo entre 13-13.5 ppg dependiendo de la inestabilidad de los estratos. Con un gradiente de fractura de 14ppg - un alto riesgo de pérdidas - la densidad del lodo fue

seleccionada y perfeccionada mediante el siguiente proceso ortodoxo. El casing y unos pocos cientos de metros de la formación se perforan con la densidad del lodo inicialmente elegido y un registro de la imagen del pozo de alta definición sería adquirido. A continuación, la columna de perforación se echó hacia atrás de la zapata del casing, mientras se realizaba relogging en la sección. Se hará uso del time-lapsed logging y se analizará en busca de signos de deterioro del pozo. Si es requerido, la densidad del lodo podría ajustarse antes de continuar con la perforación. Este proceso se puede repetir periódicamente para asegurarse de que se ha seleccionado la densidad óptima del lodo.

La figura 79 resume el proceso de wait.and.weight.

Figura 79. Metodología Drill-Wait-Weight, consiste en la secuencia de: a) perforar una corta sección y adquirir registros de imágenes del pozo, b) Echar hacia atrás de la zapata del casing y esperar, c) relog la sección perforada e identificar el deterioro del pozo comparando el registro de tiempo transcurrido con el registro de la imagen del pozo original y d) la decisión de cambiar la densidad del lodo antes de continuar para perforar la sección siguiente.

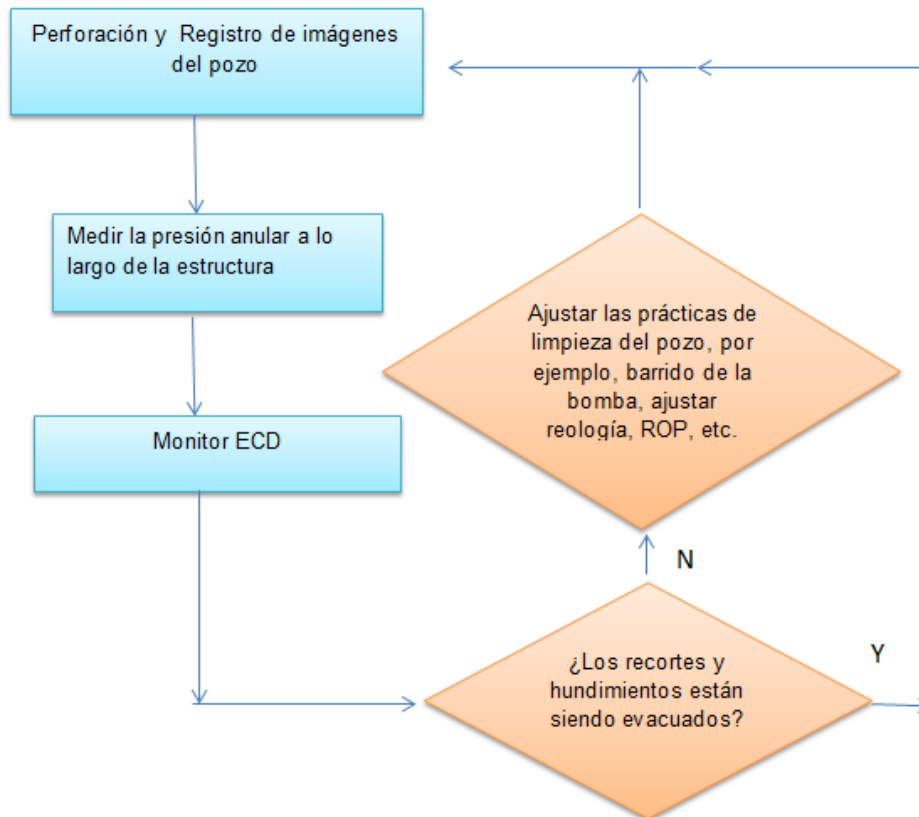


Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING

PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

Durante la perforación, el ECD se manejó con cuidado para mantenerse dentro de la ventana segura de la densidad del lodo, ya que es fundamental para evitar pérdidas o colapso del pozo (que había dado lugar a la pérdida de secciones de pozo en los dos primeros pozos). En la Figura 80 se muestran los controles para gestionar el ECD durante la perforación. El ajuste del ROP y de la reología del fluido eran opciones, además de la selección de la densidad del lodo y de un barrido estratégico, para cuantificar cuidadosamente el efecto ECD. Estos procesos transforman las condiciones de agujero en el tercer pozo y el revestimiento se corrió hacia abajo sin ningún problema en absoluto.

Figura 80. Gestión de ECD y la estrategia de limpieza del pozo, utilizando a lo largo de la estructura una evaluación de la presión anular.

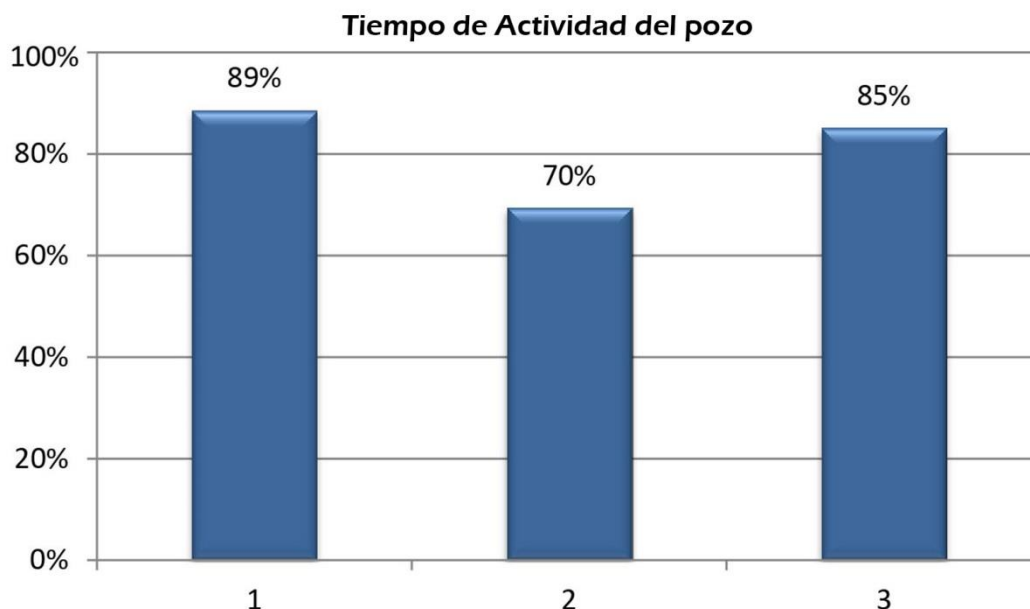


Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veeningen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

6.5. RESULTADOS Y RECOMENDACIONES

La viabilidad del proyecto de desarrollo que es objeto de este trabajo fue transformada por una combinación de las nuevas tecnologías, la participación de expertos en la materia de clase mundial, implementación en campos con expertos a la vanguardia, y modificación de las prácticas de perforación. Esta combinación transforma la eficiencia ERD(perforación de alcance extendido Extended Reach Drilling) al permitir el diagnóstico apropiado de los problemas mecánicos, de la cual los métodos correctivos apropiados podrían ser intentados, interpretados, refinados y realizados con éxito, todo dentro de una sección de pozo. Este enfoque es un modelo para las futuras campañas de ERD en las zonas donde haya alta inclinación en el pozo, o formaciones características, o ambos, introduciendo inestabilidad del pozo y problemas en la limpieza de este. En términos más generales, el enfoque de confiar en las mediciones globales y de expertos de clase mundial para ofrecer un diagnóstico preciso de los fenómenos de fondo de pozo, seguido por su ayuda al equipo de perforación en las prácticas de mejoramiento, tiene una validez más amplia en la actividad de perforación y terminaciones. El resumen de la mejora del rendimiento y la fiabilidad del sistema se presenta en la **Tabla 7**. La inestabilidad del pozo NPT sobre el pozo tres se redujo a niveles absurdamente pequeños, y el tiempo de problemas se limitaba a un equipo de perforación.

Figura 81. Tiempo de actividad o disponibilidad del servicio de red de banda ancha para cada perforado en la campaña.



Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

Tabla 7. Resumen del rendimiento, tales como la inestabilidad del pozo relacionado con el tiempo no productivo en el campo.

P _{ozo}	TD	ft	ft	Telemetría	Tiempo de	NPT	NPT Hrs	NPT	NPT
#	del pozo	perforados	perforados	(horas)	actividad	%	(Intelliserv)	por	por
	(ft)		telemetría		(%)			1000 pies	100 Hrs.
1	15.932	15.932	13.843	340.0	89%	47%	1.45	0.09	0.38
2	15.861	24.254	18.087	755.2	70%	48%	18.75	0.77	1.73
3	15.755	17.947	15.309	730.9	85%	10%	0	0.00	0.00

Fuente: TRANSFORMATIONAL REDUCTION IN NON-PRODUCTIVE TIME THROUGH IMPLEMENTATION OF BROADBAND NETWORKED DRILL-STRING AND MODIFIED DRILLING PRACTICES IN AN EXTENDED REACH DRILLING CAMPAIGN. Daan Veenigen, NOV IntelliServ, Martyn Fear, Husky Energy, Stephen Willson, Apache Corporation, 2012. Modificada por el autor.

7. CAMPAÑA DE AUSTRALIA: SISTEMA DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN INTELIGENTE OFRECE MEJORAS SIGNIFICATIVAS EN EL DESEMPEÑO DE UN PROYECTO DE PERFORACIÓN OFFSHORE

Apache Energy LTDA, utilizó el sistema de tuberías de perforación cableadas con la herramienta de interfaz de Halliburton Sperry IXO durante la perforación del campo Van Gogh en el Noroeste de Australia. Este proyecto fue un desafío debido a la presencia de delgadas arenas no consolidadas que requerían tolerancias direccionales muy estrechas (+/- 3,28 ft TVD). Los componentes principales para el uso de esta tubería de perforación cableada fueron evaluados en esta nueva tecnología, obteniendo un incremento general en las tasas de perforación, y un mantenimiento de la tolerancia en el TVD para estas delgadas arenas.

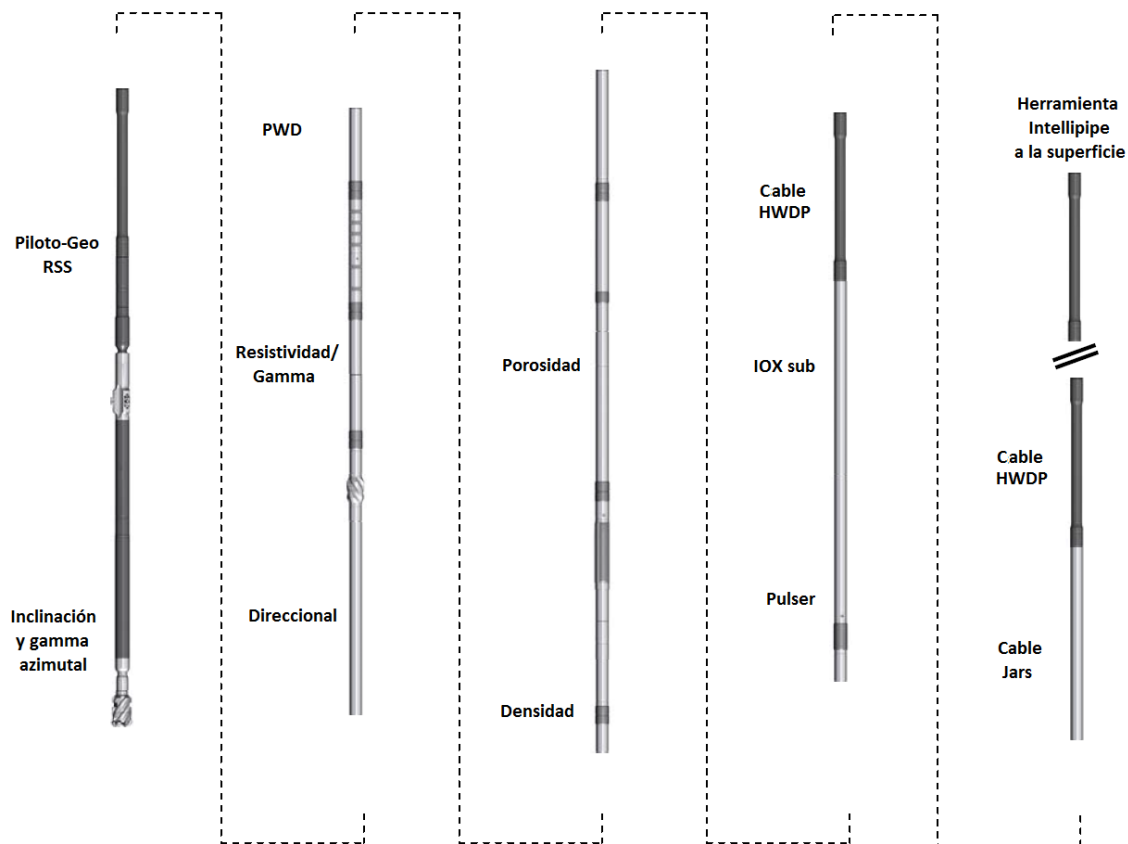
El sistema de tubería de perforación cableada fue utilizada en cuatro pozos multilaterales con un total de siete secciones horizontales en el yacimiento. Se perforaron más de 33.000 ft de pozo de 8 1/2" utilizando una sarta de 6 3/4" que consistía en un sistema rotatorio Geo-Pilot XL 7600 con una sarta MWD/LWD que contenía los siguientes sensores:

- ABG TM – Sensor Gamma Azimutal en la Broca
- ABI TM – Sensor de Inclinación en la Broca
- DGR TM – Sensor Gamma-Ray Dual
- EWR ® FASE 4 TM – Sensor de Resistividad
- CTN TM – Sensor Neutrón compensado térmicamente
- Sensor Direccional
- DDS TM – (x2) Sensores de impacto

El arreglo también contenía un sensor de pulso el cual suministró un sistema de apoyo para la transmisión por si la tubería fallaba por cualquier motivo, aún si esta fallaba se presentaba por cortos periodos de tiempo. Este arreglo fue conectado a la sarta por un sub de interface de 10 pies el cual tomó los datos del MWD/LWD/RSS e iba conectado a la sarta de tubería cableada. La sarta de

perforación cableada consistió de la tubería de perforación cableada, además de los componentes especiales tales como los HWDP, martillos y subs.

Figura 82. BHA utilizado para la perforación de la sección del pozo de 8 ½ in.



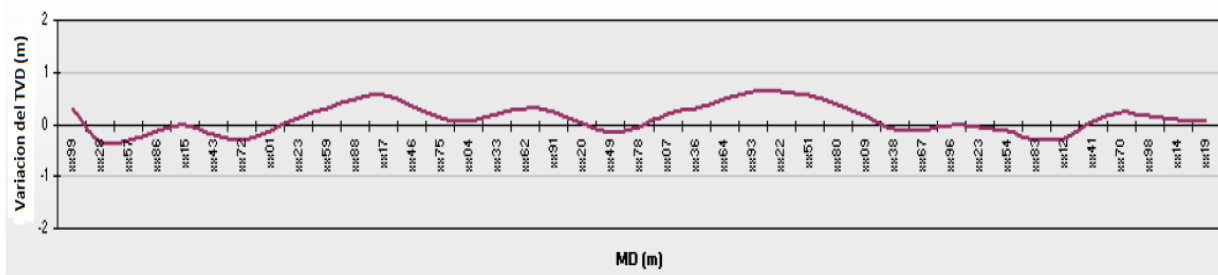
Fuente: INTELLIGENT WIRED DRILL PIPE SYSTEM PROVIDES SIGNIFICANT IMPROVEMENTS IN DRILLING PERFORMANCE ON OFFSHORE AUSTRALIA DEVELOPMENT Luke Lawrence, Apache Energy Australia; Bruce Redmond and Rick Russell, Halliburton; and Dave McNeill, Mike Reeves, and Maximo Hernandez, NOV Downhole Telemetry. Modificada por el autor.

Uno de los aspectos más críticos de la perforación del pozo Van Gogh fue asegurar que las secciones del yacimiento mantuvieran una tolerancia de +/- 1m. Esto fué especialmente difícil de alcanzar debido a que las arenas eran muy permeables y altamente friables (no consolidadas). Los baches intermitentes de arenas cuarzosas causaban que el BHA subiera o cayera inesperadamente. La hidráulica de la sarta, el diseño del BHA y los parámetros de perforación fueron de

gran importancia para que se mantuviera una calibración del agujero que permitiera al sistema rotatorio maniobrar efectivamente en esta formación.

La comunicación instantánea en ambos sentidos a través de la tubería de perforación cableada representó un continuo monitoreo en el comportamiento de la sarta de perforación, y también representó la posibilidad de realizar ajustes a medida que fueron requeridos. Además, la disponibilidad de datos de inclinaciones en la broca y en las herramientas de alta densidad, representó la posibilidad de que cualquier tendencia emergente en la dirección del BHA pudiera ser detectada y corregida rápidamente.

Figura 83. Comparación del factor dogleg acumulado y el giro



Fuente: INTELLIGENT WIRED DRILL PIPE SYSTEM PROVIDES SIGNIFICANT IMPROVEMENTS IN DRILLING PERFORMANCE ON OFFSHORE AUSTRALIA DEVELOPMENT Luke Lawrence, Apache Energy Australia; Bruce Redmond and Rick Russell, Halliburton; and Dave McNeill, Mike Reeves, and Maximo Hernandez, NOV Downhole Telemetry. Modificada por el autor.

Una comparación del valor real acumulativo del factor dogleg contra el planeado muestra una respuesta mejor y más suave de la sarta que cuando esta era operacional. Esto se puede ver en la figura 83, en la cual se compara el factor dogleg acumulativo y el giro, pero no se puede analizar cuando se miran los datos del incremento de la inclinación (build).

Tabla 8. Comparación de las trayectorias del pozo cuando el sistema de tubería de perforación cableada estaba funcionando plenamente versus periodos en los cuales el sistema estaba bajo telemetría convencional de pulso de lodo.

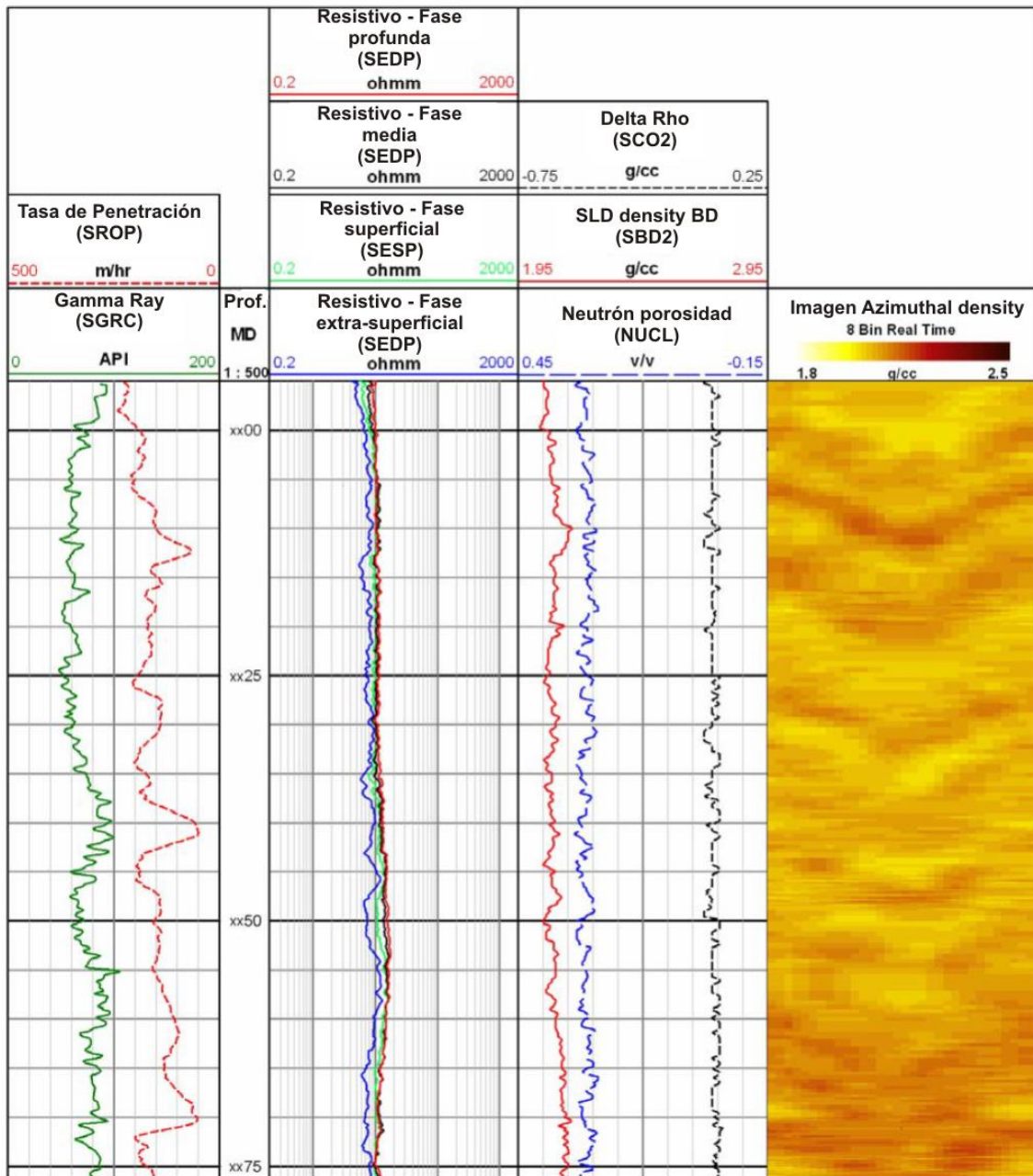
Pozo	Dogleg acumulado Vs MD		Tasa de construcción acumulada Vs MD		Velocidad de giro acumulada Vs MD	
	Tubería cableada	Pulso de lodo	Tubería cableada	Pulso de lodo	Tubería cableada	Pulso de lodo
A	0.012	0.044	0.017	0.013	0.0061	0.039
B	0.0093	0.0324	0.0111	0.0121	0.0105	0.0282
C	0.0635	0.0538	0.0171	0.0165	0.0059	0.0468
D	0.0034	0.0625	0.0181	0.0392	0.0084	0.0416

Fuente: INTELLIGENT WIRED DRILL PIPE SYSTEM PROVIDES SIGNIFICANT IMPROVEMENTS IN DRILLING PERFORMANCE ON OFFSHORE AUSTRALIA DEVELOPMENT Luke Lawrence, Apache Energy Australia; Bruce Redmond and Rick Russell, Halliburton; and Dave McNeill, Mike Reeves, and Maximo Hernandez, NOV Downhole Telemetry. Modificada por el autor.

Los incrementos en las tasas de perforación son evidentes, sin embargo, las tasas de perforación fueron limitadas debido a la tan baja tolerancia de la TVD y a las propiedades geológicas que impactaron la tendencia del BHA.

La resolución de los datos de registros obtenida, aún a las tasas más altas de perforación, permitió que se recibiera información mucho más detallada de la formación. Por ejemplo, en la figura 84, aún a tasas de perforación de 656ft/hr, se obtuvieron datos de registros de alta calidad y se observó una buena calidad de la imagen de densidad azimutal. Nótese que cuatro curvas de resistividad son transmitidas en tiempo real. Una imagen gamma en la broca fue también transmitida al mismo tiempo que los otros datos de evaluación a la formación.

Figura 84. Alta calidad triple combo e imagen del registro density proporcionando data LWD en la perforación de velocidades de hasta 656ft/hr.



Fuente: INTELLIGENT WIRED DRILL PIPE SYSTEM PROVIDES SIGNIFICANT IMPROVEMENTS IN DRILLING PERFORMANCE ON OFFSHORE AUSTRALIA DEVELOPMENT Luke Lawrence, Apache Energy Australia; Bruce Redmond and Rick Russell, Halliburton; and Dave McNeill, Mike Reeves, and Maximo Hernandez, NOV Downhole Telemetry. Modificada por el autor.

Como se mencionó anteriormente, el sistema de tubería de perforación cableado se encuentra en etapas tempranas de desarrollo, y como tal, se obtuvieron muchas lecciones aprendidas a lo largo de este proyecto, las cuales son:

- El problema más frecuente encontrado con el sistema de tuberías cableadas fue el daño al capilar de inducción en las conexiones de la tubería. Se realizaron esfuerzos para minimizar este problema, los cuales incluyeron el uso de protectores de tubería en viajes de subida; mantener el área del hueco limpia; prestar especial atención a los procedimientos de limpieza de las conexiones; y asegurar que la tubería estuviera alineada correctamente durante las conexiones. Este problema nunca fue totalmente solucionado, y se encuentra actualmente bajo revisión.
- El top drive requirió modificaciones en la swivel para permitir a la señal que sea alimentada desde la sarta al sistema de adquisición de datos en superficie. Se debe otorgar suficiente tiempo antes del inicio del proyecto para permitir cualquier modificación en el diseño, y que estas se instalen y se prueben con el equipo específico de la torre.
- Registros detallados de la tubería cableada de perforación deben ser mantenidos en el sitio de perforación para mejorar el desempeño general y permitir un control de calidad preciso y rápido. Este registro de la tubería y su estado conllevará a una mejoría de la eficiencia del sistema entero.

7.1. APLICACIONES ADICIONALES PARA LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN CABLEADA

La telemetría de alta velocidad no trae beneficios solo a la adquisición de datos para la evaluación de formación de alta calidad, sino que también puede traer grandes beneficios para la recolección de datos de los sensores de dinámica de perforación de fondo de pozo. Actualmente es cada vez más común correr algún tipo de sensor de vibración o shock dentro de un arreglo MWD. Generalmente estos sensores transmitirán solo una ‘advertencia’ que se activará cuando los niveles de vibración excedan un límite predeterminado. También es algo común que la telemetría de pulsos que se vea afectada negativamente por el ruido en

fondo de pozo a medida que la vibración de la sarta se incrementa, la cual puede traer dificultades al momento de detectar la señal en los pulsos del lodo. Como resultado de la interrupción de los datos obtenidos en tiempo real, se puede presentar una interrupción de las advertencias de los sensores de vibración, lo cual ocasionará períodos más altos de vibración y posibles daños a la sarta de perforación y a las herramientas de esta. Debido a que no hay restricción en los tipos de datos que pueden ser transmitidos mediante un sistema de tuberías de perforación cableada, se pueden transmitir datos completos de impacto y vibración, los cuales incluyen magnitud y frecuencia de estos, lo cual resulta en un entendimiento mucho más claro de las dinámicas de perforación de fondo de pozo. Se pueden instalar múltiples sensores de impacto en una sarta LWD, y también existe el potencial de tener sensores montados en los repetidores de la tubería de perforación cableada, lo cual permitirá ganar información dinámica de toda la sarta de perforación.

Otra aplicación de la tubería de perforación cableada ha sido la habilidad de requerir puntos de chequeo direccionales (surveys) y recibirlos instantáneamente en cualquier etapa de la perforación. El incremento de la frecuencia de los chequeos direccionales reduce significativamente la incertidumbre de la ruta del pozo y permite que estos métodos de chequeo se vuelvan normativos. Tomar muchos de estos puntos con telemetría de pulso de lodo puede demandar mucho tiempo y ser problemático. El sistema Intellipipe remueve la necesidad de tomar y transmitir un survey a superficie a través de la circulación del lodo, lo cual alivia el potencial de problemas en fondo de pozo.

Las herramientas de Presión-durante la-Perforación (PWD) son de gran valor para determinar la ECD (Densidad equivalente de Circulación) real durante el proceso de perforación. Sin embargo, con una telemetría de pulsos de lodo, no es posible transmitir información mientras las bombas de lodo están apagadas. Con la tubería de perforación cableada, los datos son transmitidos continuamente aún durante las conexiones y los viajes de la sarta, lo cual permite que se reciba información precisa en tiempo real sobre suaveo y surgencia, y se pueden evitar

pérdidas potenciales de circulación o situaciones de influjo. Se pueden correr sensores de presión adicionales en los repetidores de la tubería cableada.

La habilidad para controlar las herramientas de fondo de pozo con la tubería cableada de perforación es otra característica importante. A pesar de que existen sistemas de conexión con fondo de pozo, y estos pueden ser muy confiables sin traer mayores impactos a la perforación, utilizando el sistema de tubería de perforación cableada, el control de herramientas tales como los sistemas rotarios (top drive), herramientas de registros LWD y otros sensores será realizada de manera instantánea, tanto como la confirmación de los comandos, lo cual permitirá un control extremadamente preciso del sistema.

7.2. APLICACIONES PARA LOS ÚLTIMOS SENSORES DESARROLLADOS

7.2.1. Direccionamiento de Pozo

Unos de los avances más recientes en las tecnologías para el direccionamiento de los pozos consiste en la introducción de aparatos de resistividad acimutal profunda, los cuales tienen arreglos específicos que pueden recolectar información en 32 direcciones discretizadas alrededor de la herramienta y a varias profundidades de la formación, hasta 18 pies dentro de la formación. Esto puede resultar en más de 2000 mediciones discretizadas tomadas por la herramienta. A pesar de que es improbable que en una operación se puedan requerir tantos datos, en una aplicación típica de direccionamiento de pozo, serían requeridas lecturas profundas acimutales con imágenes a varias profundidades de investigación, además de mediciones petrofísicas completas. Esta cantidad tan grande de información podría poner una carga muy grande en sistemas de telemetría de pulso en lodo convencionales, mientras que para los sistemas de tuberías de perforación cableadas, toda esta información estaría disponible a alta resolución, lo cual mejorará las decisiones de direccionamiento de pozos.

Los sensores LWD también tienen potencial en el direccionamiento de pozo, en los cuales la herramienta pueda ser usada para medir los gradientes de presiones

absolutas para determinar la posición del fondo de pozo relativa a las interfaces de los fluidos en el yacimiento. Esto se puede aplicar específicamente cuando la incertidumbre de la posición del pozo es mayor que las dimensiones geométricas reales del yacimiento. La tubería de perforación cableada mejorará enormemente el posicionamiento, el control, y la toma de datos de los sensores LWD.

7.2.2. Imagen

La tecnología para la toma de imágenes ha estado disponible en herramientas LWD por algún tiempo, inicialmente en herramientas de imagen de densidad. Las imágenes de alta resolución de 16-bin a tiempo real usan una cantidad considerable de ancho de banda de la telemetría de pulsos del lodo, y el operador probablemente tiene que recurrir a otras mediciones para recibir imágenes útiles en tiempo real. Imágenes de resoluciones aún más altas se encuentran disponibles de nuevas herramientas de imágenes resistivas las cuales pueden adquirir imágenes en 64 discretizaciones acimutales alrededor del pozo. Las imágenes de esta calidad pueden detectar no solo los datos básicos de la formación (los cuales se pueden ver en aparatos de imagen de densidad) sino que también pueden tomar datos específicos de la formación tales como fracturas naturales, características sedimentológicas muy específicas y filtrado inducido a la formación. La habilidad para adquirir estas imágenes de alta resolución en tiempo real mediante la tubería de perforación cableada mejora significativamente su efectividad.

7.2.3. Mediciones Acústicas

Generalmente, las herramientas sónicas LWD solo transmiten una medición compresional delta-T en tiempo real pero generan grandes cantidades de información en forma de ondas sónicas de múltiples receptores. Estos datos normalmente son recuperables de la memoria de la herramienta de fondo de pozo luego de la corrida de la herramienta. A medida que las herramientas sónicas LWD se van volviendo más sofisticadas, la recuperación de estas ondas en tiempo real se vuelve cada vez más importante para poder aprovechar a plenitud las ventajas de las mediciones disponibles, tales como la detección de fracturas

del análisis completo de las ondas. La tubería de perforación cableada también será una tecnología que permita la existencia de sistemas tales como SWD (Sísmica mientras la Perforación), en los cuales los datos se veían limitados por la inhabilidad de transmitir ondas completas con la telemetría de pulsos en el lodo.

Tabla 9. Ventajas técnicas de la tubería de perforación cableada.

Perforación	Comentario
Mejoras en el control y seguridad del pozo	Más y mejor información de presiones en el pozo y dinámicas de la perforación
Adquisición de datos durante la perforación: hacer conexiones, viajes, matar el pozo, leak-off tests y perforación	Mejoras en la teoría y en el conocimiento de mejores prácticas de perforación
Adquisición continua de posicionamiento direccional (surveys)	Posicionamiento del pozo más preciso, ahorro en los tiempos de perforación
Uso de técnicas Under-balance o de presión controlada mientras la obtención de datos MWD se presenta	Obtención de un nuevo entendimiento de las dinámicas de perforación, integridad de pozos e hidráulica para la mejora del desempeño de la perforación y para un modelamiento más preciso.
Registros y evaluación de la formación	Comentario
Adquisición de datos de evaluación avanzada de la formación de alta resolución durante la perforación	Análisis detallado de la descripción y caracterización del yacimiento en tiempo real
Imágenes de alta resolución para registros Densidad, Gamma Ray, Resistividad	La velocidad de perforación puede incrementar significativamente y aun así adquirir imágenes de alta resolución. Además de la alta calidad de las imágenes, existe la oportunidad de analizar las fracturas inducidas por la perforación y los análisis de los esfuerzos máximos y mínimos en tiempo real.
Adquisición completa de los sensores de alta cantidad de datos	Se pueden obtener conjuntos de información completos de sensores tales como sónicos y MRIL
Incremento de la ROP	No existe la necesidad de reducir la ROP para asegurar una alta calidad de los datos en tiempo real. Toda la información estará disponible, siempre a toda hora
Más tiempo para la planeación del pozo	En vez de esperar todos los datos de la memoria o los datos de un registro, toda la información

	necesaria está disponible en tiempo real.
Tiempo entre registros	Sin gastar mucho tiempo limpiando una sección, ahora se pueden correr registros durante los viajes. Los datos detallados serán transmitidos en tiempo real para su análisis

Fuente: INTELLIGENT WIRED DRILL PIPE SYSTEM PROVIDES SIGNIFICANT IMPROVEMENTS IN DRILLING PERFORMANCE ON OFFSHORE AUSTRALIA DEVELOPMENT
 Luke Lawrence, Apache Energy Australia; Bruce Redmond and Rick Russell, Halliburton; and Dave McNeill, Mike Reeves, and Maximo Hernandez, NOV Downhole Telemetry. Modificada por el autor.

CONCLUSIONES

- La tubería con cable permite una visibilidad mucho mayor de lo que sucede en fondo de pozo (tanto de las herramientas de fondo de pozo como de la formación) que normalmente están disponible a través de las formas convencionales de telemetría. Permite ventajas significativas en el ámbito de la estabilidad del pozo, la colocación del pozo (en relación a la formación), la limpieza del pozo, descarga y gestión de la vibración, optimización en la perforación, monitorización de la presión anular, control de herramientas de fondo de pozo, pruebas de presión en la formación con LWD, fiabilidad en las herramientas de fondo de pozo, así como una serie de beneficios menos evidentes y más sutiles. También proporciona mediciones a lo largo de la columna de perforación, en sí, abriendo nuevas posibilidades. Este proyecto investigativo ofrece ejemplos de las aplicaciones en las que se ha tenido la oportunidad de probar la realidad de los pozos perforados con tubería de cable. Muchas otras aplicaciones, para otros pozos y ajustes, probablemente existen también con la tecnología actual. También vale la pena recordar sin embargo, que ninguna de las herramientas de hoy en día fueron diseñadas para ser utilizadas con tubería cableada. Tal vez entonces, hay incluso más posibilidades de futuras herramientas diseñadas desde cero para tener las ventajas de la conectividad y ancho de banda disponible.

- Aplicada correctamente, el uso de las tuberías de perforación cableadas abren varias oportunidades nuevas para incrementar el valor de un proyecto, tales como:
 - Perfiles más detallados del pozo
 - Mejores tasas de perforación
 - Menor requerimiento del wireline
 - Reducciones en las fallas de las herramientas de fondo de pozo, debido a un mejor manejo del tiempo de la sarta de perforación.

- Menor exposición al yacimiento debido a un direccionamiento más preciso del pozo
 - La posibilidad de integrar nuevas tecnologías tales como la Sísmica mientras la Perforación (SWD)
- La tubería de perforación cableada permite que se extraiga el máximo valor de las cantidades incrementales de datos de fondo de pozo a tiempo real que pueden ser generadas por los últimos sistemas rotatorios (top drive), y de las tecnologías MWD y LWD, no solo para la evaluación a la formación, sino también para el direccionamiento preciso, el análisis de las dinámicas de la perforación y del control de las herramientas de fondo.
 - El uso de la tubería de perforación cableada en las campañas aplicativas, dieron un punto de vista valioso en la aplicación y el potencial de esta nueva tecnología. A pesar de que hubo varios problemas iniciales, lo cual es normal en el desarrollo de toda nueva tecnología, el sistema otorgó varios beneficios, tales como mejores tasas de perforación, control preciso de la TVD, y registros de alta resolución en tiempo real.
 - Los beneficios potenciales de este sistema, junto con los últimos desarrollos en sensores de fondo de pozo y la complejidad incremental de los pozos que están siendo perforados, sugiere que esta tecnología podría ser un verdadero punto de inflexión en la industria de la perforación.
 - Considerando que la tecnología de tubería cableada es relativamente nueva, y dado que se trata de un sistema con muchas partes, al hablar de fiabilidad se considera buena. Sin embargo, a través del uso extensivo informado aquí, en una variedad de entornos (incluyendo algunos muy duros) se piensa que hay una serie de oportunidades para mejorar la fiabilidad. Algunos de estos se encuentran en el diseño intrínseco de la tubería y ya se han reportado (por ejemplo, flarels de acero) o están en el proceso (redistribución de la carga en la conexión para limitar el daño

cuando hay exceso de torque). Sin embargo, hay muchas oportunidades que se encuentran teniendo en cuenta la forma en que esta tecnología se utilice y el mantenimiento dado. En estas áreas, el operador tiene que tomar la iniciativa para garantizar la coordinación entre el proveedor de cable tubería, proveedor de medición, contratista de perforación y otros personas de tercero (por ejemplo, los proveedores de herramientas de fondo de pozo con cable, tales como rearmes).

- La tubería cableada, potencialmente tiene un futuro grande, cambiando las reglas del juego. Las ventajas son convincentes, incluso con las herramientas de medición disponibles en la actualidad que se han diseñado para trabajar con pulsos de lodo. Beneficios futuros de herramientas diseñadas para tomar ventaja de la transmisión de información bidireccional. Sin embargo, el equipo de perforación en offshore no es un lugar fácil de operar. La seguridad y la fiabilidad son consideraciones predominantes para cualquier tecnología para convertirse en algo ampliamente utilizado. Las empresas NOV y Schlumberger junto con IntelliServ deben proporcionar oportunidades de mejoras en estas áreas. Al mismo tiempo, los operadores que sean capaces de abordar el uso de tubería cableada como un proyecto, en colaboración con los proveedores y que son lo suficientemente flexibles para adaptar sus flujos de trabajo para sacar provecho de la conectividad bidireccional por completo, obteniendo una ventaja significativa en la perforación y completamiento de los pozos cada vez más exigentes en el futuro.

RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que se describirán en este apartado hacen énfasis en la importancia de la implementación de la tubería inteligente para el desarrollo de un adecuado proceso de perforación, para su posterior producción. Basándonos en esa necesidad y en la voluntad por parte de los operarios y/o compañías de garantizar un umbral lucrativo, se exponen las siguientes recomendaciones:

- La telemetría de tubería inteligente está lejos de ser una innovación a descartar para una futura implementación, debido a los restos venideros para la perforación, y como se analizó en las campañas aplicativas, permite ser un excelente sustituto a los métodos convencionales.
- La tubería cableada tendrá una utilización idónea en aplicaciones de formaciones poco consolidadas, perforación de alta angularidad, recomendaciones realizadas para evitar pérdidas de circulación y una alta posibilidad de pega de tubería, ocasionando problemas mecánicos.
- En caso de operaciones sutiles y que requieran alta complejidad es recomendable aplicar esta tecnología (examinar costo-beneficio).
- No es recomendable la aplicación de esta tecnología para perforaciones verticales, debido a los gastos que esta genera, a menos, que al realizar el balance de caja, permita mayores ganancias que los métodos convencionales.
- Este trabajo puede considerarse como un primer paso que sirva de orientación a estudios posteriores que profundicen en los diferentes avances y desarrollos realizados para la adaptación de la telemetría por tubería inteligente en la industria petrolera, de tal manera, que se realice una retrospectiva del progreso en cuanto a modificaciones de las tecnologías implementadas en una perforación convencional, requeridas para el funcionamiento adecuado de la tubería cableada. Además, sería

oportuno efectuar un análisis técnico-económico de la perforación con tubería cableada y la tubería convencional, con datos suministrados de un campo Colombiano.

BIBLIOGRAFIA

- D Craig, T. A. Jackson, Schultze, R., Briscoe, M., The evolution of wired drilling tools: a background, history and learnings from the development of a suite of drilling tools for wired drillstrings, National Oilwell Varco, SPE/IADC 163416, 2003
- ECOPETROL, Manual de operaciones de perforación.
- GEARHART, Marvin et. Al, Mud Pulse MWD System Report, JPT. Dec. 1981.
- HALLIBURTON, Drilling Information System-Measurement While Drilling Technical Paper, Halliburton Company. 1997
- IADC/SPE 99134, High-speed drillstring telemetry network enables new real-time drilling and measurement technologies, May 2008.
- INTELLISERV BOCHURE, 2007
- IPTC 12449, Intelligent Wired Drill-Pipe System Allows Operators To Take Full Advantage Of Latest Downhole Sensor Developments, Dec 2007
- J.A. Short, Introduction to Directional and Horizontal drilling. 1993.
- JELLISON Michael J., Grant Prideco, and R. HALL David, Intelligent drill pipe creates the drilling network. IntelliServ, SPE 80454, 2003
- JPT, How High-Speed Telemetry affects the drilling processes, BAKER HUGHES, 2009
- LAWRENCE Luke, REDMOND Bruce and RUSSELL Rick, MCNEILL Dave, HERNANDEZ Maximo, Intelligent wired drill pipe system provides significant improvements in drilling performance on offshore Australia development, NOV Downhole Telemetry, OTC 20067 ,2009.
- M. Brinsden, Group PLC, A new wireless solution to real time reservoir surveillance. SPE 93512, 2005.

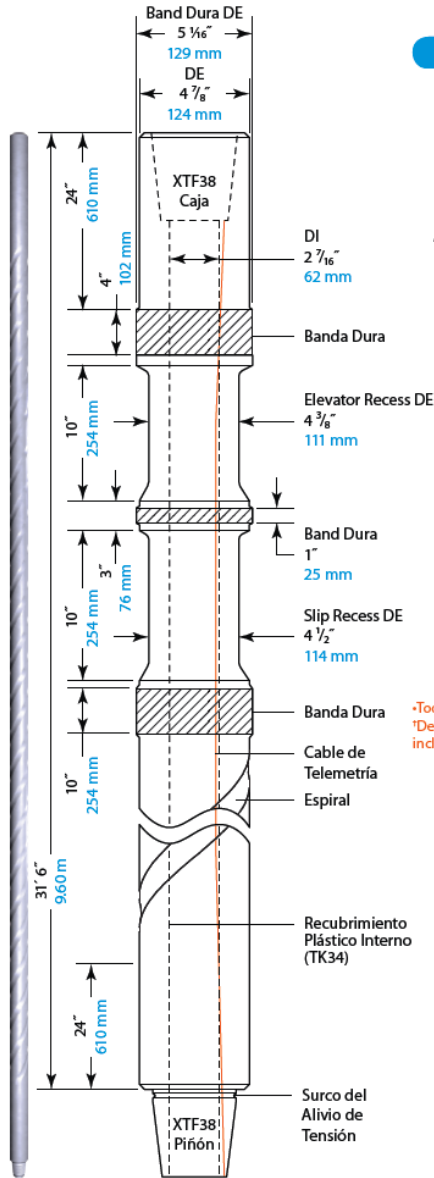
- RASMUS John, DOREL Alain, AZIZi ony, DAVID Andre, DURAN Ember, Utilizing Wired Drill Pipe Technology During Managed Pressure Drilling Operations to Maintain Direction Control, Constant Bottom-hole Pressures and Well-bore Integrity in a Deep, Ultra-depleted Reservoir, SPE/IADC 163501,2013.
- RENDON, Carlos Mario y MORALES, Oscar Hernando. Perforación Horizontal. Facultad de Minas, Universidad Nacional de Colombia, 1992.
- SPE 1011882, Real time data acquisition with advanced acoustic telemetry improves operational efficiency in deep water offshore well testing, SEP 2006.
- SPE, IADC/SPE 112683. 'A new mud pulse Telemetry system for enhanced MWD/LWD applications', Feb. 2006.
- SPE, IADC/SPE 99134. 'High-Speed Drillstring Telemetry Network Enables New Real-Time Drilling And Measurement Technologies', May 2008.
- T. EDWARDS Stephen, J. COLEY Chris, A. WHITLEY Nick, G. KECK Richard, RAMNATH Vishwahnath, FOSTER Tommy, A summary of wired drill pipe field trials and deployments in bp, SPE/IADC 163560, 2013.
- VEENINGEN Daan, FEAR Martyn, WILLSON Stephen, Transformational reduction in non-productive time through implementation of broadband networked drill-string and modified drilling practices in an extended reach drilling campaign, SPE 156364, 2012.
- WEATHERFORD, Training Curriculum Measurement While Drilling 1 Essentials

ANEXO

ANEXO A. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular 4 7/8" Drill Collar



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliCollar™	
Tamaño de Tubular	4 7/8" Drill Collar
Tipo de Tubular	Espiral
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	XTF38 Piñón x Caja



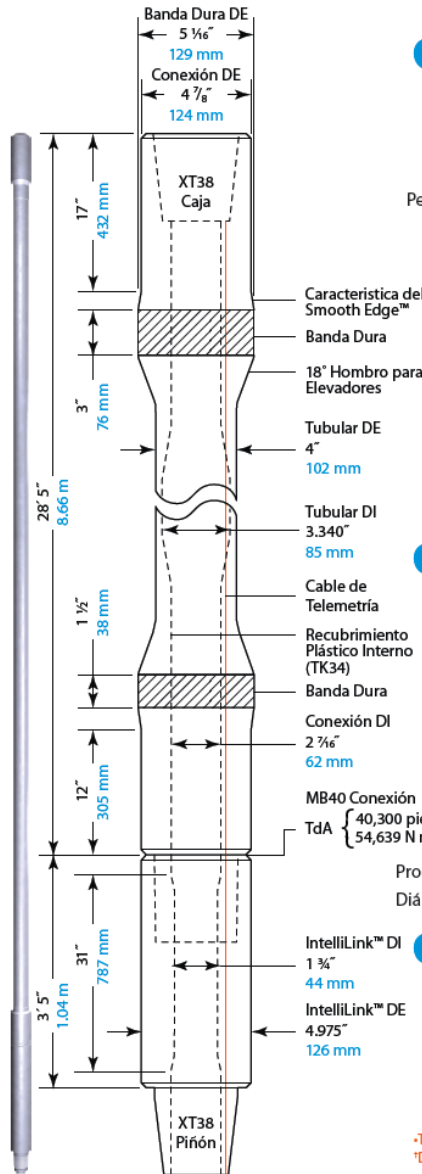
Especificaciones

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm
Densidad de Pared	1.219 pul	31 mm
Diámetro Interior	2.437 pul	62 mm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	14.001 pul ²	90.3 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	18.665 pul ²	120.4 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	4.664 pul ²	30.1 cm ²
Modulo de Sección	10.664 pul ³	174.8 cm ³
Modulo de Sección Polar	21.328 pul ³	349.5 cm ³
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	32,000 pié-lib	43,386 Nm
Torque de Apriete Recomendado	19,200 pié-lib	26,032 Nm
Torque de Apriete Mínimo	11,700 pié-lib	15,863 Nm
Resistencia a la Tensión	603,900 lib	273,924 kg
Peso Ajustado	47.55 lib/pié	70.76 kg/m
Longitud Aproximada	31.50 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido†	0.745 gal/pié	9.252 l/m
Capacidad de Fluido†	0.224 gal/pié	22.782 l/m
Diámetro de Mandril‡	2.110 pul	54 mm

†Todas las medidas son nominales.
 †Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO B. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 4 “



Tubular			
	Inglés	Métrico	
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm	
Densidad de Pared	0.330 pul	8.38 mm	
Diámetro Interior	3.340 pul	85 mm	
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	12.921 lib/pié	19.229 kg/m	
Resistencia a la Torsión	32,600 pié-lib	44,200 Nm	
Resistencia a la Tensión	399,500 lib	541,649 kg	
80% Resistencia a la Torsión	26,100 pié-lib	35,387 Nm	
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	3.805 pul ²	24.5 cm ²	
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul ²	81.1 cm ²	
Área Transversal del Diámetro Interior	8.762 pul ²	56.5 cm ²	
Modulo de Sección	3.229 pul ³	52.9 cm ³	
Modulo de Sección Polar	6.458 pul ³	105.8 cm ³	
Capacidad de Presión	15,159 psi	20,553 kPa	
Presión de Colapso	15,896 psi	21,552 kPa	

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)			
Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm	
Diámetro Interior	2.438 pul	62 mm	
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm	
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm	
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm	
Torque de Apriete Recomendado	20,900 pié-lib	28,337 Nm	
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm	
Diámetro Exterior del Balance	4.770 pul	121 mm	
Resistencia a la Tensión	658,500 lib	298,691 kg	
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.83	0.83	
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	4.500 pul	114 mm	

Tubería con Conexión XT38			
Peso Ajustado	22.62 lib/pie	33.66 kg/m	
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m	
Desplazamiento de Fluido*	0.31 gal/pié	3.83 l/m	
Capacidad de Fluido*	0.40 gal/pié	4.96 l/m	
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79.38 mm	

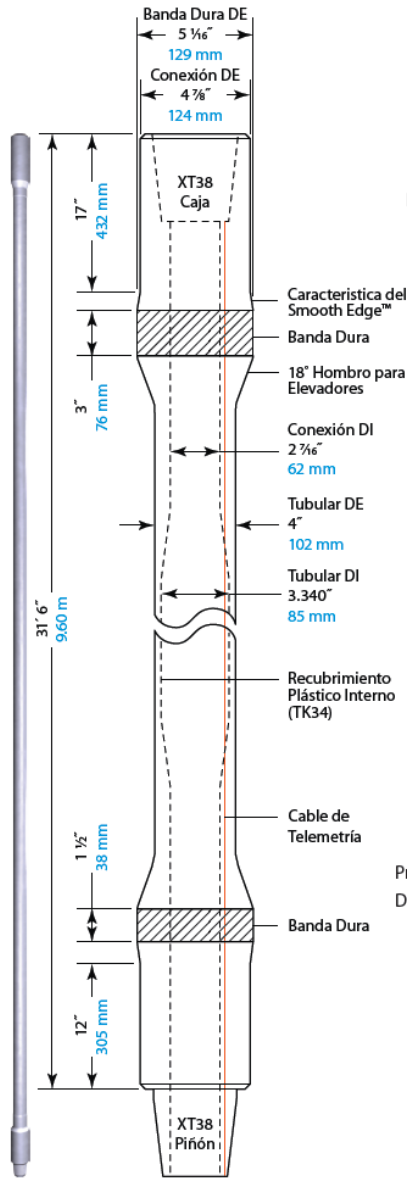
*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO C. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 4 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliPipe®	
Tamaño y Peso de Tubular:	4" 14.00 IU
Grado de Tubular:	CYX-105
Clasificación/Rango:	2
Tipo de Conexión:	XT38 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm
Densidad de Pared	0.330 pul	8.38 mm
Diámetro Interior	3.340 pul	85 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	12.921 lib/pié	19.229 kg/m
Resistencia a la Torsión	32,600 pié-lib	44,200 Nm
Resistencia a la Tensión	399,500 lib	541,649 kg
80% Resistencia a la Torsión	26,100 pié-lib	35,387 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	3.805 pul ²	24.5 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul ²	81.1 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	8.762 pul ²	56.5 cm ²
Modulo de Sección	3.229 pul ³	52.9 cm ³
Modulo de Sección Polar	6.458 pul ³	105.8 cm ³
Capacidad de Presión	15,159 psi	20,553 kPa
Presión de Colapso	15,896 psi	51,552 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm
Diámetro Interior	2.438 pul	62 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm
Torque de Apriete Recomendado	20,900 pié-lib	28,337 Nm
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm
Diámetro Exterior del Balance	4.770 pul	121 mm
Resistencia a la Tensión	658,500 lib	298,691 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.83	0.83
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	4.500 pul	114 mm

Tubería con Conexión XT38

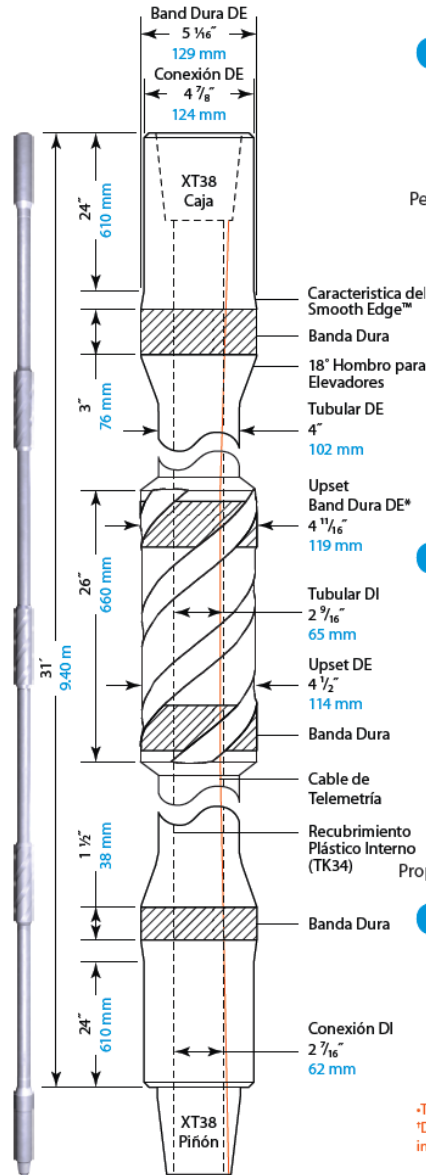
Peso Ajustado	16.17 lib/pie	24.06 kg/m
Longitud Aproximada	31.5 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido*	0.229 gal/pié	2.84 l/m
Capacidad de Fluido†	0.413 gal/pié	5.13 l/m
Diámetro de Mandril	2.313 pul	59 mm

*Todas las medidas son nominales.

†Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO D. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 4 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm
Densidad de Pared	0.719 pul	18.3 mm
Diámetro Interior	2.562 pul	65 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	25.168 lib/pié	37.5 kg/m
Resistencia a la Torsión	47,700 pié-lib	64,673 Nm
Resistencia a la Tensión	704,100 lib	319,374 kg
80% Resistencia a la Torsión	38,200 pié-lib	51,792 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	7.411 pul²	47.8 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	5.155 pul²	33.3 cm²
Modulo de Sección	5.226 pul³	85.6 cm³
Modulo de Sección Polar	10.451 pul³	171.3 cm³
Capacidad de Presión	29,883 psi	206,036 kPa
Presión de Colapso	28,014 psi	193,150 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm
Diámetro Interior	2.437 pul	62 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm
Torque de Apriete Recomendado	21,000 pié-lib	28,472 Nm
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm
Diámetro Exterior del Balance	4.771 pul	121.2 mm
Resistencia a la Tensión	658,800 lib	298,827 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.73	0.73

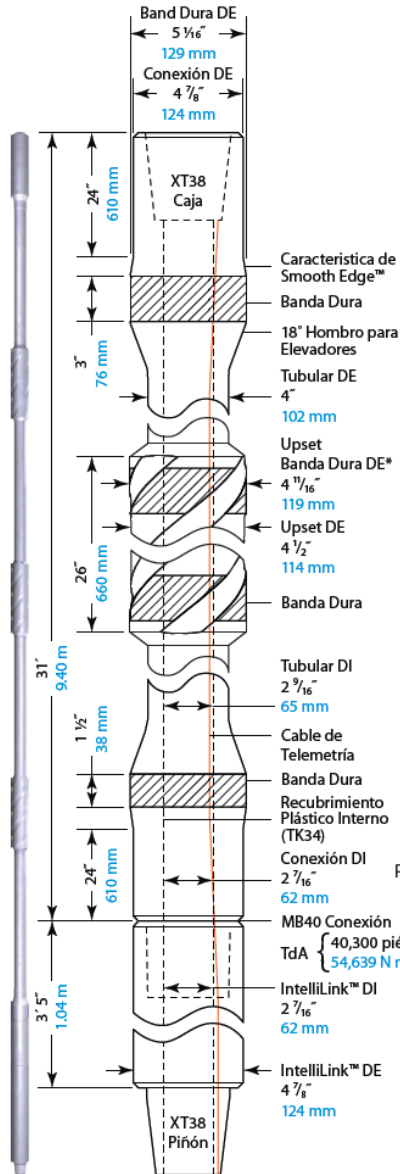
Tubería con Conexión XT38

Peso Ajustado	29.82 lib/pie	44.38 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido†	0.474 gal/pié	5.887 l/m
Capacidad de Fluido†	0.250 gal/pié	3.105 l/m
Diámetro de Mandril‡	2.111 pul	53.6 mm

*Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO E. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 4 “



Tubular			
	Inglés	Métrico	
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm	
Densidad de Pared	0.719 pul	18.3 mm	
Diámetro Interior	2.562 pul	65 mm	
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	25.168 lib/pié	37.5 kg/m	
Resistencia a la Torsión	47,700 pié-lib	64,673 Nm	
Resistencia a la Tensión	704,100 lib	319,374 kg	
80% Resistencia a la Tensión	38,200 pié-lib	51,792 Nm	
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	7.411 pul²	47.8 cm²	
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul²	81.1 cm²	
Área Transversal del Diámetro Interior	5.155 pul²	33.3 cm²	
Modulo de Sección	5.226 pul³	85.6 cm³	
Modulo de Sección Polar	10.451 pul³	171.3 cm³	
Capacidad de Presión	29,883 psi	206,036 kPa	
Presión de Colapso	28,014 psi	193,150 kPa	

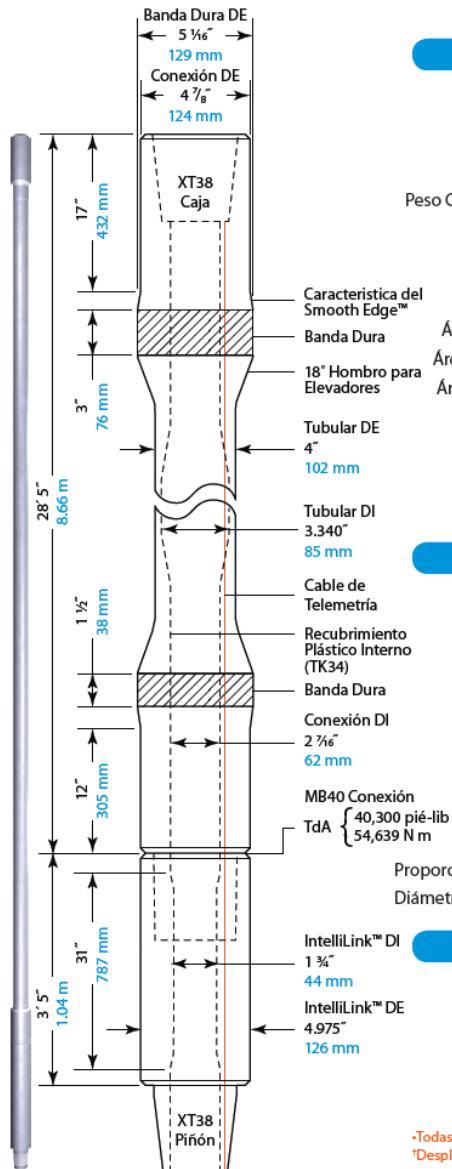
Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)			
Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm	
Diámetro Interior	2.437 pul	62 mm	
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm	
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm	
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm	
Torque de Apriete Recomendado	21,000 pié-lib	28,472 Nm	
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm	
Diámetro Exterior del Balance	4.771 pul	121.2 mm	
Resistencia a la Tensión	658,800 lib	298,827 kg	
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.73	0.73	

Tubería con Conexión XT38			
Peso Ajustado	34.44 lib/pie	51.52 kg/m	
Longitud Aproximada	34.40 pié	10.44 m	
Desplazamiento de Fluido*	0.489 gal/pié	6.073 l/m	
Capacidad de Fluido*	0.235 gal/pié	2.919 l/m	
Diámetro de Mandril†	2.111 pul	53.6 mm	

*Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO F. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 4 "



Tubular		
	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm
Densidad de Pared	0.330 pul	8.38 mm
Diámetro Interior	3.340 pul	85 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	12.921 lib/pié	19.229 kg/m
Resistencia a la Torsión	41,900 pié-lib	56,809 Nm
Resistencia a la Tensión	513,600 lib	232,965 kg
80% Resistencia a la Tensión	33,500 pié-lib	45,420 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	3.805 pul²	24.5 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	8.762 pul²	56.5 cm²
Modulo de Sección	3.229 pul³	52.9 cm³
Modulo de Sección Polar	6.458 pul³	105.8 cm³
Capacidad de Presión	19,491 psi	134,386 kPa
Presión de Colapso	20,141 psi	138,867 kPa

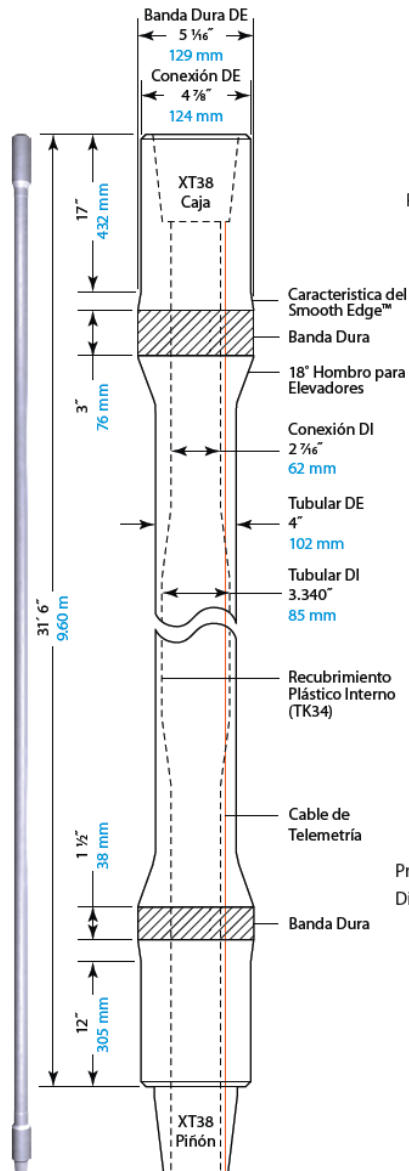
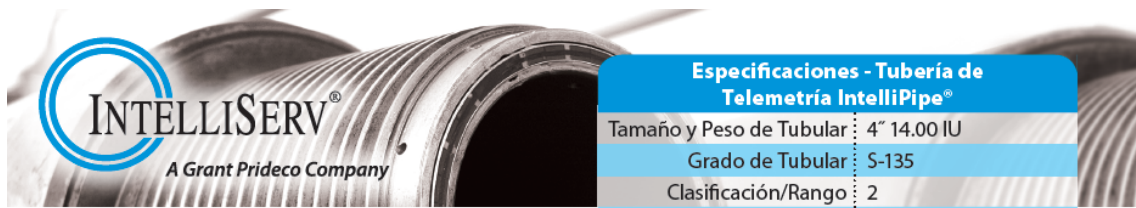
Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)		
Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm
Diámetro Interior	2.438 pul	62 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm
Torque de Apriete Recomendado	20,900 pié-lib	28,337 Nm
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm
Diámetro Exterior del Balance	4.770 pul	121 mm
Resistencia a la Tensión	658,500 lib	298,691 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.83	0.83
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	4.500 pul	114 mm

Tubería con Conexión XT38		
Peso Ajustado	22.62 lib/pie	33.66 kg/m
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m
Desplazamiento de Fluido†	0.31 gal/pié	3.83 l/m
Capacidad de Fluido†	0.40 gal/pié	4.96 l/m
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79.38 mm

†Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO G. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 4 “



Tubular			
	Inglés	Métrico	
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm	
Densidad de Pared	0.330 pul	8.38 mm	
Diámetro Interior	3.340 pul	85 mm	
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	12.921 lib/pié	19.229 kg/m	
Resistencia a la Torsión	41,900 pié-lib	56,809 Nm	
Resistencia a la Tensión	513,600 lib	232,965 kg	
80% Resistencia a la Tensión	33,500 pié-lib	45,420 Nm	
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	3.805 pul²	24.5 cm²	
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul²	81.1 cm²	
Área Transversal del Diámetro Interior	8.762 pul²	56.5 cm²	
Modulo de Sección	3.229 pul³	52.9 cm³	
Modulo de Sección Polar	6.458 pul³	105.8 cm³	
Capacidad de Presión	19,491 psi	134,386 kPa	
Presión de Colapso	20,141 psi	138,867 kPa	

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)			
Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm	
Diámetro Interior	2.438 pul	62 mm	
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm	
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm	
Resistencia a la Torsión	34,900 pié-lib	47,318 Nm	
Torque de Apriete Recomendado	20,900 pié-lib	28,337 Nm	
Torque de Apriete Mínimo	12,800 pié-lib	17,354 Nm	
Diámetro Exterior del Balance	4.770 pul	121 mm	
Resistencia a la Tensión	658,500 lib	298,691 kg	
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.83	0.83	
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	4.500 pul	114 mm	

Tubería con Conexión XT38			
Peso Ajustado	16.17 lib/pie	24.06 kg/m	
Longitud Aproximada	31.5 pié	9.6 m	
Desplazamiento de Fluido†	0.229 gal/pié	2.84 l/m	
Capacidad de Fluido†	0.413 gal/pié	5.13 l/m	
Diámetro de Mandril	2.313 pul	59 mm	

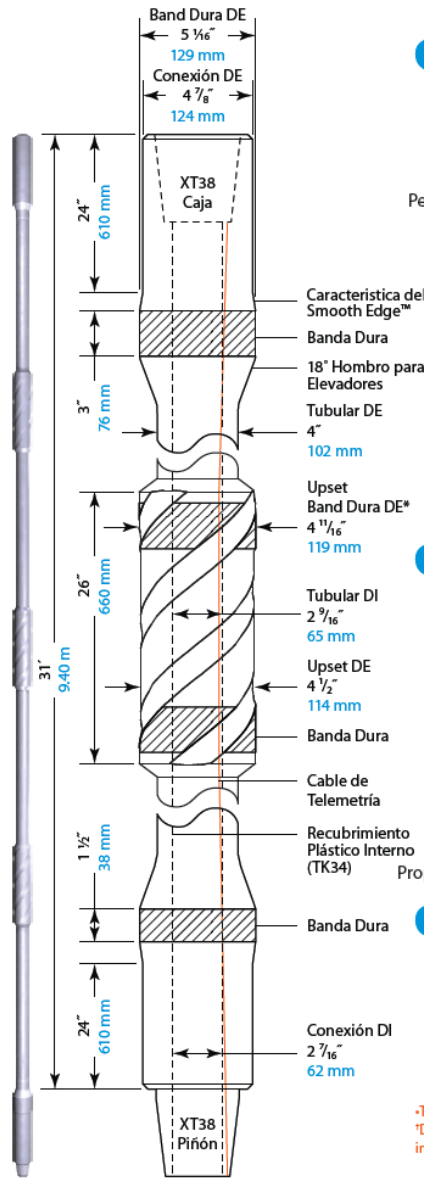
†Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO H. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 4 "



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliHWDP™	
Tamaño de Tubular	4" HW
Tipo y Grado de Tubular	Tri-Spiral XD90
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	XT38 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	4.000 pul	102 mm
Densidad de Pared	0.719 pul	18.3 mm
Diámetro Interior	2.562 pul	65 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	25.168 lib/pié	37.5 kg/m
Resistencia a la Torsión	45,200 pié-lib	61,283 Nm
Resistencia a la Tensión	667,000 lib	302,546 kg
80% Resistencia a la Torsión	36,200 pié-lib	49,081 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	7.411 pul²	47.8 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	5.155 pul²	33.3 cm²
Modulo de Sección	5.226 pul³	85.6 cm³
Modulo de Sección Polar	10.451 pul³	171.3 cm³
Capacidad de Presión	28,311 psi	195,197 kPa
Presión de Colapso	26,539 psi	182,980 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	4.875 pul	124 mm
Diámetro Interior	2.437 pul	62 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	29,100 pié-lib	39,454 Nm
Torque de Apriete Recomendado	17,500 pié-lib	23,727 Nm
Torque de Apriete Mínimo	10,600 pié-lib	14,372 Nm
Diámetro Exterior del Balance	4.770 pul	121.2 mm
Resistencia a la Tensión	548,800 lib	248,931 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.64	0.64

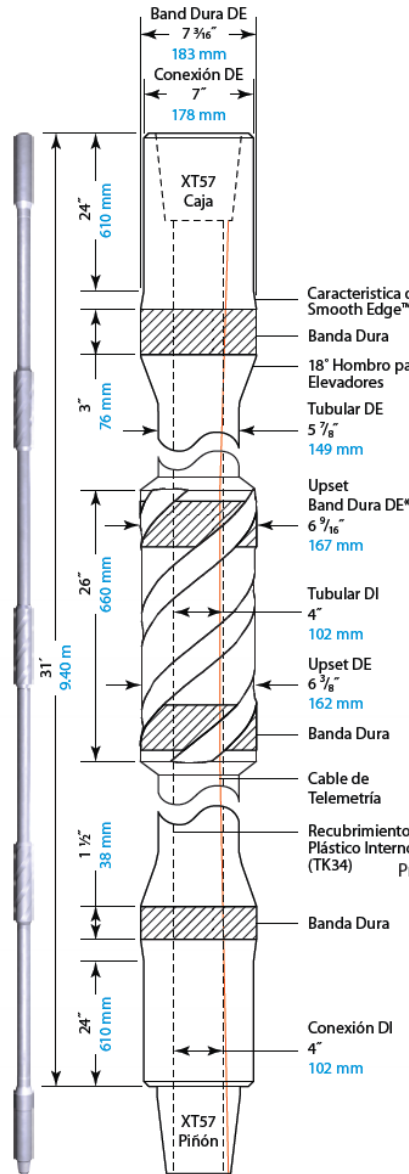
Tubería con Conexión XT38

Peso Ajustado	29.82 lib/pie	44.38 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.456 gal/pié	5.663 l/m
Capacidad de Fluido*	0.268 gal/pié	3.328 l/m
Diámetro de Mandril*	2.111 pul	53.6 mm

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO I. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 7/8 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.938 pul	23.8 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	49.385 lib/pié	73.584 kg/m
Resistencia a la Torsión	82,700 pié-lib	112,126 Nm
Resistencia a la Tensión	799,800 lib	362,783 kg
80% Resistencia a la Torsión	66,100 pié-lib	89,619 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	14.542 pul²	93.8 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	12.566 pul²	81.1 cm²
Modulo de Sección	15.630 pul³	256.1 cm³
Modulo de Sección Polar	31.260 pul³	512.3 cm³
Capacidad de Presión	15,359 psi	105,897 kPa
Presión de Colapso	14,752 psi	101,711 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	106,200 pié-lib	143,987 Nm
Torque de Apriete Recomendado	63,700 pié-lib	86,366 Nm
Torque de Apriete Mínimo	36,400 pié-lib	49,352 Nm
Diámetro Exterior del Balance	7.077 pul	180 mm
Resistencia a la Tensión	1,403,100 lib	636,435 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	1.28	1.28

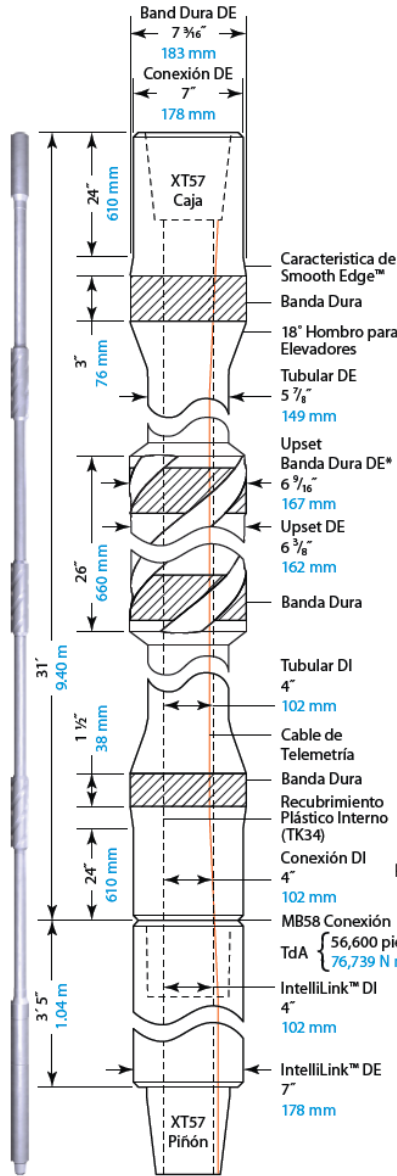
Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	57.42 lib/pie	85.56 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.896 gal/pié	11.128 l/m
Capacidad de Fluido*	0.635 gal/pié	7.887 l/m
Diámetro de Mandril*	3.673 pul	93 mm

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO J. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8"



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.938 pul	23.8 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	49.385 lib/pié	73.584 kg/m
Resistencia a la Torsión	82,700 pié-lib	112,126 Nm
Resistencia a la Tensión	799,800 lib	362,783 kg
80% Resistencia a la Tensión	66,100 pié-lib	89,619 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	14.542 pul²	93.8 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	12.566 pul²	81.1 cm²
Modulo de Sección	15.630 pul³	256.1 cm³
Modulo de Sección Polar	31.260 pul³	512.3 cm³
Capacidad de Presión	15,359 psi	105,897 kPa
Presión de Colapso	14,752 psi	101,711 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	106,200 pié-lib	143,987 Nm
Torque de Apriete Recomendado	63,700 pié-lib	86,366 Nm
Torque de Apriete Mínimo	36,400 pié-lib	49,352 Nm
Diámetro Exterior del Balance	7.077 pul	180 mm
Resistencia a la Tensión	1,403,100 lib	636,435 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	1.28	1.28

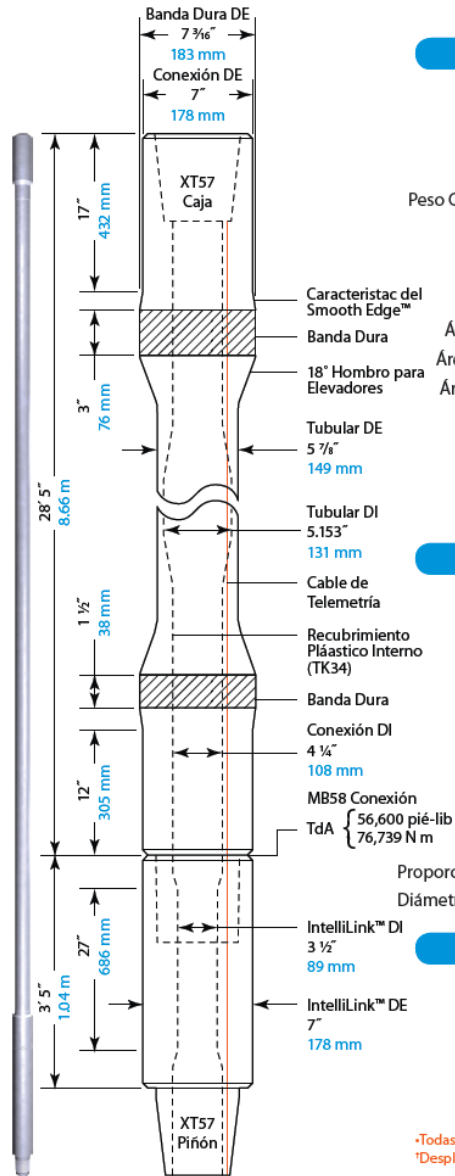
Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	57.42 lib/pie	85.56 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.896 gal/pié	11.128 l/m
Capacidad de Fluido*	0.635 gal/pié	7.887 l/m
Diámetro de Mandril†	3.673 pul	93 mm

*Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO K. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8 "



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.361 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	5.153 pul	131 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	21.237 lib/pié	31.612 kg/m
Resistencia a la Torsión	105,500 pié-lib	143,039 Nm
Resistencia a la Tensión	844,200 lib	382,922 kg
80% Resistencia a la Torsión	84,400 pié-lib	114,431 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	6.254 pul²	40.3 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	20.855 pul²	134.5 cm²
Modulo de Sección	8.125 pul³	133.1 cm³
Modulo de Sección Polar	16.251 pul³	266.3 cm³
Capacidad de Presión	14,517 psi	100,091 kPa
Presión de Colapso	10,825 psi	74,636 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.25 pul	108 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	94,300 pié-lib	127,854 Nm
Torque de Apriete Recomendado	56,600 pié-lib	76,739 Nm
Torque de Apriete Mínimo	33,800 pié-lib	45,827 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.930 pul	176 mm
Resistencia a la Tensión	1,208,700 lib	548,257 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.89	0.89
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	6.469 pul	164 mm

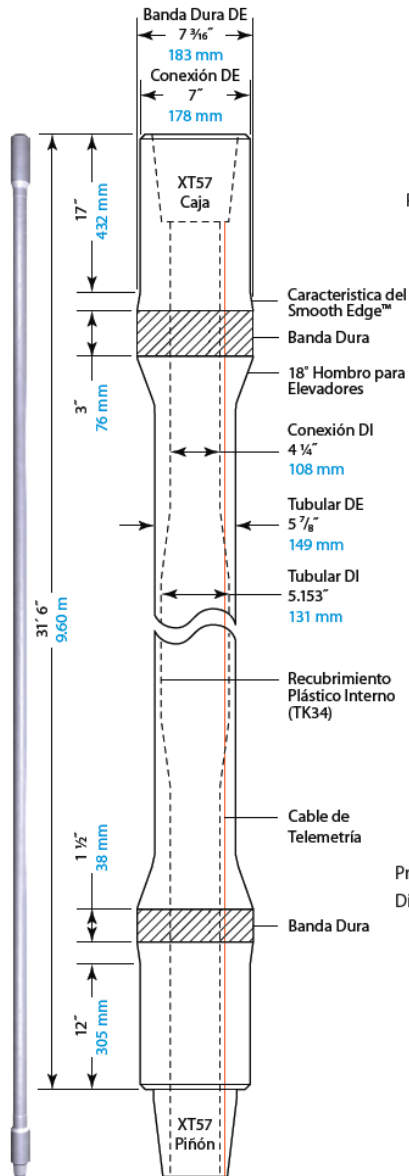
Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	34.55 lib/pie	51.42 kg/m
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m
Desplazamiento de Fluido [†]	0.565 gal/pié	7.02 l/m
Capacidad de Fluido [†]	0.938 gal/pié	11.65 l/m
Diámetro de Mandril	3.375 pul	85.7 mm

[†]Todas las medidas son nominales.
[†]Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO L. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 7/8 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.361 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	5.153 pul	131 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	21.237 lib/pié	31.612 kg/m
Resistencia a la Torsión	105,500 pié-lib	143,039 Nm
Resistencia a la Tensión	844,200 lib	382,922 kg
80% Resistencia a la Torsión	84,400 pié-lib	114,431 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	6.254 pul ²	40.3 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul ²	174.9 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	20.855 pul ²	134.5 cm ²
Modulo de Sección	8.125 pul ³	133.1 cm ³
Modulo de Sección Polar	16.251 pul ³	266.3 cm ³
Capacidad de Presión	14,517 psi	100,091 kPa
Presión de Colapso	10,825 psi	74,636 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.250 pul	108 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	94,300 pié-lib	127,854 Nm
Torque de Apriete Recomendado	56,600 pié-lib	76,739 Nm
Torque de Apriete Mínimo	33,800 pié-lib	45,827 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.930 pul	176 mm
Resistencia a la Tensión	1,208,700 lib	548,257 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.89	0.89
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	6.469 pul	164 mm

Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	27.09 lib/pie	40.32 kg/m
Longitud Aproximada	31.5 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido [†]	0.432 gal/pié	5.36 l/m
Capacidad de Fluido [†]	1.024 gal/pié	12.708 l/m
Diámetro de Mandril	4.125 pul	105 mm

[†]Todas las medidas son nominales.

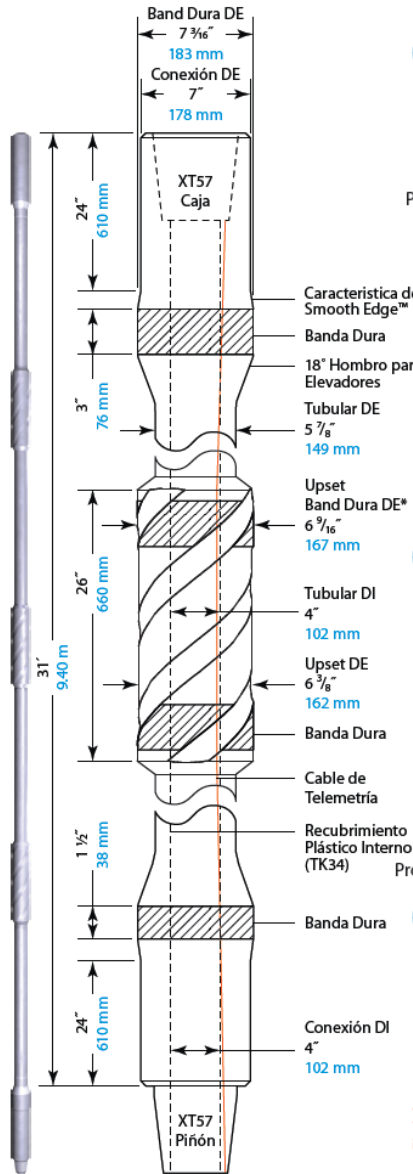
[†]Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO M. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 7/8 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliHWDP™	
Tamaño de Tubular	5 7/8" HW
Tipo y Grado de Tubular	Tri-Spiral XD90
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	XT57 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.938 pul	23.8 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	49.385 lib/pié	73.584 kg/m
Resistencia a la Torsión	135,300 pié-lib	183,442 Nm
Resistencia a la Tensión	lib	593,662 kg
80% Resistencia a la Torsión	108,200 pié-lib	146,700 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	14.542 pul²	93.8 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	12.566 pul²	81.1 cm²
Modulo de Sección	15.630 pul³	256.1 cm³
Modulo de Sección Polar	31.260 pul³	512.3 cm³
Capacidad de Presión	25,133 psi	173,286 kPa
Presión de Colapso	24,140 psi	166,439 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.000 pul	102 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	88,500 pié-lib	119,990 Nm
Torque de Apriete Recomendado	53,100 pié-lib	71,994 Nm
Torque de Apriete Mínimo	30,300 pié-lib	41,081 Nm
Diámetro Exterior del Balance	7.077 pul	180 mm
Resistencia a la Tensión	1,169,300 lib	530,386 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.65	0.65

Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	56.93 lib/pie	84.72 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.870 gal/pié	10.805 l/m
Capacidad de Fluido*	0.653 gal/pié	8.110 l/m
Diámetro de Mandril†	3.548 pul	90 mm

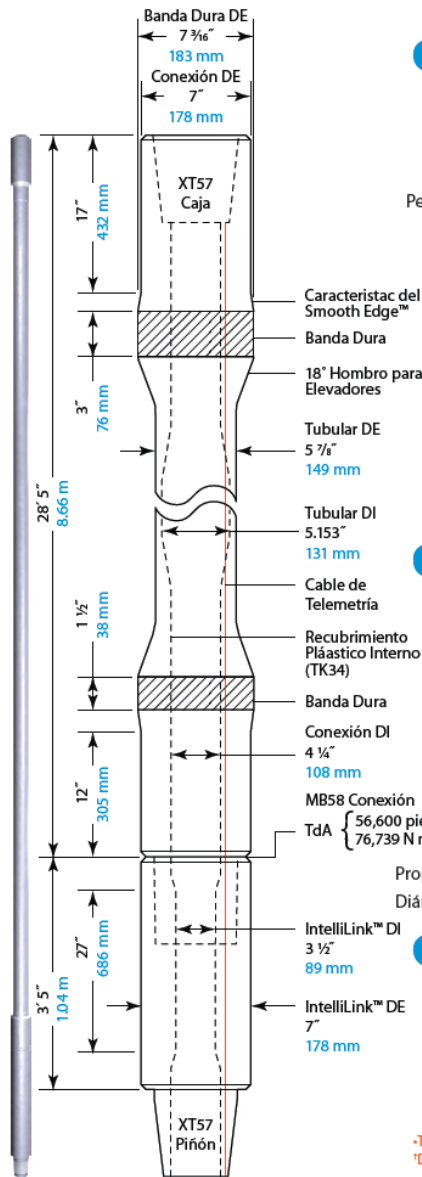
*Todas las medidas son nominales.
 †Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO N. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliLink™	
Tamaño y Peso de Tubular	5 7/8” 23.4 lbs/ft IEU
Grado de Tubular	Z-140
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	XT57 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.361 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	5.153 pul	131 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	21.237 lib/pié	31.612 kg/m
Resistencia a la Torsión	109,400 pié-lib	148,326 Nm
Resistencia a la Tensión	875,500 lib	397,120 kg
80% Resistencia a la Tensión	87,500 pié-lib	118,634 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	6.254 pul²	40.3 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	20.855 pul²	134.5 cm²
Modulo de Sección	8.125 pul³	133.1 cm³
Modulo de Sección Polar	16.251 pul³	266.3 cm³
Capacidad de Presión	15,054 psi	103,794 kPa
Presión de Colapso	11,023 psi	76,001 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.25 pul	108 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	94,300 pié-lib	127,854 Nm
Torque de Apriete Recomendado	56,600 pié-lib	76,739 Nm
Torque de Apriete Mínimo	33,800 pié-lib	45,827 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.930 pul	176 mm
Resistencia a la Tensión	1,208,700 lib	548,257 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.89	0.89
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	6.531 pul	166 mm

Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	34.55 lib/pie	51.42 kg/m
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m
Desplazamiento de Fluido*	0.565 gal/pié	7.02 l/m
Capacidad de Fluido*	0.938 gal/pié	11.65 l/m
Diámetro de Mandril	3.375 pul	85.7 mm

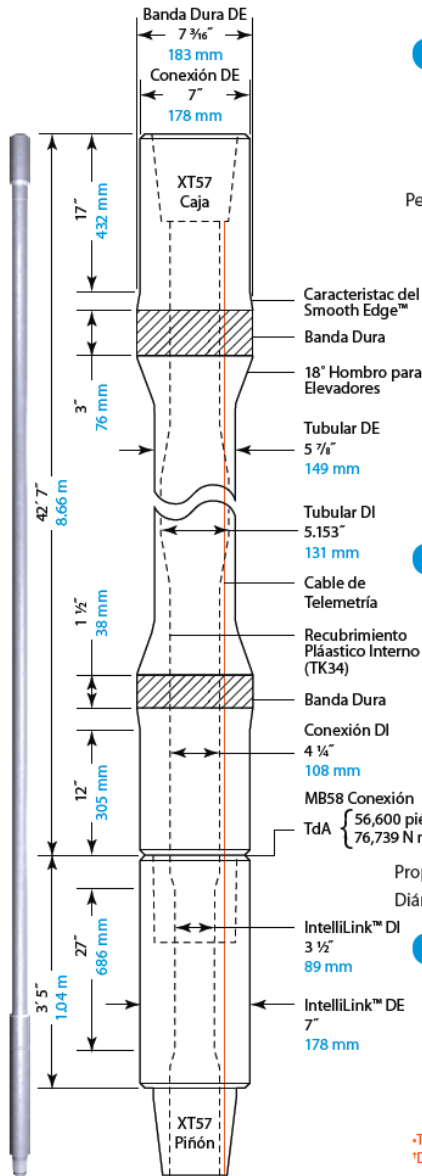
*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO O. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 7/8 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliLink™	
Tamaño y Peso de Tubular	5 7/8" 23.4 lbs/ft IEU
Grado de Tubular	Z-140
Clasificación/Rango	3
Tipo de Conexión	XT57 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.361 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	5.153 pul	131 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	21.237 lib/pié	31.612 kg/m
Resistencia a la Torsión	109,400 pié-lib	148,326 Nm
Resistencia a la Tensión	875,500 lib	397,120 kg
80% Resistencia a la Torsión	87,500 pié-lib	118,634 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	6.254 pul²	40.3 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	20.855 pul²	134.5 cm²
Modulo de Sección	8.125 pul³	133.1 cm³
Modulo de Sección Polar	16.251 pul³	266.3 cm³
Capacidad de Presión	15,054 psi	103,794 kPa
Presión de Colapso	11,023 psi	76,001 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.25 pul	108 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	94,300 pié-lib	127,854 Nm
Torque de Apriete Recomendado	56,600 pié-lib	76,739 Nm
Torque de Apriete Mínimo	33,800 pié-lib	45,827 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.930 pul	176 mm
Resistencia a la Tensión	1,208,700 lib	548,257 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.89	0.89
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	6.531 pul	166 mm

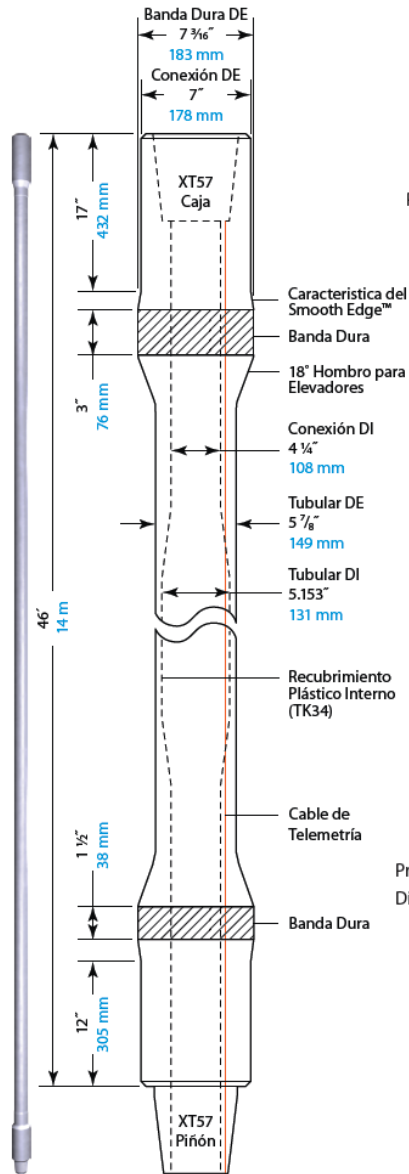
Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	31.80 lib/pie	47.32 kg/m
Longitud Aproximada	46 pié	14.02 m
Desplazamiento de Fluido [†]	0.504 gal/pié	6.26 l/m
Capacidad de Fluido [†]	0.962 gal/pié	11.95 l/m
Diámetro de Mandril	3.375 pul	85.7 mm

[†]Todas las medidas son nominales.
[†]Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO P. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 7/8 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.875 pul	149 mm
Densidad de Pared	0.361 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	5.153 pul	131 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	21.237 lib/pié	31.612 kg/m
Resistencia a la Torsión	109,400 pié-lib	148,326 Nm
Resistencia a la Tensión	875,500 lib	397,120 kg
80% Resistencia a la Torsión	87,500 pié-lib	118,634 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	6.254 pul²	40.3 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	27.109 pul²	174.9 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	20.855 pul²	134.5 cm²
Modulo de Sección	8.125 pul³	133.1 cm³
Modulo de Sección Polar	16.251 pul³	266.3 cm³
Capacidad de Presión	15,054 psi	103,794 kPa
Presión de Colapso	11,023 psi	76,001 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	7.000 pul	178 mm
Diámetro Interior	4.250 pul	108 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	94,300 pié-lib	127,854 Nm
Torque de Apriete Recomendado	56,600 pié-lib	76,739 Nm
Torque de Apriete Mínimo	33,800 pié-lib	45,827 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.930 pul	176 mm
Resistencia a la Tensión	1,208,700 lib	548,257 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.86	0.86
Diámetro Exterior MÍNimo por Clase Premio	6.531 pul	166 mm

Tubería con Conexión XT57

Peso Ajustado	25.25 lib/pie	37.58 kg/m
Longitud Aproximada	46 pié	14 m
Desplazamiento de Fluido†	0.404 gal/pié	5.01 l/m
Capacidad de Fluido†	1.037 gal/pié	12.87 l/m
Diámetro de Mandril	4.125 pul	105 mm

†Todas las medidas son nominales.

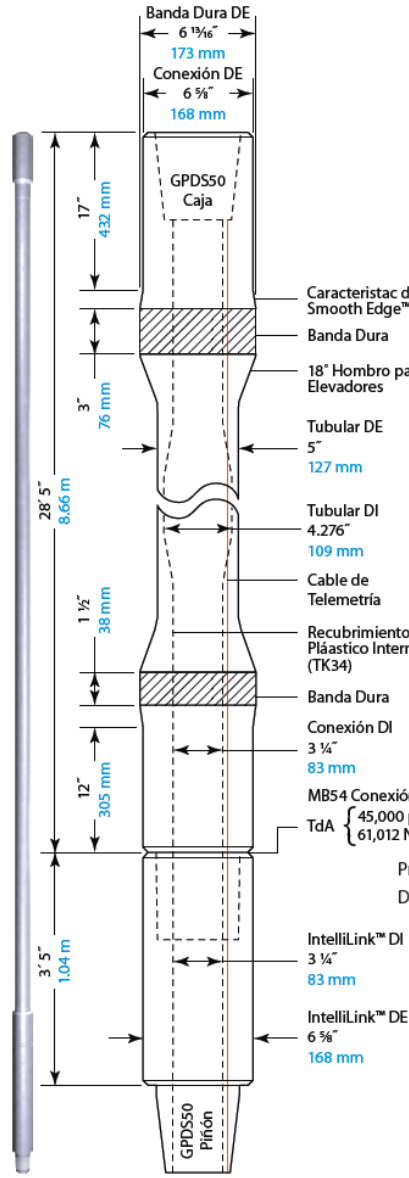
†Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO Q. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliLink™	
Tamaño y Peso de Tubular	5” 19.50 lbs/ft IEU
Grado de Tubular	CYX-105
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	GPDS50 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	0.362 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	4.276 pul	109 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	17.913 lib/pié	26.664 kg/m
Resistencia a la Torsión	57,600 pié-lib	78,905 Nm
Resistencia a la Tensión	553,800 lib	251,199 kg
80% Resistencia a la Tensión	46,100 pié-lib	662,503 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	5.275 pul²	34.0 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	14.360 pul²	92.6 cm²
Modulo de Sección	5.708 pul³	93.5 cm³
Modulo de Sección Polar	11.415 pul³	187.1 cm³
Capacidad de Presión	13,304 psi	91,728 kPa
Presión de Colapso	12,999 psi	89,625 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.250 pul	83 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	72,200 pié-lib	97,890 Nm
Torque de Apriete Recomendado	43,300 pié-lib	58,707 Nm
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pié-lib	42,030 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.435 pul	163 mm
Resistencia a la Tensión	1,269,200 lib	575,699 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.97	0.97
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	5.938 pul	151 mm

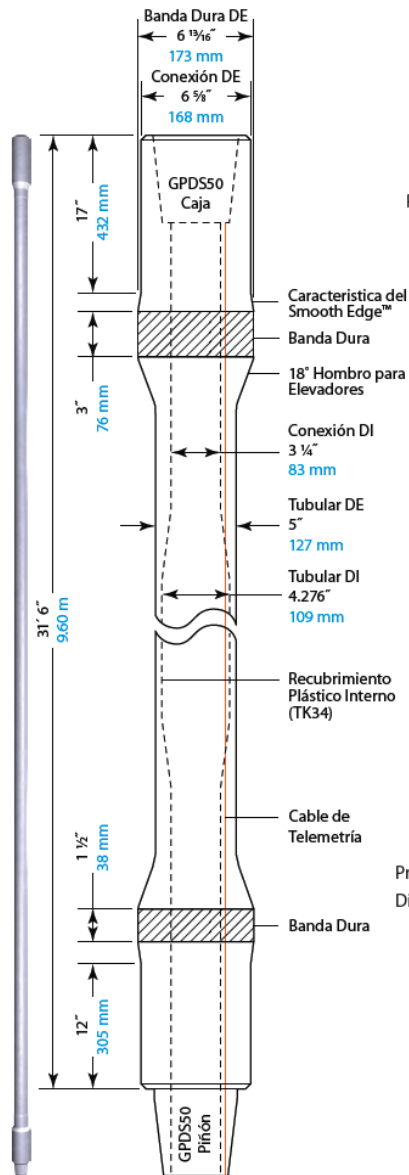
Tubería con Conexión GPDS50

Peso Ajustado	32.59 lib/pie	48.51 kg/m
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m
Desplazamiento de Fluido*	0.517 gal/pié	6.42 l/m
Capacidad de Fluido*	0.736 gal/pié	9.14 l/m
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79.38 mm

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO R. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 “



Tubular			
	Inglés	Métrico	
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm	
Densidad de Pared	0.362 pul	9.2 mm	
Diámetro Interior	4.276 pul	109 mm	
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	17.913 lib/pié	26.664 kg/m	
Resistencia a la Torsión	57,600 pié-lib	78,905 Nm	
Resistencia a la Tensión	553,800 lib	251,199 kg	
80% Resistencia a la Tensión	46,100 pié-lib	62,503 Nm	
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	5.275 pul²	34.0 cm²	
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²	
Área Transversal del Diámetro Interior	14.360 pul²	92.6 cm²	
Modulo de Sección	5.708 pul³	93.5 cm³	
Modulo de Sección Polar	11.415 pul³	187.1 cm³	
Capacidad de Presión	13,304 psi	91,728 kPa	
Presión de Colapso	12,999 psi	89,625 kPa	

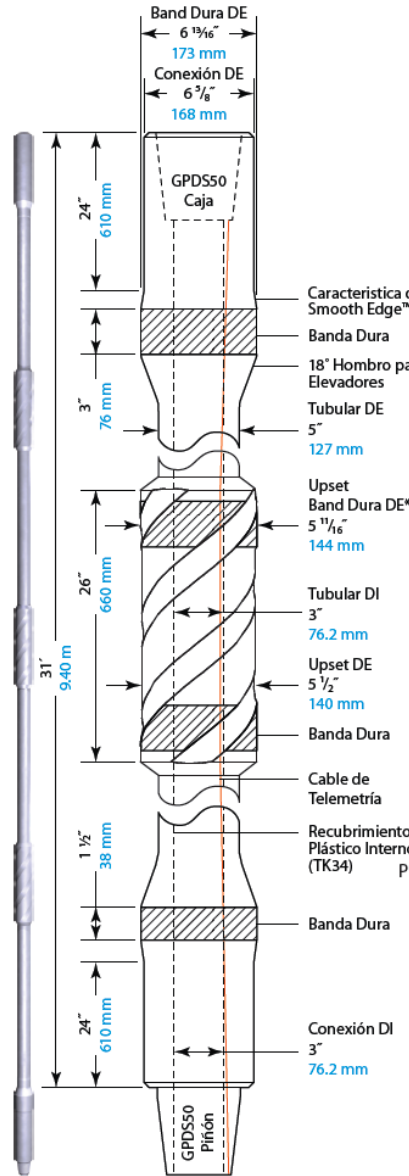
Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)			
Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm	
Diámetro Interior	3.250 pul	83 mm	
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm	
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm	
Resistencia a la Torsión	72,200 pié-lib	97,890 Nm	
Torque de Apriete Recomendado	43,300 pié-lib	58,707 Nm	
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pié-lib	42,030 Nm	
Diámetro Exterior del Balance	6.435 pul	163 mm	
Resistencia a la Tensión	1,269,200 lib	575,699 kg	
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.97	0.97	
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	5.938 pul	151 mm	

Tubería con Conexión GPDS50			
Peso Ajustado	23.48 lib/pie	34.95 kg/m	
Longitud Aproximada	31.5 pié	9.6 m	
Desplazamiento de Fluido*	0.377 gal/pié	4.68 l/m	
Capacidad de Fluido*	0.706 gal/pié	8.77 l/m	
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79 mm	

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO S. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	1.000 pul	25.4 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	42.675 lib/pié	63.5 kg/m
Resistencia a la Torsión	97,600 pié-lib	132,328 Nm
Resistencia a la Tensión	1,193,800 lib	541,499 kg
80% Resistencia a la Tensión	78,100 pié-lib	105,889 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	7.069 pul²	45.6 cm²
Modulo de Sección	10.681 pul³	175.0 cm³
Modulo de Sección Polar	21.363 pul³	350.1 cm³
Capacidad de Presión	33,250 psi	229,251 kPa
Presión de Colapso	30,400 psi	209,601 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	76,900 pié-lib	104,262 Nm
Torque de Apriete Recomendado	46,100 pié-lib	62,503 Nm
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pié-lib	42,030 Nm
Diámetro Exterior del Balance	N/A	N/A
Resistencia a la Tensión	1,250,570 lib	567,249 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.79	0.79

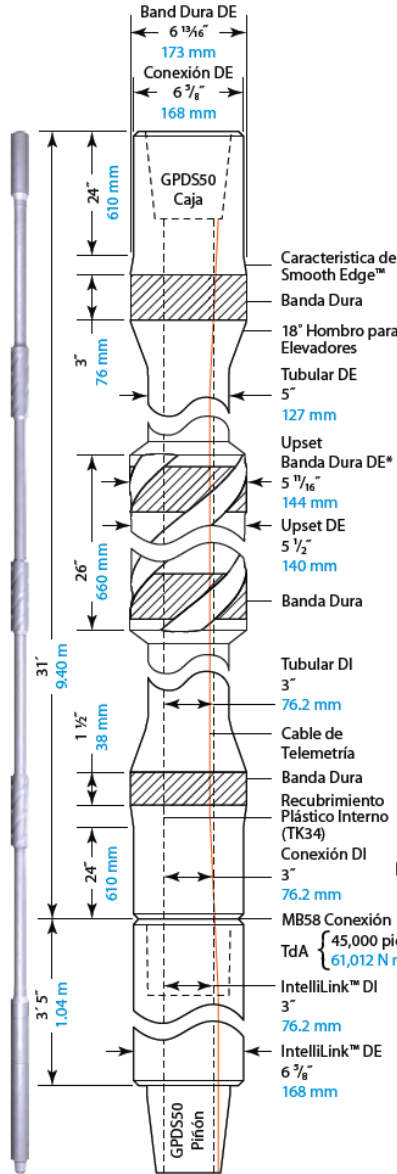
Tubería con Conexión GPDS50

Peso Ajustado	52.34 lib/pie	77.89 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.818 gal/pié	10.159 l/m
Capacidad de Fluido*	0.395 gal/pié	4.906 l/m
Diámetro de Mandril†	2.673 pul	60.6 mm

*Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO T. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	1.000 pul	25.4 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	42.675 lib/pié	63.5 kg/m
Resistencia a la Torsión	97,600 pie-lib	132,328 Nm
Resistencia a la Tensión	1,193,800 lib	541,499 kg
80% Resistencia a la Tensión	78,100 pie-lib	105,889 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	7.069 pul²	45.6 cm²
Modulo de Sección	10.681 pul³	175.0 cm³
Modulo de Sección Polar	21.363 pul³	350.1 cm³
Capacidad de Presión	33,250 psi	229,251 kPa
Presión de Colapso	30,400 psi	209,601 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	76,900 pie-lib	104,262 Nm
Torque de Apriete Recomendado	46,100 pie-lib	62,503 Nm
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pie-lib	42,030 Nm
Diámetro Exterior del Balance	N/A	N/A
Resistencia a la Tensión	1,250,570 lib	567,249 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.79	0.79

Tubería con Conexión GPDS50

Peso Ajustado	57.92 lib/pie	86.19 kg/m
Longitud Aproximada	34.40 pie	10.44 m
Desplazamiento de Fluido†	0.904 gal/pié	11.227 l/m
Capacidad de Fluido†	0.761 gal/pié	9.451 l/m
Diámetro de Mandril‡	2.673 pul	60.6 mm

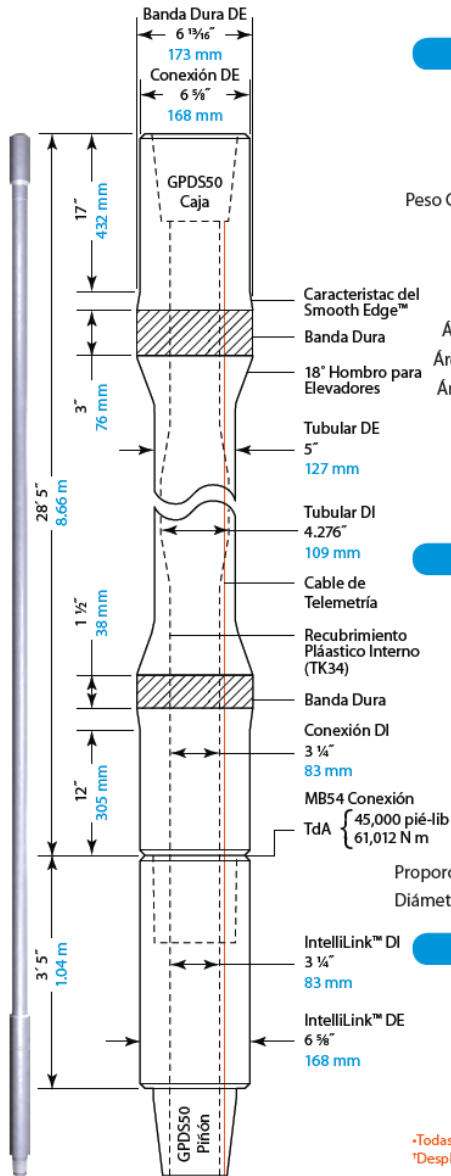
*Todas las medidas son nominales.
 †Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO U. Tubería de telemetría IntelliLink de tamaño tubular de 5 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliLink™	
Tamaño y Peso de Tubular	5" 19.50 lbs/ft IEU
Grado de Tubular	S-135
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	GPDS50 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	0.362 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	4.276 pul	109 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	17.913 lib/pié	26.664 kg/m
Resistencia a la Torsión	74,100 pié-lib	100,466 Nm
Resistencia a la Tensión	712,100 lib	323,003 kg
80% Resistencia a la Tensión	59,300 pié-lib	80,372 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	5.275 pul²	34.0 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	14.360 pul²	92.6 cm²
Modulo de Sección	5.708 pul³	93.5 cm³
Modulo de Sección Polar	11.415 pul³	187.1 cm³
Capacidad de Presión	17,105 psi	117,934 kPa
Presión de Colapso	15,672 psi	108,005 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.250 pul	83 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	72,200 pié-lib	97,890 Nm
Torque de Apriete Recomendado	43,300 pié-lib	58,707 Nm
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pié-lib	42,030 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.435 pul	163 mm
Resistencia a la Tensión	1,269,200 lib	575,699 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.97	0.97
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	5.938 pul	151 mm

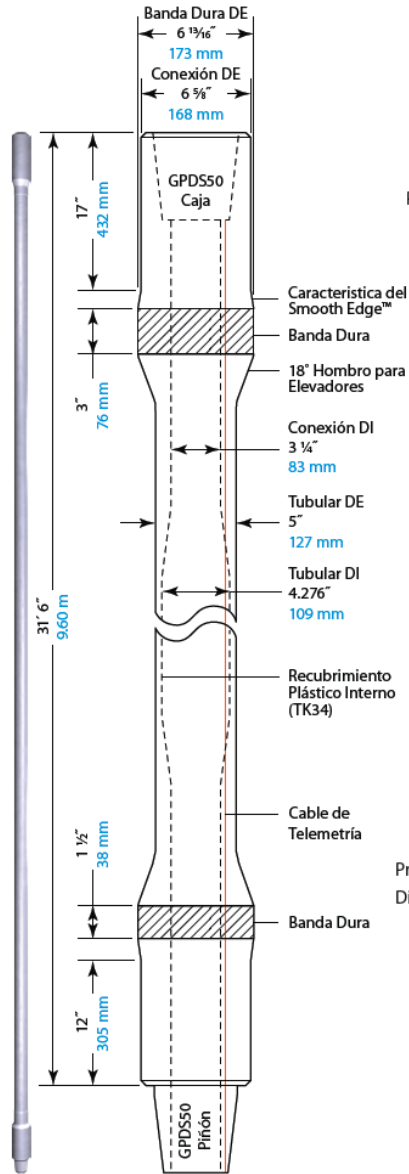
Tubería con Conexión GPDS50

Peso Ajustado	32.59 lib/pié	48.51 kg/m
Longitud Aproximada	31.83 pié	9.7 m
Desplazamiento de Fluido*	0.517 gal/pié	6.42 l/m
Capacidad de Fluido*	0.736 gal/pié	9.14 l/m
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79.38 mm

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO V. Tubería de telemetría IntelliPipe de tamaño tubular de 5 “



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	0.362 pul	9.2 mm
Diámetro Interior	4.276 pul	109 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	17.913 lib/pié	26.664 kg/m
Resistencia a la Torsión	74,100 pié-lib	100,466 Nm
Resistencia a la Tensión	712,100 lib	323,003 kg
80% Resistencia a la Torsión	59,300 pié-lib	80,372 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	5.275 pul ²	34.0 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul ²	126.7 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	14.360 pul ²	92.6 cm ²
Modulo de Sección	5.708 pul ³	93.5 cm ³
Modulo de Sección Polar	11.415 pul ³	187.1 cm ³
Capacidad de Presión	17,105 psi	117,934 kPa
Presión de Colapso	15,672 psi	108,005 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.250 pul	83 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	12.0 pul	305 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	17.0 pul	432 mm
Resistencia a la Torsión	72,200 pié-lib	97,890 Nm
Torque de Apriete Recomendado	43,300 pié-lib	58,707 Nm
Torque de Apriete Mínimo	31,000 pié-lib	42,030 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.435 pul	163 mm
Resistencia a la Tensión	1,269,200 lib	575,699 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.97	0.97
Diámetro Exterior Mínimo por Clase Premio	5.938 pul	151 mm

Tubería con Conexión GPDS50

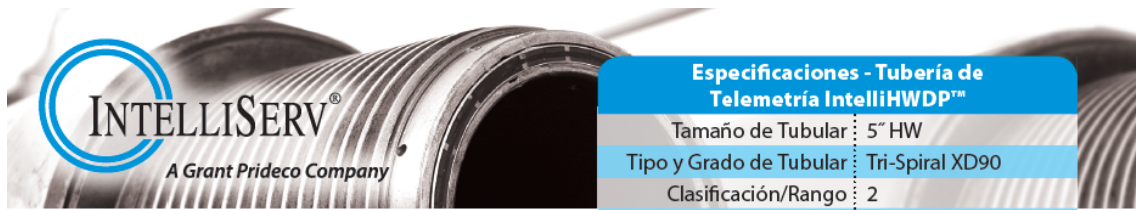
Peso Ajustado	23.48 lib/pie	34.95 kg/m
Longitud Aproximada	31.5 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido [†]	0.377 gal/pié	4.68 l/m
Capacidad de Fluido [†]	0.706 gal/pié	8.77 l/m
Diámetro de Mandril	3.125 pul	79 mm

[†]Todas las medidas son nominales.

[†]Desplazamiento y Capacidad del Fluido incluye el impacto del cable de telemetría.

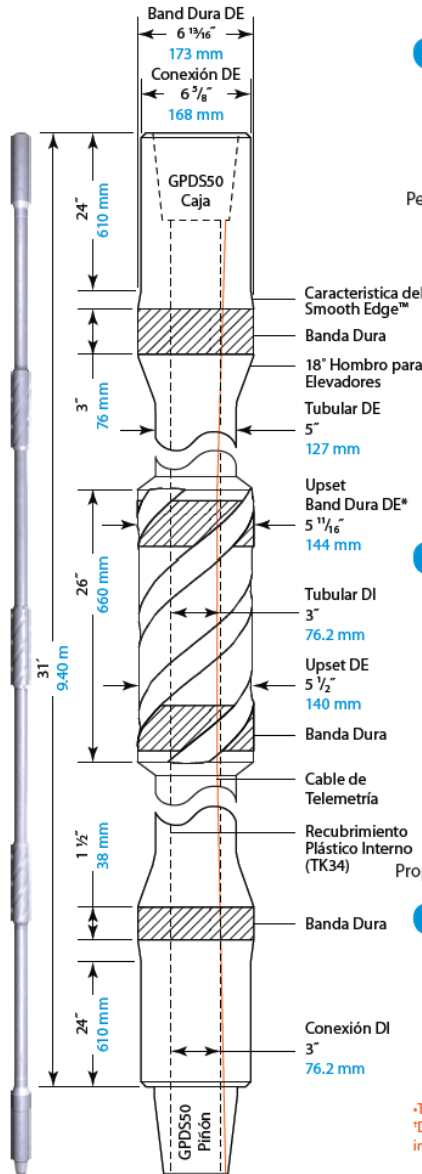
Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO W. Tubería de telemetría IntelliHWDP de tamaño tubular de 5 “



Especificaciones - Tubería de Telemetría IntelliHWDP™

Tamaño de Tubular	5" HW
Tipo y Grado de Tubular	Tri-Spiral XD90
Clasificación/Rango	2
Tipo de Conexión	GPDS50 Piñón x Caja



Tubular

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	5.000 pul	127 mm
Densidad de Pared	1.000 pul	25.4 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Peso Calculado de Tubular sin Conexiones	42.675 lib/pié	63.5 kg/m
Resistencia a la Torsión	92,400 pié-lib	125,278 Nm
Resistencia a la Tensión	1,131,000 lib	513,013 kg
80% Resistencia a la Torsión	74,000 pié-lib	100,331 Nm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	12.566 pul²	81.1 cm²
Área Transversal del Diámetro Exterior	19.635 pul²	126.7 cm²
Área Transversal del Diámetro Interior	7.069 pul²	45.6 cm²
Modulo de Sección	10.681 pul³	175.0 cm³
Modulo de Sección Polar	21.363 pul³	350.1 cm³
Capacidad de Presión	31,500 psi	217,185 kPa
Presión de Colapso	28,800 psi	198,569 kPa

Conexión (120,000 psi Capacidad del Material)

Diámetro Exterior	6.625 pul	168 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	69,100 pié-lib	93,687 Nm
Torque de Apriete Recomendado	41,500 pié-lib	56,266 Nm
Torque de Apriete Mínimo	28,900 pié-lib	39,183 Nm
Diámetro Exterior del Balance	6.555 in	166.5 mm
Resistencia a la Tensión	1,180,400 lib	535,420 kg
Proporción de Torsión a Conexión/Tubular	0.75	0.75

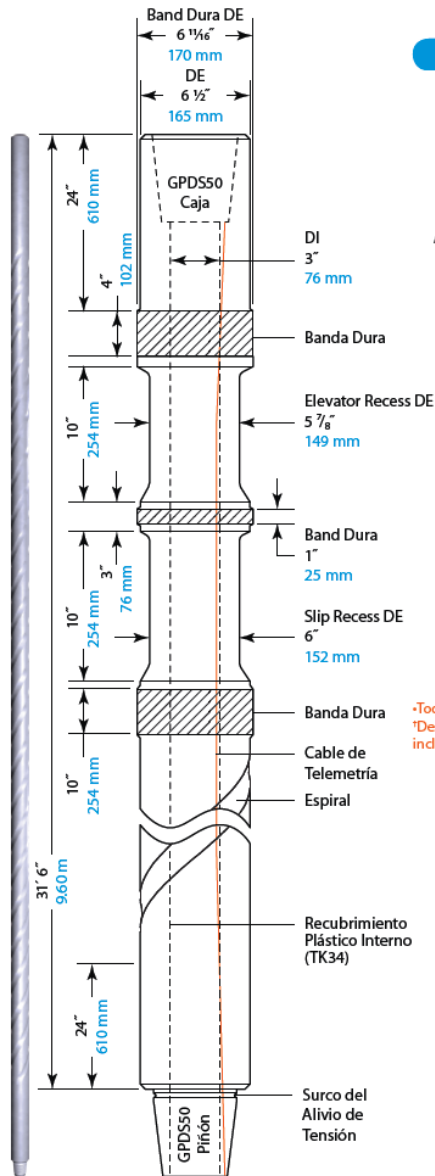
Tubería con Conexión GPDS50

Peso Ajustado	51.73 lib/pie	76.98 kg/m
Longitud Aproximada	31.00 pié	9.4 m
Desplazamiento de Fluido*	0.790 gal/pié	9.811 l/m
Capacidad de Fluido*	0.367 gal/pié	4.558 l/m
Diámetro de Mandril†	2.486 pul	63.1 mm

*Todas las medidas son nominales.
 †Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO X. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular de 6 1/2 “



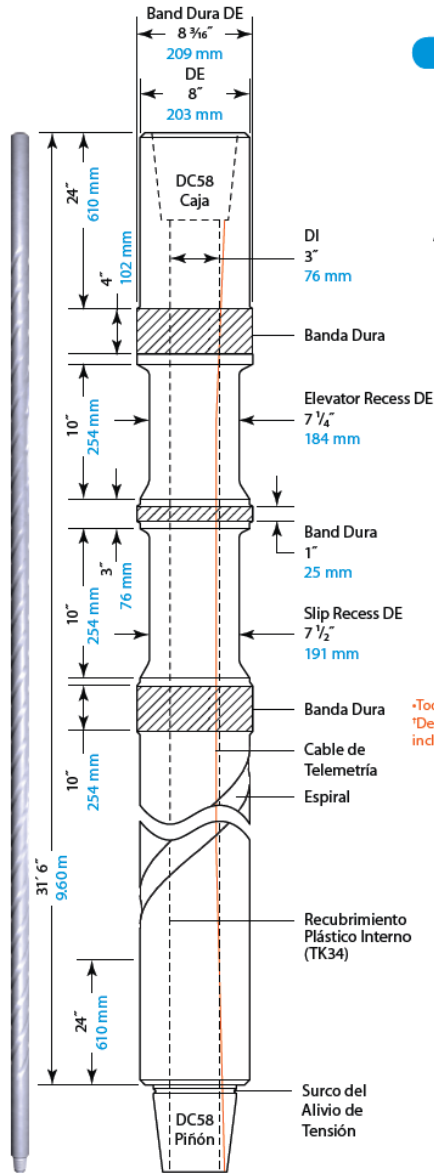
Especificaciones

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	6.500 pul	165 mm
Densidad de Pared	1.750 pul	44 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76 mm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	26.114 pul ²	168.5 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	33.183 pul ²	214.1 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	7.069 pul ²	45.6 cm ²
Modulo de Sección	25.738 pul ³	421.7 cm ³
Modulo de Sección Polar	51.476 pul ³	843.5 cm ³
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	72,200 pié-lib	97,890 Nm
Torque de Apriete Recomendado	43,900 pié-lib	59,520 Nm
Torque de Apriete Mínimo	30,100 pié-lib	40,810 Nm
Resistencia a la Tensión	1,298,500 lib	575,699 kg
Peso Ajustado	88.68 lib/pié	132.13 kg/m
Longitud Aproximada	31.50 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido [†]	1.375 gal/pié	17.078 l/m
Capacidad de Fluido [†]	0.349 gal/pié	4.335 l/m
Diámetro de Mandril [†]	2.673 pul	68 mm

*Todas las medidas son nominales.
†Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO Y. Tubería de telemetría IntelliCollar de tamaño tubular de 8 “



Especificaciones

	Inglés	Métrico
Diámetro Exterior	8.000 pul	203 mm
Densidad de Pared	2.500 pul	63.5 mm
Diámetro Interior	3.000 pul	76.2 mm
Área Transversal del Cuerpo del Tubo	43.197 pul ²	278.7 cm ²
Área Transversal del Diámetro Exterior	50.265 pul ²	324.3 cm ²
Área Transversal del Diámetro Interior	7.069 pul ²	45.6 cm ²
Modulo de Sección	49.271 pul ³	807.4 cm ³
Modulo de Sección Polar	98.543 pul ³	1,614.8 cm ³
Longitud de Cuerpo de Piñón	24.0 pul	610 mm
Longitud de Cuerpo de Caja	24.0 pul	610 mm
Resistencia a la Torsión	99,793 pié-lib	135,301 Nm
Torque de Apriete Recomendado	68,600 pié-lib	93,009 Nm
Torque de Apriete Mínimo	62,400 pié-lib	84,603 Nm
Resistencia a la Tensión	1,653,446 lib	749,990 kg
Peso Ajustado	146.70 lib/pié	218.3 kg/m
Longitud Aproximada	31.50 pié	9.6 m
Desplazamiento de Fluido*	2.262 gal/pié	28.093 l/m
Capacidad de Fluido*	0.349 gal/pié	4.335 l/m
Diámetro de Mandril*	2.673 pul	68 mm

*Todas las medidas son nominales.
*Desplazamiento del Fluido, Capacidad, y Diámetro de Mandril incluye el impacto del cable de telemetría.

Fuente: INTELLISERV BOCHURE, 2007

ANEXO Z. Tabla comparativa Telemetrías Capitulo 2.

Aspectos	Tipos de telemetría				Tubería Inteligente
	Pulsos de Lodo	Pulsos de lodo modificado	Electromagnética	Acústica	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> •Fácil Mantenimiento •Económico •Años de investigación y desarrollo •Confiable 	<ul style="list-style-type: none"> •Velocidades mayores al PL •Registros libres de ruido •Fácil mantenimiento •Económico 	<ul style="list-style-type: none"> •Comunicación bidireccional •No depende del fluido de perf. •Menor tiempo para tomar los surveys •Es el segundo sistemas mas usado 	<ul style="list-style-type: none"> •Componentes pequeños •No depende del fluido de perf. •Trabaja en varios canales de transmisión •Siempre hay conexión con el fondo 	<ul style="list-style-type: none"> •Adquiere datos en todo momento •No depende del fluido de perf. •Alta resolución de la perforación •No hay distorsión de la señal
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> •Fatiga las bombas de lodo •Esta limitado por el fluido de perf. •Baja tasa de transmisión de datos 	<ul style="list-style-type: none"> •Esta limitado por el fluido de perf. •Difícil calibración del equipo •El fluido tiene que estar libre de gas 	<ul style="list-style-type: none"> •Bajas tasa de transmisión •Requiere centralización adicional •Se atenúa la señal en altas profundidades 	<ul style="list-style-type: none"> •Difícil mantenimiento •Las vibraciones afectan la señal •Se encuentra todavía en desarrollo •Poca disponibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> •Altos costos
Velocidad de trasmisión	3 a 5 Bits/seg.	15 a 20 Bits/seg.	1 a 3 Bits/seg.	20 a 40 Bits /seg.	57000 Bits/seg.
Ambiente	Trabaja en todos los ambientes, pero esta limitado por la cantidad de información que se puede enviara además depende del fluido de perforación	Trabaja en todos los ambiente pero resulta mas adecuado en ambientes donde se debe tener un control rigurosos de la perforación	Este sistema es el segundo mas usado pero no se obtiene control constante de la perforación debido a las bajas tasas de transmisión que tiene.	Tiene mucha aplicación en perforaciones en aguas profundas debido al tamaño de los componentes	Este sistema de telemetría es optimo para cualquier tipo de ambiente ya que se tiene control constante del pozo, además de independencia total de las otras herramientas

Fuente: Autores