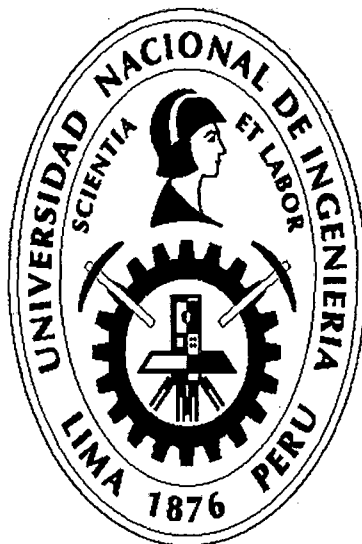


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**“OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS
HIDROCARBURÍFEROS, MEDIANTE LA GESTIÓN DE
RIESGOS OPERACIONALES Y EL USO EMERGENTE DE
MEDICIONES DE FONDO EN TIEMPO REAL”**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

ELABORADO POR:

JOSÉ LUIS BEINGOLEA BENAVIDES

PROMOCIÓN 2003-2

LIMA – PERÚ

2013

Digitalizado por:

**Consortio Digital del
Conocimiento MebLatam,
Hemisferio y Dalse**

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	4
2. UN ENFOQUE PARTICULAR EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN: PLANEAMIENTO, EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN.....	9
3. LOS RIESGOS OPERATIVOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.....	12
3.1. Definiciones.....	12
3.2. Los pozos aledaños como fuente valiosa en la gestión de riesgos.....	14
3.2.1. Reporte diario de perforación.....	14
3.2.2. Reporte diario de fluidos de perforación.....	16
3.2.3. Registro litológico.....	16
3.2.4. Reporte de perforación direccional y diseño de BHAs.....	16
3.2.5. Registro de brocas.....	17
3.2.6. Prognosis de perforación.....	17
3.3. El proceso de definición de riesgos operativos.....	17
3.3.1. Identificación de eventos no deseados en la perforación.....	18
3.3.2. Análisis de eventos no deseados en base a información disponible... ..	20
3.3.3. Formulación y calificación de riesgos operativos.....	21
3.4. Formulación de acciones preventivas y acciones de mitigación.....	22
4. MEDICIONES DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN (MEASUREMENTS WHILE DRILLING, MWD).....	24
4.1. Introducción.....	24
4.2. ¿Cómo funciona esta tecnología?.....	25
4.2.1. La Telemetría.....	29
4.3. El complemento ideal: Registros durante la perforación (Logging While Drilling, LWD).....	33
4.4. Aspecto teórico y aplicación de las tecnologías MWD y LWD en la perforación.....	36
5. EVENTOS DE CAMPO RELACIONADOS A LA GESTIÓN DE RIESGOS OPERATIVOS EN EL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN.	66
5.1 Análisis de riesgos operativos para optimizar los puntos de casing.....	66
6. EVENTOS DE CAMPO RELACIONADOS AL USO DE MEDICIONES DE FONDO EN TIEMPO REAL EN EL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN.....	77
6.1 Soporte del ECD y ESD para mantener la densidad equivalente en el anular, cuando se emplea el sistema “manejo de presiones durante la perforación”.....	77
6.2 Uso del ECD para detectar pérdidas de circulación durante la perforación. ..	85
6.3 Detección de influjos de formación con mediciones de ECD en tiempo real..	90
6.4 Uso del ECD para la gestión de la limpieza del hoyo en la sección	95
6.5 Detección y/o confirmación de lavado de la tubería con el uso de la turbina de la herramienta MWD.....	101
6.6 Selección de puntos de casing mediante el empleo de registros de rayos gama natural en tiempo real.....	107
6.7 Análisis de choques y vibraciones de fondo como herramienta para optimizar el diseño de conjuntos de perforación.....	111
7. IMPACTO POSITIVO EN LA INDUSTRIA DE LA PERFORACIÓN.....	124
8. PERSPECTIVAS Y TENDENCIAS.....	130
9. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.....	133
10. BIBLIOGRAFÍA.....	136

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Enfoque Planeamiento-Ejecución-Evaluación en la optimización de la perforación. Fuente: Schlumberger, 2000.....	9
Figura 3.1. Diferencia entre peligro y riesgo.....	13
Figura 3.2. Reporte típico de perforación.....	15
Figura 3.3. Cuadro de eventos de un pozo aledaño.....	19
Figura 3.4. Matriz de riesgo para cuantificar los riesgos operativos en la perforación. Fuente: Schlumberger, 2000.....	21
Figura 3.5. Definición de riesgos operativos en base a la información disponible de pozos aledaños. Fuente: Schlumberger, 2010.....	22
Figura 4.1. Transmisión de datos usando pulsos de presión.....	27
Figura 4.2. El proceso de medición y transmisión de data en tiempo real. La mayoría de herramientas MWD comparten el mismo procedimiento de medición y transmisión durante la perforación. En la gráfica, se describe el principio de transmisión usando pulsos de presión. Fuente: elaboración propia.....	28
Figura 4.3. Modulador de una herramienta MWD. Arriba: Vista de sección del extremo superior de un modulador estando cerrado (izquierda) y abierto (derecha). De esta forma se generan los pulso de presión cuando hay un caudal de por medio. Abajo: el modulador acoplado en el collar, y este a su vez dentro de un hoyo modelado. Fuente: Imágenes de la página oficial de Surv-Tech, 2012.....	31
Figura 4.4. Telemetría de pulso positivo. Fuente: Schlumberger, 2005.....	32
Figura 4.5. Telemetría de pulso negativo. Fuente: Schlumberger, 2005.....	33
Figura 4.6. Telemetría de onda continua. Fuente: Schlumberger, 2005.....	33
Figura 4.7. Registros LWD. Permiten el uso de información petrofísica de la formación que se está perforando en ese momento. Fuente: Revista Oilfield Review, Schlumberger, 2005.....	34
Figura 4.8. La tecnología LWD permite obtener registros petrofísicos en tiempo real.....	36
Figura 4.9. Distribución de la energía cuando prima condiciones de perforación adversas.....	37
Figura 4.10. Analogía de choques y vibraciones.....	39
Figura 4.11. Arreglo de sensores de choques, vibraciones y stick-slip en herramientas MWD y LWD.....	41
Figura 4.12. Estandarización de los choques laterales en Schlumberger.....	42
Figura 4.13. Medición de la traba-destraba.....	43
Figura 4.14. Tabla de riesgo para la traba-destraba.....	44
Figura 4.15. Vibraciones torsionales.....	45
Figura 4.16. Tabla de riesgo de la vibración torsional sobre las herramientas.....	46
Figura 4.17. Vibraciones axiales y laterales.....	47
Figura 4.18. Niveles de riesgos de las vibraciones laterales sobre las herramientas.....	48
Figura 4.19. Registros durante la perforación.....	51
Figura 4.20. Analogía entre la turbina de un avión y la turbina de la herramienta MWD.....	52
Figura 4.21. Turbina de la herramienta MWD.....	53
Figura 4.22. Turbina MWD (rpm) obtenidos experimentalmente para varios caudales (gpm) con distintos pesos de lodo.....	54
Figura 4.23. Ejemplo de la estimación de la ecuación lineal con datos reales de caudal y turbina MWD.....	55
Figura 4.24. Disposición típica de un ensanchador en un BHA.....	56
Figura 4.25. Variables involucradas en la determinación de la presión hidrostática en el espacio anular (condiciones estáticas).....	58
Figura 4.26. Ubicación del sensor de presión anular.....	61
Figura 4.27. Esquema de cómo se realiza el cálculo del ECD en tiempo real.....	63

Figura 5.1.1. Mapa de actividades para el segundo pozo perforado en el campo Informe 1.....	67
Figura 5.1.2. Mapa de eventos para el segundo pozo perforado en el campo Informe 1.....	68
Figura 5.1.3. Mapa de eventos del campo Informe 1.....	69
Figura 5.1.4. Riesgos definidos para la sección de 24" y 16", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones.....	72
Figura 5.1.5. Riesgos definidos para la sección de 12 ¼" y 8 ½", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones.....	73
Figura 5.1.6. Riesgos definidos para la sección de 5 7/8" x 6 ¾", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones.....	74
Figura 5.1.7. Gráficas de torque y arrastre.....	75
Figura 5.1.8. Efecto de la gestión de riesgos realizada como parte del planeamiento del Quinto pozo en el campo Informe 1.....	76
Figura 6.1.1. Gráfica en tiempo mostrando el rol del ECD para afinar las contrapresiones y densidades equivalentes.....	81
Figura 6.1.2. Gráfica en profundidad mostrando la variación de las densidades, ECD y propiedades de lodo durante la perforación de la sección.....	82
Figura 6.2.1. Gráfica en tiempo mostrando el evento de pérdida de circulación, detectas con mediciones de ECD en tiempo real.....	89
Figura 6.3.1. Gráfica en tiempo mostrando el evento de influjo detectado a las.....	91
Figura 6.3.2. Gráfica en tiempo mostrando el comportamiento del ECD y la presión durante el influjo observado a las 06:00.....	93
Figura 6.4.1. Gráfica en profundidad mostrando el comportamiento del ECD junto a parámetros de referencia.....	96
Figura 6.4.2. Gráfica mostrando el comportamiento de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) previa conexión a y318m.....	98
Figura 6.5.1. Gráfica en tiempo mostrando la detección de un lavado de tubería mediante el uso de la turbina de la herramienta MWD.....	104
Figura 6.5.2. Detección del lavado de la tubería.....	105
Figura 6.6.1. Ubicación del sensor de rayos gama natural en el conjunto de perforación.....	108
Figura 6.6.2. Data en profundidad mostrando el marcador de rayos gama para definir el punto de casing de la sección de 16".....	109
Figura 6.7.1. Configuración de los conjuntos pendulares usados en el Pozo 7a (sección 12 ¼" x 14 ¾").....	113
Figura 6.7.2. Broca incluida en el BHA#13.....	114
Figura 6.7.3. Ensanchador del BHA#13.....	115
Figura 6.7.4. Gráfica de choques y vibraciones y parámetros de perforación del Pozo 7a.....	116
Figura 6.7.5. Broca y under-reamer incluidos en el BHA#14.....	117
Figura 6.7.6. Configuración de los BHA usados en el Pozo 7b.....	118
Figura 6.7.7. Gráficas en profundidad mostrando el comportamiento de choques y vibraciones, y parámetros de perforación en el Pozo 7b.....	119
Figura 6.7.8. Condiciones del BHA#23.....	120
Figura 7.1. Curvas de avance de los 8 pozos perforados en el Campo exploratorio Informe 1.....	126
Figura 7.2. Indicador de desempeño del campo Informe 1.....	127
Figura 7.3. Avance de los 8 pozos perforados en el campo Informe 2.....	128
Figura 7.4. Indicador de desempeño del campo Informe 2.....	129

1. INTRODUCCIÓN.

Desde sus inicios, la perforación de pozos hidrocarburíferos se ha caracterizado por ser una actividad de alto riesgo debido a su naturaleza: alterar las condiciones de estabilidad, al remover una porción del subsuelo hacia la superficie. Esta perturbación del entorno genera potencialmente eventos no deseados, asociando tiempos no productivos, costos operativos adicionales, e incluso, la posibilidad de perder el pozo.

La experiencia acumulada en un yacimiento constituye un valioso aporte a la perforación. Sin embargo, muchas veces, a falta de una adecuada gestión de este conocimiento, no se experimentan mejoras operativas acordes al tiempo del desarrollo del campo (innumerables lecciones aprendidas e información disponible, pero poco uso de ellas a través del planeamiento y durante la perforación misma).

Desde este punto de vista, el empleo de una estructura sólida como parte de la gestión del conocimiento de un campo específico, su uso en la detección preventiva de riesgos operativos y el debido seguimiento durante la perforación, permitiría optimizar la perforación de pozos.

Paralelamente, la tecnología juega un rol importante en la perforación contemporánea. Hasta hace poco, las condiciones de fondo en la perforación no podían ser medidas, y sólo se inferían a partir de parámetros disponibles en superficie (torque, peso en la broca, presión, caudal, etc.). De igual manera, la información geológica durante la perforación había sido inevitablemente limitada en tiempo y en tipo. Estas falencias generaban diagnósticos muchas veces

erróneos durante la perforación en marcha, siendo reflejados en las decisiones tomadas.

Por suerte, en la actualidad disponemos de mediciones de fondo... en el mismo instante de la perforación. Por ahora, simplemente diremos que los términos que designan a estas tecnologías son mediciones durante la perforación, lo que se conoce como *measurements-while-drilling* (MWD), y registros durante la perforación o *Logging-while-drilling* (LWD).

La gestión de riesgos operativos junto al uso de las tecnologías MWD y LWD tienen un impacto positivo y contundente en la operación, al llevar un mejor control de los riesgos potenciales durante la perforación, ayudado con el análisis de las mediciones en tiempo real provenientes del fondo del hoyo; todo esto a través del personal entrenado y dedicado exclusivamente a este fin. En Schlumberger¹, este enfoque toma el nombre de optimización de la perforación, y constituye un servicio que actualmente se brinda en distintas partes del mundo.

Si bien esto representa una inversión para la empresa operadora, los beneficios económicos y operativos a corto y largo plazo son aun más atractivos.

1.1 Justificación del informe

- ❖ La gestión de riesgos operativos y el uso de las tecnologías MWD y LWD tiene un impacto positivo, no solo desde el punto de vista económico, sino desde el punto de vista de seguridad ocupacional, al evitar y/o reducir operaciones adicionales que podrían involucrar tareas altamente riesgosas para el personal de perforación. Ciertamente, esta podría ser una razón suficiente para el uso de este enfoque, en estos tiempos de razonable preocupación por la seguridad en todos sus sentidos.

¹ Schlumberger es una compañía internacional de servicios tecnológicos en las distintas etapas de la industria de hidrocarburos.

- ❖ Por otro lado, el presente informe detalla y ofrece una vía para poder entender mejor la perforación de pozos de hidrocarburos, lo cual constituye un aporte a la formación académica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Genéricos.

- ❖ Describir el proceso de optimización de la perforación mediante la gestión de riesgos operativos así como el uso y análisis de las tecnologías MWD y LWD.
- ❖ Mostrar el impacto positivo de la optimización de perforación de pozos, desde el punto de vista de eficiencia operativa.

1.2.2 Específicos.

- ❖ Describir los procesos involucrados en la gestión de riesgos operativos de perforación.
- ❖ Describir el marco teórico en torno a las tecnologías MWD y LWD y el modo en que estas influyen en la toma de decisiones durante la perforación.
- ❖ Exponer ejemplos capturados en el campo y relacionados al tema.

1.3 Importancia

- ❖ El presente informe muestra el impacto positivo sobre 4 campos: tiempos (al evitar la ocurrencia de eventos ligados al tiempo no productivo), costos (consecuencia de óptimos tiempos de operación, y reducción de operaciones no planeadas), seguridad (al evitar operaciones vinculadas a agarres de tubería, potenciales influjos, etc.) y medio ambiente (al tener una menor probabilidad y severidad de reventones).

1.4 Alcances

- ❖ El presente informe de competencia profesional está basado en eventos reales capturados sólo con el servicio "Optimización de la Perforación" (*Drilling Optimization*) brindado por la compañía Schlumberger.
- ❖ Si bien existen eventos de campo muy representativos, los presentados en este informe constituyen eventos condicionados a la experiencia personal.
- ❖ Por una política de confidencialidad de la información en Schlumberger, el presente informe no proporcionará información clasificada, dependiendo del caso particular. En tal sentido, las profundidades del hoyo, en los ejemplos mostrados, serán más cualitativos que cuantitativos, pero sin limitar la idea de posicionamiento para un adecuado análisis.
- ❖ El presente informe no abarca actividades paralelas a la perforación, como la cementación, trabajos de registro a cable (wireline), ni trabajos de control de pozos.
- ❖ Finalmente, la valoración del impacto positivo será desarrollada considerando indicadores de desempeño operativo, ya que esta es la forma real de evaluación del servicio optimización de la perforación. La valoración desde el punto de vista económico escapa del contexto, pero queda implícita en la forma antes descrita.

1.5 Metodología de Trabajo

Aparte de la exposición del marco teórico, el presente informe se centrará en la descripción de experiencias de campo concernientes a la gestión de riesgos operativos, a través del planeamiento, la ejecución y la evaluación. Esta estructura permitirá un adecuado acercamiento y seguimiento y posterior análisis de los riesgos operativos.

Las experiencias de campo concernientes al uso de mediciones de fondo en tiempo real, serán puestas en contexto (condiciones de perforación) y serán documentadas con información relevante para un análisis adecuado.

2. UN ENFOQUE PARTICULAR EN LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN: PLANEAMIENTO, EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN.

El enfoque Planeamiento-Ejecución-Evaluación, usado por la compañía Schlumberger, constituye una herramienta estructurada y de gran adaptabilidad en la identificación de riesgos en la etapa pre-operativa, la detección prematura de eventos no deseados durante la perforación, y la captura de buenas prácticas y lecciones aprendidas en la etapa de evaluación. Luego, la retroalimentación constituye el pilar para el planeamiento del siguiente pozo.

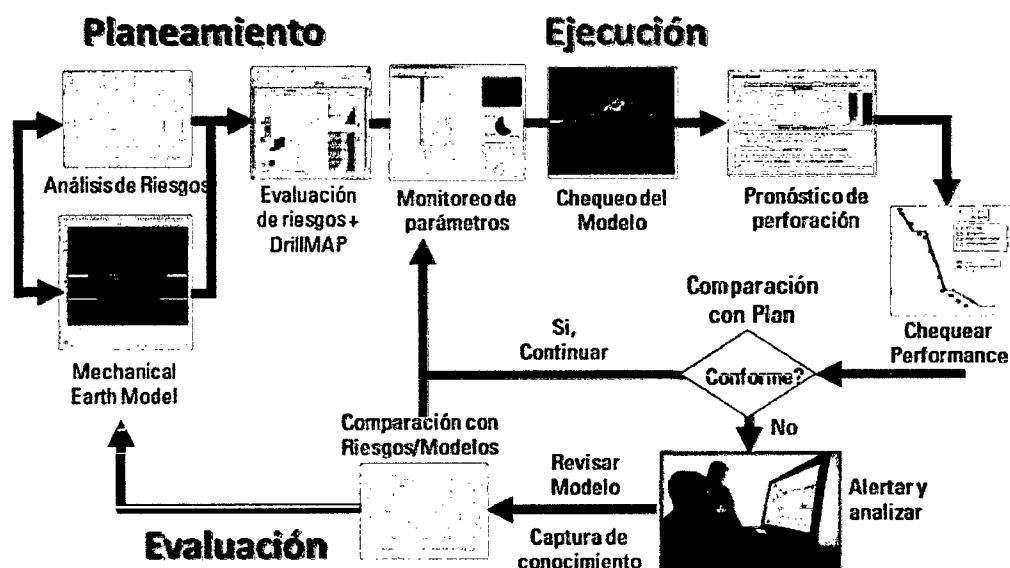


Figura 2.1. Enfoque Planeamiento-Ejecución-Evaluación en la optimización de la perforación. Fuente: Schlumberger, 2000.

Schlumberger inició el servicio “optimización de la perforación” en 2000, y desde ese entonces ha logrado un cambio sustancial en la industria de la perforación. El crecimiento de este servicio, a través de la gestión de riesgos operativos y el uso de información de fondo, aun está en crecimiento, y en cierta forma depende de la visión que las compañías operadoras vayan adoptando sobre las nuevas técnicas de perforación.

2.1 Planeamiento.

Viene a ser la etapa previa a la perforación. Comprende la recolección y el análisis de toda la información pertinente de pozos aledaños y la realización del modelo geomecánico. Este análisis origina un mapa de eventos, el cual describe los eventos no deseados en cada pozo, más información relevante para efectos de análisis (como inclinación y dirección del hoyo, y propiedades del lodo). El modelo geomecánico permite una aproximación numérica de las propiedades petrofísicas de la roca, mediante mediciones provenientes de registros eléctricos registro y sísmica. El resultado final de este análisis es el DrillMAP del pozo a perforar, que incluye un mapa de riesgos (proveniente del análisis de eventos no deseados) y una ventana de lodo para propósitos de información de la estabilidad del hoyo.

El DrillMAP constituye la primera herramienta con la que se encara el proceso de monitoreo de la perforación.

2.2 Ejecución

Es la etapa que se da durante la perforación. Aquí se realiza la calibración y chequeo del modelo geomecánico (por ejemplo, calibración de la ventana de lodo con pruebas de formación, posibles pérdidas de lodo o entrada de gas), así como el monitoreo de las condiciones de perforación (parámetros,

propiedades de lodo, mediciones de fondo). El performance de avance se evalúa usando estas herramientas y se compara con el plan. Si hay alguna desviación, se revisa el modelo geomecánico y/o se evalúa el riesgo en cuestión, se captura el evento y se toman acciones in situ como parte de la retroalimentación. Caso contrario, se continua con el monitoreo de la perforación.

2.3 Evaluación.

Esta última retroalimentación alcanza además la etapa de evaluación, en que el análisis debidamente documentado constituye un componente importante en el planeamiento del siguiente pozo a perforar.

3. LOS RIESGOS OPERATIVOS EN LA PERFORACIÓN DE POZOS.

3.1. Definiciones.

Antes de desarrollar este capítulo, es necesario detenernos en dos conceptos muy ligados entre sí: el peligro y el riesgo.

De manera general, peligro es toda acción o condición latente en nuestro entorno, que podría ocasionar daño a un objeto o a un ser vivo. Por otro lado, riesgo es la posibilidad que un daño se genere; dicha posibilidad se cuantifica a través de una probabilidad junto a una severidad. La diferencia entre ambos conceptos radica en que el peligro es la fuente del riesgo, es decir, el riesgo es la posibilidad de sufrir un daño por la exposición a un peligro².

Llevando estos conceptos a la perforación petrolera, decimos que un riesgo es la probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado³, asociado este a una determinada severidad. Para nuestros fines, consideramos los riesgos ligados al proceso de perforación (riesgos

² Diferencia entre peligro y riesgo, de acuerdo al portal del centro de toxicología de la Universidad de Arizona.

³ En perforación de pozos, cualquier acción o situación que no esté contemplada en el curso normal y seguro de la operación –generando además tiempos no productivos– se denomina evento no deseado. Por ejemplo, un agarre de tubería, una arremetida de gas, operaciones de pesca, operaciones de control de pozo, viajes de limpieza complicados, etc, constituyen eventos no deseados de perforación. La fuente de estos eventos y su identificación resulta pieza importante en la gestión de riesgos operativos en la perforación

operativos), para poder trabajar con aquellos que afectarían en seguridad, tiempo y costos el curso de la perforación.

Una consecuencia de estos riesgos operativos (si se dan) son posibles pérdidas invaluable (como la vida de personas), y en general, costos adicionales de operación; es por ello que su identificación en la etapa de planeamiento resulta de notable importancia.

El peligro está latente en todo el proceso de perforación, debido a trabajos efectuados con presiones altas, temperaturas críticas, soluciones químicas tóxicas, condiciones climáticas, etc. Los peligros operativos en la perforación son muchas veces inevitables, pero con una adecuada gestión de los riesgos operativos, estos pueden ser mantenidos en niveles aceptables.

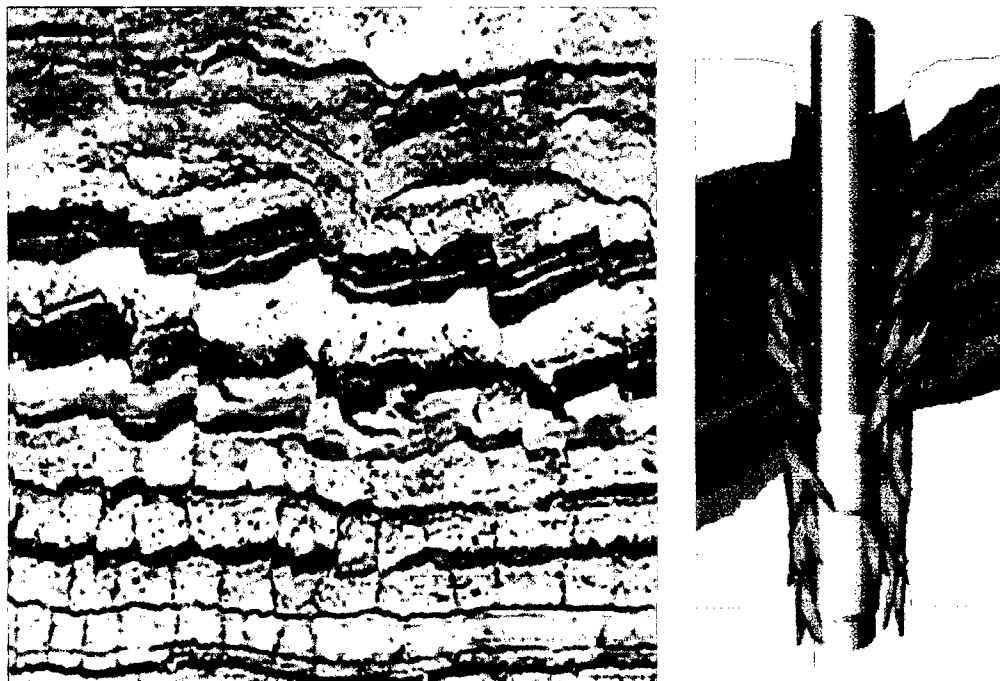


Figura 3.1. Diferencia entre peligro y riesgo.

En este gráfico establecemos la diferencia entre un peligro y un riesgo en perforación de pozos: Tener en el subsuelo una formación inestable y con planos de debilidad preexistentes representa un peligro (figura a), es decir una fuente latente que podría ocasionar un daño. Por otra parte, perforar en esta formación y ocasionar un agarre de tubería por empaquetamiento vendría a ser un riesgo (figura b), el cual tendrá una probabilidad y una severidad. Fuente: Schlumberger, 1998.

La definición y calificación de los riesgos operativos son el producto del estudio de datos e información existentes, los cuales fueron registrados y capturados en pozos cercanos perforados previamente. Esto se logra a través de la gestión de riesgos operativos y de la gestión del conocimiento disponible.

3.2. Los pozos aledaños como fuente valiosa en la gestión de riesgos.

Los pozos más cercanos al pozo sujeto de estudio constituyen una fuente importante en la detección de riesgos operativos. Estos pozos tienen que guardar, por lo menos, correspondencia estratigráfica, es decir, a lo largo de sus trayectorias las mismas formaciones deben ser atravesadas; de ahí la importancia de su cercanía.

Una consideración importante en estudio de pozos aledaños para la gestión de riesgos operativos, es la data y la información disponible: este factor resulta crítico a la hora de identificar riesgos potenciales, puesto que una información deficiente e incompleta repercutirá directamente en la calificación de dicho riesgo. Es deseable disponer de la mayor cantidad de data e información de alta calidad. A continuación pasaremos a revisar las principales fuentes de información existentes en los pozos aledaños.

3.2.1. Reporte diario de perforación.

Esta información es el punto de partida para iniciar un análisis de riesgo apropiado. Es en estos reportes donde frecuentemente se registran eventos no deseados durante la perforación, y complementados con otros reportes, permiten documentarlos apropiadamente.

Pagina 2

NO	MD	INCL	AZMUTH	TVD	DLB	COORDINATES	V-SECT
13	0052	0.50		6032			
12	0077	0.75		0577			

TRANSPORTATION

1 FLIGHT

SAFETY

BOP TEST	BOP DRILL	PIT DRILL	FIRE DRILL	L.T.A.
20/11/98	12/02/98	12/02/98	23/11/98	52

WEATHER

DESC	VIS	CELLING	WIND SP	DIR	TEMP	PRESS	RIVER	AMBTEMP
CLEAR	2	2000						

CONSUMABLES

	DIESEL	JET-A3	SARITE	DRILL W.	GEL	CEMENT	POT.W	GYP
ON LOC	9,700		000	000	1000	1000	100	72
USED	1,034		0	80	75		100	70

24 HOUR BREAKDOWN

FROM	TO	DESCRIPTION
0:00	1:00	CIRCULATE SAMPLE FOR GEOLOGIST @ 6222FT
1:00	15:30	DRILL 8 1/2" HOLE FROM 6222FT TO 6364FT-77BBL LOSS
15:30	16:00	PICK UP-REDUCE STROKES-PUMP 20BBL LCM PILL-LOSS STABILIZED-INCREASE TO DRILLING STROKES
16:00	19:00	DRILL FROM 6364FT TO 6397FT-39BBL LOSS
19:00	19:30	PICK UP-REDUCE STROKES-PUMP 18BBL LCM PILL-LOSS STABILIZED-INCREASE TO DRILLING STROKES
19:30	21:30	DRILL FROM 6397FT TO 6498FT
21:30	22:30	CIRCULATE CONDITION WELL-DROP TOTCO
22:30	23:59	VOID 600 BIT

Pagina 1

WELL INFORMATION					
DATE	REPORT	DDL	DSS	PROGRESS	DEPTH
02/02/98	2B	52	28	186	2800
DAILY USE	TOTAL USE	CASING SPT	MON SIZE	FEEL REF	
		19 5/8" @ 3654ft	8 1/2"		RON RICHARDS

DRILLING INFORMATION					
WOB	ROTARY	AVE ROTARY	DRAG		ROP
K LBS	RPM	TORQUE	MAX UP	MAX DOWN	FT/HR
40	100	50	2,000	5,000	9

BOTTOM HOLE ASSEMBLY					
GELW LBS	57,000	DESCRIPTION	BR-BIT SUB-2X8 1/2" DC-STAB-1X8 1/2" DC		
TOTAL SHAFT	1803.02		STAB-14X9 1/2" DC-X/O-14X9 HWDP-JARS-10VA*MMMP		
WALDERS LBS	77,000				
JARS APPROX ACT	254754	JARS LBS	70.5	CUMM JARS LBS	231.5

MUD SYSTEM					
DENSITY	VISC	PH	PL	PV	YP
9.3	50	9.5	7	15	25
GELS	FC	SOLIDS	NBT	CL	HTRF
5/11/15	1	7%	20	400	
FREE LIME	OTHER	HOLE VOL	HOLE LOSS	SURF VOL	RES VOL
0.1		510	120	547	70

PUMP					
H-700B	LINER SIZE	SPM	GPM	PRESSURE	DR. ANN V
1	6	82	396	600	182
2	5	81			
3	5				

WELL CONTROL					
RRSP 1	RRSP 1	RRSP 2	RRSP 2	ROCK TOL	MACP
60 SPM	60 SPM	60 SPM	60 SPM	PPD	P81
210	300	210	210		

DRILL BITS					
MUN	TYPE	SERIAL	NOZZLES	JET VEL	HHP
13	MP270D	L67547	2X14-10U?	117	26.7
	DRILLED	ROCKS	ROP	GRADE & REMARKS	
0052	368	88	9.8	RUN	

PERSONNEL					
PANGAEA	PARKER	SERPBT	SERVICE	OTHER	TOTAL
3	3	42	25		73

Figura 3.2. Reporte típico de perforación.

El reporte diario es la primera herramienta en la identificación de eventos no deseados. Como vemos, al provenir de pozos aledaños existentes, la calidad y antigüedad de la información escapa en ocasiones los requerimientos del equipo analista. Fuente: Schlumberger.

3.2.2. Reporte diario de fluidos de perforación.

El lodo de perforación representa un componente vital en la perforación de pozos. Desde nuestro punto de vista, muchos de los eventos no deseados pueden ser entendidos a través del comportamiento y respuesta del lodo de perforación. Igual importancia tiene el tratamiento diario que se le da a este fluido para encarar adecuadamente el proceso de perforación.

3.2.3. Registro litológico.

La secuencia litológica con el avance de la perforación nos permiten vincular algún evento no programado con la formación expuesta en ese momento. Paralelamente, el registro de desprendimientos (cavings) y el monitoreo del gas de perforación y de viajes nos permiten detallar mejor las condiciones en posibles eventos no deseados.

3.2.4. Reporte de perforación direccional y diseño de BHAs.

Tanto la inclinación como la dirección, así como el trabajo de direccionamiento del pozo afectan activamente el proceso de perforación. El seguimiento de sus reportes nos permiten averiguar de qué forma esta actividad afectó la estabilidad, la limpieza y la tortuosidad del hoyo, entre otras cosas.

3.2.5. Registro de brocas.

Información como formaciones involucradas por corrida, modelo de brocas usadas, calificación y performance de las mismas, permiten la evolución en la selección de brocas de perforación. Para nuestros propósitos, un registro de fotos tanto de entrada como de salida de las brocas resulta ideal.

3.2.6. Prognosis de perforación.

Nos da el contexto técnico de la perforación del pozo en cuestión.

Toda esta documentación constituye la mínima necesaria para una adecuada gestión de riesgos operativos. Generalmente los pozos antiguos carecen de toda esta información, y en consecuencia el análisis llega a ser inapropiado en esos casos. Por otra parte, los pozos exploratorios podrían no contar con pozos aledaños, siendo sus más cercanos aquellos que no pertenecen al mismo reservorio. Todos estos detalles afectan cualitativamente la gestión de riesgos para el nuevo pozo a perforar.

3.3. El proceso de definición de riesgos operativos.

Hasta aquí hemos descrito los medios para obtener datos e información pertinente en el proceso de identificación de eventos no deseados. Ahora mostraremos de qué manera se clasifica y usa esta información para poder usarla convenientemente en la definición de riesgos no operativos, incluyendo su formulación, calificación y sus principales acciones preventivas y de mitigación.

3.3.1. Identificación de eventos no deseados en la perforación.

Con el objetivo de llevar un adecuado orden en el proceso, se genera un cuadro esquemático de actividades, concerniente a información operativa del pozo. Cada fila representa un día de perforación con las principales actividades realizadas (columna de resumen) e información adicional pertinente (columnas de peso de lodo, caudal, tipo de lodo, sección y profundidad). En caso de encontrarse algún evento no deseado (proveniente de cualquiera de los reportes mencionados en el capítulo 2.2), este se documentará a manera de resumen en esas líneas. La idea de tener el cuadro completo es usarlo como soporte y referencia para las siguientes etapas en la gestión de riesgos. La siguiente figura muestra un ejemplo de un cuadro terminado.

#	Día	Sección pulgadas	Densidad lb/gal	Tipo lodo	Caudal (gpm)	Resumen de actividades Segundo Pozo	ROP pies/día
1	20-Jun-07	23	9.1	Bentonita	-	Armo RHAF1 con bomba bitricéntrica de 17 1/2" NPT dentro a 16ft del top drive.	-
2	21-Jun-07	23	9.1	Bentonita	315-800	Empaquetamiento a 464', después de ensanchar a 23". Bombeo pildora viscosa, trabajo y libro Torque sito de 464 a 427'. Bombeo pildora viscosa.	580
3	22-Jun-07	23	9.3	Bentonita	460	Realizo viaje corto y bombeo pildora viscosa antes de sacar. Bajo casing (zapeto a 575'). Cementación. WOC.	-
4	23-Jun-07	23	9.2	Dicerlilu	-	Armo D1A #3 (16')	-
5	24-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	400	Pérdidas totales de 564' a 594'. Bombeo pildora LCM y espero.	14
6	25-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	467	Controlo pérdidas parciales, respuesta parcial. Continuo bombeando pildora LCM.	-
7	26-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	450	Controlo pérdida de circulación. Perforo de 594' a 620'. Después de bajar BHA de perforación observo temques sin	26
8	27-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	450	Bombeo 2 pildoras LCM con baja respuesta. Bombeo tapon de cemento #1.	-
9	28-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Intento tapon pero sin éxito. Perforo primer tapon balanceado de cemento. Pozo sin nivel de fluido, decidí bombear tapon	-
10	29-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Reparte diario no disponible	-
11	30-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	0	Definimo pérdida de circulación en casing de 20'. Bombeo tapon de cemento #2 con casio (tapa de cemento a 205').	-
12	01-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Reparte diario no disponible	-
13	02-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	347	Toco tapon de cemento a 184'. Sin señal de pérdidas de circulación. Prueba de circulación en casing. ok. Perforo cemento	-
14	03-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	375	Continuo perforando cemento, bombeo pildora viscosa cada 15-30 pies, ok.	-
15	04-Jul-07	17 1/2	8.2	POLIMARCO	664	Perforo cemento hasta 820'. Bombeo pildora viscosa. Perforo con BHA direccional hasta 770' (deslizó y roto)	150
16	05-Jul-07	17 1/2	9.6	POLIMARCO	670	Deslizofuzo de 770' a 1053'. Torno Curo. Bombeo pildora viscosa para limpieza. Curo y cambio D1A.	323
17	06-Jul-07	17 1/2	10.2	POLIMARCO	670	Deslizo/Roto de 1063' a 1980' con SlimPulse. Bombeo periodicamente pildoras viscosas.	887
18	07-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	Perforo hasta 2020' (17.5' punto de casing). Címetro promedio del hoyo 18.2". Pildora viscosa y saco. Preparo para	49
19	08-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	Bajo casing de 13 3/8" y realizo luego cementación. ok.	-
20	09-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	WOC. Cambio ramps de BOP.	-
21	10-Jul-07	17 1/2	10.0	QORILL	670	Continuo probar de ROP.	-
22	11-Jul-07	17 1/2	10.0	QORILL	670	Termino prueba de BOP. Perforo cemento con BHA nuevo. Realizo CIT con 1500psi. ok.	-
23	12-Jul-07	12 1/4	10.0	QORILL	670	Perforo formación nueva hasta 2030'. Realizo LOT (EMW 13.6ppg a 183" TVD). Saco	10
24	13-Jul-07	12 1/4	10.0	QORILL	700-750	A 2351' observo 200psi de gas de formación. Realizo viaje corto formetrá 256b de 2360' a 2270'.	1,069
25	14-Jul-07	12 1/4	10.0	QORILL	700	Bombeo pildora viscosa para limpieza y luego realizo viaje corto hasta 2923'. ok.	1,153
26	15-Jul-07	12 1/4	10.0	QORILL	750	Realizo backream cada parada perforada (no cavings). Bombeo pildora viscosa cada 2 paradas.	1,052
27	16-Jul-07	12 1/4	10.0	QORILL	700-750	Realizo viaje corto de 5411' a 4151'. Observo arrastre de 806lb de 6029' a 4916'.	601
28	17-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	700	Gas de perforación hasta 760, empezando en 6037ft. Corte de lodo de 10 a 8.2ppg. A 6052' incremento densidad a 10.4ppg. Gas de perforación hasta 310b.	718
29	18-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	-	Reparte diario no disponible. Fugas en conexiones superiores de BHA a 1500ft del top drive.	-
30	19-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	700	Realizo back-off a ~2102' con éxito. Detecto corte de lodo (de 10.8 a 9.8ppg) Circulo hasta obtener densidad de	-
31	20-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	323	Llevo hasta 2029'. Durante la circulación observo burbujas de gas en el flow-line. Densidad in/out: 10.6/10.5ppg. Detecto 500lb perdidos en el anular cada 10min. Posible gas libre en el anular. En las zaranzas se observo bastante arena proveniente de la formación (probable heridamiento debido a corte de lodo)	-
32	21-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	670	Bajo BHA con punta libre. Enrocso a tope de pescado, ok. Bajo herramienta wireline con agarre a 2330'. Intento liberar con rotura de cable en el lambor del cable.	-
33	22-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	700-750	Armo herramientas de fondo para recuperar herramienta wireline. No se observo arenas en las zaranzas durante la	-
34	23-Jul-07	12 1/4	10.8	QORILL	700-750	Bajo tubería macaroni y recibo herramienta wireline. Saco Bajo herramienta de punto libre + CCL.	-
35	24-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	700-751	Bajo herramienta wireline. Daparo y realizo back-off. Durante la circulación observo arena en las zaranzas. Bajo con	-
36	25-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	450	Continuo lavado para pesca. Observo arena + arcilla + trazas de metal en zaranzas.	-
37	26-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	-	Reparte diario no disponible	-
38	27-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	-	Reparte diario no disponible	-
39	28-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	-	Reparte diario no disponible	-
40	29-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	700-750	Intento recobrar pescado sin éxito. Ultimo tope de pescado a 2094'.	-
41	30-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	-	Reparte diario no disponible	-
42	31-Jul-07	12 1/4	10.4	QORILL	700	Bajo BHA con broca de 12 1/4". Emrocso lodo de cemento a 1007'. Perforo cemento hasta 2008'. Saca.	-
43	01-Aug-07	12 1/4	10.0	QORILL	700	Slottedneck a 2008'. Deslizó hasta 2061'. Sin señal de gas.	11,562
44	02-Aug-07	12 1/4	10.0	QORILL	712	Continuo con slotneck de 2061' a 2215'. Bombeo pildora viscosa y saco por cambio de broca y BHA direccional.	154
45	03-Aug-07	12 1/4	10.2	QORILL	760	Bombeo pildora viscosa (206b) cada 3 paradas y realizo backream 2 veces cada parada perforada. Sin señal de ganancia/pérdidas ni cavings. Sube densidad de 10 a 10.2ppg a 2772' (pico de gas 235b) Saco. Realizo backream de 2338' a 2300'.	1,273
46	04-Aug-07	12 1/4	10.4	QORILL	752	Sube densidad a 2499' de 10.2 hasta 10.4ppg. No se observo ganancia/pérdidas ni cavings. Bombeo pildora viscosa (206b, 120acq/gal) a 4552' y realizo viaje corto. Carburo a esta profundidad de 12.4". Se realizo backream de 4560' a 4180'.	1,062
47	05-Aug-07	12 1/4	10.6	QORILL	741	Bombeo pildora viscosa cada 3 paradas. Realizo backream 2 veces cada parada. Intento deslizar con estiletes del motor. Saco para cambiar motor. Realizo backream de 6281' a 4848'.	539
48	06-Aug-07	12 1/4	10.8	QORILL	760	Bajo BHA y bombeo pildora viscosa. Rotodisizo de 5001' a 5549'. Realizo backream cada parada perforada. Sin señal de ganancia/pérdidas ni cavings.	549
49	07-Aug-07	12 1/4	10.9	QORILL	751	Rotodisizo. Realizo backream cada parada y bombeo pildora viscosa cada 3 paradas. Punto de casing a 5950'. Ultimo carburo dío 18.8". Pildora viscosa y saco. Realizo backream de 6360' a 4903' y de 4526' a 4482' debido a hoyo apretado.	310
50	08-Aug-07	12 1/4	10.8	QORILL	761	Bajo al fondo (viaje corto). Realizo backream: 4398'-4621', 4903'-6218', 6970 a 5469'.	-
51	09-Aug-07	12 1/4	10.9	QORILL	751	TOH-TN. Realizo backreaming: 6980'-6970', 4903'-4218'. Perforo de 5960'-5970'. Viaje corto. Realizo backream de 6970' a 6426'. TLI. ok. Saco.	29
52	10-Aug-07	12 1/4	10.9	QORILL	0	Bajo casing. Realizo cementación. WOC. Zapeto a 5956'.	-
53	11-Aug-07	12 1/4	10.9	QORILL	0	WOC.	-
54	12-Aug-07	12 1/4	11.2	QORILL	0	Probo BOP. Armo BHA.	-
55	13-Aug-07	8 1/2	11.2	QORILL	610	Bajo BHA. Tapa de cemento a 5958'. Perforo cemento hasta 5070'. Realizo CIT. FIT a 6980' dío: EMW- 14.4ppg. Pruebas RPT/STL. Saco.	19
56	14-Aug-07	8 1/2	11.2	QORILL	501	Viaje de limpieza con scraper. Realizo trabajo con wireline para evaluar cementación. Armo BHA de perforación.	-
57	15-Aug-07	8 1/2	11.2	QORILL	491	Falta de herramienta MWD en SHT. Cambio herramienta MWD y bajo. Rotodisizo. Realizo backream 2 veces cada parada perforada. Bombeo pildora viscosa. No cavings.	665
58	16-Aug-07	8 1/2	11.4	QORILL	491	Perforo Maxium plus de gas a 6848'. R/14. Luego de viaje corto continuo perforando Maxium plus de viaje a 7019' 800b.	641
59	17-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	491	Perforo Maxium plus de gas a 7183' 719b.	524
60	18-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	491	Viaje corto, ok. Perforo Saco debido a presión erratica. Saco. Realizo backream de 7676' a 7296'.	75
61	19-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	491	Perforo hasta TD a 1845'. Carburo a 2707'. V: Viaje corto. Máximo gas de viaje: 700b.	273
62	20-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	-	Pildora viscosa y saco BHA. Trabajo de motor. Armo BHA de limpieza.	-
63	21-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	0	Armo BHA. Reestructuración a 7672'. R/16 para pasar. Gas de viaje a 7860'. 550b. Saco.	-
64	22-Aug-07	8 1/2	11.5	QORILL	0	Hajo segundo BHA de limpieza. Himo de 7782' a 7820' debido a restricción.	-
65	23-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Reparte diario no disponible	-
66	24-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Reparte diario no disponible	-
67	25-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Reparte diario no disponible	-
68	26-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Reparte diario no disponible	-
69	27-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Reparte diario no disponible	-
70	28-Aug-07	8 1/2	11.5	0.0	-	Probo BOP. Bajo BHA.	-

Figura 3.3. Cuadro de eventos de un pozo aledaño.

Fuente: Schlumberger

Usando el cuadro esquemático de actividades se analiza la secuencia de operaciones antes, durante y después del evento no deseado con el fin de ubicarlo en el contexto de la perforación. Muchas veces este corto proceso es suficiente para formular el riesgo asociado. Sin embargo, es posible también que se necesite proseguir con en el siguiente paso

(análisis de información disponible) para poder esclarecer y formular el riesgo detrás del evento.

3.3.2. Análisis de eventos no deseados en base a información disponible.

El análisis de eventos es una labor versátil que emplea áreas como geología, ingeniería de perforación, ingeniería de lodos, geomecánica, ingeniería de petróleo, etc. Todas estas disciplinas están implícitas en la información proveniente de reportes de operaciones (descritos en los capítulos 2.2.1 a 2.2.6) así como en la información de estudios previos a la perforación.

El análisis de eventos busca esclarecer el porqué de un evento específico (pérdida de lodo, empaquetamiento de la sarta, etc.), entender los factores que contribuyeron a su ocurrencia y formular el riesgo asociado.

Al ser un proceso versátil, el origen de un evento no deseado es muchas veces una combinación de factores, que una sola disciplina no podría esclarecer.

Una disciplina emergente en la industria es la geomecánica, que ha contribuido significativamente en la optimización de la perforación. Hasta hace una década, muchos eventos no deseados eran poco entendidos, y los riesgos asociados eran erróneamente formulados por indisponer del aspecto geomecánico.

El proceso de análisis de eventos termina con la formulación del evento, y la descripción del cómo y el porqué. Todo esto se muestra en un "mapa de eventos", que es un cuadro que sintetiza los eventos formulados con los principales detalles de los mismos. Es importante capturar incluso eventos recurrentes en un mismo pozo o en el campo, puesto a que ayudará posteriormente a determinar la probabilidad del riesgo particular.

3.3.3. Formulación y calificación de riesgos operativos.

Una vez definidos los eventos no deseados de un campo en particular, se procede a formular los riesgos operativos basados en el mapa de eventos. Esta tarea incluye la calificación de riesgos en base a una probabilidad y a una severidad. La probabilidad se refiere al potencial de recurrencia del riesgo, en base a los eventos identificados en el campo; la severidad representa el potencial de generar horas no productivas de operación (igualmente tomando como referencia los eventos no deseados de pozos aledaños). La calificación de los riesgos operativos puede ser resumida en una tabla a manera de matriz. La Figura 3.4 resume la “matriz de riesgo” definida por Schlumberger:

		Probabilidad		
		Baja 1 vez	Media 2 veces	Alta > 2 veces
Severidad	Leve Menor a 4 horas			
	Serio 4 a 24 horas			
	Mayor 24 a 48 horas			
	Catastrofico mayor a 48 horas			

Figura 3.4. Matriz de riesgo para cuantificar los riesgos operativos en la perforación. Fuente: Schlumberger, 2000.

Es importante calificar los riesgos operativos para poder valorar el impacto de estos sobre la perforación. Asimismo, la calificación permite apreciar las mejoras operativas entre pozo y pozo al disminuir la probabilidad de los mismos.

3.4. Formulación de acciones preventivas y acciones de mitigación.

Una vez definidos y calificados los riesgos, se procede a establecer las acciones de prevención y mitigación.

Las acciones de prevención son el conjunto de medidas efectuadas para evitar que ocurra el riesgo (están orientadas a disminuir la probabilidad), mientras que las acciones de mitigación son las medidas para reducir los efectos negativos del riesgo, una vez que estos ya se dieron (están orientadas a disminuir la severidad).

En todo caso, ambas acciones (de prevención y mitigación) parten de prácticas aceptadas y usadas en la industria, así como medidas sustentadas por la experiencia local, la cual probó resultados positivos en los pozos aledaños.

A continuación, se muestra una parte de un mapa de riesgos; en ella se define el riesgo con su debida calificación, y se propone acciones de prevención y mitigación.

Formación		Profundidad		Probabilidad	Severidad	Riesgo	Prevención	Mitigación
Desde	Hasta	Desde	Hasta					
Formación 1	Formación 2	1980m	2590m	Media	Seria	Perdidas de circulación durante la perforación, viajes y/o cementación	Evitar entrar a la Formación 1 en la sección previa. Monitorear ECD. Calcular y controlar las velocidades de bajada (durante la perforación y/o bajada de casing) con el fin de optimizar la sobrepresión y mejorar el efecto de stress-lagge. Monitorear el caudal de retorno así como el nivel de los tanques activos. Subir gradualmente el caudal. Adicionar material sellante desde el inicio de la sección. Considerar dejar una pillora sellante previa bajada de casing. Tener una pillora LCM lista como contingencia. Mantener el ECD por debajo del límite superior, según ventana de todos (menor a 12.Eppg). Mantener el caudal en 1000gpm, pero si se presentan pérdidas, bajarlo a 900gpm y evaluar.	Detener la perforación, viaje o bajada de casing. Reducir el caudal. Considerar pillora LCM. Si los pérdidas son severos para continuar perforando, sacar la tubería hasta una profundidad segura y considerar una pillora LCM de mayor concentración. Evaluar reducir la densidad del fluido, que estere en función temblen de la estabilidad de las formaciones expuestas. Mantener el pozo lleno con todo todo el tiempo.

Figura 3.5. Definición de riesgos operativos en base a la información disponible de pozos aledaños. Fuente: Schlumberger, 2010.

Algunas medidas de prevención y mitigación involucran recomendaciones con mediciones de fondo en tiempo real (como el ECD, ESD, choques y vibraciones, curvas petrofísicas, calipers).

En los últimos años la industria de la perforación ha experimentado un cambio sustancial en cuanto a la optimización de toma de decisiones con

mediciones en tiempo real. La irrupción de la tecnología MWD y LWD ha permitido mejorar el desempeño tanto durante la perforación como en trabajos póstumos. En nuestro caso, esta tecnología ha permitido gerenciar mucho mejor un sin número de riesgos operativos, traduciéndose en menores tiempos no productivos.

4. MEDICIONES DE FONDO DURANTE LA PERFORACIÓN (MEASUREMENTS WHILE DRILLING, MWD).

4.1. Introducción.

Las mediciones de fondo durante la perforación también suelen llamarse MWD (*Measurements While Drilling*, por sus siglas en inglés), y viene a ser la tecnología que permite transmitir datos desde el fondo del hoyo hacia la superficie, todo esto durante la perforación. La transmisión de datos se realiza a través de la herramienta MWD (en el BHA), y una vez en superficie estas son capturadas por equipos digitales, los cuales procesan la data y la convierten en información.

Paralelamente, la tecnología LWD (por sus siglas en inglés, *Logging While Drilling*), viene a ser aquella que se orienta a capturar ciertas propiedades físicas de la roca o ciertos fenómenos mecánicos de la perforación, todo esto en tiempo real.

La relación entre las tecnologías MWD y LWD está en que las mediciones capturadas por las herramientas LWD son transmitidas a superficie gracias a la herramienta MWD. Una tecnología captura data, mientras que la otra, la transmite.

La tecnología MWD se gestó originalmente para transmitir datos de posicionamiento del hoyo (inclinación, dirección y profundidad). El mecanismo de transmisión usado en ese entonces implicaba una baja –

pero suficiente– densidad de datos. Posteriormente, con la irrupción de los registros durante la perforación, la transmisión de datos se expandió además a propiedades de la roca y del espacio poral, como rayos gamma, resistividad, densidad, porosidad, etc.; esto significó una mayor demanda de datos, por lo que los mecanismos de transmisión fueron evolucionando, e incluso otros principios de transmisión entraron a tallar, todo para satisfacer la creciente necesidad de datos e información durante la perforación.

En la actualidad la tecnología MWD cuenta con varios principios de transmisión de datos a superficie. En el capítulo 4.2.2 se expondrá uno en particular⁴.

4.2. ¿Cómo funciona esta tecnología?

Una de las primeras preguntas que saltan con respecto a estas tecnologías, incluyen la forma como se superan las interferencias eléctrica y mecánica durante la perforación (debido a vibraciones en el BHA), como se obtiene la profundidad instantánea de las mediciones, y como se logra la autonomía energética de las herramientas de medición.

Independientemente de los principios de transmisión de datos, las tecnologías MWD y LWD comparten ciertos mecanismos similares entre las distintas compañías que ofrecen dichos servicios:

Las herramientas MWD y LWD son programadas en superficie antes de ser armadas en el BHA. Esto asegura el chequeo de calibración de los sensores, y en general, el correcto funcionamiento de las herramientas.

La programación se realiza desde un ordenador dedicado, cuyo puente de comunicación es un cable.

⁴ Aquella que en lo personal, generó la mayor experiencia de campo.

Durante la programación también se efectúa la inicialización de la herramienta, que consiste en definir el punto “cero de referencia” a partir del cual la herramienta inicia su trabajo de captura de mediciones en función al tiempo. Este punto de referencia tiene que estar en sincronización con el reloj del ordenador para procesar la data mas adelante.

En la etapa de perforación, los sensores realizan mediciones a una frecuencia del orden de los 70 Hz (es decir, 70 muestras por segundo), aunque esto dependerá de cada sensor y de cada compañía proveedora. Dado que esta capacidad de los sensores es típicamente más alta a la capacidad de transmisión a superficie, se manejan 2 modos de adquisición de datos provenientes de las herramientas MWD y LWD: modo en tiempo real y modo en memoria.

El primero obtiene la data en superficie y durante la misma perforación – gracias al proceso de transmisión de datos.

El segundo modo almacena la data en la respectiva memoria de la herramienta y durante la perforación, y estará disponible sólo cuando esta sea descargada en superficie. Si bien la data en memoria es más densa que la data en tiempo real, el valor de las tecnologías MWD y LWD radica en su habilidad de proveer información en el mismo instante en que el pozo se perfora.

En términos simples, la tecnología MWD cuenta con los siguientes principios de transmisión:

- ❖ Transmisión a través de ondas electromagnéticas. Limitado a transmisión a través de formaciones de alta resistividad e involucrando profundidades menores de 6000 pies o 2000 metros (SPE paper 25356, 1993).
- ❖ Trasmisión usando métodos acústicos.

- ❖ Transmisión usando la misma tubería de perforación. Es el más reciente y asegura una densidad de datos muy superior a los otros principios.
- ❖ Generación de pulsos de presión en el lodo de perforación. Nos centraremos en este principio en los siguientes capítulos.

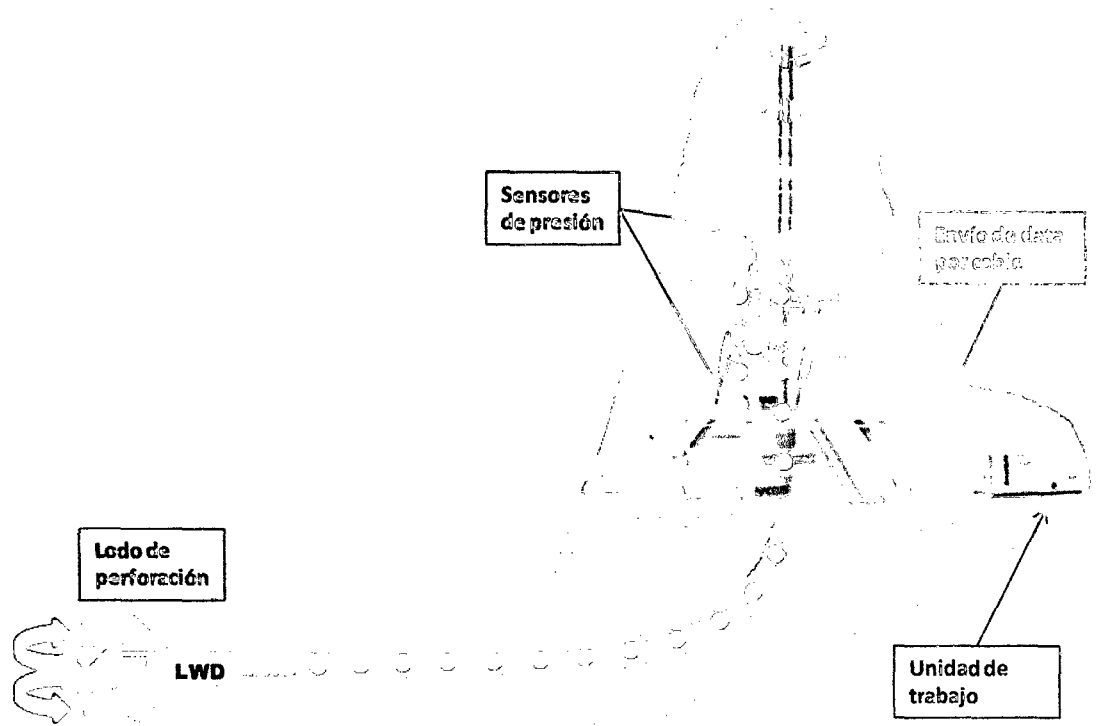


Figura 4.1. Transmisión de datos usando pulsos de presión.

Este principio de transmisión emplea el lodo de perforación para transmitir data codificada a través de pulsos de presión. Esta data es transmitida a unidades de procesamiento en superficie, en donde finalmente es procesada para su uso. Fuente. On-line Interactive Learning. Schlumberger, 2005.

La data transmitida a superficie es recibida por cierto tipo de sensores (dependiendo del principio de transmisión) los cuales decodifican la data y la envían –como data digital– a un dispositivo de adquisición de datos ubicado dentro de la cabina de operación. El dispositivo aplica una serie de algoritmos para finalmente entregar la data a un ordenador dedicado, y este entrega la data binaria al software central. Aquí la data se convierte

en información y es presentada de manera conveniente para el análisis respectivo.

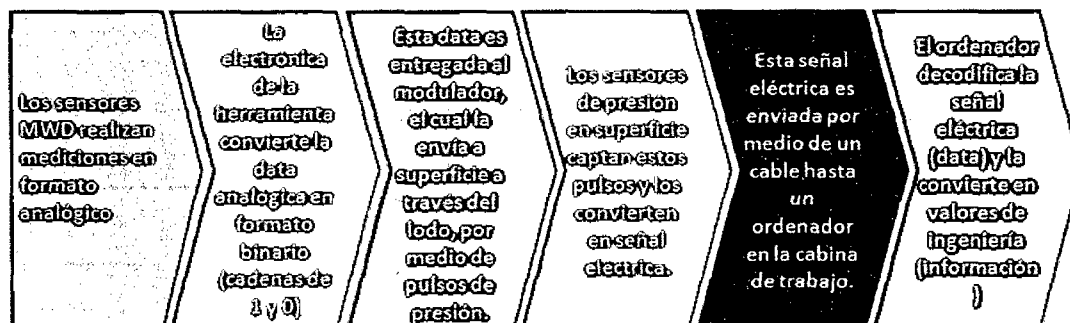


Figura 4.2. El proceso de medición y transmisión de data en tiempo real. La mayoría de herramientas MWD comparten el mismo procedimiento de medición y transmisión durante la perforación. En la gráfica, se describe el principio de transmisión usando pulsos de presión. Fuente: elaboración propia.

La información final está disponible en dos formatos: en tiempo y en profundidad; esto quiere decir que tendremos 2 tipos de registros: medición vs. tiempo (fecha y hora) y medición vs. profundidad del hoyo.

Con respecto al registro de medición vs. tiempo, la medición efectuada con el sensor es presentada con el tiempo registrado en el ordenador – en superficie– al momento de la adquisición de dicha medición. De aquí, la importancia de la configuración del tiempo que debe tener el ordenador desde el inicio de la adquisición de datos.

En el caso del registro de medición vs. profundidad, la medición es presentada con la profundidad del hoyo en el mismo momento de la perforación. La medición de la profundidad merece las siguientes precisiones:

En la industria de la perforación, la profundidad del hoyo es función de la longitud de la tubería empleada. Para poder contabilizar esto de manera constante se disponen de dos tipos de sensores en superficie: un sensor que mide la tensión del cable de perforación en virtud a un peso (como la tubería de perforación), y un sensor que contabiliza las vueltas

empleadas por el malacate para levantar dicho peso. Estos dos sensores (denominados sensor de peso y sensor de profundidad respectivamente) son usados para estimar la profundidad en superficie.

4.2.1. La Telemetría.

La transmisión de datos por generación de pulsos de presión es el principio más difundido y el que mejores prestaciones ha dado a la industria de la perforación.

Este principio se usó por primera vez en 1978 (SPE 11226), y su nombre se debe a los aumentos de presión inducidos para generar una señal en el interior de la tubería. La señal envía data codificada a superficie, y es este proceso particular que recibe el nombre de telemetría.

La telemetría se define como la tecnología que mide remotamente ciertas magnitudes físicas, y las envía posteriormente hacia el operador del sistema.

Aplicando esta definición genérica a la industria de la perforación, la telemetría es el proceso de convertir mediciones – realizadas por las herramientas MWD y LWD durante la perforación– en pulsos de presión a través del fluido de perforación, involucrando una cadena de amplitudes y frecuencias intencionalmente generadas⁵.

A manera de analogía, pensemos en un fenómeno cotidiano como es una manguera conectada al grifo del jardín. Con el agua fluyendo a través de la manguera, si obstruimos parcialmente el orificio libre, se generará una contrapresión, la cual eventualmente se podrá evidenciar en el extremo opuesto de la manguera. Si la manguera estuviera dispuesta

⁵ De acuerdo al *Oilfield Glossary* de Schlumberger (revista especializada de esta compañía).

verticalmente, el fenómeno de pulsos de presión se reproduciría igualmente.

Justamente esto ocurre con la tecnología MWD, al generar la herramienta MWD pulsos de presión en el fondo, los cuales viajan por el interior de la tubería y llegan a superficie. Un detalle aquí es que estos pulsos de presión contienen datos codificados que pueden ser procesados y usados para los fines requeridos.

En nuestro caso particular, la telemetría no es del todo sencilla; hay varios fenómenos físicos que considerar y muchos inconvenientes que superar. En este sentido, el diseño de la herramienta MWD cubre todas estas consideraciones. Pasemos a revisar los componentes genéricos de una herramienta MWD típica⁶.

Módulo de energía. Un alternador en la herramienta MWD –que convierte la energía mecánica en energía eléctrica– provee de energía a la misma, en virtud al paso del lodo a través de una turbina (contenida en el mismo módulo).

La turbina está expuesta al lodo en movimiento (caudal), y le suministra la rotación necesaria para generar un campo magnético variable y, en consecuencia, una corriente alterna. Esta corriente eléctrica viene a ser la fuente de energía para toda la herramienta⁷.

Módulo de transmisión. Es el conjunto de componentes que recibe la data binaria y la envía a manera de pulsos de presión a través del lodo de perforación. El modulador contiene un servomotor DC, que imparte trabajo al rotor, el cual genera finalmente dichos pulsos. Ambos

⁶ Herramienta MWD basada en el principio de generación de pulsos de presión, las otras herramientas MWD escapan al alcance del presente informe.

⁷ Existen diseños alternativos en los cuales la herramienta MWD es energizada por baterías.

dispositivos son controlados por el sistema electrónico y de software de la herramienta MWD.

Módulo electrónico. Ejecuta los algoritmos para el control del modulador, convierte la data analógica –proveniente de los sensores– en data binaria, recibe y suministra la energía proveniente del módulo de energía (alternador y turbina), contiene los sensores de inclinación, azimut y otros, y en general constituye el centro de control de la mayoría de funciones de la herramienta MWD.

Módulo de cobertura. Viene a ser el tubular (collar) que contiene todos los componentes descritos. Por la naturaleza de algunas mediciones magnéticas del MWD, el collar es no magnético.

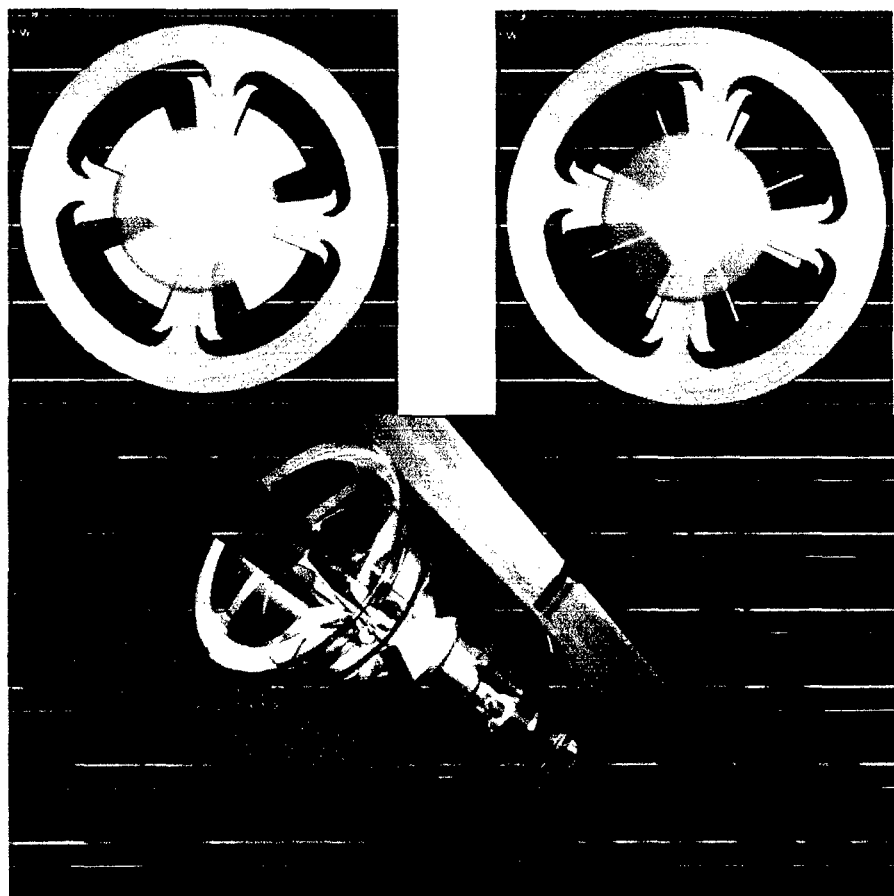


Figura 4.3. Modulador de una herramienta MWD. Arriba: Vista de sección del extremo superior de un modulador estando cerrado (izquierda) y abierto (derecha). De esta forma se generan los pulso de presión cuando hay un caudal de por medio. Abajo: el modulador acoplado en el collar, y este a su vez dentro de un hoyo modelado. Fuente: Imágenes de la página oficial de Surv-Tech, 2012.

Las mediciones son adquiridas analógicamente por los sensores de la herramienta MWD, convirtiéndolas en data binaria (módulo electrónico). Estas son entregadas al módulo de transmisión para luego enviarlas codificadas a superficie, a través del fluido de perforación (pulsos de presión). El módulo de transmisión emplea pulsos de presión en el fluido como parte esencial del proceso de telemetría, y finalmente entrega la data a los sensores de presión en superficie.

Actualmente existen 3 tipos de telemetría usando el principio de pulsos de presión:

- ❖ **Telemetría de Pulso Positivo.** Un restrictor abre y cierra brevemente el paso al flujo para generar un pulso de presión dentro de la tubería de perforación, el cual puede ser visto en superficie a manera de ceros y unos.

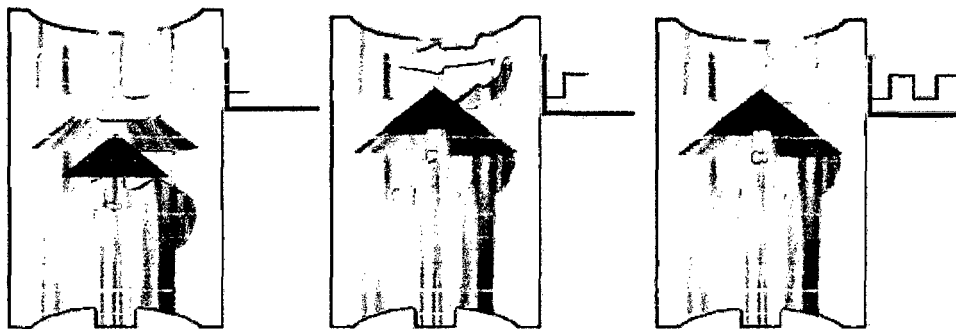


Figura 4.4. Telemetría de pulso positivo. Fuente: Schlumberger, 2005.

- ❖ **Telemetría de Pulso Negativo.** Una válvula desviadora de flujo se abre y cierra brevemente para purgar el lodo del interior de la tubería hacia el exterior (anular). Esta operación produce también un pulso de presión que puede ser visto en superficie.

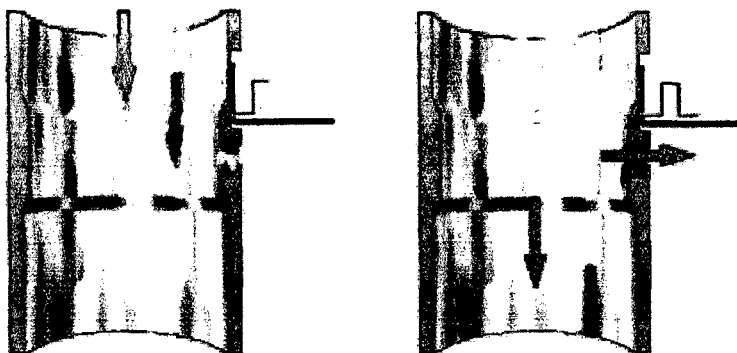


Figura 4.5. Telemetría de pulso negativo. Fuente: Schlumberger, 2005.

- ❖ **Telemetría de Onda Continua.** Es un tipo de telemetría de pulso positivo. Un modulador abre y cierra gradualmente el paso al flujo para generar fluctuaciones sinusoidales de presión (con alternaciones de frecuencia y fase) dentro de la sarta de perforación. Este tipo de modulador es el considerado en el presente informe.

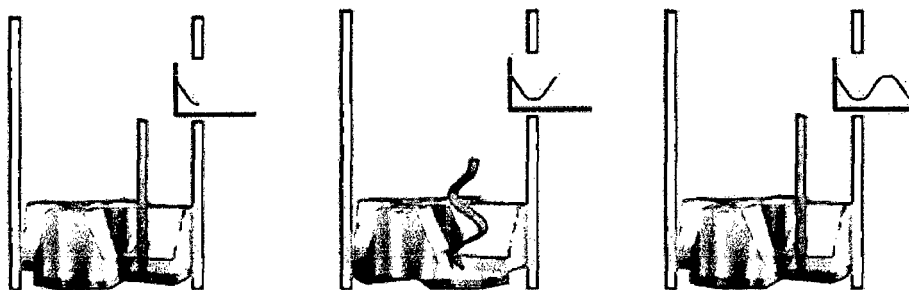


Figura 4.6. Telemetría de onda continua. Fuente: Schlumberger, 2005.

4.3. El complemento ideal: Registros durante la perforación (Logging While Drilling, LWD).

Con la emergente tecnología MWD en los años ochenta, otras mediciones de fondo –en tiempo real – entraron en demanda como parte de la telemetría MWD. Estas mediciones incluían algunas propiedades petrofísicas y otras relacionadas a condiciones de perforación. Esta eventual necesidad, dio como consecuencia la incursión y evolución de

los Registros Durante la Perforación, o tecnología LWD (siglas en inglés de *Logging While Drilling*).

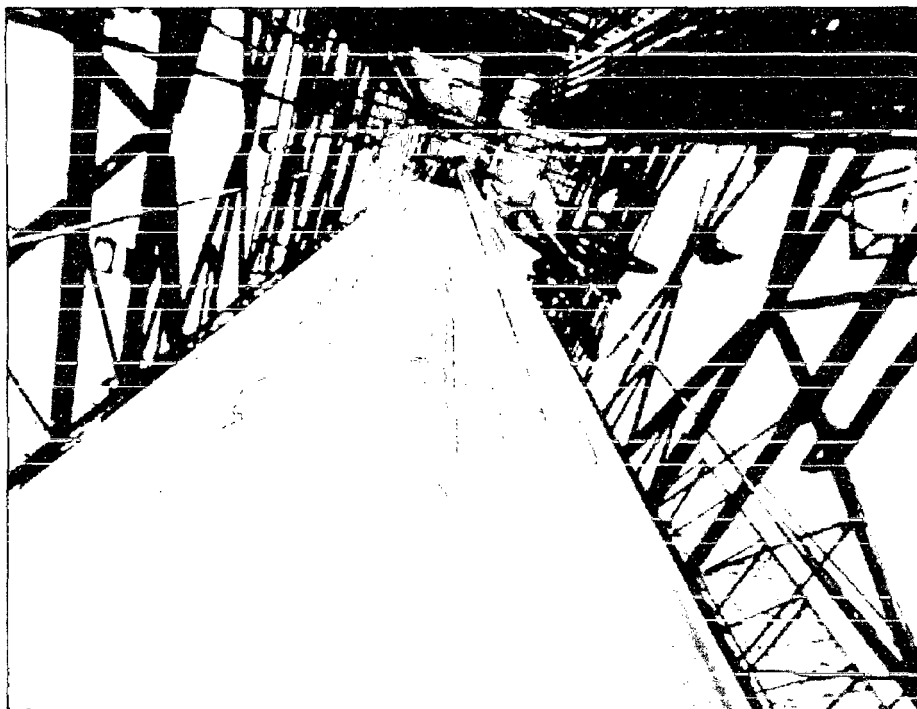


Figura 4.7. Registros LWD. Permiten el uso de información petrofísica de la formación que se está perforando en ese momento. Fuente: Revista Oilfield Review, Schlumberger, 2005.

De manera general, las mediciones analógicas de las herramientas LWD son grabadas en la memoria digital de la misma, pero a su vez son enviadas electrónicamente a la herramienta MWD⁸, la cual codifica la data digital –al igual que las mediciones propias del MWD– y las envía en forma de pulsos de presión.

Los Registros Durante la Perforación han permitido la disponibilidad de una amplia gama de data en tiempo real, permitiendo una mejor toma de decisiones en el mismo momento de la perforación.

Por ejemplo, registros como rayos gama naturales han permitido realizar sobre la marcha una mejor correlación con pozos aledaños, así como afinar los puntos de casing o los puntos de testigo.

⁸ Normalmente la herramienta LWD está conectada físicamente a la herramienta MWD. Existen casos en que la comunicación se realiza de manera electromagnética.

En el caso de registros en la zona de de interés (reservorio de hidrocarburos) los registros de densidad y neutrón, en conjunto con los de resistividad y rayos gama, permiten determinar el potencial de la zona perforada en el mismo momento que esta se perfora. Esto trae una singular ventaja, puesto que la medición se realiza con una invasión despreciable sobre la formación, comparada con el perfilaje tradicional a cable, y consecuentemente, se tiene una mejor aproximación de las propiedades petrofísicas del reservorio.

Al respecto, ha habido una notable –aunque larga– transición del perfilaje a cable a favor de los Registros Durante la Perforación (LWD). Actualmente, el uso de esta tecnología está basada en la justificación tanto económica como operativa, incluyendo problemas potenciales con el perfilaje a cable (pegamiento diferencial, geometría complicada del hoyo), escalonamiento del hoyo y zonas lavadas debido su deterioro, tiempo de exposición considerable lo que significa una invasión del lodo mayor en la zona de interés, etc.

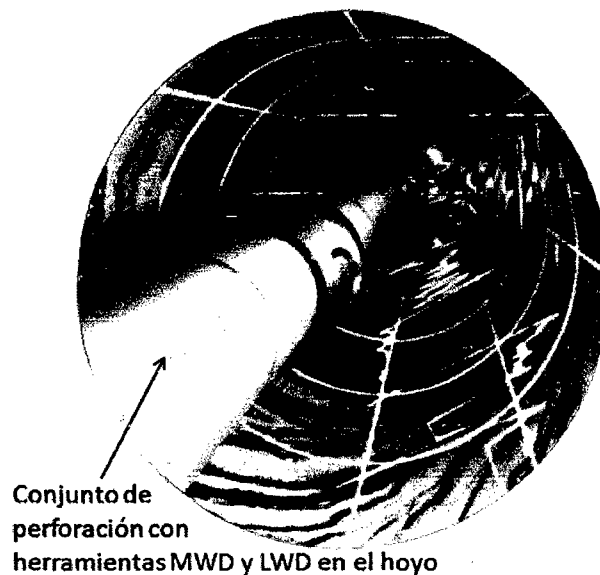


Figura 4.8. La tecnología LWD permite obtener registros petrofísicos en tiempo real.

A pesar que la herramienta LWD es capaz de medir y almacenar data en la memoria de la misma, la ventaja de la tecnología LWD radica en la transmisión de data por medio de la herramienta MWD.

Con la constante evolución de los Registros Durante la Perforación, se ha logrado su operatividad bajo escenarios adversos de temperatura, litología y otros. Fuente: Revista Oilfield Review, Schlumberger, 2005.

4.4. Aspecto teórico y aplicación de las tecnologías MWD y LWD en la perforación.

La evolución de las tecnologías MWD ha permitido extender su objetivo inicial de posicionamiento de pozos direccionales, a una amplia gama de soluciones en tiempo real, todo esto de la mano con la incursión de la tecnología LWD. A continuación revisaremos el fundamento teórico de como las tecnologías MWD y LWD contribuyen en la optimización de la perforación.

4.4.1. Análisis de choques y vibraciones de fondo como herramienta para optimizar el diseño de BHAs y mejorar la eficiencia de la perforación.

Con el desarrollo de herramientas cada vez más sofisticadas en la industria (herramientas MWD, LWD, de ensanchamiento, brocas, etc.) ha

surgido también la preocupación por el cuidado de las mismas durante la perforación.

Debido a la naturaleza de la perforación (interacción metal-roca, torque generado debido a esta interacción, componentes rígidos, etc.) la dinámica entre las herramientas de fondo y la roca es intensa y constante. Ciertamente, la respuesta de los parámetros aplicados para perforar nos dan una visión limitada y tardía, por lo que las acciones posteriores son más de remediación que de prevención. Al respecto, existen muchas experiencias de campo asociadas a tiempos no productivos debido a componentes del BHA dañados, que conducen a sacar prematuramente el BHA, o eventos de pérdida de herramientas en el hoyo debido a condiciones críticas en el fondo (impactos altos y constantes, vibraciones focalizadas, torsión severa sobre la tubería de perforación, etc.).

Desde este enfoque, el diagnóstico de las condiciones de fondo en el mismo instante que se realiza la perforación, origina un mejor control de los parámetros óptimos para reducir la energía negativa, es decir, aquella indeseable que se consume en la generación de impactos y vibraciones (ver Figura 4.9).

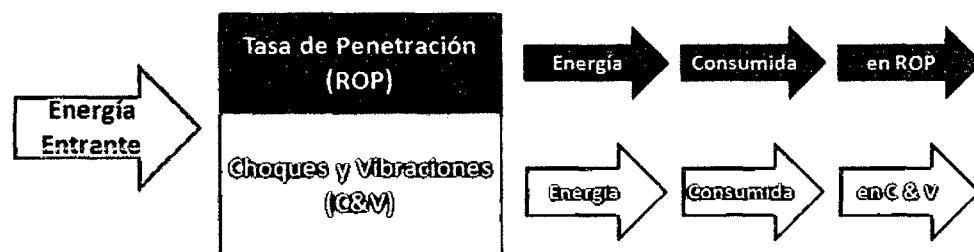


Figura 4.9. Distribución de la energía cuando prima condiciones de perforación adversas.

Mientras más energía se consume en choques y vibraciones, menor será aquella destinada al avance (ROP). Por otro lado, la energía perdida en choques y vibraciones (energía negativa) ocasiona daños a corto y/o largo plazo en las herramientas del BHA. Fuente: Elaboración propia.

Las herramientas MWD y LWD han traído mejoras sustanciales en la gestión y monitoreo de las condiciones de fondo. Dotadas de un conjunto de sensores, estos permiten diagnosticar niveles de impactos y vibraciones en el mismo momento en que se dan, de tal forma que los parámetros de perforación son factibles de ser ajustados sobre la marcha.

❖ **Choques y vibraciones en la perforación.**

Siguiendo la definición de la compañía Schlumberger, un choque, en la industria de la perforación, es la manifestación repentina de una cantidad de energía cuando cualquier porción de la tubería de perforación impacta con las paredes del hoyo. La respuesta inmediata al choque se da en forma de vibración.

Una forma de entender la diferencia entre choques y vibraciones es analizando el sonar de una campana. Cuando se hace sonar una campana, se imparte un golpe contundente en la superficie exterior de la misma (ver Figura 4.10) y el resultado de esta acción es el sonido característico del instrumento. De esta manera, el golpe responsable del sonido vendría a ser el choque que se observa durante la perforación, y el sonido, producto de la vibración del material conformante, es comparable a las vibraciones que se originan inmediatamente después del choque, y que son responsables de fatigas acumuladas en la tubería y en el conjunto de perforación.

Paralelamente a los choques y vibraciones, existe otro fenómeno indeseable que suele darse en la perforación. Durante eventos de fluctuaciones de torque, toda la tubería de perforación es sometida a aceleraciones y desaceleraciones de rotación. Particularmente, los

componentes más cercanos a la broca, experimentan las condiciones más severas, con cambios marcados en las rotaciones por minuto (rpm). En la industria este fenómeno es conocido con el nombre de stick-slip (o traba-destraba en español) y es el resultado de la fricción de la tubería con elementos externos, como el intervalo entubado, la formación expuesta, la tortuosidad del pozo, la interacción roca-broca, etc.

El stick-slip afecta seriamente la estructura de corte de la broca, afecta la integridad de las herramientas de mediciones (electrónicas), y en general, genera sobre esfuerzos en las conexiones de todo el conjunto de perforación.

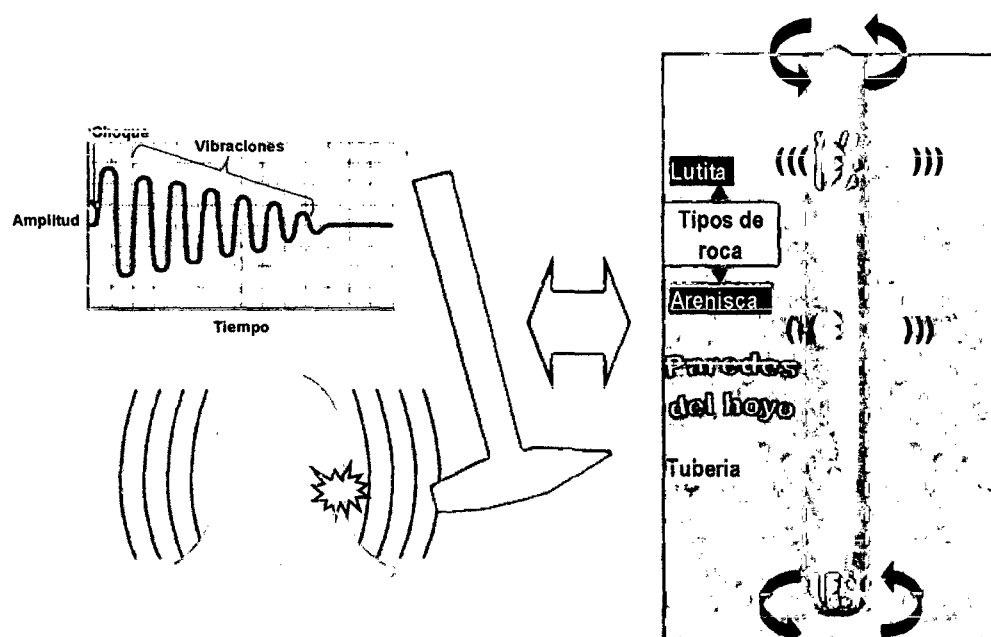


Figura 4.10. Analogía de choques y vibraciones.

Una de las razones de contar con sensores independientes de choques y de vibraciones, es que en ocasiones las vibraciones son resultado de choques menores, los cuales no son necesariamente detectados por los sensores respectivos. Esto asegura un mejor seguimiento de la dinámica de fondo durante la perforación. Fuente: Elaboración propia.

Un solo choque necesita un nivel alto de energía para originar una falla en las herramientas de fondo, mientras que las vibraciones usualmente afectan el BHA a frecuencias altas y por tiempos prolongados, al igual que el stick-slip. Las vibraciones y el stick-slip pueden ser tan dañinas

como los choques debido a su naturaleza oscilante, que originan fatiga acumulada y áreas de concentración de esfuerzos a lo largo de la tubería. La ocurrencia y persistencia de choques y vibraciones afectan el proceso de perforación, no solo en el consumo indeseable de la energía (con consecuentes bajas tasas de penetración) sino también por:

- ❖ Daño en la sarta de perforación (tubería, herramientas de fondo, broca, etc.).
- ❖ Incremento de riesgos operativos (twist-off, operaciones potenciales de pesca e incluso sidetracks).
- ❖ Generación de tiempos no productivos para la compañía operadora (debido a viajes a superficie no planeados), así como recargos económicos por daño de herramientas alquiladas.
- ❖ Incremento de costos de las compañías proveedoras de dichas herramientas (costo de servicio, reemplazo forzado de ciertas partes, orden de compra de nuevas herramientas por pérdida de las mismas en el hoyo, etc.).

Normalmente las herramientas electrónicas cuentan con sensores de choques y vibraciones, con la finalidad de monitorear y controlar (cambio en el peso sobre la broca y RPM) las condiciones a las que están siendo sometidas. Sin embargo, una aplicación emergente en la industria ha sido el uso de estos sensores en la optimización de los conjuntos de perforación, con el propósito de reducir justamente choques y vibraciones de fondo. Desde este punto de vista, un mayor número de herramientas electrónicas en el conjunto de perforación, significa un número mayor de sensores de choque, y por consiguiente, una mejor aproximación de la dinámica de fondo.

Dependiendo de la compañía proveedora, las herramientas MWD y LWD tienen distintos arreglos de choques y vibraciones. La Figura 4.11 representa tan sólo uno de estos posibles arreglos.

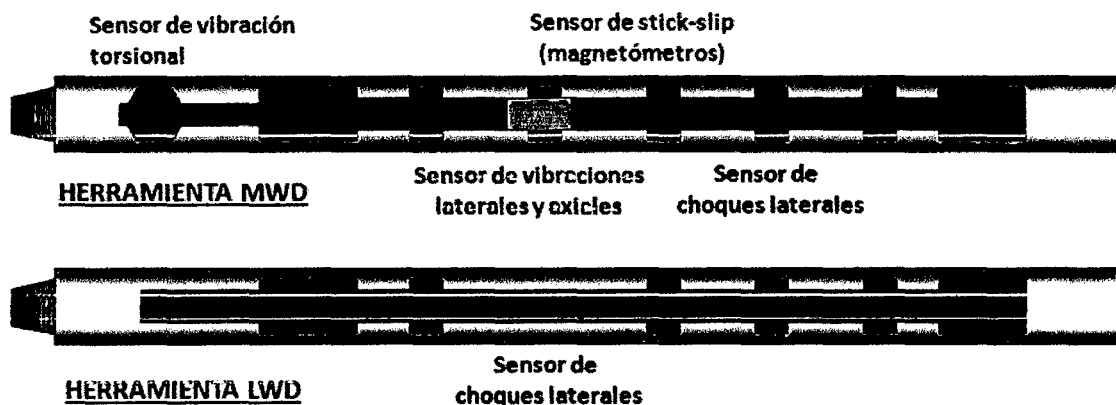


Figura 4.11. Arreglo de sensores de choques, vibraciones y stick-slip en herramientas MWD y LWD.

Fuente: Elaboración propia.

❖ **Sensores de choques laterales.**

Estos sensores son esencialmente acelerómetros, por lo que entregan las mediciones realizadas con respecto a la aceleración de la gravedad (es decir, las unidades son reportadas en G). La herramienta es capaz de realizar estas mediciones de manera constante, siempre y cuando haya circulación (condición para el funcionamiento de la herramienta MWD/LWD).

Existen 2 formas de reportar y cuantificar los choques laterales:

El primero toma un enfoque estadístico, al cuantificar los choques mayores a cierto límite (en G) en un lapso de tiempo definido y normalizados luego a la unidad de tiempo (segundos). En este caso, la medición es clasificada en niveles de riesgo según el resultado de dicha estadística: por ejemplo, se designa como "0" al nivel más bajo de choques laterales, y "3" al nivel más crítico

El segundo emplea un enfoque puntual, al contabilizar todos los choques y reportar el de mayor magnitud (entre el periodo de actualización y actualización). Ambas formas son complementarias y necesarias para el análisis de la dinámica de la perforación en el fondo. La Figura 4.12 muestra un caso específico de choques empleando las dos formas descritas.

Nivel del Choque	Nivel de Riesgo	Frecuencia de Choques ≥ 50 G (cps)
0	Bajo	$50G+ < 1$
1	Medio	$1 \leq 50G+ < 5$
2	Alto	$5 \leq 50G+ < 10$
3	Severo	$50G+ \geq 10$

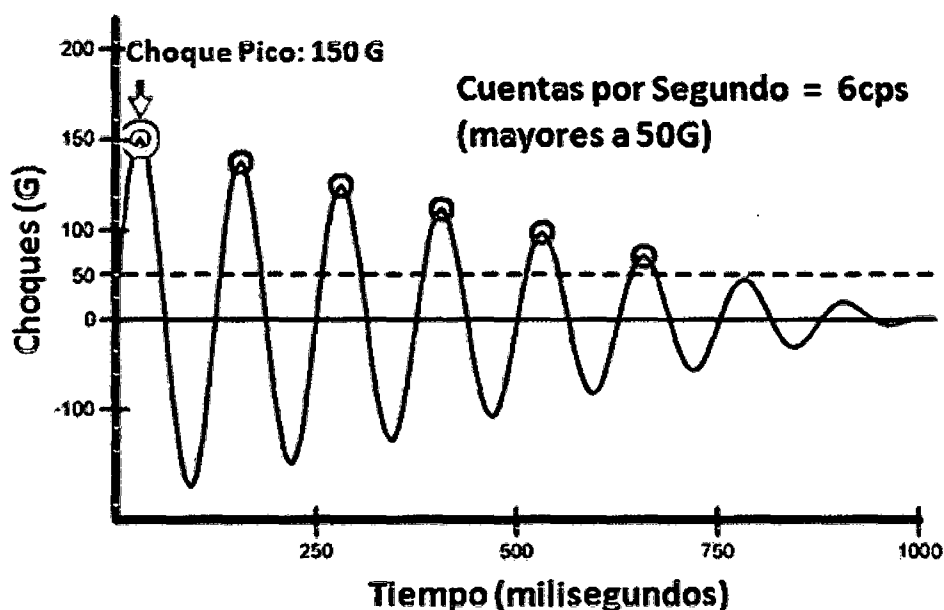


Figura 4.12. Estandarización de los choques laterales en Schlumberger.

Schlumberger maneja los choques laterales desde el punto de vista estadístico, para lo cual emplea una matriz estandarizada (a). Esta considera el número de choques mayores a 50G en 100 segundos, y los normaliza a cuentas por segundo (cps). De acuerdo a esto se establece los niveles de riesgo especificados en la tabla. Fuente: Schlumberger, 2010.

Paralelamente, la compañía toma en cuenta los valores más altos, entre actualización y actualización de choques laterales, y los reporta como parte del monitoreo de las condiciones de fondo durante la perforación. Un pico de choque podría ser suficiente para ocasionar daño a las herramientas de fondo, a pesar de tener niveles bajos de choques; de ahí la importancia de ambos enfoques.

❖ Traba y Destraba, o Stick-slip.

La traducción literal de esta medición es traba y destraba a la rotación, y viene a ser la diferencia entre la mayor y la menor rotación por minuto (rpm) que la herramienta MWD experimenta en un lapso de tiempo definido. Esta medición la realiza un magnetómetro, debido al buen grado de estabilización que presentan estos sensores frente a condiciones dinámicas como las altas revoluciones necesarias durante la perforación; en contraste, el sensor presenta interferencia magnética debido a proximidad metálica.

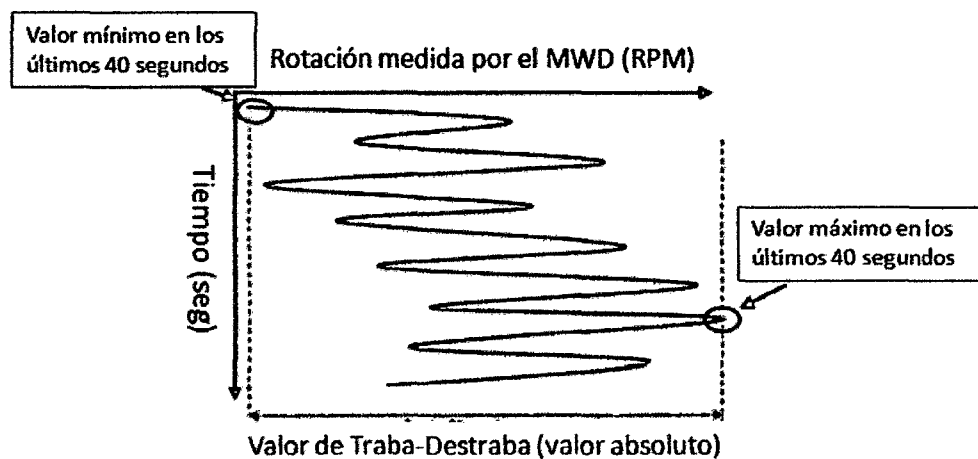


Figura 4.13. Medición de la traba-destraba.

Fuente: Schlumberger, 2005.

La traba-destraba es una forma severa de vibración torsional en la tubería (oscilaciones de torque sobre el valor principal), que podría incluir periodos de no rotación de la misma.

Normalmente, el stick-slip viene acompañado de fluctuaciones marcadas de torque y sonidos característicos provenientes del top drive, al necesitar el motor mayor corriente para mantener las rpm establecidas en la consola del perforador. El stick-slip nos dice principalmente que, a pesar de impartir rotación uniforme a un cuerpo metálico, esta es significativamente alterada en el fondo, sometiendo a la tubería a esfuerzos torsionales acumulados. Una de las consecuencias de mantener stick-slip altos y/o severos durante la perforación es el daño prematuro de la estructura de corte de la broca, y el riesgo de tener un desenrosque de la tubería durante la perforación.

Para cuantificar debidamente el stick-slip se han establecido límites operativos asociados a una ecuación que relaciona las vueltas impartidas en superficie y el valor propio del stick-slip. Estos límites son producto de una revisión a nivel mundial de estas herramientas con respecto a condiciones de operación y fallas de las mismas.

$$\text{Relacion de Traba} = \frac{\text{Valor de Traba} - \text{Destraba}}{2 \times \text{Rotacion Im partida en Superficie}} \times 100$$

Relación de Traba (%)	Nivel De Riesgo	Modo
0-40	Bajo	Oscilaciones torsionales
40-80	Medio	Oscilaciones torsionales
80-100	Alto	Traba-Destraba
100% +	Severo	Traba-Destraba

Figura 4.14. Tabla de riesgo para la traba-destraba.

Schlumberger ha desarrollado igualmente una matriz de riesgo para el stick-slip. Esta se basa en un algoritmo (descrito líneas arriba) que toma en cuenta el valor del stick-slip y las rotaciones por minuto que se entregan en superficie. Fuente: Schlumberger, 2010.

❖ **Vibración Torsional.**

La vibración torsional es la fluctuación del torque con respecto a su valor principal, y es medido por los cambios de voltaje que se observan al deformarse un sensor de torque en la herramienta MWD. La unidad de medida es pies-libra, normalmente expresada en ft.klb. Las vibraciones torsionales nos dicen la magnitud de las vibraciones causadas por el serpenteo de la tubería durante la perforación; esto ocasiona fatigas potenciales tanto en las conexiones como en componentes internos del conjunto de perforación.

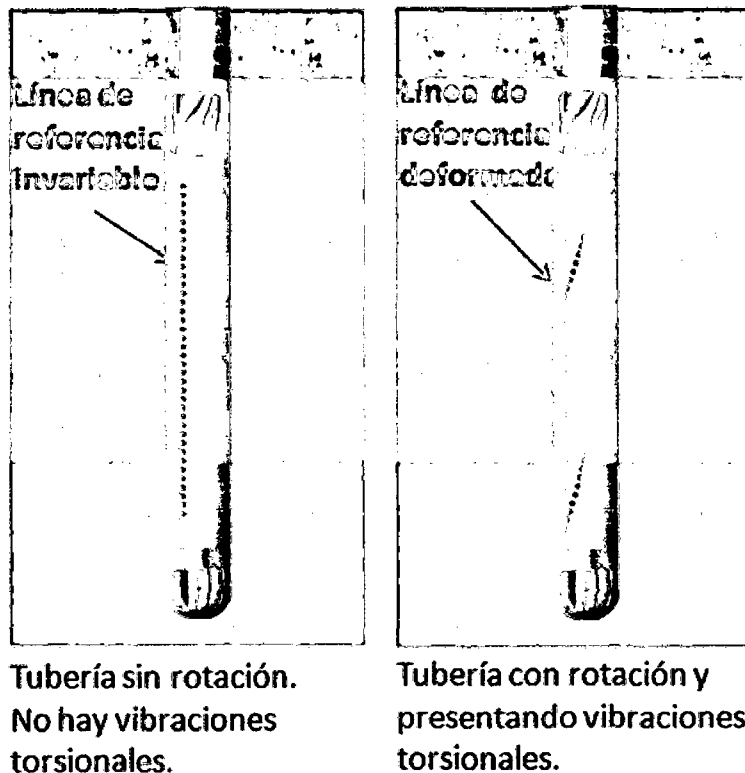


Figura 4.15. Vibraciones torsionales.

Las vibraciones torsionales hacen que, una línea recta vertical imaginaria en la tubería, se deforme de manera muy similar a una serpentina. El sensor respectivo cuantifica este fenómeno en el punto donde realiza la medición. Fuente: Schlumberger, 2005.

Un punto a tener en cuenta en la interpretación de la vibración torsional es que esta sólo cubre la dinámica que se da entre el sensor de torque (herramienta MWD) hasta la broca. En caso se tenga estabilizadores por encima del sensor, u otra herramienta propensa a generar vibraciones torsionales, el sensor no podrá registrar dicho fenómeno. Al igual que el stick-slip y choques laterales, las vibraciones torsionales tienen niveles de severidad establecidos, y particularmente dependen del tamaño de la herramienta MWD en cuestión:

Nivel de Riesgo	Vibración Torsional OD 6 ¾" (ft.lbf)	Vibración Torsional OD 8" (ft.lbf)	Vibración Torsional OD 9 ½" (ft.lbf)
Bajo	1500 -	-1650 -	1750 -
Medio	1500 - 2500	1650 - 2600	1750 - 2800
Alto	2500 - 3000	2600 - 3100	2800 - 3200
Severo	3000 +	3100 +	3200 +

Figura 4.16. Tabla de riesgo de la vibración torsional sobre las herramientas.

Dependiendo del tamaño del collar de la herramienta MWD, se definen los niveles de riesgo de vibraciones torsionales. A mayor rigidez del collar, mayores los límites. Fuente: Schlumberger, 2010.

❖ Vibraciones axiales y vibraciones laterales

Estas mediciones son realizadas por un paquete de acelerómetros de 3 ejes (x, y, z) el cual determina la cantidad de voltaje necesario para estabilizar estos sensores a su posición de equilibrio estático. El resultado es una onda con una magnitud y una frecuencia, de donde se determina los componentes axiales y laterales (vibraciones axiales y laterales respectivamente).

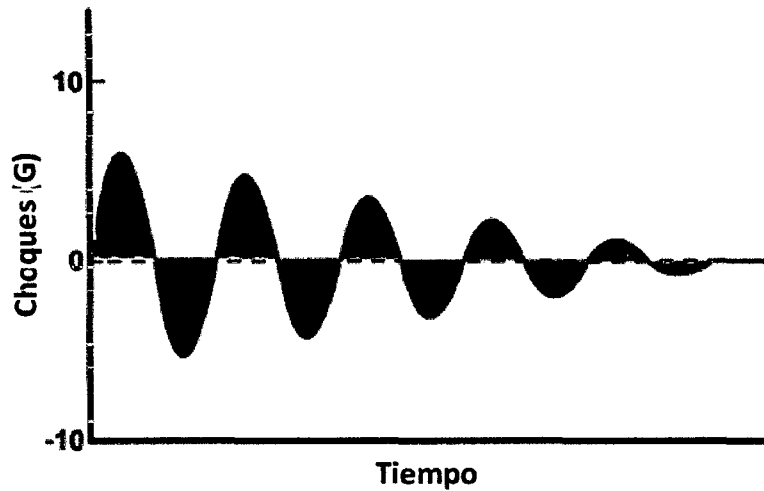


Figura 4.17. Vibraciones axiales y laterales.

Tanto las vibraciones axiales como laterales son derivadas de una curva de choques similar esta. Una forma de cuantificar la energía vinculada a las vibraciones, es determinar el área entre la curva y el valor principal, para luego aplicar la raíz cuadrática media. Fuente: Schlumberger, 2005.

Debido a que estas son oscilaciones tanto positivas como negativas con respecto a un punto de equilibrio, es necesaria una aproximación con la raíz cuadrática media y una consecuente integración, para crear un valor representativo de la energía emitida durante las vibraciones.

$$\text{Raíz Cuadrática Media} = \sqrt{\frac{\text{Suma de las áreas cuadráticas debajo de la onda}}{\text{Numero de curvas}}}$$

Tanto los acelerómetros de choques laterales y los de vibraciones laterales miden los choques con respecto a la gravedad (G); sin embargo, los algoritmos de vibraciones toman en cuenta aquellos de bajo nivel que pasan desapercibidos por los algoritmos de choques laterales. Si bien a corto plazo estos choques de bajo nivel no son dañinos, a largo plazo pueden tener los mismos efectos que los choques laterales.

De manera genérica, las vibraciones inducidas durante la perforación no son necesariamente sinusoidales (estas son más bien aleatorias y erráticas), sin embargo los principios y los algoritmos usados para su determinación permiten una aproximación suficiente para realizar un monitoreo preventivo, así como optimizar los parámetros de perforación.

Nivel de Riesgo	Vibración Axial (G)	Vibración Lateral (G)	Tiempo Limite
Bajo	Axial < 1	Lat < 1	Ninguno
Medio	1 < Axial < 2	1 < Lat < 3	24 horas
Alto	2 < Axial < 4	3 < Lat < 6	12 horas
Severo	4 < Axial	6 < Lat	30 minutos

Figura 4.18. Niveles de riesgos de las vibraciones laterales sobre las herramientas.

Las vibraciones laterales son más propensas que las axiales, debido al espacio intrínseco que existe entre la tubería y la pared del hoyo, dando cabida a la aparición de movimientos laterales durante la perforación.

Fuente: Schlumberger, 2010.

4.4.2. Selección de puntos de casing mediante el registros en tiempo real.

La selección de puntos de casing en la etapa de planeamiento define intervalos de roca que deben ser perforados en una misma sección. Esta definición no es aleatoria, sino mas bien basados en estudios de ingeniería y geomecánica. Durante la perforación de una sección, la entrada accidental a una formación en particular podría traer eventos no deseados en la operación, como pérdidas de lodo, pega diferencial, empaquetamiento de la sarta, problemas en la bajada de casing y otros. Desde esta perspectiva, el punto de casing deseado durante la perforación (y definido durante la etapa de planeamiento) requiere un seguimiento constante y cierto grado de precisión.

Desde el punto de vista operativo, el punto de casing se consigue mediante la correlación litológica con pozos aledaños, tradicionalmente realizado con el registro litológico de estos pozos⁹. En las proximidades al punto de casing planeado, es práctica común incrementar las estaciones de muestreo con el fin de afinar el registro litológico y anticipar una entrada indeseable a una formación particular. Adicionalmente, muchas veces es recomendable detener la perforación y circular fondos arriba para obtener la muestra litológica respectiva; dependiendo de la profundidad y caudal de perforación, esto podría tomar entre 20 y 90 minutos. Si bien, todas estas prácticas son realizadas en pro a reducir eventos no deseados¹⁰, la inversión del tiempo podría ser significativa. Por otra parte, el registro litológico no es un proceso infalible ante factores como el uso de ensanchadores, imposibilidad de un registro constante con consecuentes intervalos ciegos, falla constante de las bombas de perforación, etc.

Actualmente, la industria de la perforación dispone de sensores de rayos gama ubicados en la herramienta LWD del BHA, el cual permite realizar correlaciones más precisas y afinar la estimación de los puntos de casing, todo esto en tiempo real. Esto reduce sustancialmente los tiempos involucrados para alcanzar los puntos de casing, pero sobre todo, minimiza los riesgos asociados al ingreso a formaciones no deseadas para la sección.

Una ventaja sobresaliente de los registros LWD en general (incluida la medición de rayos gama) es su proximidad a la broca, lo que significa

⁹Un registro litológico es la secuencia de muestras de roca, ordenadas de acuerdo a la profundidad de donde fueron extraídas. Estas muestras son recuperadas, identificadas y clasificadas durante la perforación, y su profundidad estimada considera el tiempo de tránsito desde el fondo (de donde son extraídas) hasta superficie.

¹⁰ Pérdidas de lodo, pegamiento diferencial, colapso de la formación.

información casi inmediata y de primera mano. Esto es particularmente importante en la determinación de puntos de casing, y proyectándonos un poco más, en la determinación de puntos de coronas.

El principio de medición de los Rayos Gamma Naturales.

Los elementos químicos cuando se desintegran emiten energía (en forma de rayos gama) y partículas.

Si bien todos los elementos químicos poseen isotopos radiactivos¹¹, aquellos que ocurren naturalmente y pueden ser encontrados de forma extendida en la corteza de la Tierra son el Potasio (K^{40}) y los producidos por la desintegración del Uranio (U) y el Torio (Th)¹².

Estos 3 elementos químicos casualmente abundan en las formaciones arcillosas y los hacen susceptibles de ser identificados y diferenciarlos de aquellas que carecen de esta característica (como las areniscas). Este es el principal aporte del registro de rayos gama a la petrofísica, la de servir como herramienta de interpretación litológica, especialmente en los casos de formaciones con potencial hidrocarburífero.

Actualmente todas las herramientas LWD usan el detector de destellos tipo meseta. Este dispositivo traduce cada radiación gama –que captura de la formación– a destellos de luz, y luego los cuantifica en cuentas por segundo (cps). A mayor radiación gama en la formación, mayor las cuentas por segundo de la herramienta.

En la industria del petróleo, el registro de rayos gama es presentado en grados API (American Petroleum Institute) con la finalidad de normalizar

¹¹ Se denominan isótopos a los átomos de un mismo elemento, cuyos núcleos tienen una cantidad diferente de neutrones, y por lo tanto, difieren en masa.

¹² Además, estos elementos emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en el planeta.

las cuentas por segundo (cps) de las distintas herramientas al registrar una misma formación¹³.

Por otra parte, al ser una medición estadística, algunos factores indirectos, como el ROP, afectarán las cuentas por segundo recolectadas (precisión estadística).

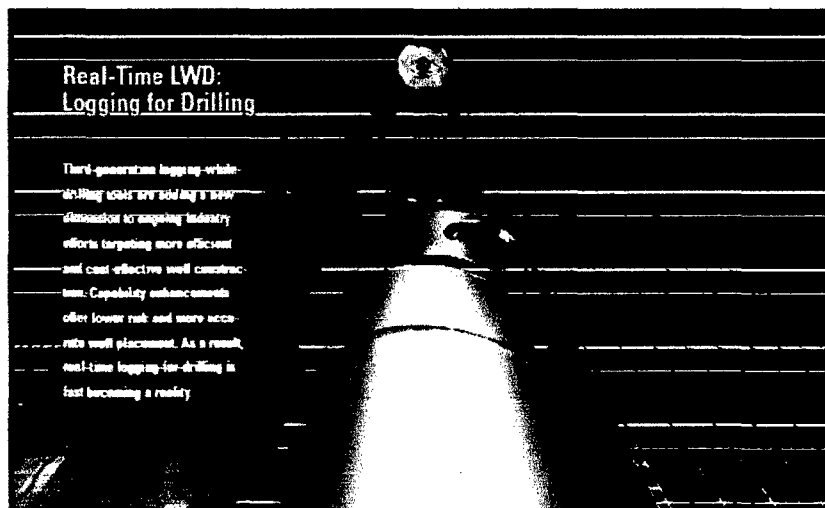


Figura 4.19. Registros durante la perforación.
Revista Oilfield Review, Schlumberger, 2005.

4.4.3. Uso de las revoluciones de la turbina MWD para monitorear el comportamiento del flujo del lodo en la sarta de perforación.

La herramienta MWD, como se explicó en el capítulo 4.2.1, dispone de distintas fuentes de suministro energético. Una de ellas es el auto suministro, mediante una turbina y un alternador – en el interior de la herramienta – que trabaja en virtud al paso del fluido de perforación.

A manera de analogía, pensemos un momento en las turbinas que poseen algunos modelos de avión. Estos, ubicados a lo largo de cada ala, rotan gracias al flujo del aire durante el vuelo, y transmiten esta rotación a un eje, conectado a su vez a un alternador. Esta última

¹³ Esta normalización (o calibración) de los sensores consiste en asignar 200 gAPI cuando esta mide una formación artificial de una fosa construida en la Universidad de Houston.

herramienta se encarga de generar la energía eléctrica necesaria para los procesos requeridos.

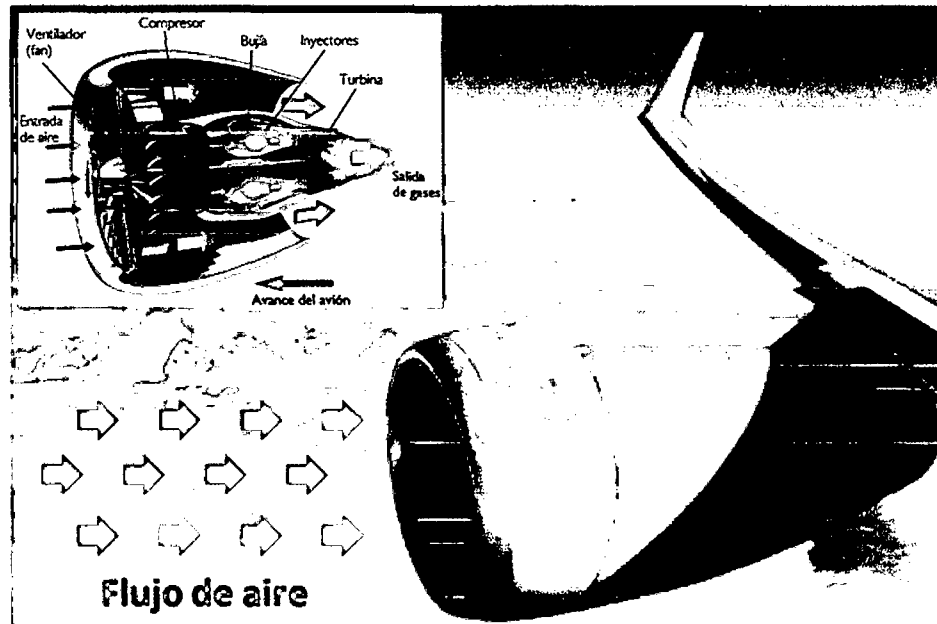


Figura 4.20. Analogía entre la turbina de un avión y la turbina de la herramienta MWD.

En ambos casos, una corriente de fluido ingresa a un espacio especialmente diseñado para inducir rotación a los alabes de la turbina. Dicha rotación suministra a un alternador la dinámica necesaria para generar una corriente eléctrica. Fuente: elaboración propia a partir de imágenes obtenidas en internet.

En nuestro caso, la herramienta MWD tiene el sistema de poder en la sección baja de la misma. La turbina, expuesta al paso del flujo, desarrolla la rotación necesaria para que el alternador genere energía eléctrica.

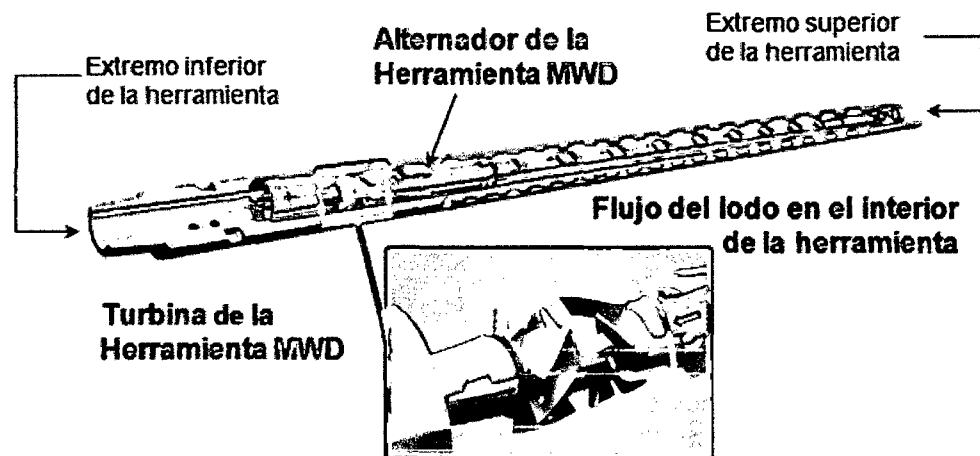


Figura 4.21. Turbina de la herramienta MWD.

La figura muestra la ubicación de la turbina y el alternador, piezas fundamentales del sistema de energía de la herramienta. Note la disposición de los álabes de la turbina, los cuales rotan con el paso del lodo de perforación. La turbina MWD, tiene además un valor agregado al brindar determinados diagnósticos durante la perforación.

Fuente: Schlumberger, 2005.

Por diseño, la turbina trabaja en el rango de 1500 a 4500 revoluciones por minuto (rpm), y trabaja sin inconvenientes dentro de los caudales usados en las distintas secciones de un pozo. A manera de ejemplo, la Figura 4.22 muestra valores de la turbina MWD (en rpm) versus caudal (en gpm) obtenidos en un laboratorio. Cada recta representa el conjunto de datos obtenidos con una misma densidad de fluido, y se observa que, con un caudal constante el valor de la turbina MWD es mayor a densidades de fluido mayores (en la gráfica, la recta inferior corresponde a un fluido de densidad 8.33ppg –agua–, mientras que la gráfica superior, a la de un fluido de densidad 18ppg).

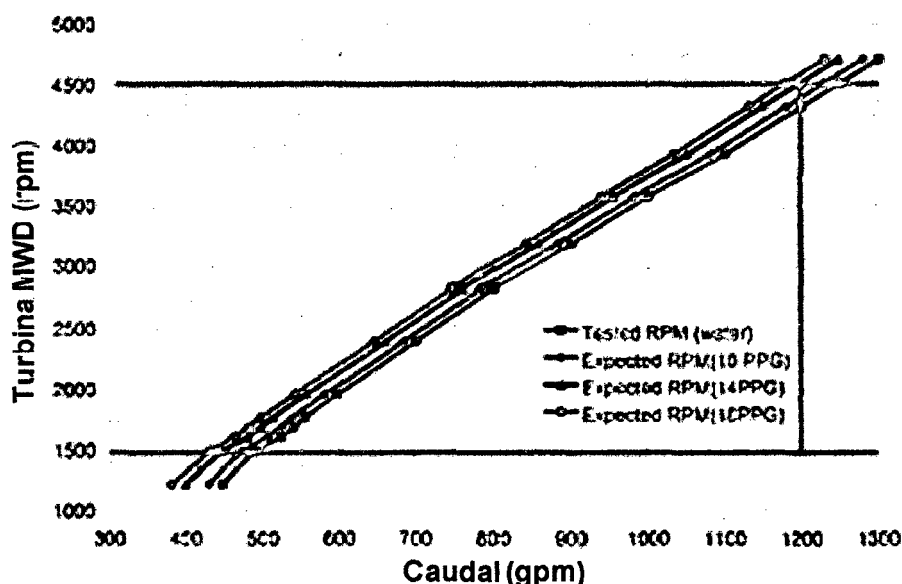


Figura 4.22. Turbina MWD (rpm) obtenidos experimentalmente para varios caudales (gpm) con distintos pesos de lodo.

Observe que, para caudales similares, el valor de la turbina tiende a ser mayor a mayor densidad de fluido (ppg). Fuente: Schlumberger, 2005.

Como se puede ver en la Figura 4.22, las revoluciones por minuto de la turbina (rpm) son directamente proporcionales al caudal que pasa por ella. Es decir, un cambio en el caudal que pasa por la turbina, inducirá un cambio proporcional en el número de sus vueltas por minuto. Esta premisa es la clave para entender el modo de operación de este parámetro en la detección de posibles lavados de tubería durante la perforación, y otros diagnósticos.

De la misma gráfica Figura 4.22 se deduce que dicha proporcionalidad se puede representar como una ecuación lineal; en este sentido, se necesitan al menos dos puntos (2 datos de caudal y dos de turbina MWD) para poder generar la ecuación de la recta y deducir el valor de turbina MWD a cualquier caudal. Estos puntos son obtenidos al inicio de cada corrida, circulando con la herramienta MWD conectada a la sarta de perforación.

La Figura 4.23 muestra un ejemplo de la ecuación lineal obtenida a partir de 3 puntos tomados. Para cada caudal aplicado se toma un valor

representativo de la turbina MWD (rpm). Estos puntos se utilizan para realizar una regresión lineal y deducir la ecuación de la recta. En nuestro caso particular, con los 3 puntos, la ecuación obtenida fue:

$$\text{Turbina MWD} = 3.6531 \times \text{Caudal} - 203.13$$

Con esta ecuación es posible calcular el valor de la turbina MWD a cualquier caudal usado. Esta aproximación es una buena referencia en el monitoreo del caudal entregado por las bombas de lodo. La experiencia en el seguimiento de este parámetro ha dado una precisión de la turbina MWD de +/- 100rpm.

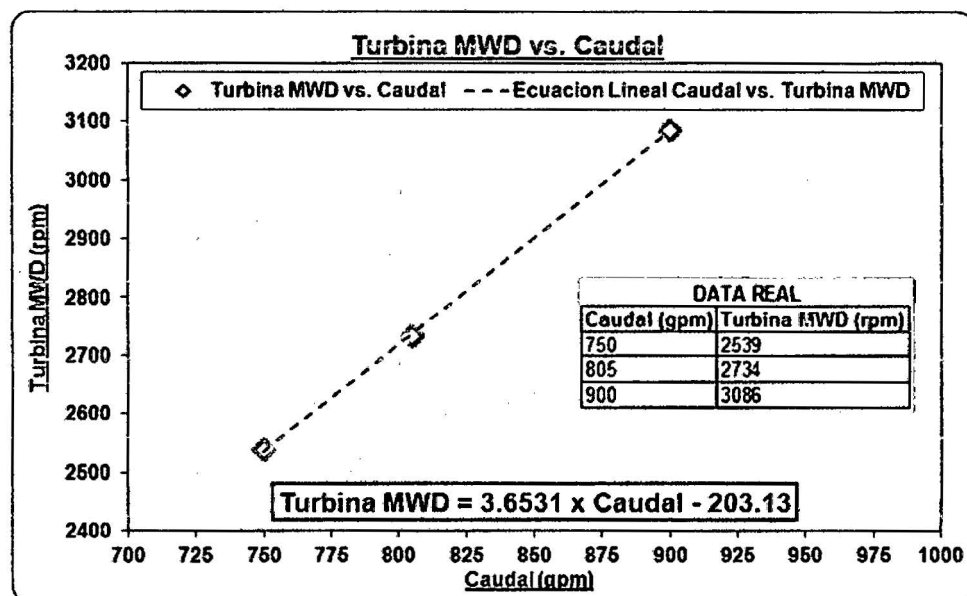


Figura 4.23. Ejemplo de la estimación de la ecuación lineal con datos reales de caudal y turbina MWD.

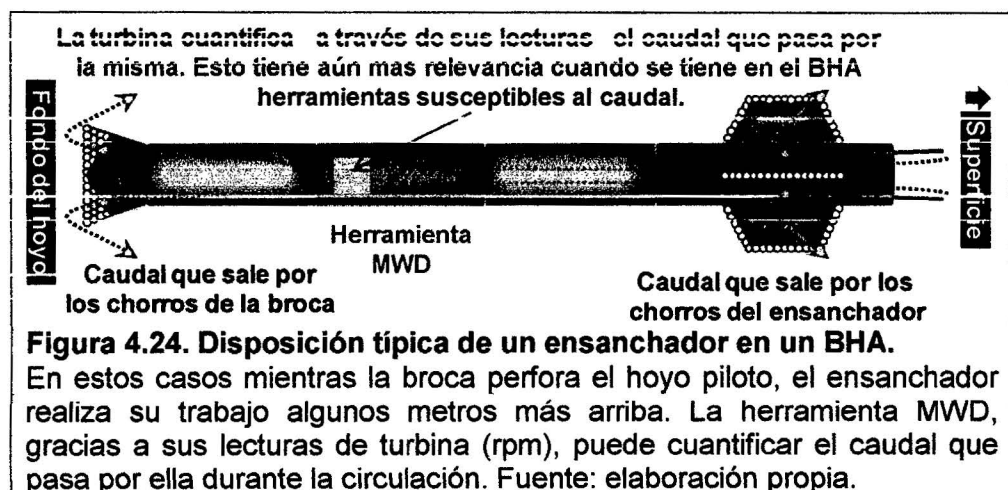
Siguiendo el procedimiento matemático, se necesitan por lo menos 2 puntos para realizar la regresión lineal. Una vez obtenida la ecuación, el valor de la turbina MWD (en rpm) podrá ser calculada para cualquier caudal.

Fuente: Elaboración propia, a partir de datos de campo, 2011.

Cuando se inicia un lavado de tubería, parte del fluido que pasa por el interior de la sarta diverge hacia el espacio anular del hoyo, lo cual implica que el caudal interior disminuye progresivamente. Si el lavado se produce a una profundidad por arriba de la herramienta MWD, entonces dicha disminución afectará además la lectura de la turbina MWD. Este

efecto en la turbina, como es de esperar, puede ser visto sólo en la circulación, pues es en esta condición que la herramienta MWD esta activa.

La ecuación lineal de la Figura 4.23 es particularmente importante cuando se perfora una sección con distintos caudales y se necesita una referencia teórica, o cuando se incluye en la sarta de perforación herramientas cuyo mecanismo de buena operación involucran al caudal. Por ejemplo, un ensanchador¹⁴ podría ser propenso al taponamiento de sus chorros dependiendo de la posición de estos y de las circunstancias operativas. En este sentido, la turbina MWD puede dar el diagnóstico de un posible taponamiento al cuantificar a través de sus lecturas el caudal que pasa por la misma (ver Figura 4.24)¹⁵.



Otros usos de la turbina MWD están en el monitoreo de espuma en el lodo y cavitación de las bombas, lo que en ambos casos genera eventualmente una disminución del caudal efectivo del lodo y, consecuentemente, una disminución de la lectura de las turbinas.

¹⁴ Herramienta utilizada en perforación para ensanchar un hoyo pre-existente y de diámetro menor

¹⁵ Esto está condicionado a que la herramienta MWD este debajo del ensanchador y que haya circulación para poder tener datos en tiempo real.

4.4.4. Presión anular durante la perforación: una mirada al comportamiento del espacio anular en el mismo instante de la perforación.

La tecnología en la perforación de pozos ha permitido una eventual aproximación a los distintos fenómenos que se producen en el fondo del hoyo, que de otra manera eran simplemente asumidos.

En este sentido, la presión anular durante la perforación (o en inglés, *Annular Pressure While Drilling, APWD*) ha permitido una mejor aproximación de lo que ocurre en esta parte del hoyo, permitiendo mejoras sustanciales en la operación. Para llegar a esto, revisemos primero algunas precisiones teóricas. Tomemos como base la formulación general de la presión hidrostática:

$$\text{Presión Hidrostática} = \frac{\text{Densidad del Fluido}}{\text{del Fluido}} \times \text{Gravedad} \times \frac{\text{Altura Vertical}}{\text{Vertical}} \quad (i)$$

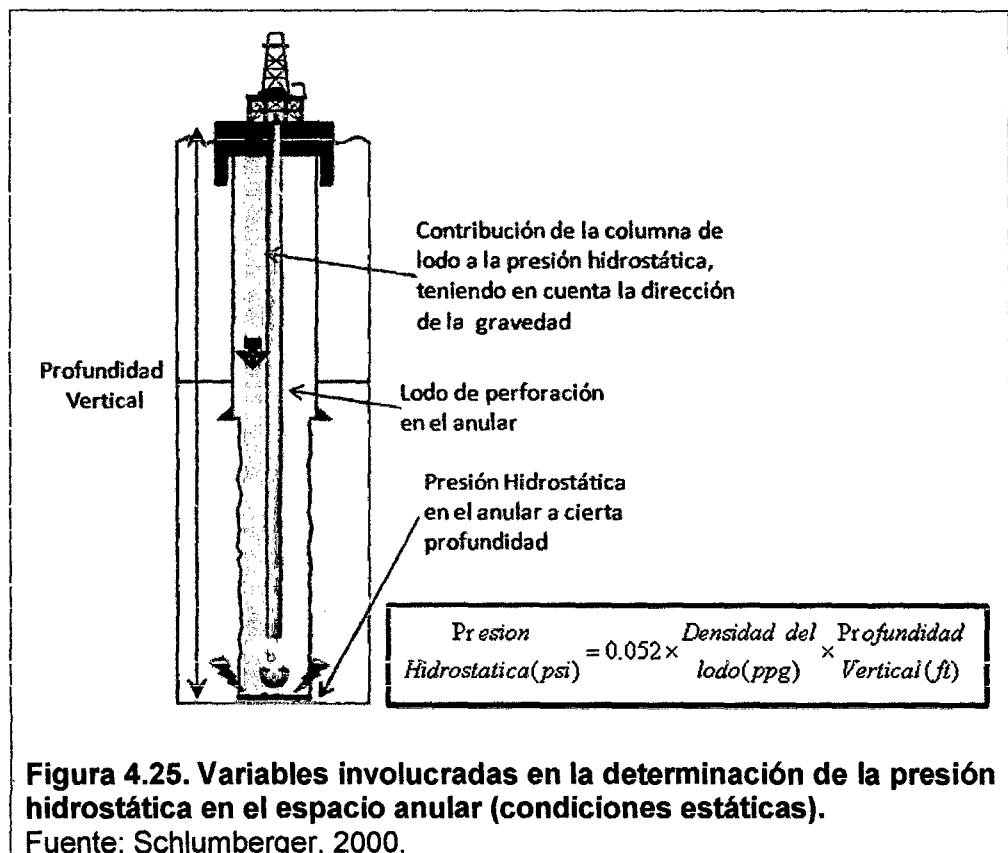
En la industria de la perforación es común usar la densidad en libras por galón (lb/gal)¹⁶, la altura vertical (o profundidad vertical en nuestro caso) en pies (ft), y la presión hidrostática en psi¹⁷. Aplicando un factor de conversión debido a los distintos sistemas de unidades, la ecuación (i) quedaría de la siguiente forma:

$$\text{Presión Hidrostática (psi)} = 0.052 \times \frac{\text{Densidad del lodo (ppg)}}{\text{lodo (ppg)}} \times \frac{\text{Profundidad Vertical (ft)}}{\text{Vertical (ft)}} \quad (ii)$$

¹⁶ Normalmente, la densidad del lodo medida en campo ya incluye el efecto de la gravedad, por lo que este factor ya no aparece en la ecuación (ii).

¹⁷ Libras por pulgada cuadrada, o en inglés *pounds per square inch, lb/in²*, o simplemente psi.

Esta fórmula es una de las más usadas en la perforación y **asume condiciones estáticas de fluido**. Viene a ser la fuerza por unidad de área (presión) que ejerce una columna de lodo limpia a una cierta profundidad vertical (ver Figura 4.25).



Si quisiéramos deducir la densidad de lodo requerida para ejercer una presión hidrostática determinada, la fórmula anterior quedaría de la siguiente forma:

$$\frac{\text{Densidad del lodo(ppg)}}{0.052 \times \text{Profundidad Vertical(ft)}} = \frac{\text{Presion Hidrostatica(} \psi \text{i)}}{\text{Profundidad Vertical(ft)}} \quad (\text{iii})$$

Podemos extender el uso de la ecuación (iii) para calcular una densidad equivalente, cuando –además de la presión hidrostática por la acción del lodo– existen otros factores que contribuyen a la presión anular. De esta forma, definimos la densidad estática equivalente (o en inglés, *Equivalent*

Static Density, ESD) y la densidad de circulación equivalente (o en inglés, Equivalent Circulating Density, ECD):

$$ESD \text{ (lb/gal)} = \frac{Presion_{lodo} + Presion_{solidos} + Presion_{indeseables}}{0.052 \times Profundidad \text{ Vertical (ft)}} \quad (iv)$$

$$ECD \text{ (lb/gal)} = \frac{[Presion_{lodo} + Presion_{solidos} + Presion_{indeseables}] + Presion_{friccion}}{0.052 \times Profundidad \text{ Vertical (ft)}}$$

(v)

Estas 2 ecuaciones tienen una mejor aproximación del comportamiento del espacio anular, y sus resultados tienen mayor relevancia durante la perforación. Nótese también que ambos términos tienen las mismas unidades de libras por galón (lb/gal).

En el caso del ESD (ecuación iv), la presión anular está constituida por: la presión hidrostática del lodo, incluyendo su posible heterogeneidad; el efecto de la carga de sólidos en el anular (recortes y/o derrumbes de formación) así como el decantamiento de la barita; y, contribuciones a la presión anular no deseables, como influjos de formación, pérdidas de lodo y efecto del movimientos de la sarta de perforación. Dependiendo del escenario, todas estas variables podrían estar presentes en simultáneo. Como podemos ver el ESD está asociado a un escenario de no circulación (estático).

En contraste, el ECD (ecuación v) hace referencia a un estado dinámico, es decir cuando las bombas circulan el lodo de perforación hacia el hoyo. El ECD es una densidad aparente que se origina en virtud a una fricción en el espacio anular por el movimiento del lodo. Es por eso que es necesario adicionar –sobre las presiones descritas para el ESD– la presión originada por las pérdidas de fricción dinámica. Esta toma en cuenta el caudal y el régimen de flujo en el anular; la viscosidad y el

esfuerzo de gel del lodo de perforación; la rotación de la sarta; y las restricciones anulares (como un volumen indeseable de sólidos). El modelamiento del ECD en la etapa de planeamiento es una práctica común y obligatoria en la industria.

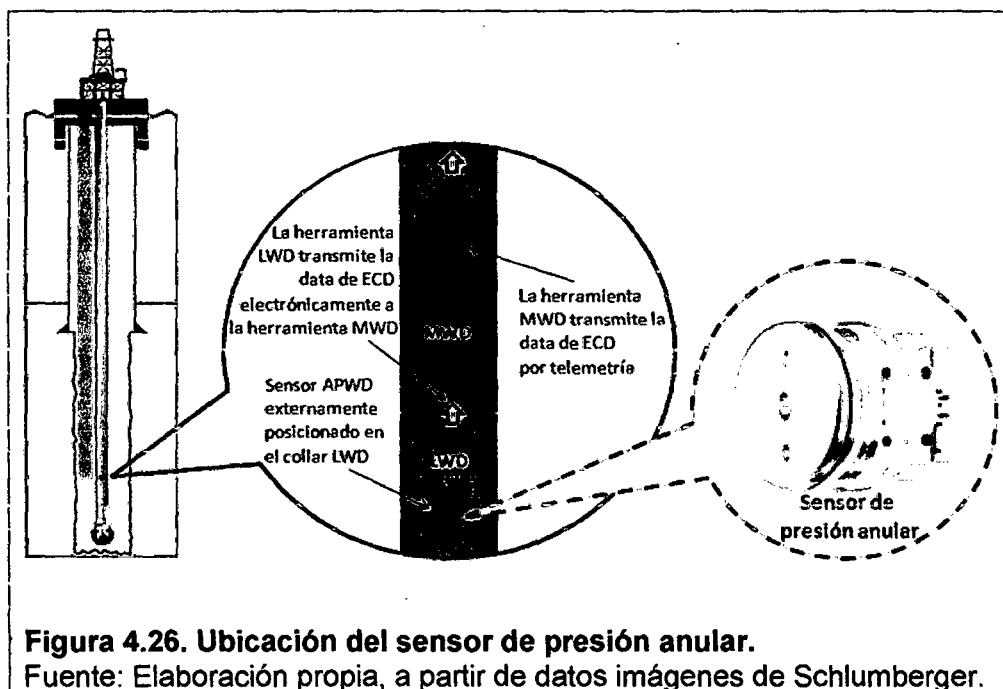
Si bien actualmente los ordenadores modelan el ECD, estos no pueden responder ante un cambio en las condiciones del espacio anular durante la perforación. Ciertamente, al momento no es posible modelar con exactitud la complejidad hidráulica que ocurre en el espacio anular, pues existen factores que afectan la presión anular y que no pueden ser modelados "simultáneamente", como la excentricidad de la tubería, la geometría irregular del hoyo, el régimen de flujo y otros más. Todo esto, evidentemente, representa una limitación.

Las tecnologías MWD y LWD han permitido dar una mejor aproximación a la física que se genera en esta porción del hoyo, al incorporar en su diseño un sensor de presión anular en tiempo real (APWD)¹⁸.

La historia de la presión anular en tiempo real se inicia a mediados de los años 80s, cuando la compañía Gearhart Industries Inc. proveyó estos sensores en sus herramientas MWD. Su uso inicial fue reducido debido a la baja dificultad de los pozos de la época; sin embargo, con el desarrollo de tecnología apropiada para perforar pozos de mayor complejidad (extendidos, horizontales, etc.) el uso de estos sensores ha ido aumentando en los últimos años. Por ejemplo, la compañía Schlumberger emplea sensores de presión anular en ciertas herramientas LWD y MWD

¹⁸ Dependiendo del proveedor, el sensor APWD podría estar en la herramienta MWD o LWD; en todo caso, la herramienta MWD es la que envía las mediciones de presión anular a superficie por medio de la telemetría.

en un rango de operación de hasta 20.000psi, con una exactitud de 0.1% y una resolución de 1psi.



Al estar ubicado el sensor en la parte externa del collar de la herramienta, es posible medir el valor de la presión anular en el mismo instante de la perforación. La Figura 4.26 muestra un conjunto de perforación conteniendo el sensor APWD en la herramienta LWD. Esta herramienta está comunicada físicamente con la herramienta MWD, la cual recibe primero la data de la presión anular medida (de acuerdo al numerador de la ecuación v), y finalmente la envía a superficie por medio de la telemetría. En superficie, el ordenador calcula la profundidad vertical teniendo en cuenta la profundidad de la broca actual, la distancia de la broca al sensor APWD y los surveys del pozo¹⁹. El software de

¹⁹ En todo pozo de perforación siempre se tiene una profundidad del hoyo medida, y una profundidad vertical verdadera del hoyo. Esta última es la de interés en el cálculo del cualquier densidad equivalente, y toma en cuenta la profundidad actual de la broca, la distancia de la broca al sensor APWD, y los surveys del pozo.

procesamiento usa estos datos (presión anular y profundidad vertical del sensor) como variables y aplica la ecuación iv y v para obtener el ESD y el ECD respectivamente.

En el caso del ECD, la medición se realiza durante la circulación, y la actualización de este dato en superficie varía dependiendo de la configuración de la telemetría; un tiempo de actualización típico puede ir desde los 10 hasta los 15 segundos.

En el caso del ESD, la medición se realiza en ausencia de circulación, y por consiguiente, en ausencia de telemetría²⁰. Durante este intervalo de tiempo, la herramienta LWD mide la presión anular y obtiene una presión anular máxima, una mínima y una estable. Cuando se reinicia la circulación, la herramienta envía estos datos a la herramienta MWD, y esta los a su vez los reenvía a superficie (ver Figura 4.27).

²⁰ Recordemos que en nuestro caso específico, estamos tratando con herramientas MWD que trabajan con pulsos de presión durante la circulación.

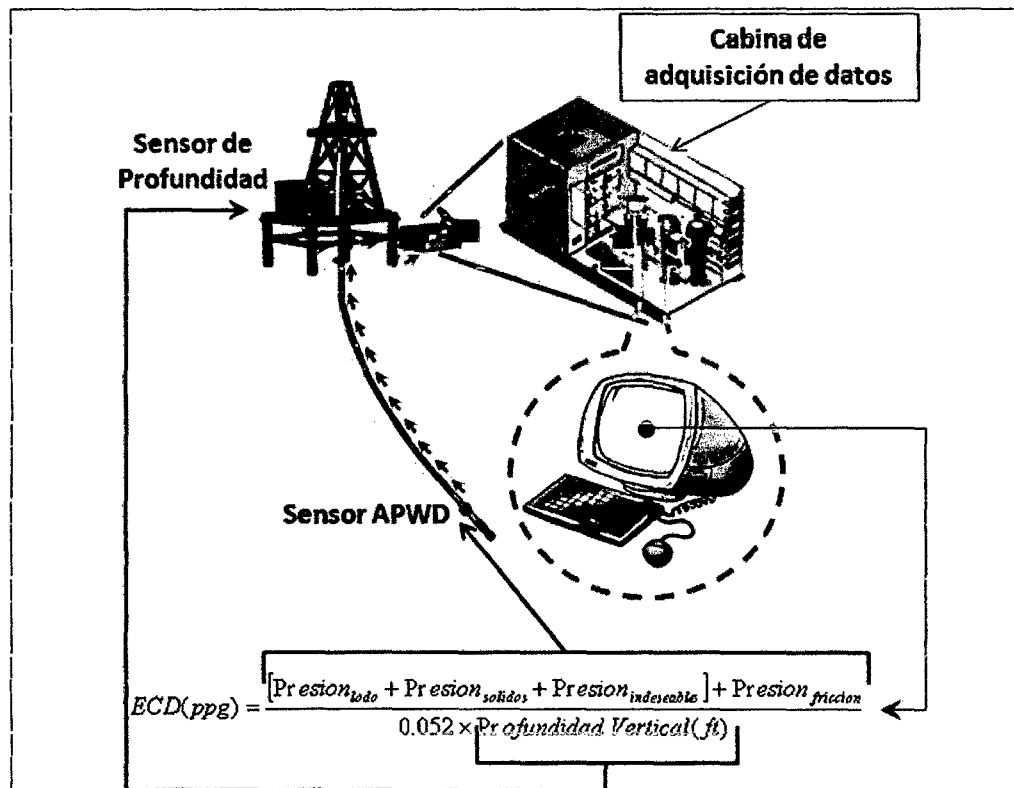


Figura 4.27. Esquema de cómo se realiza el cálculo del ECD en tiempo real.

Mientras la presión anular (punto rojo) es medida en el fondo y enviada por la herramienta MWD, la profundidad es medida en superficie (punto azul). Estos dos datos llegan al sistema de adquisición e inmediatamente realiza el cálculo de acuerdo a la ecuación v (y mostrada en la figura). Un procedimiento similar es empleado para el cálculo del ESD (en este caso se toma en cuenta la ecuación iv). Fuente: elaboración personal.

Con el uso emergente del sensor APWD en los últimos años, se han podido identificar ciertas ventajas:

- ❖ Optimización del programa de hidráulicas, comparando los ECD reales con los teóricos a manera de referencia a lo largo de la sección).
- ❖ Optimización de la limpieza del hoyo: Eficiencia de la perforación al optimizar el número de viajes de limpieza, tiempos de circulación, así como el monitoreo del suabeo y surgencia).
- ❖ Comparación del gradiente de fractura con el ECD real para minimizar eventos de pérdida de lodo.

- ❖ Excelente aliado de la técnica de perforación “gestión de la presión anular”, pues da una confirmación real de la presión anular que está siendo aplicada durante la perforación.

Para lograr un adecuado análisis del ECD durante la perforación, se debe tener en cuenta la consistencia de los siguientes parámetros:

- ❖ El caudal: El caudal está directamente relacionado con el ECD; de hecho es el responsable de la existencia de las pérdidas de presión por fricción en la ecuación v ($P_{fricción}$). Esta caída de presión es directamente proporcional al caudal y al ECD; es decir, a mayor caudal, mayor ECD.
- ❖ Propiedades del lodo de perforación: La reología del lodo (es decir, los 6 parámetros que definen el comportamiento de un lodo determinado) afectan directamente la dinámica en el anular y por consiguiente el ECD.
- ❖ Las revoluciones de la tubería de perforación (RPM): Debido que las RPM incrementan la dinámica en el anular por agitación, los sólidos – que potencialmente se encuentran en la parte baja de un hoyo con inclinación– son levantados y suspendidos nuevamente en el anular, contribuyendo en la carga anular ($Presión_{sólidos}$ en la ecuación v). Por otra parte, si imaginamos un hoyo limpio (sin presencia de sólidos en el anular) las RPM influyen igualmente en la caída de presión anular (y por consiguiente, en el ECD): en régimen laminar, la presión anular disminuye con el incremento de la rotación de la sarta, mientras que en régimen turbulento aumenta, bajo condiciones similares.
- ❖ La tasa de penetración (ROP): Un ROP mayor se traduce en una generación más rápida de sólidos, los cuales viajan en el espacio anular y repercuten en la variable $Presión_{sólidos}$ de la ecuación v . En consecuencia, la presión anular aumenta, y es reflejado en el ECD.

- ❖ Profundidad medida y profundidad vertical: La profundidad vertical es parte importante en el cálculo del ECD (ecuación v) y es el resultado de los datos de survey y de la profundidad medida. Es importante tener en cuenta que una profundidad medida errónea, dará como resultado ECD poco consistentes.

5. EVENTOS DE CAMPO RELACIONADOS A LA GESTIÓN DE RIESGOS OPERATIVOS EN EL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN.

5.1 Análisis de riesgos operativos para optimizar los puntos de casing.

- ❖ El campo informe 1 se inició con la perforación de 4 pozos exploratorios. Luego de innumerables problemas operativos, y antes de iniciar la perforación del quinto pozo, se realizó una revisión y análisis de los eventos capturados en los pozos ya perforados.
- ❖ Es importante resaltar que el servicio “optimización de la perforación” de Schlumberger se inicia antes de la perforación del quinto pozo.

Planeamiento.

- ❖ Para cada pozo se recopiló datos e información tales como reportes de lodos, registro litológico, reportes geológicos, reportes diarios de perforación, tamaño de revestidores usados y surveys direccionales²¹.

²¹ El nivel de disponibilidad de la información utilizada, así como de su calidad, depende exclusivamente de la compañía operadora del campo. En ocasiones, el análisis de riesgos se realiza sin toda la información necesaria.

#	Dia	Seccion pulgada	Densidad lb/gal	Tipo fondo	Caudal gpm	Resumen de actividades		ROP (pies/dia)
						Segundo Pozo		
1	20-Jun-07	23	9.1	Bentonita	-	Armo BHA51 con broca viscosa de 17 1/2" 18FT debido a falta del top drive.	-	-
2	21-Jun-07	23	9.1	Bentonita	315-800	Empaqueamiento a 454', despues de ensanchar a 23" Bomboe pldora viscosa, trabajo y libro Torque slio de 454 a 427. Bomboe pldora viscosa	-	590
3	22-Jun-07	23	9.3	Bentonita	480	Realizo viaje corto y bomboe pldora viscosa antes de sacar. Bajo casing (zapato a 575'). Cementacion WOC.	-	-
4	23-Jun-07	23	9.2	Bentonita	-	Armo BHA #3 (Rto).	-	-
5	24-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	400	Perdidas totales de 56F a 564'. Bomboe pldora LCM y espera.	-	14
6	25-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	407	Controlo perdidas parciales, respectuamente parcial. Continuo bombarcando pldora LCM.	-	-
7	26-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	450	Controlo perdida de circulacion. Perforo de 594' a 607'. Despues de bajar BHA de perforacion observo tanques sin	-	25
8	27-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	450	Bombero 2 pldoras LCM con bajo respuesta. Bomboe según de cemento #1.	-	-
9	28-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Hicimos tener pozo sin caso. Perforo primer topón balanceado de cemento. Pozo sin nivel de fluido, decidido bombar tapon	-	-
10	28-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Reporte diario no disponible	-	-
11	30-Jun-07	17 1/2	9.2	Bentonita	0	Determino perdida de circulacion en casing de 20". Bomboe tapón de cemento #2 con esto (fope de cemento a 285').	-	-
12	01-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	-	Reporte diario no disponible	-	-
13	02-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	347	Toco tope de cemento a 184'. Sin señal de perdida de circulacion. Prueba de circulacion en casing. ok. Perforo cemento	-	-
14	03-Jul-07	17 1/2	9.2	Bentonita	375	Continuo perforando cemento, bomboe pldora viscosa cada 15-30 pies, ok.	-	-
15	04-Jul-07	17 1/2	9.2	POLIMARCO	684	Fractura cemento hasta 670'. Realizamos pldora viscosa. Perforo con BHA direccional hasta 770' (re-llen y más).	-	150
16	05-Jul-07	17 1/2	9.2	POLIMARCO	670	Declaro fondo de 770' a 1063'. Torno Duro. Bomboe pldora viscosa para limpieza. Saco y cambio BHA.	-	323
17	06-Jul-07	17 1/2	10.2	POLIMARCO	670	Desplazo fondo de 1063' a 1800' con Drill Pipe. Bomboe periodicamente pldoras viscosas.	-	897
18	07-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	Perforo hasta 2020' (17.5' punto de casing). diametro promedio del hoyo 18.7". Pldora viscosa y saco. Preparo para	-	48
19	08-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	Bajo casing de 13 3/8" y realizo trabajo cementacion. ok.	-	-
20	09-Jul-07	17 1/2	10.5	POLIMARCO	670	WYOC. Cambio reme de BOP.	-	-
21	10-Jul-07	17 1/2	10.0	QORLL	670	Continuo pruebas de BOP.	-	-
22	11-Jul-07	17 1/2	10.0	QORLL	670	Termino prueba de BOP. Perforo cemento con BHA nuevo. Realizo CIT con 1500psi, ok.	-	-
23	12-Jul-07	12 1/4	10.0	QORLL	670	Perforo formacion nueva hasta 2030'. Realizo LOT (EMW 13.82ppg a 1837' TVD). Saco	-	10
24	13-Jul-07	12 1/4	10.0	QORLL	700-750	A 2351' observo 2000 de gas de condens. Realizo viaje corto (torque: 2630 de 2360 a 2270)	-	1,629
25	14-Jul-07	12 1/4	10.0	QORLL	700-750	Bombero pldora viscosa para limpieza y bajo casing. Realizo viaje corto hasta 2092'. ok.	-	1,153
26	15-Jul-07	12 1/4	10.0	QORLL	750	Realizo backream cada parada perforada (no casing). Bomboe pldora viscosa cada 2 paradas.	-	1,902
27	16-Jul-07	12 1/4	10.0	QORLL	700-750	Realizo viaje corto de 5411' a 4151'. Observo arrastre de 200lb de 6020' a 4816'.	-	681
28	17-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	700	Ges de perforacion hasta 7600, empezando en 8237ft. Corte de todo de 10 a 8.3ppg. A 6252' incremento densidad a 16.4ppg. Ges de perforacion hasta 3100.	-	718
29	18-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	-	Reporte diario no disponible. Empaqueamiento aparente debido a inestabilidad de lutitas.	-	-
30	19-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	700	Realizo back-off a ~2102' con equip. Detecto corte de lod (de 10.2 a 9.8ppg). Curo hasta obtener densidad de	-	-
31	20-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	323	Loro fuento 2020'. Durante la circulacion observo burbujas de gas en el flowline. Densidad below: 10 610 lppg. Detecto BHA perdidos en el andar cada 10min. Presión gas flow en el andar. En las zanudas se observo bastante arena proveniente de la formacion (probable inestabilidad debido a corte de lod).	-	-
32	21-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	323	Bajo BHA con punta libre. Envoco a tope de pescado, ok. Bajo herramienta wireline con agarre a 2340'. Intento liberar con robura de cable en el tambor del cable.	-	-
33	22-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	700-750	Armo herramienta de fondo para recuperar herramienta wireline. No se observo arenas en las zanudas durante la	-	-
34	23-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	700-750	Bajo tubería masticadora y restoro herramienta wireline. Saco. Bajo herramienta de punto libre a CCL.	-	-
35	24-Jul-07	12 1/4	10.6	QORLL	700-750	Bajo herramienta wireline. Detoro y restoro backream. Durante la circulacion observo arena en las zanudas. Bajo con	-	-
36	25-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	450	Continuo lavado para pesca. Observo arena + arcilla + trozos de metal en zanudas.	-	-
37	26-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	-	Reporte diario no disponible	-	-
38	27-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	-	Reporte diario no disponible	-	-
39	28-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	-	Reporte diario no disponible	-	-
40	29-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	700-750	Intento res obrar pescado sin éxito. Ultimo tope de pescado a 2084'	-	-
41	30-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	-	Reporte diario no disponible	-	-
42	31-Jul-07	12 1/4	10.4	QORLL	700	Bajo BHA loco con broca de 12 1/4". Encuentro tope de cemento a 1907'. Perforo cemento hasta 2008'. Saco	-	14,567
43	01-Aug-07	12 1/4	10.0	QORLL	700	Bombero a 2100'. Durante la perforacion: Sin señal de gas.	-	154
44	02-Aug-07	12 1/4	10.0	QORLL	712	Continuo con sidetrack de 2051' a 2215'. Bomboe pldora viscosa y saco por cambio de broca BHA direccional.	-	-
45	03-Aug-07	12 1/4	10.2	QORLL	750	Bombero pldora viscosa (2000') cada 3 paradas y restoro backream 2 veces cada parada perforada. Sin señal de ganancia, perdida o casing. Sube densidad de 10 a 10.2ppg a 2771' (pico de gas 2350'). Saco. Realizo backream de 3220' a 2800'.	-	1,275
46	04-Aug-07	12 1/4	10.4	QORLL	752	Sube densidad a 3480' de 10.2 hasta 10.4ppg. No se observo ganancia/perdidas ni casing. Bomboe pldora viscosa (2000', 120sags) a 4562' y realizo viaje corto. Carburo a esta profundidad de 12.4". Se restoro backream de 4562' a 4180'.	-	1,092
47	05-Aug-07	12 1/4	10.5	QORLL	741	Bombero pldora viscosa cada 3 paradas. Realizo backream 2 veces cada parada. Intento desalar con estoblos del motor. Saco para cambiar motor. Realizo backream de 6291' a 4848'.	-	536
48	06-Aug-07	12 1/4	10.8	QORLL	750	Bajo BHA y bomboe pldora viscosa. Rotofestizo de 5091' a 5640'. Realizo backream cada parada perforada. Sin señal de ganancia/perdidas ni casing.	-	648
49	07-Aug-07	12 1/4	10.6	QORLL	751	Rotofestizo. Realizo backream cada parada y bomboe pldora viscosa cada 3 paradas. Punto de casing a 6650'. (Ultimo esfuerzo en 18.8"). Pldora viscosa y saco. Restoro backream de 8597' a 4821' y de 4370' a 4857' (shales a 4857' agregado).	-	310
50	08-Aug-07	12 1/4	10.8	QORLL	751	Bajo al fondo (hoy 610). Realizo backreaming: 4658-4861', 4903-4816', 6978 a 6408'.	-	-
51	09-Aug-07	12 1/4	10.9	QORLL	751	TORF4. Realizo backreaming: 6950-6970', 4803-5216'. Perforo de 5650-5670'. Viaje corto. Realizo backream de 6970' a 5605'. TH. ok. Saco	-	20
52	10-Aug-07	12 1/4	10.9	QORLL	0	Bajo casing. Realizo cementacion WOC. Zapato a 5650'	-	-
53	11-Aug-07	12 1/4	10.8	QORLL	0	WYOC.	-	-
54	12-Aug-07	12 1/4	11.2	QORLL	0	Prueba BOP Armo BHA	-	-
55	13-Aug-07	8 1/2	11.2	QORLL	610	Bajo BHA. Tope de cemento a 5858'. Perforo cemento hasta 5970'. Realizo CIT FIT a 6896' dte: EMW- 14.62ppg.	-	19
56	14-Aug-07	8 1/2	11.2	QORLL	501	Prueba de BOP. Saco.	-	-
57	15-Aug-07	8 1/2	11.2	QORLL	491	Wells de limpieza con scraper. Realizo limbo con wireline para evaluar cementacion Armo BHA de perforacion. Cillo de herramienta MWD en CIT. Cambio herramienta MWD y bajo. Rotofestizo. Realizo backream 2 veces cada parada perforada. Bomboe pldora viscosa. No casing.	-	565
58	16-Aug-07	8 1/2	11.4	QORLL	491	Perforo. Maximo pico de gas a 6848'; 7840'. Luego de viaje corto continuo perforando. Maximo gas de viaje a 7016'. 8000.	-	541
59	17-Aug-07	8 1/2	11.5	QORLL	491	Perforo. Maximo pico de gas a 7183'; 7130.	-	629
60	18-Aug-07	8 1/2	11.5	QORLL	491	Viaje corto. ok. Perforo. Saco 6880' a presión anular. Saco. Realizo backream de 7678' a 7380'.	-	75
61	19-Aug-07	8 1/2	11.5	QORLL	491	Perforo hasta 13 a 7607'. Cambio a 11 1/2". Viaje corto. Maximo gas de viaje: 7000'.	-	275
62	20-Aug-07	8 1/2	11.5	QORLL	491	Pldora viscosa y saco BHA. Trabajo de wireline. Armo BHA de limpieza.	-	-
63	21-Aug-07	8 1/2	11.6	QORLL	0	Armo BHA. Restricción a 7678', bajo para pasar. Ges de viaje a 7800'. 5500. Saco.	-	-
64	22-Aug-07	8 1/2	11.6	QORLL	0	Bajo segundo BHA de limpieza. Rimo de 7785' a 7380' debido a restricción.	-	-
65	23-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Reporte diario no disponible	-	-
66	24-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Reporte diario no disponible	-	-
67	25-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Reporte diario no disponible	-	-
68	26-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Reporte diario no disponible	-	-
69	27-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Reporte diario no disponible	-	-
70	28-Aug-07	8 1/2	11.6	0 0	0 0	Prueba BOP. Bajo BHA	-	-

Figura 5.1.1. Mapa de actividades para el segundo pozo perforado en el campo Informe 1.

Aquí se muestra las actividades más saltantes del pozo. La información en rojo refiere a reportes no encontrados para el día específico. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

❖ Esta revisión se plasmó, primeramente, en un mapa de actividades, mostrando las actividades más saltantes de la perforación (día a día), con la intención de capturar eventos e identificar riesgos operativos en cada pozo (Figura 5.1.1).

❖ Posteriormente, un mapa de eventos (profundidad vs. tiempo) resumió los eventos capturados (Figura 5.1.2). Aquí se incluye de manera gráfica,

información como naturaleza de agarre de tubería, densidad de lodo, diámetro de sección, tope de formaciones, etc. Ambas figuras muestran estas dos gráficas para el Segundo pozo del Campo Informe 1.

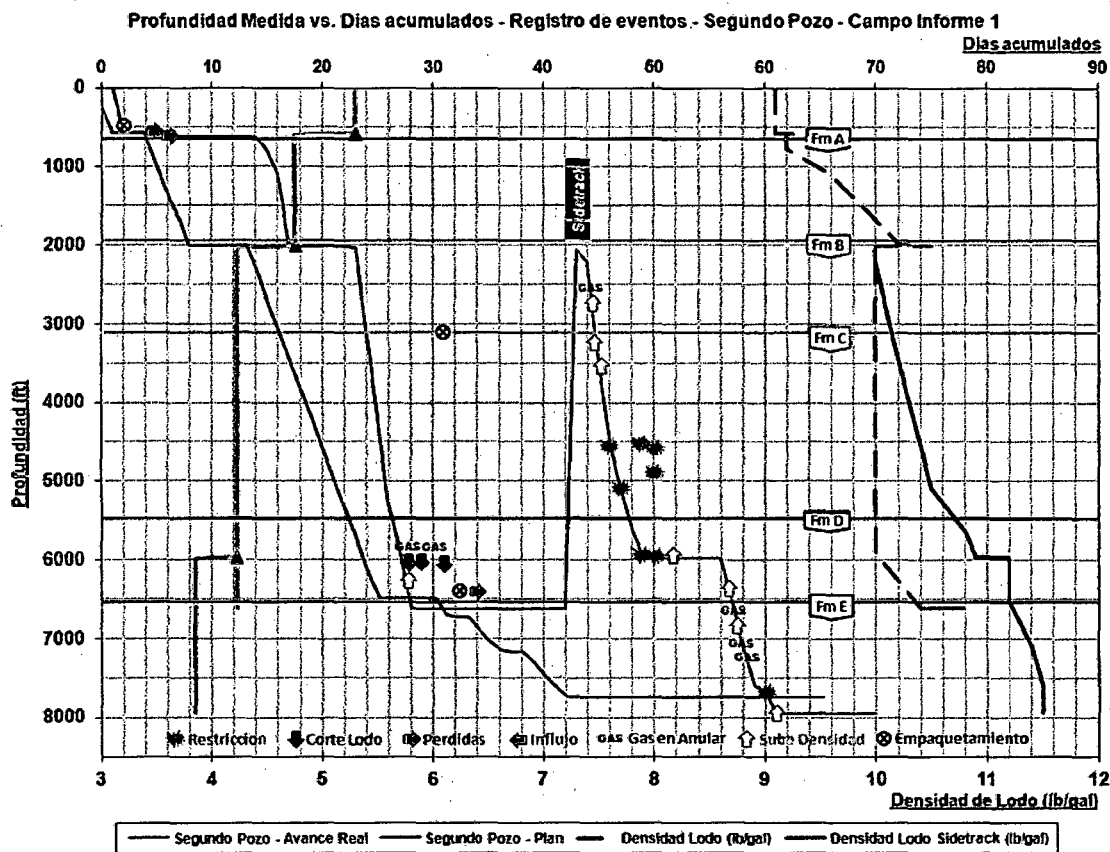


Figura 5.1.2. Mapa de eventos para el segundo pozo perforado en el campo Informe 1.

Aquí se muestra los eventos más resaltantes del pozo (signos según la leyenda) junto con información de densidad de lodo, sección asociadas y topes de formación. La profundidad viene a ser la profundidad medida. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Para cada pozo del campo se realizó una gráfica similar. Luego de esto, se unificó esta información en un solo mapa de eventos.
- ❖ La Figura 5.1.3 muestra este mapa de manera esquemática. La intención fue tener toda la información posible vista en conjunto para un mejor análisis.

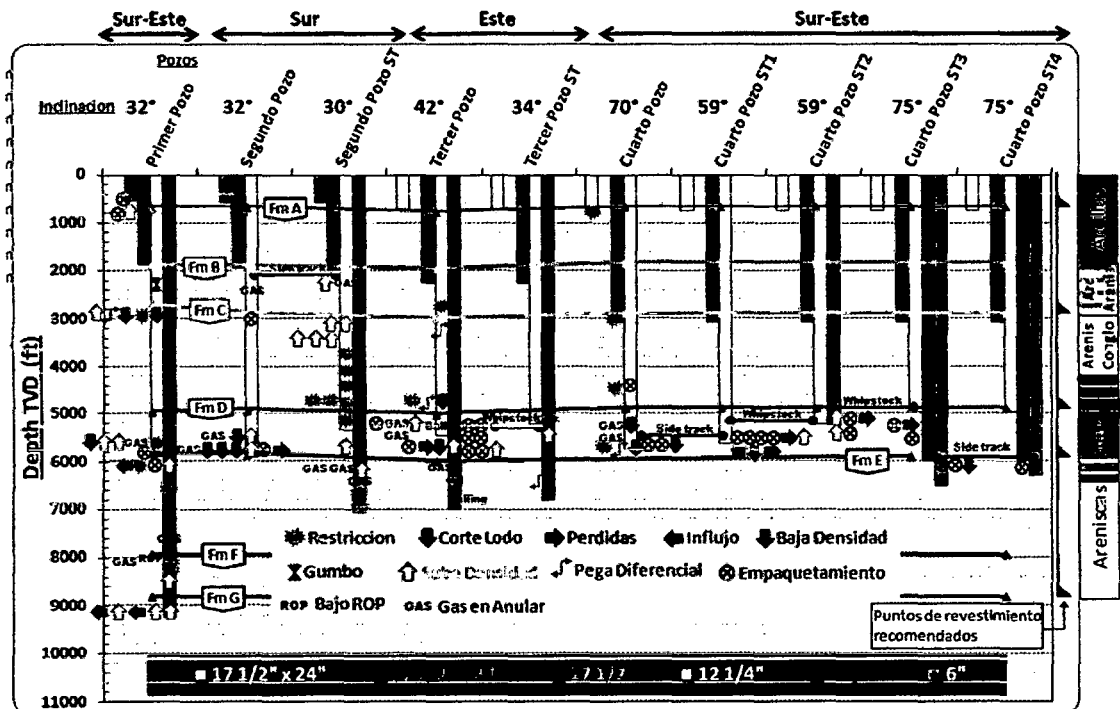


Figura 5.1.3. Mapa de eventos del campo Informe 1.

Resume todos los eventos operativos más saltantes para un adecuado análisis. La escala en profundidad está en profundidad vertical verdadera. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Con toda esta información y conocimiento obtenidos, se formuló los riesgos respectivos para cada sección.
- ❖ Vemos que la mayor cantidad de eventos operativos provienen de las formaciones C, D y E, siendo la más problemática la D. Esta formación es esencialmente lutitas presurizadas y con un alto grado de inestabilidad mecánica, según la presencia de gas durante la perforación y viajes (ver indicaciones de "Gas"), cortes del lodo (flecha marrón) y eventos de empaquetamiento (símbolo de círculo con aspa).
- ❖ El corte de gas generaba columnas de lodo más livianas, lo cual empeoró aun más la inestabilidad de las lutitas, y en cierto grado, la inestabilidad de la formación C.
- ❖ Por otra parte, los empaquetamientos inducían pérdidas de circulación, y por consiguiente una disminución del nivel de lodo y, nuevamente, signos de inestabilidad en las formaciones C y D.

- ❖ Como acciones de prevención se subió la densidad de lodo debido a las presiones de poro en las lutitas de la formación D, pero en consecuencia se tuvieron eventos de pega diferencial en las arenas de la formación C (ver el símbolo de doble flecha marrón en el Tercer pozo). Tener en cuenta que los mayores problemas se tuvieron al tener expuestas las formaciones C y D en una misma sección.
- ❖ En cuanto a la formación D y E, se veía un escenario similar pero de menor severidad. Al ser la formación E reservorio de gas, la presión poral era relativamente alta, lo que inducía corte de lodo, alivianamiento de la columna, y consecuentemente inestabilidad en la formación D.
- ❖ Estos problemas principalmente, ocasionaron que el 75% de los pozos tuvieran al menos 1 sidetrack (el cuarto pozo tuvo hasta 4 sidetracks).
- ❖ Debido a la incompatibilidad formacional en una misma sección, se decidió aislar en una primera instancia a la formación C y D. Esto reduciría el efecto en cadena de inestabilidad mecánica entre estas dos formaciones. Esto estaba directamente relacionado a la densidad a usarse en cada sección.
- ❖ De manera similar, se recomendó aislar la formación E de la formación D, debido también a los grados de incompatibilidad vistos especialmente en el tercer pozo. Sin embargo, con prácticas para reducir el impacto mecánico sobre las lutitas (formación D), estas dos formaciones podrían ser perforadas juntas. En todo caso, la idea era evaluar primero el aislamiento de la formación D de la formación superior e inferior inmediata, y según la respuesta, ver si en un posterior pozo, se podía considerar la D y E en una misma sección.
- ❖ Para la sección de 24" se continuaría usando la técnica casing drilling para eliminar los trabajos de ensanchamiento del hoyo (de 17 ½" a 24"), optimizar el tiempo empleado para la sección y minimizar los riesgos de colapso debido a un bajo grado de consolidación de estas arcillas someras.

- ❖ Las formaciones arcillosas (formación A y B) siguieron siendo perforadas juntas, pero esta vez en una sección nueva de 16", debido a que no se tuvieron eventos recurrentes durante la perforación o bajada de casing, asociados a restricciones. Con esto se reduciría el volumen de cemento empleado.
- ❖ La sección de $5 \frac{7}{8}" \times 6 \frac{3}{4}"$ se realizaría con una broca bicéntrica para poder usar un revestidor de 5".
- ❖ Tanto las secciones de $8 \frac{1}{2}"$ como de $5 \frac{7}{8}" \times 6 \frac{3}{4}"$ serían revestidas con liner.
- ❖ Nótese que las secciones empleadas en estos 4 pozos fueron $17 \frac{1}{2}" \times 23"$ (o $17 \frac{1}{2}" \times 24"$), $17 \frac{1}{2}"$, $12 \frac{1}{4}"$ y $8 \frac{1}{2}"$ (como contingencia se incluyó una sección de 6").
- ❖ En resumen, las secciones propuestas para los pozos futuros fueron 24", 16", $12 \frac{1}{4}"$, $8 \frac{1}{2}"$ y $5 \frac{7}{8}" \times 6 \frac{3}{4}"$:
- ❖ En la misma Figura 5.1.3, se muestra los puntos de revestimiento recomendados, según la información y análisis realizado (marcas rojas a la derecha de la gráfica).
- ❖ La Figura 5.1.4 a 5.1.7 muestra los riesgos definidos para cada sección, con sus respectivas acciones preventivas y acciones de mitigación.

Campo Informe 1 - Riesgos para el Quinto Pozo - Sección de 24" (Casing Drilling)

Formación		Prob	Sev	Riesgo	Prevencion	Mitigacion
Desde	Hasta					
Fm A	Fm A	Baja	Mayor	Collision con pozos cercanos	Tomar surveys de Gyro frecuentemente. Monitorear cualquier desviacion de los parametros de perforacion (torque, presion, peso en la broca, vibraciones).	Definir el punto de casing antes de lo planeado
Fm A	Fm A	Alta	Seria	Agarre de tubería por empaquetamiento	Detener la perforacion si es que el caudal planeado no es posible de alcanzar. Monitorear presion y torque. Rimado y rimado hacia arriba solo si es estrictamente necesario.	Seguir el procedimiento para librar la tubería empacada
Fm A	Fm A	Baja	Seria	Mal drill-out del zapato	Seguir las recomendaciones del operador de casing drilling durante el drill-out del zapato. No exceder los parametros recomendados durante esta operacion, especialmente el peso en la broca. Considerar piladoras viscosas para ayudar a levantar los solidos generados. No efectuar el drill-out del zapato rapido.	Considerar piladoras viscosas. Incluir un junk basket en el BHA. Considerar un viaje de limpieza antes de iniciar la perforacion de la siguiente seccion.
Fm A	Fm A	Baja	Seria	Mala cementacion	Limpieza apropiada del hoyo antes de la cementacion.	Realizar trabajo de cementacion remedial.
Fm A	Fm A	Medio	Leve	ROP bajos debido a mala seleccion de broca y/o altas vibraciones	Seguir los parametros recomendados por el operador de casing drilling durante la perforacion. Levantar la tubería en caso se cambien los parametros. Evaluar el uso de centralizadores.	Ajustar los parametros de perforacion con la broca fuera de fondo, siguiendo las recomendacion del operador de casing drilling. Considerar un tiempo prudente para poder evaluar estos parametros.
Fm A	Fm A	Baja	Seria	Embolamiento de broca	Optimizar las hidraulicas con el HSI. Detener la perforacion si el caudal de trabajo no es alcanzado (800-900gpm). En caso de signos de embolamiento, considerar el uso de cascara de nuez con piladoras dispersantes.	Seguir el procedimiento para desembolar la broca. Considerar cascara de nuez y piladoras dispersantes.

Campo Informe 1 - Riesgos para el Quinto Pozo - Sección de 16"

Formación		Prob	Sev	Riesgo	Prevencion	Mitigacion
Desde	Hasta					
Fm A	Fm B	Alta	Mayor	Cama de recortes y empaquetamiento debido a mala limpieza	Usar maximo caudal planeado. Monitorear las propiedades del lodo. Optimizar lecturas de 3 y 6. Monitorear recuperacion de solidos y torque y arrastre en cada conexion. Considerar piladoras pesadas por encima de los 30 grados de inclinacion. Usar RPM altas de ser posible. Viajes en base a tiempo de exposicion del hoyo o distancia perforada. Llevar un registro de puntos de restriccion. Seguir procedimiento de viajes. Monitorear ECD, torque y presion. Usar caudal de 1000gpm.	Cambiar propiedades de lodo. Asegurar zarandas limpias. Ajustar frecuencia de piladoras y viajes.
Fm A	Fm B	Alta	Mayor	Empaquetamiento y lavados por inestabilidad	Mantener el hoyo limpio. Monitorear torque, presion y LCU para deteccion temprana. Rimar hacia arriba solo si es necesario. Monitorear por cavings y sus características. Seguir procedimiento de viajes. Seguir densidad segun ventana de lodo.	Seguir procedimiento para tratar con empaquetamiento de tubería.
Fm A	Fm B	Medio	Seria	Embolamiento debido a arcillas reactivas	Inhibicion y encapsulamiento apropiado del lodo. Densidad segun ventana de lodo. Emplear caudal planeado y detener la perforacion si este no es alcanzado.	Optimizar concentraciones de agentes inhibidores y encapsuladores. Considerar detergentes o agentes de antiembolamiento. Considerar cascara de nuez en piladoras.
Fm A	Fm B	Medio	Seria	Pega diferencial con 300psi de sobre-balance.	Seguir densidad segun ventana de lodo. Monitorear propiedades de lodo y evitar revoques grueso. Minimizar solidos y filtrado para tener un buen revoque. Incrementar lubricante. Emplear material LCM y carbonatos como agente sellante. Minimizar area de contacto en el BHA. Minimizar tiempo estatico de la tubería. Considerar sacar un tubo en las conexiones. Surveys 5m fuera de fondo.	Seguir procedimiento para tratar pega diferencial. Monitorear peso en el gancho luego de curies. Evaluar ajustar densidad de lodo, considerando posible inestabilidad de la formacion.
Fm A	Fm B	Medio	Seria	Agarre de tubería debido a geometría del hoyo y restricciones.	Evitar estabilizadores full-gauge. Seguir programa de viajes y piladoras. Rimar en cada conexion. Corregir oportunamente restricciones en viajes. Evitar DLS mayores a 3grados/30m. Rimar los intervalos con altos DLS si es necesario. Monitorear torque y arrastre en conexiones. Condicionar el hoyo con BHA mas rigidos. Asegurar broca en calibre al terminar cada corrida.	Seguir procedimiento para tratar agarre por geometría del hoyo. Rimar restricciones hasta corregirlas en los viajes.

Figura 5.1.4. Riesgos definidos para la sección de 24" y 16", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones.

Información elaborada a partir de datos de pozos aledaños. Schlumberger, 2008.

Campo Informe 1 - Riesgos para el Quinto Pozo - Sección de 12 1/4"						
Formación		Prob	Sev	Riesgo	Prevención	Mitigación
Desde	Hasta					
Fm C	Fm C	Media	Seria	Restricciones debido a escalones	Evitar estabilizadores full-gauge. Circular rimando en cada conexión. Rimado hacia arriba solo si es necesario (para minimizar escalones en las arañas). Seguir la densidad recomendada en la ventana de lodo. Establecer límites en cuando a las sobre tensiones durante viajes. Monitorear graficas de torque y arrastre. Registrar todos las restricciones observadas.	Seguir programa de viajes.
Fm C	Fm C	Media	Seria	Perdidas parciales	Usar el caudal maximo recomendado. Monitorear el ECD en tiempo real. Monitorear caudal de retorno y el nivel de los tanques activos. Considerar bajar el caudal mientras se trabaje una restriccion para minimizar incrementos repentinos de presion. Controlar las velocidades de bajada para evitar sobrepresiones.	Bombear pildora LCM. Seguir arbol de decisiones y procedimientos en caso de perdida. Seguir procedimientos de mitigacion en caso de empaquetamiento.
Fm C	Fm C	Media	Seria	Pega diferencial (517psi de sobre-balance)	Seguir densidad segun ventana de lodo. Monitorear propiedades de lodo y evitar revoque grueso. Minimizar contenido de solidos y filtrado para obtener un buen revoque. Incrementar lubricante. Minimizar el contacto BHA-formacion. Evitar tiempos de tubería estática. Considerar sacar un tubo antes de hacer conexión. Tomar surveys 4m fuera de fondo.	Seguir procedimiento en caso de eventual pega diferencial. Monitorear peso en el gancho luego de salir de cunias. Ajustar densidad de lodo, considerando posible inestabilidad de formación.
Fm C	Fm C	Alta	Mayor	Empaquetamiento y cama de recortes debido a mala limpieza	Usar caudal maximo permitido. Monitorear propiedades de lodo y optimizar lecturas de 3 y 6. Monitorear recuperacion de solidos en zarandas. Monitorear torque y arrastre en cada conexión. Usar RPM altas de ser posible. Monitorear ECD y decidir pildoras de limpieza.	Cambiar propiedades de lodo. Circular hasta asegurar zarandas limpias. Ajustar pildoras y viajes de limpieza.
Fm C	Fm C	Alta	Mayor	Empaquetamiento y zonas lavadas debido a inestabilidad	Monitorear presion, torque y ECD para reconocimiento temprano de empaquetamiento. Monitorear presencia de cavings y sus características. Seguir practicas de viajes. Densidad de lodo segun ventana de lodo.	Considerar procedimiento para tratar tubería empaçada. Luego de librar, circular con caudal creciente hasta asegurar zarandas limpias. Considerar luego de esto, pildoras de limpieza.

Campo Informe 1 - Riesgos para el Quinto Pozo - Sección de 8 1/2"						
Formación		Prob	Sev	Riesgo	Prevención	Mitigación
Desde	Hasta					
Fm D	Fm D	Media	Seria	Perdidas parciales de lodo	Mantener una buena limpieza. Usar el caudal maximo recomendado. Monitorear ECD. Monitorear caudal de retorno y nivel de tanques activos. Considerar reducir el caudal mientras se trabaje una restriccion. Controlar velocidades de viaje.	Bombear pildoras LCM. Agregar material puenteante de ser necesario durante la perforación. Seguir arbol de decisiones en caso se vena perdidas. Seguir procedimiento para tratar tubería empaçada.
Fm D	Fm D	Alta	Seria	Presencia de gas y/o corte de lodo debido a presion de poro alta	Monitorear densidad de entrada/salida por corte de lodo. Monitorear ECD. Controlar la perforación para evitar altos drilling gas. Controlar las velocidades de sacada en viajes (suabeo). Realizar flow checks en viajes. Circular fondos arriba antes de un viaje o antes de reiniciar la perforación.	Activar desgasificador al vacío. Circular cualquier contenido de gas detectado antes de reiniciar la perforación. Asegurarse que la densidad este de acuerdo al plan. Evaluar el incremento de la densidad.
Fm D	Fm D	Alta	Mayor	Empaquetamiento debido a inestabilidad de formación	Monitorear presion, torque y ECD para detección temprana. Rimar hacia arriba solo si es necesario. Monitorear presencia de cavings y su característica. Densidad del lodo segun ventana de lodo.	Seguir procedimiento para tratar empaquetamiento de tubería.
Fm D	Fm D	Alta	Mayor	Agarre de tubería y acumulacion de cama de recortes debido a mala limpieza	Usar caudal maximo planeado. Monitorear propiedades de lodo y optimizar lecturas de 3 y 6. Monitorear recuperacion de solidos actual y teorica. Monitorear torque y arrastre en cada conexión. Considerar pildoras de limpieza segun lecturas del ECD. Usar RPM maximo permitido. Viajes de limpieza segun detección temprana de falta de limpieza. Registrar los puntos de restriccion. Monitorear ECD y mantener densidad segun ventana de lodo.	Cambiar propiedades de lodo de ser necesario. Circular hasta asegurar zarandas limpias. Ajustar frecuencia de pildoras y viajes.
Fm D	Fm D	Alta	Seria	Restricciones debido a escalones y por mala limpieza	Circular hasta zarandas limpias previo a viajes. Evitar rimar hacia arriba. Registrar restricciones de la sección. Seguir densidad segun ventana.	Rimar escalones hasta pasar la restriccion.

Figura 5.1.5. Riesgos definidos para la sección de 12 1/4" y 8 1/2", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones. Información elaborada a partir de datos de pozos aledaños. Schlumberger, 2008.

Campo Informe 1 - Riesgos para el Quinto Pozo - Sección de 5 7/8 x 6 3/4"

Formación		Prob	Sev	Riesgo	Prevención	Mitigación
Desde	Hasta					
Fm E	Fm E	Media	Seria	Agarre de tubería debido a geometría del hoyo y a restricciones	Evitar estabilizadores full-gauge mantener el hoyo limpio. Considerar píldoras y viajes según lecturas del ECU. Rimar en conexión. Evitar DLS mayores a 3grados/30m. Rimar DLS altos de ser necesario. Monitorear torque y arrastre en cada conexión y compararlos con el teorico. Acondicionar el hoyo con BHA mas rígidos. Asegurar que la broca salga en calibre.	Seguir procedimientos para tratar agarre de tubería por geometría. Rimar intervalos con restricción.
Fm E	Fm E			Empaquetamiento y lavados debido a inestabilidad	Seguir buenas practicas de limpieza. Monitorear presión, torque y ECD para detección temprana. Rimar hacia arriba solo si es necesario. Monitorear cavings y sus características. Seguir procedimiento para viajes. Seguir densidad según ventana de lodo.	Seguir procedimiento para tratar con tubería empaçada.
Fm E	Fm E			Pega diferencial (931psi de sobrealance)	Densidad según ventana de lodo. Monitorear propiedades de lodo y evitar revoques grueso. Minimizar contenido de sólidos y filtrado para mantener un buen revoque. Incrementar lubricante. Emplear material sellente. Minimizar el área de contacto en el BHA. Minimizar tiempo estatico de la tubería. Tomar surveys 5m fuera de fondo.	Seguir procedimiento para tratar tubería con pega diferencial. Monitorear peso en el gancho luego de salir de cunias. Ajustar densidad de lodo, teniendo en cuenta posible inestabilidad de la formación.
Fm E	Fm E	Alta	Seria	Restricciones debido a mala limpieza	Limpiar el hoyo previo viajes. Seguir procedimiento de viajes. Rimar hacia arriba solo si es necesario. Llevar un registro de restricciones. Densidad de acuerdo a ventana de lodo.	Rimar escalones según sea necesario. Modificar procedimiento de viajes si es necesario.
Fm E	Fm E	Alta	Seria	perdida de control direccional debido a dificultad de deslizar con broca bicéntrica	Optimizar diseño de BHA para minimizar trabajos de deslizamiento. Optimizar la lubricidad del sistema.	Cambiar el método de ensanchamiento del hoyo a uno concéntrico.
Fm E	Fm E	Medio	Mayor	Presencia de gas y corte de lodo debido a presión de poro alta	Controlar velocidad de sacada en viajes para minimizar suabeo. Realizar flow check en viajes y llenado del hoyo. Circular fondos arriba previo viaje y antes de reiniciar la perforación. Monitorear densidad de entrada/salida por corte de lodo. Monitorear ECD. Considerar controlar ROP para evitar altos contenidos de gas.	Activar desgasificador al vacío y circular cualquier contenido alto de gas antes de reiniciar la perforación. Asegurar que la densidad sea según la planeada. Considerar incrementar la densidad.

Figura 5.1.6. Riesgos definidos para la sección de 5 7/8" x 6 3/4", con sus respectivas prevenciones y mitigaciones.

Información elaborada a partir de datos de pozos aledaños. Schlumberger, 2008.

Ejecución.

- ❖ En esta etapa se monitoreó el efecto de los puntos de revestimiento definidos en la etapa de planeamiento, y se siguió, naturalmente, todo el proceso de perforación.
- ❖ Una de las medidas de prevención en la gestión de riesgos, fue el monitoreo del torque y arrastre, tomados luego de repasar las paradas perforadas y justo antes de conexión. Los datos obtenidos son el peso subiendo, el peso bajando y el torque fuera de fondo, todo esto cuando la sarta esta fuera de fondo. A manera de ejemplo, en la figura mostramos las gráficas de arrastre (izquierda) y torque fuera de fondo (derecha) para la sección de 16". Ver Figura 5.1.7.

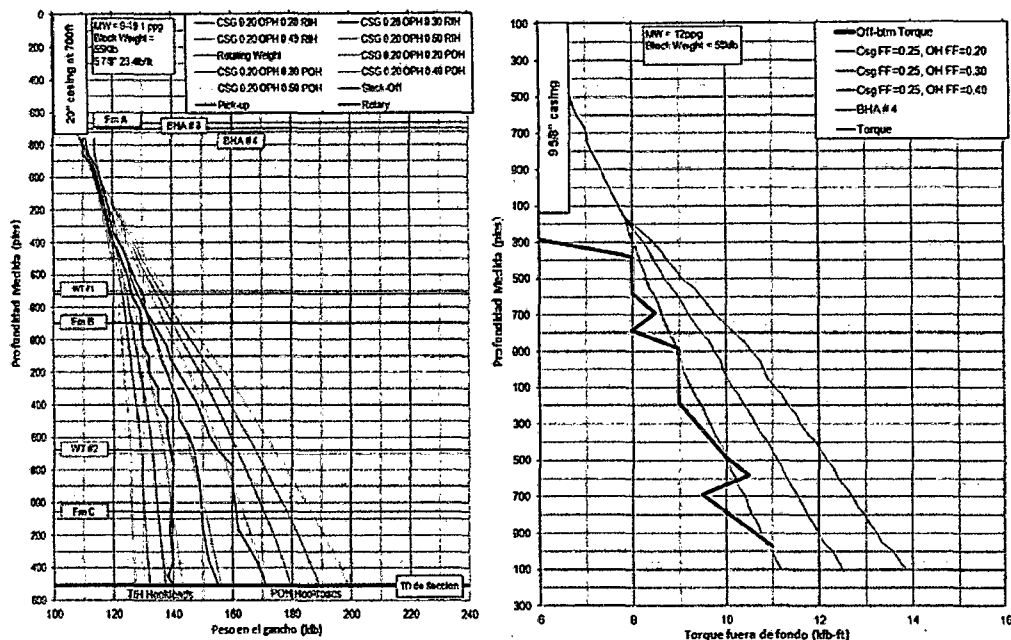


Figura 5.1.7. Gráficas de torque y arrastre.

La gráfica de arrastre (izquierda) permite seguir la limpieza del hoyo, restricciones potenciales y también la necesidad de tener valores de pesos referenciales en el caso de un evento de agarre de tubería. La gráfica de torque, permite seguir el torque fuera de fondo, y evaluar su comportamiento con respecto a un modelo de referencia.

- ❖ De igual manera, durante la perforación de cada sección, se realiza un seguimiento de las hidráulicas y de parámetros de perforación.

Evaluación.

- ❖ En esta etapa se realizó una revisión de los riesgos establecidos en la etapa de planeamiento, conjuntamente con las acciones preventivas y/o de remediación realizadas durante la perforación.
- ❖ No se tuvo ningún evento de sidetrack.
- ❖ La estabilidad del hoyo se mantuvo en todas las secciones. Si bien en la sección de 8 ½" (en las lutitas presurizadas) se tuvo 1 evento de empaquetamiento y signos de cavings en zarandas, no se tuvo ningún problema serio de agarre de tubería. Un punto importante a mencionar es que la densidad del lodo estuvo exclusivamente para perforar de manera estable estas lutitas inestables.

- ❖ No se tuvo ningún evento de pega diferencial en las areniscas de la sección de 12 ¼". En este caso, no hubo necesidad de manipular la densidad del lodo.
- ❖ La Figura 5.1.8, muestra los avances de los cuatro primeros pozos (sin la gestión de riesgos) y el Quinto pozo (usando la gestión de riesgos operativos).

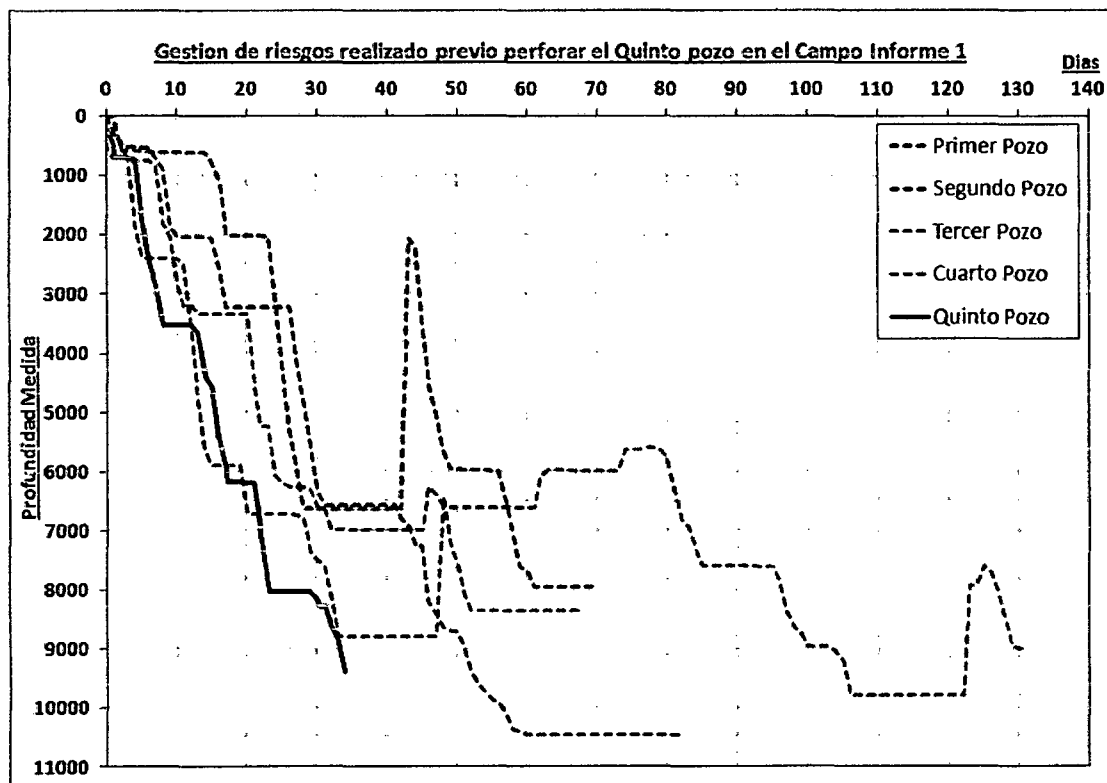


Figura 5.1.8. Efecto de la gestión de riesgos realizada como parte del planeamiento del Quinto pozo en el campo Informe 1.

Nótese que no se tuvo sidetracks, y el tiempo empleado para perforarlo fue el más bajo en el campo. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

6. EVENTOS DE CAMPO RELACIONADOS AL USO DE MEDICIONES DE FONDO EN TIEMPO REAL EN EL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN.

Este capítulo contiene algunos eventos capturados en el campo, asociados a mediciones de fondo en tiempo real, y muestra el aporte de estos sobre la perforación.

6.1 Soporte del ECD y ESD para mantener la densidad equivalente en el anular, cuando se emplea el sistema “manejo de presiones durante la perforación”.

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo i	Densidad de lodo	13 lb/gal
Sección	12 1/4" x 14 3/4" pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Último Zapato revestidor	13 3/8 pulgadas	Tipo de lodo	Disperso
Longitud del hoyo abierto	340m	Temperatura de fondo	95 grados C
Tiempo desde el último viaje	29 horas	Manipulación de la presión anular?	Si
Geometría de la sección	Vertical		
Geometría del pozo	Tipo S		
Máxima Inclinación	18 grados		

Contexto del evento.

- ❖ La sección se perforó empleando el sistema “manejo de presiones durante la perforación”, un método que permite manipular convenientemente la presión anular desde superficie , con el fin de trabajar con la densidad equivalente deseada. El objetivo principal de su aplicación, fue las altas presiones de poro (en el orden de los 14.5 lb/gal), y consecuentes influjos de agua observados en pozos aledaños. Un punto importante a mencionar es que el sistema trabaja perfectamente sólo cuando se tiene un sistema de lodo uniforme, que implica propiedades y densidades de lodo homogéneas.
- ❖ Durante la perforación de la sección se observó una desestabilización en las propiedades del lodo, debido a la incorporación de calcio y sólidos reactivos al sistema, y por otra parte, debido a las altas temperaturas de circulación. Todo esto imposibilitó tener un sistema de lodo homogéneo, a pesar del intenso y permanente tratamiento que se le dio al mismo.
- ❖ Es en estas circunstancias que “el sistema de manejo de presiones durante la perforación” encuentra como aliado importante a las mediciones de ECD y ESD en tiempo real, dando las presiones anulares reales ejercidas para poder ajustar convenientemente la contrapresión en el anular.

Descripción del evento.

- ❖ A partir de X280m de profundidad (con 150m perforados de sección), se empezó a ver fluctuaciones en los valores de ECD, no vinculados con la tasa de penetración (ver Figura 6.1.1-E):
- ❖ Producto de las altas temperaturas del lodo, se tuvo que compensar el sistema con diluciones de agua de hasta 20bbl/h (según la Figura 6.1.2-C, la temperatura de fondo circulando bordeaba los 95 grados centígrados). Esto

ocasionó una inevitable disminución en la densidad del lodo, la cual fue compensada periódicamente con baritina.

- ❖ Paralelamente, se incrementó la incorporación de arcilla y la contaminación con calcio –ambos provenientes de la formación– por lo que el tratamiento también incluyó trabajar con centrifugas y adicionar cal hidratada al sistema.
- ❖ Sin embargo, al no poder dar tratamiento con la misma rapidez de incorporación, contaminación y evaporación, el resultado final fue un sistema con alta gelificación, aire entrampado en el lodo, y lecturas reológicas eventualmente fuera de especificación.
- ❖ Nótese en la Figura 6.1.2-A que alrededor de X280m las densidades de lodo saliendo empiezan a divergir de la densidad planeada (13lb/gal) y las lecturas de 3 y 6rpm, a la misma profundidad, empiezan a ascender (Figura 6.1.2-C).
- ❖ Precisamente debido a esta condición adversa, las lecturas del ECD mostraron variaciones entre 13.7 y 13.2lb/gal, cuando los cálculos de hidráulica daban un valor referencial de 13.45ppg (Figura 6.1.2-A).

Si bien la intención del “sistema de manejo de presiones” fue mantener un ECD estable por contrapresión, esto no fue posible debido a que el ordenador del sistema no podía modelar un lodo heterogéneo (densidades y propiedades variables) para determinar la contrapresión requerida. El ordenador asumía una densidad uniforme (13 lb/gal) y aplicaba los algoritmos respectivos para aplicar una contrapresión de 130psi (ver Figura 6.1.1-B desde las 00:00 hasta las 14:00) y obtener una densidad equivalente deseada de 13.45ppg. Como se puede ver, los ECD en tiempo real variaban significativamente con respecto a este valor a partir de X280m.

- ❖ Por otra parte, el riesgo de influjo estaba latente, y valores de ECD bajos representaba un aumento en la severidad de un eventual influjo. Este riesgo

costró mayor relevancia a X470m (cerca a las 16:30), donde el ECD cayó hasta 13.2ppg (ver Figura 6.1.1-A y Figura 6.1.2-A).

- ❖ Ante esta situación, se propuso usar las lecturas de ECD –provenientes de la herramienta LWD– y referenciar todas las contrapresiones en el anular con esta medición de fondo para mantener el 13.45ppg de ECD deseado. Esta iniciativa generó un comportamiento menos aleatorio en el ECD como se puede ver en la Figura 6.1.1-A a partir de las 17:00, y además permitió monitorear las densidades estáticas desarrolladas durante las conexiones o durante los cambios de bombas (Figura 6.1.1-B y Figura 6.1.2-B).

Análisis y diagnóstico.

- ❖ El sistema de manejo de presiones durante la perforación cuenta en superficie con un sensor de densidad para registrar el lodo saliendo del espacio anular: según la Figura 6.1.1-A vemos como el comportamiento del ECD se refleja en las densidades de lodo saliendo (especialmente desde las 09:00 hasta las 16:00), confirmando que su variación es debido a la heterogeneidad del sistema y no debido a otros factores. Vemos que con una contrapresión constante de 130psi (Figura 6.1.1-B), no es posible mantener el ECD en 13.45ppg debido a la disminución de la densidad de lodo saliendo.

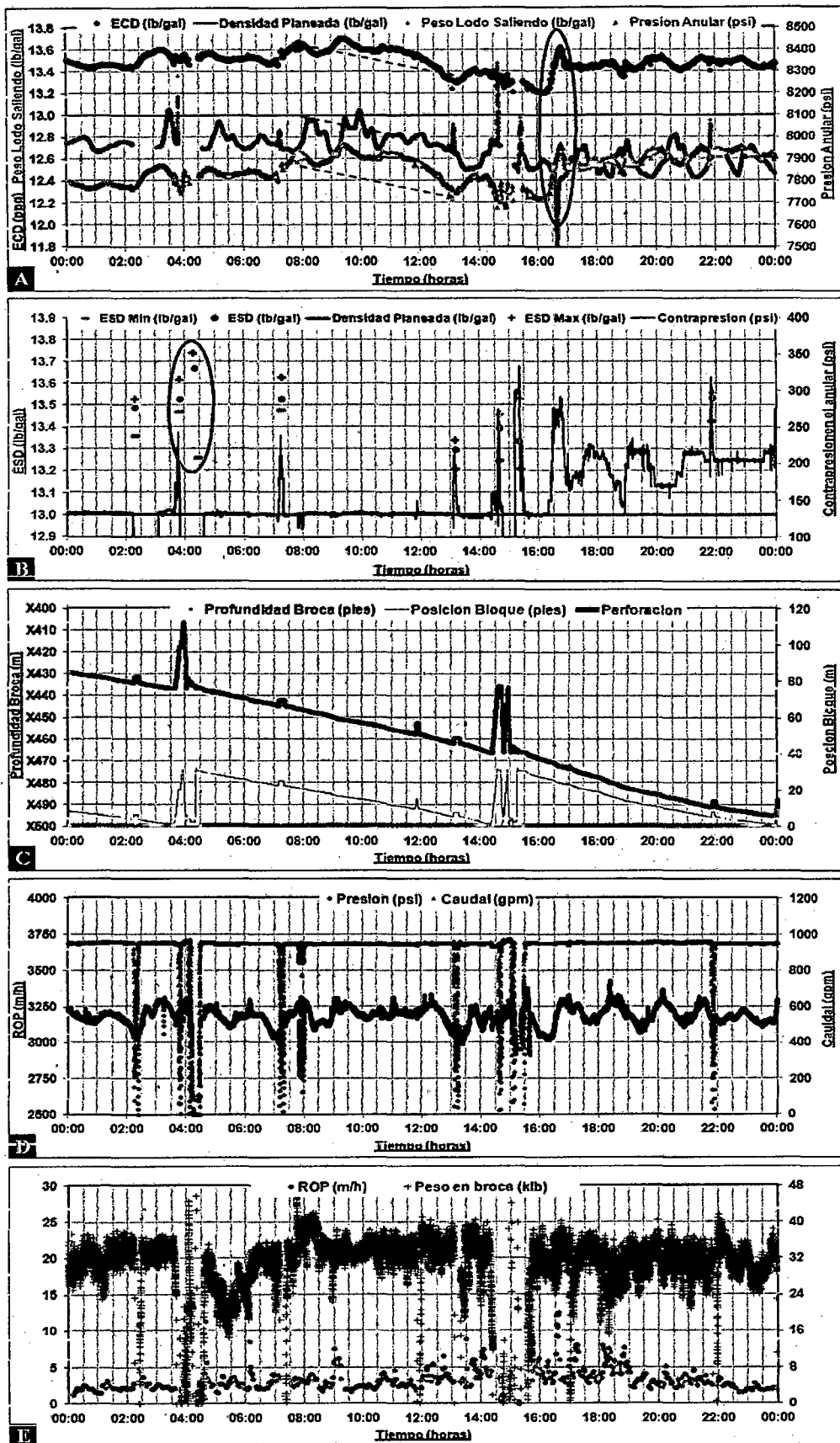


Figura 6.1.1. Gráfica en tiempo mostrando el rol del ECD para afinar las contrapresiones y densidades equivalentes.

A las 17:30 se decidió usar las lecturas de ECD para mantener un equivalente constante en el anular. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

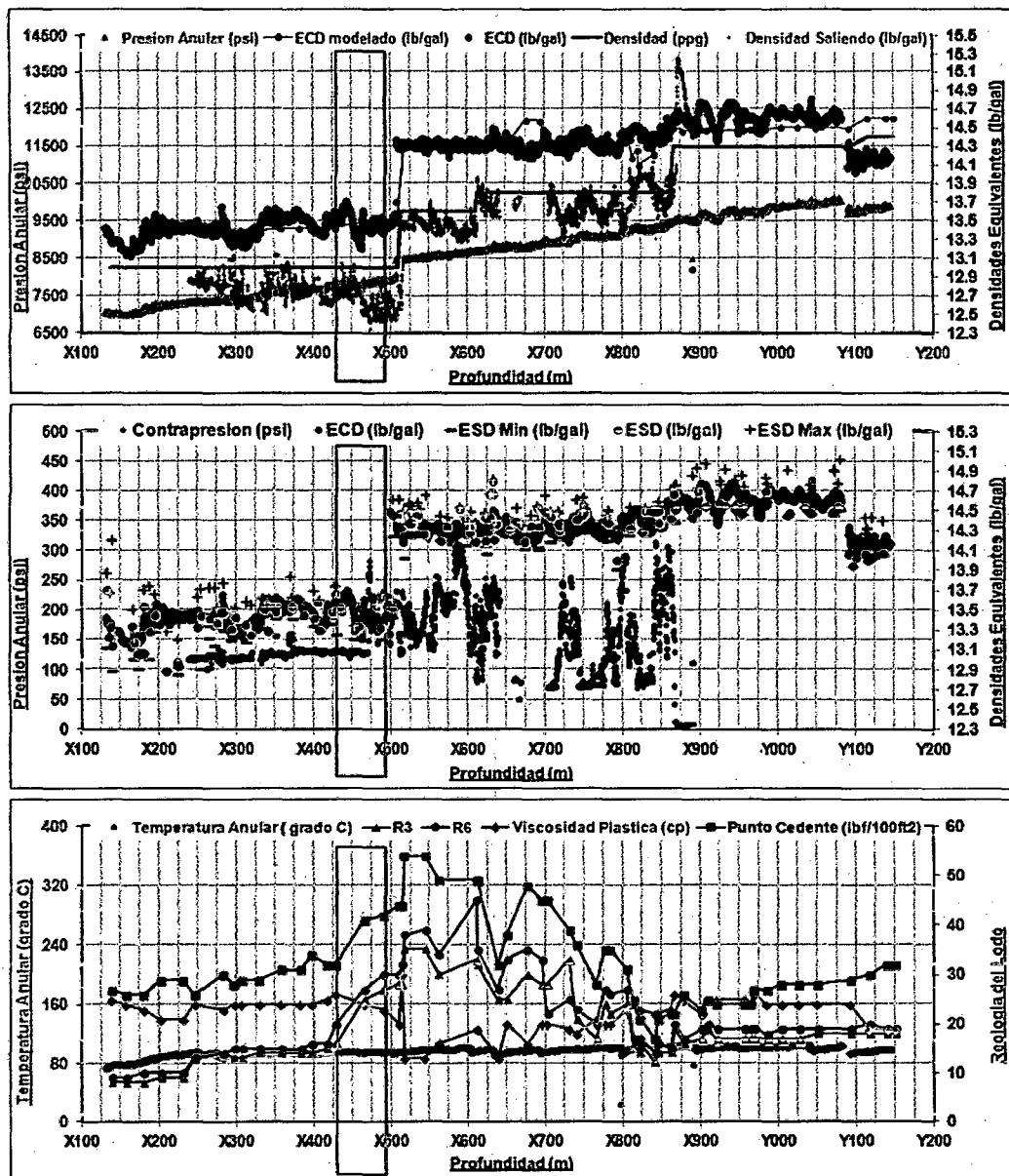


Figura 6.1.2. Gráfica en profundidad mostrando la variación de las densidades, ECD y propiedades de lodo durante la perforación de la sección.

El intervalo en tiempo cubierto en la figura anterior (Figura 6.1.1) está indicado en el recuadro verde. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Una vez se incrementó la contrapresión por encima de 130psi a partir de las 16:30, se consigue incrementar y estabilizar los ECD (Figura 6.1.1-A desde las 16:30 en adelante). Las contrapresiones a partir de ese momento no son

constantes (debido a la variación de las densidades del lodo y su reología) pero este comportamiento logra menos fluctuaciones en el ECD.

- ❖ Por otra parte, las lecturas de ESD en tiempo real permitieron monitorear la contrapresión durante las conexiones y/o cambios de bombas. De manera general, debido a que durante las conexiones no hay circulación en el sistema, la contrapresión tiene que ser mayor a la usada con circulación para poder generar el mismo equivalente de densidad (esto es 13.45ppg). Esto se puede ver en la Figura 6.1.1-B, en donde a las 04:00 la contrapresión aplicada llega hasta 240psi, mientras que durante la circulación era solamente de 130psi. En consecuencia vemos que el ESD inducido fue de 13.53lb/gal, cercano al 13.45lb/gal deseado.
- ❖ En esta misma gráfica vemos que, aparte del ESD, hay valores de ESD máximo y ESD mínimo asociados a cada valor de ESD. La herramienta LWD es capaz también de entregar estos valores, los cuales dependen de los movimientos de la sarta que se realicen durante las conexiones, y del comportamiento de ciertas propiedades del lodo (como los geles planos, progresivos, etc.). Por ejemplo, para el mismo ESD de 13.53lb/gal en la Figura 6.1.1-B, se tiene que el ESD máximo es de 13.62lb/gal y el ESD mínimo dio 13.47lb/gal. Estos 3 valores cercanos entre sí, se obtuvieron mientras se hacía un cambio de bomba mientras la rotaba la tubería (ver Figura 6.1.1-C). Sin embargo en los datos de ESD siguientes, si se observa una mayor diferencia entre el ESD mínimo, ESD y ESD máximo (13.26, 13.67 y 13.74lb/gal respectivamente). En esta oportunidad, se realizó conexión y la sarta fue recíprocada en un grado mayor (ver posición del bloque en la Figura 6.1.1-C). Mientras se tenían las densidades de lodo más bajas, el ESD mostró igualmente valores bajos, indicando que incluso con contrapresiones comparativamente más altas (hasta 330psi) se obtuvieron ESD menores: 13.2, 13.34 y 13.53ppg respectivamente (Figura 6.1.1-B). Esta fue también

una de las razones para usar el ESD y afinar de esta forma las contrapresiones.

Aporte del ECD y ESD en trabajos de “manejo de presiones durante la perforación”.

- ❖ Las lecturas de ECD y ESD permiten una verificación y un afinamiento de las contrapresiones aplicadas en el anular cuando se emplea el sistema de “manejo de presiones durante la perforación”.
- ❖ Esto cobra mayor importancia en situaciones donde además se tiene un lodo heterogéneo, debido a la incertidumbre de tener densidades equivalentes (dinámicas y/o estáticas) por debajo o por encima de la presión de poro. En consecuencia, esto deriva además en un mal cálculo de la densidad para controlar el influjo, si este se da.
- ❖ El ECD y el ESD se convierten en nuestros ojos en el espacio anular durante la perforación. Cada cambio en la tendencia de su curva tiene un significado que nos puede dar una alerta temprana de posibles situaciones adversas. Una ventaja singular sobre otros sensores de superficie (como el de la densidad de salida) es su ubicación, en el fondo del hoyo.

6.2 Uso del ECD para detectar pérdidas de circulación durante la perforación.

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo 2	ECD normal de perforación	14 lb/gal
Sección	8 ½ pulgadas	Densidad de lodo	12.5 lb/gal
Último zapato revestidor	9 5/8 pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Longitud del hoyo abierto	234 pies	Tipo de lodo	Polimérico
Geometría de la sección	Tangente + caída de ángulo		
Geometría del pozo	S modificado		
Máxima inclinación	60 grados		

Contexto del evento

- ❖ El objetivo de la sección fue alcanzar los reservorios de interés, conformados principalmente por arenas de alta permeabilidad. Antes de alcanzar este intervalo productivo, se perfora –en la misma sección– un intervalo constituido por lutitas y algunos intervalos arcillosos. Estas lutitas se caracterizan por tener presiones de poro anormales, acompañadas de una alta inestabilidad mecánica.
- ❖ Debido al conjunto de perforación, es necesario realizar deslizamientos periódicos para cumplir con el plan direccional, el cual consiste en mantener una tangente de 60 grados –los primeros 500 pies de la sección– y luego disminuir la inclinación hasta los 30 grados (dirección del pozo constante en todo su trayecto).
- ❖ Según pozos aledaños, no se han observado eventos de pérdida de circulación en la formación/sección a lo largo del tramo arcilloso-lutítico.

Descripción del evento.

- ❖ Como parte de las operaciones planeadas para la perforación de la sección, se continuó bajando el segundo conjunto de perforación de la sección. Se rimó la última parada con 430gpm, 25rpm y presión 1750psi. Se continuó trabajando la última parada mientras se circulaba una píldora viscosa de limpieza (30bbl con fibra). Se aseguró zarandas limpias. El ECD máximo durante la circulación fue de 14.74ppg, terminando al final de esta en 13.55ppg.
- ❖ Se reinició la perforación (deslizándolo y rotándolo) con los siguientes parámetros: caudal 455gpm, presión 1935psi, RPM 30rpm, torque 15klb-ft, peso-broca 8klb, ECD 13.5-14.1ppg (ver Figura 6.2.1, a las 09:15). Esta variación en los ECD se debía a que el lodo estaba siendo tratado con 2 centrifugas. Una vez homogenizado el sistema y manteniendo una tasa de penetración de 45pies/h, el ECD se mantuvo en 14ppg.
- ❖ A X202 pies se observó una caída repentina en los valores del ECD (ver Figura 6.2.1-A a las 13:05): las lecturas previas a este evento habían estado muy próximas a 14.1ppg, y cayeron a 13ppg e inmediatamente a 12.6ppg. Debido a este comportamiento, se comunicó inmediatamente al representante de la compañía operadora. Nótese que no se observó ninguna variación significativa en la presión del stand pipe (Figura 6.2.1-B a las 13:05), pero si se vio un aumento repentino en la ROP, de 35ft/h a 140ft/h (Figura 6.2.1-D).
- ❖ A la profundidad de X225 pies se detuvo la perforación, se levantó la tubería y se solicitó verificar el nivel de los tanques de lodo, encontrándose una pérdida de 200bbl (tasa de pérdida: 260bbl/h). Se realizó una prueba estática por 15 minutos, confirmándose pozo estable.
- ❖ Bajo estas circunstancias, se decidió sacar la tubería hasta el zapato para preparar una píldora con material de control de pérdidas (Figura 6.2.1-D, a las 14:25). No se observaron inconvenientes durante el viaje. Una vez cerca

al fondo, se bombeó 60bbl de material de control de pérdida a 200gpm y con una concentración de 20lb/barril. Durante este momento se perdieron otros 40bbl a una tasa de 60bbl/h. Finalmente, se preparó una segunda píldora con material de control de pérdida.

Análisis y diagnóstico.

- ❖ El aumento súbito de la tasa de penetración en los últimos 23 pies, de alguna forma anunciaba condiciones de formación diferentes, pero este signo no fue interpretado debidamente por el perforador, y éste sólo acertó a bajar el peso aplicado en la broca (Figura 6.2.1-D, 13:00). La única alerta al evento se dio por la marcada variación en las lecturas del ECD; la presión no tuvo mayor variación, quizá debido a que el diferencial del motor enmascaró su verdadera tendencia (diferencial aplicado en ese momento: 100psi).
- ❖ Por otro lado, el nivel de los tanques activos durante ese momento pasó desapercibido en el resto de áreas (lodos, geología, equipo de perforación).
- ❖ En la Figura 6.2.1-A se ha graficado tanto el ECD como la presión anular; esta última es obtenida físicamente por el sensor de presión anular en el fondo, y es usada en la fórmula (i) para obtener la ECD:

$$ECD \frac{(lb / gal)}{0.052 \times Pr ofundidad Vertical(ft)} = \frac{[Pr esion_{lodo} + Pr esion_{solidos} + Pr esion_{indeseables}] + Pr esion_{friccion}}{0.052 \times Pr ofundidad Vertical(ft)} \quad (i)$$

Arreglando la ecuación convenientemente para nuestro caso específico, tenemos:

$$ECD = \frac{Pr esion Estatica Anular + Caída de Pr esion Anular}{0.052 \times Pr ofundidad Vertical} \quad (ii)$$

$$ECD = \frac{\text{Presión Anular (psi)}}{0.052 \times \text{Profundidad Vertical}} \quad (\text{iii})$$

De esta forma, cada lectura de presión anular tiene asociada un valor de ECD según la ecuación (iii).

En nuestro caso particular, vemos que la presión anular cae 366psi durante el evento de pérdidas (Figura 6.2.1-A, a las 13:35), que implica una caída en el ECD de 1.5ppg. Naturalmente, la medición de la presión anular es más sensible que la presión de perforación, y por su naturaleza, es una medición dedicada a los cambios existentes en el anular; de ahí el valor de este parámetro.

- ❖ Las lecturas de ECD experimentadas momentos antes de las pérdidas no presentaron picos que sugieran una inducción de fractura en la formación. De hecho, se puede observar algunas lecturas cercanas a 14.1ppg mucho antes de observarse dichas pérdidas. Esto sugiere que el evento se dio específicamente al exponer la formación a X202 pies, posiblemente debido a la existencia de una falla o debido a una fractura natural conductiva.

Valor del ECD en la detección de pérdidas en tiempo real.

- ❖ Las lecturas de ECD proporcionaron un claro síntoma de condiciones diferentes en el anular durante la perforación. En general, esta medición se convierte en una poderosa herramienta para detectar posibles condiciones anormales en el anular; en este caso, se pudo detectar a tiempo pérdidas de circulación, que en otras circunstancias pudieron haber derivado en un posible colapso de las paredes del hoyo, o en un influjo (si es que en algún momento, la presión de poro superaba la presión ejercida por la columna de lodo remanente), y en última instancia, en un posible reventón.

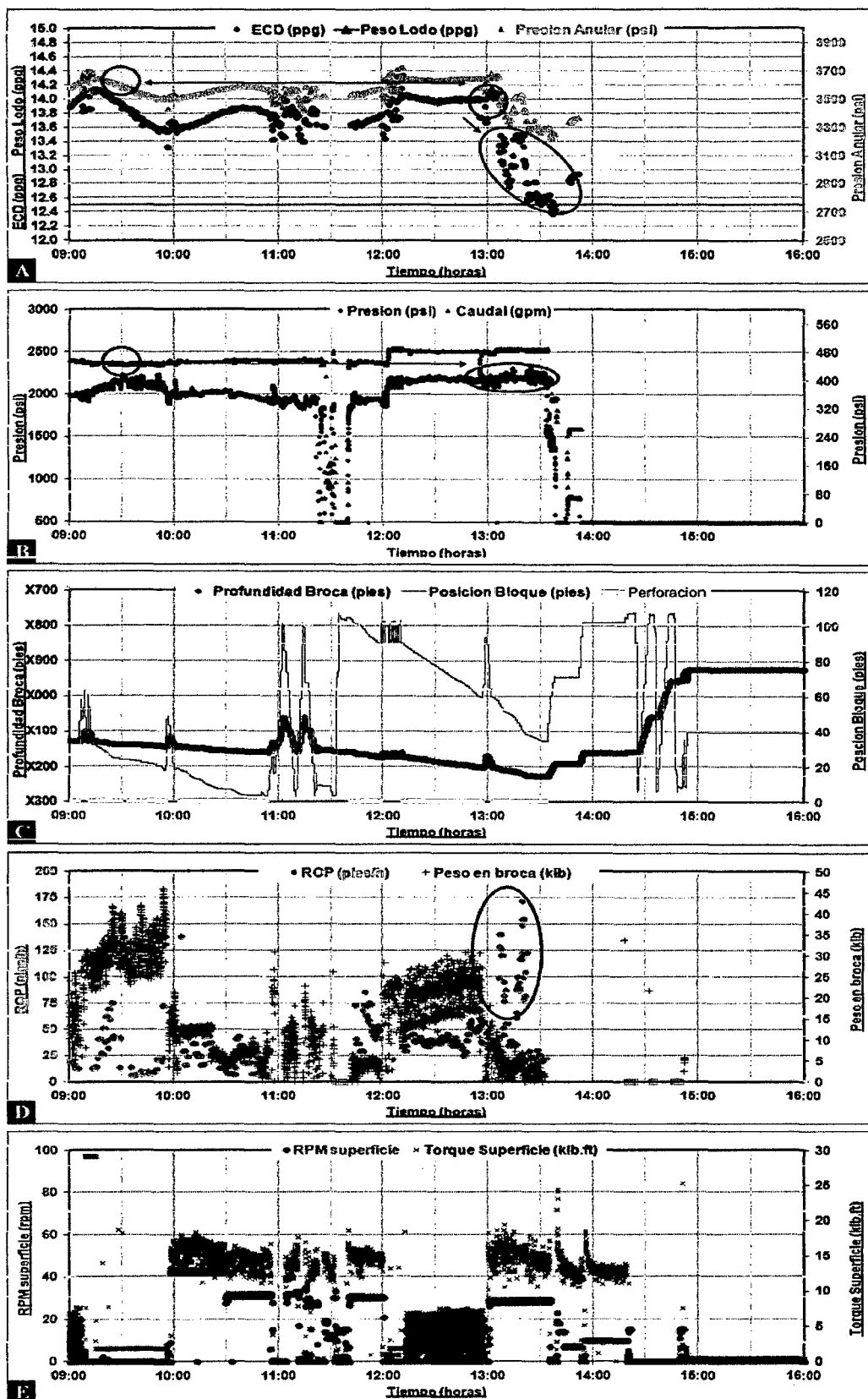


Figura 6.2.1. Gráfica en tiempo mostrando el evento de pérdida de circulación, detectas con mediciones de ECD en tiempo real.

Si bien existen métodos convencionales en superficie para detectar una pérdida de circulación, el valor agregado del ECD radica en su naturaleza de información permanente de fondo. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

6.3 Detección de influjos de formación con mediciones de ECD en tiempo

real.

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo 3	Densidad de lodo	11.5 lb/gal
Sección	17 ½ pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Último zapato revestidor	20 pulgadas	Tipo de lodo	Polimérico
Longitud del hoyo abierto	1643 m		
Exposición del hoyo	165.2 horas		
Tiempo desde último viaje	20.3 horas		
Geometría de la sección	Vertical		
Geometría del pozo	Vertical		

Contexto del evento

- ❖ La sección de 17 ½" se caracteriza por una marcada presencia de intercalaciones, entre arenas, arcillas y limolitas. La solubilidad máxima de dichas arcillas se observó en 30%.
- ❖ La densidad del lodo fue incrementada gradualmente (según plan) para mantener la estabilidad de la formación según la ventana de lodo realizada en la etapa de planeamiento.
- ❖ Hasta el momento del evento, no se había observado eventos de influjos en la sección (el viaje de limpieza anterior fue realizado con normalidad). Sin embargo, este riesgo se esperaba en la próxima sección a perforar.

Descripción del evento

- ❖ A la profundidad de X908m se realizó el segundo viaje de limpieza planeado. Se sacó alrededor de 1033m de tubería (no se llegó al zapato).

- ❖ La velocidad máxima de sacada durante esta maniobra fue de 1500m/h, y según los cálculos, el equivalente de densidad en el fondo estaba por encima de la presión de poro (esto es, dentro de condiciones seguras). El desplazamiento de volúmenes durante el viaje de sacada reveló condiciones normales.
- ❖ Se observaron restricciones debidas a hinchamiento de arcillas en el nuevo tramo perforado, y escalones en el intervalo antiguo. La mayoría de estas restricciones fueron pasadas con una menor velocidad de sacada (sin circulación) y otras pocas mediante backreaming (rotación + circulación). Las velocidades durante un viaje sacando suelen estar asociadas a un suabeo de la formación, y estos a su vez a posibles influjos de formación.

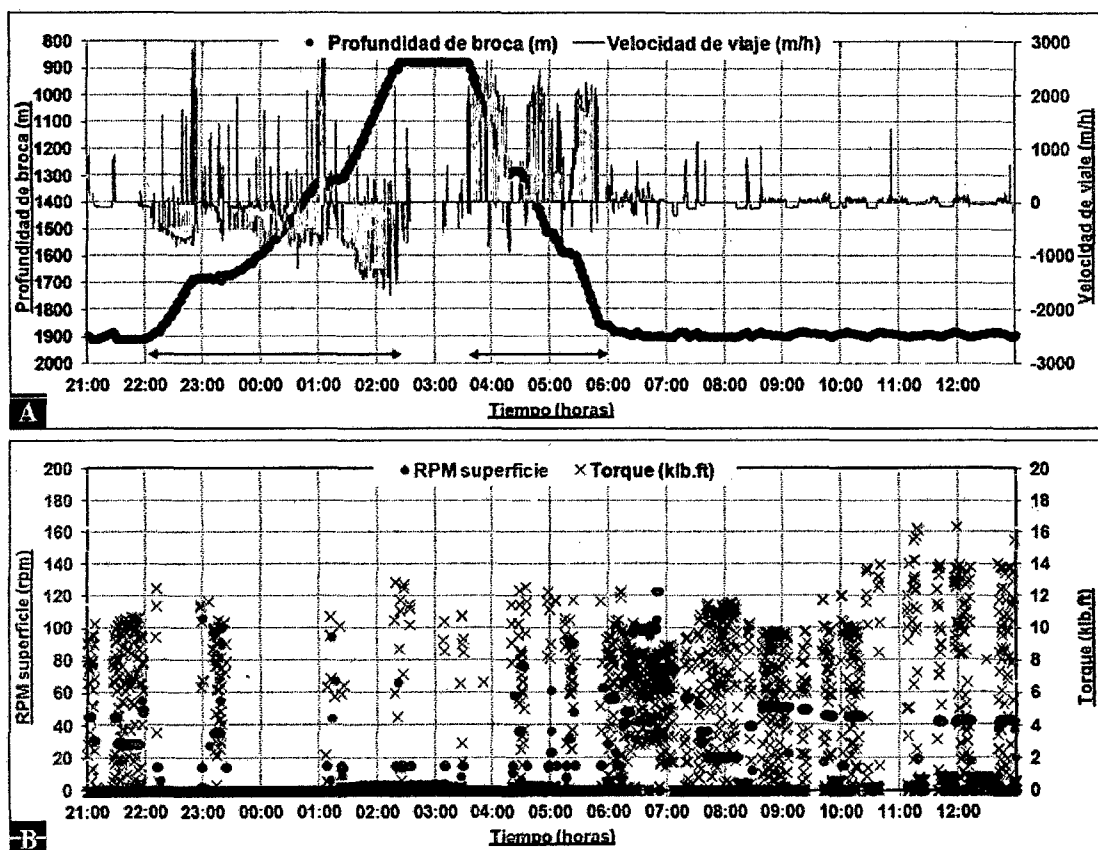


Figura 6.3.1. Gráfica en tiempo mostrando el evento de influjo detectado a las

La curva celeste (figura A) viene a ser la velocidad de viaje, siendo positiva cuando se baja la tubería, y negativa cuando se saca la misma. Desde las 22:00 hasta las 02:30 se realizó la maniobra de sacada, con velocidades entre 700 y 1500m/h aproximadamente, que constituyen velocidades normales de viaje, y además dentro de niveles seguros con respecto a la ventana de lodo. La figura B muestra los trabajos de rotación que se tuvo que

realizar para pasar algunas restricciones. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ La maniobra de retorno al fondo tuvo una mejor respuesta, con muy pocas restricciones debido a intercalaciones. Por precaución, se circuló las dos últimas paradas.
- ❖ A las 06:00 aproximadamente, se observó una disminución en el ECD de 0.2ppg, de 11.7 a 11.4ppg (ver Figura 6.3.2-A). No se notó mayor cambio en la presión (con 950gpm de caudal se observó la misma presión –2400psi– antes del viaje y durante esta circulación, ver presiones a las 22:00 y a las 06:00). En estas circunstancias, se da la alerta al representante de la compañía operadora.
- ❖ Durante la repasada con la última parada, se continuó viendo una tendencia de disminución en el ECD (hasta 11.4ppg, ver Figura 6.3.2-A a las 06:35). Al revisar el sistema de lodo en superficie, se detectó una ganancia en el volumen de los tanques de 11 barriles. Se realizó un chequeo de flujo por 15 minutos, el cual dio una ganancia de 2bbl/h.
- ❖ Paralelamente, se detectó un peso de lodo saliendo de 10.5ppg, una disminución en los cloruros de 1800 a 1000ppm, y un aumento en el filtrado de 5.8 a 8 cc/30min. No se observaron cavings durante este intervalo de tiempo.
- ❖ Este cambio en el sistema del lodo confirmó un influjo de agua de formación. El volumen de ganancia total fue de 19 barriles.
- ❖ Se procedió a adicionar barita al sistema para aumentar la densidad del lodo de 11.5ppg (original) a 11.7ppg. La subida en el ECD a partir de las 08:30 es debido al incremento en la densidad del lodo como acción de mitigación.

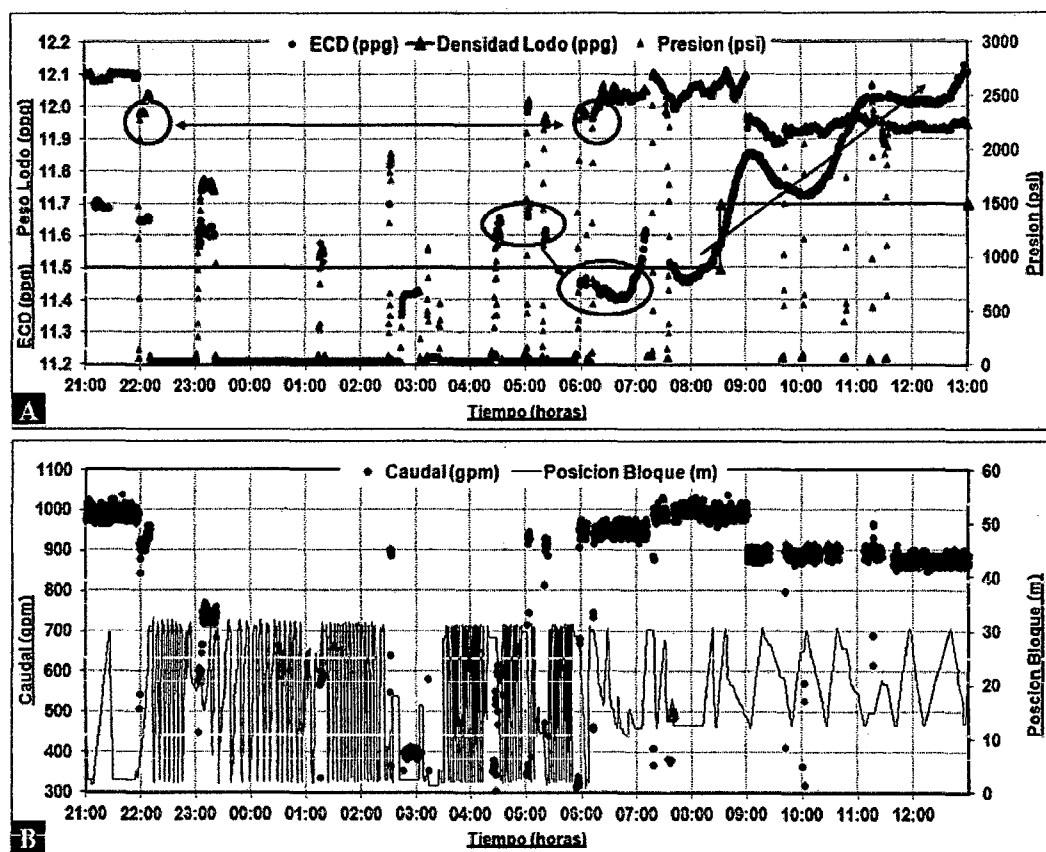


Figura 6.3.2. Gráfica en tiempo mostrando el comportamiento del ECD y la presión durante el influjo observado a las 06:00.

Antes del viaje vemos que con un caudal de 950gpm se tuvo una presión de 2500psi y un ECD de 11.65ppg (22:00). A una parada del fondo se observó una clara disminución en el ECD, hasta 11.4ppg (06:35) con el mismo caudal de 950gpm; nótese que a las 05:00 aproximadamente se observó un ECD de 11.6ppg con tan solo 930gpm. La presión, sin embargo, no sufrió ningún cambio notable, según se puede ver 2500psi a las 06:00. Inmediatamente después, se detectó una ganancia física en los tanques de lodo. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Análisis y diagnóstico.

- ❖ La variación de la densidad del lodo y del contenido de cloruros del lodo se debió, evidentemente, a un influjo de agua dulce.
- ❖ Es importante mencionar que la ganancia en volumen pasó desapercibida por el control que se realiza al tanque de viaje, y sólo fue observada una vez se reportó el comportamiento del ECD.
- ❖ Es interesante ver en la Figura 6.3.2-A que alrededor de las 05:00 el ECD tenía valores normales cuando se circuló a 400m del fondo. Esto sugiere que

el influjo se había dado por debajo de esa profundidad, y es por eso que el sensor del ECD no vio algún cambio.

- ❖ Si bien una disminución en el ECD puede tener varias causas, en este caso en particular las lecturas bajaron repentinamente durante el viaje y por debajo de la tendencia normal observada, lo cual descarta un posible efecto de la limpieza del anular. Ciertamente, es común que las primeras lecturas de ECD –luego de un viaje– sean relativamente altas, debido al arrastre de sólidos en el anular, y que vayan disminuyendo gradualmente con la circulación; el caso contrario obedecería a otras razones. Por otro lado, se descarta también el efecto del caudal, según los caudales y ECD usados y obtenidos a las 05:00.

Aporte del ECD en tiempo real en el monitoreo de posibles influjos.

- ❖ En el caso general, la detección temprana de un influjo nos permite controlarlo de una forma más rápida, pero sobre todo, de una forma más segura.
- ❖ En el caso particular, si bien el influjo no generó un descontrol de presiones, sí permitió mostrar la utilidad del ECD en tiempo real, al detectar condiciones anormales en el anular. En cierta forma, este parámetro constituye también una medición complementaria al desplazamiento de volúmenes, que en este caso no pudo detectar el influjo antes que las lecturas de ECD.
- ❖ El ECD en tiempo real ha demostrado ser un parámetro muy sensible y a la vez muy eficiente en detectar cambio de condiciones en el anular.

6.4 Uso del ECD para la gestión de la limpieza del hoyo en la sección

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo 4	Densidad de lodo	9.5-10.8 lb/gal
Sección	16 pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Zapato revestidor	20 pulgadas	Tipo de lodo	Polimérico
Longitud del hoyo abierto	1646 m		
Geometría de la sección	Construcción y tangente		
Geometría del pozo	3-D		
Máxima Inclinación	23 grados		

Contexto del evento

- ❖ La sección de 16 pulgadas se caracteriza por presentar tasas de penetración relativamente altas en gran parte de la sección, con una disminución relativa hacia el final de la misma. La formación es intercalada con arcillas altamente reactivas.
- ❖ Eventos de obstrucción del anular por irrupción de arcillas en superficie son eventos recurrentes en la sección (el lodo base agua acentúa el efecto de hinchamiento de las arcillas). La incorporación de sólidos reactivos es alta, por lo que el uso de centrifugas y tratamientos de deshidratación y dilución son práctica común en la sección.
- ❖ El riesgo de falta de limpieza es alto, por lo que los viajes de acondicionamiento y las píldoras de limpieza son prácticas bien establecidas.
- ❖ La introducción de mediciones de ECD (densidad de circulación equivalente) supone una optimización de la perforación desde el punto de vista de mejores condiciones de limpieza en el anular.
- ❖ Estas dos lecturas ayudan a detectar un posible déficit en la limpieza del hoyo y, particularmente, optimizan los tiempo de circulación –sin sacrificar la

ROP- que de otra manera no podrían ser deducidos sin una medición de fondo.

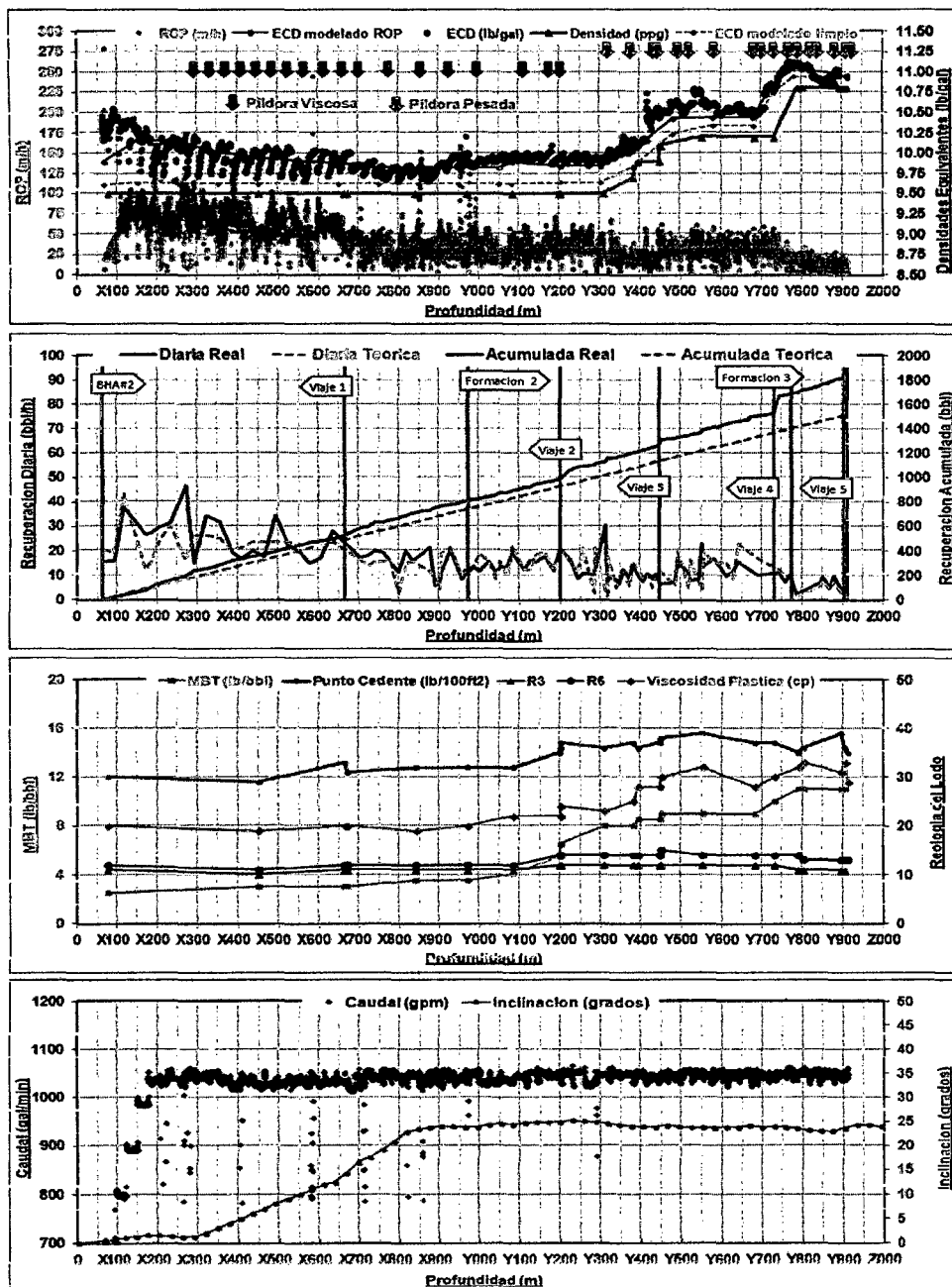


Figura 6.4.1. Gráfica en profundidad mostrando el comportamiento del ECD junto a parámetros de referencia.

Para fines de evaluación, el ROP, los ECD calculados, y la recuperación de sólidos permiten demostrar el valor agregado del ECD. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Descripción del evento

- ❖ La sección se inició con una densidad de lodo de 9.5lb/gal y fue incrementada hasta 10.8 lb/gal siguiendo el plan para mantener la estabilidad de la formación.
- ❖ El caudal de perforación fue de 1060gal/min para optimizar la limpieza del hoyo, y RPM de 75 a 85rpm (motor de fondo en el conjunto de perforación).
- ❖ Las paradas perforadas se repasaron entre 2 y 3, dependiendo de las lecturas de ECD en tiempo real. Las píldoras se consideraron para ayudar la limpieza del anular (ver las estrellas en la Figura 6.4.1-B) y estuvieron en función a las tendencias de ECD.
- ❖ Se tuvieron 2 eventos de irrupción de arcilla en superficie, ambos anticipados por el ECD. La Figura 6.4.2 muestra la ocurrida a Y318m, en la cual las lecturas ECD muestran un claro aumento de 9.9 a 11.4lb/gal durante el trabajo de rimado antes de conexión. Debido a este comportamiento, se decidió continuar circulando antes de realizar la conexión.
- ❖ La sección fue culminada sin mayores problemas de limpieza.

Análisis y diagnóstico.

- ❖ El comportamiento del ECD en la sección ha estado en función de la carga en el anular (debido a las tasas de penetración), densidad de lodo (incrementado a partir de Y310m) y debido a la incorporación de sólidos en el sistema de lodo (ver Figura 6.4.1-A). El caudal en este caso no tuvo mayor efecto debido a que fue constante para toda la sección.

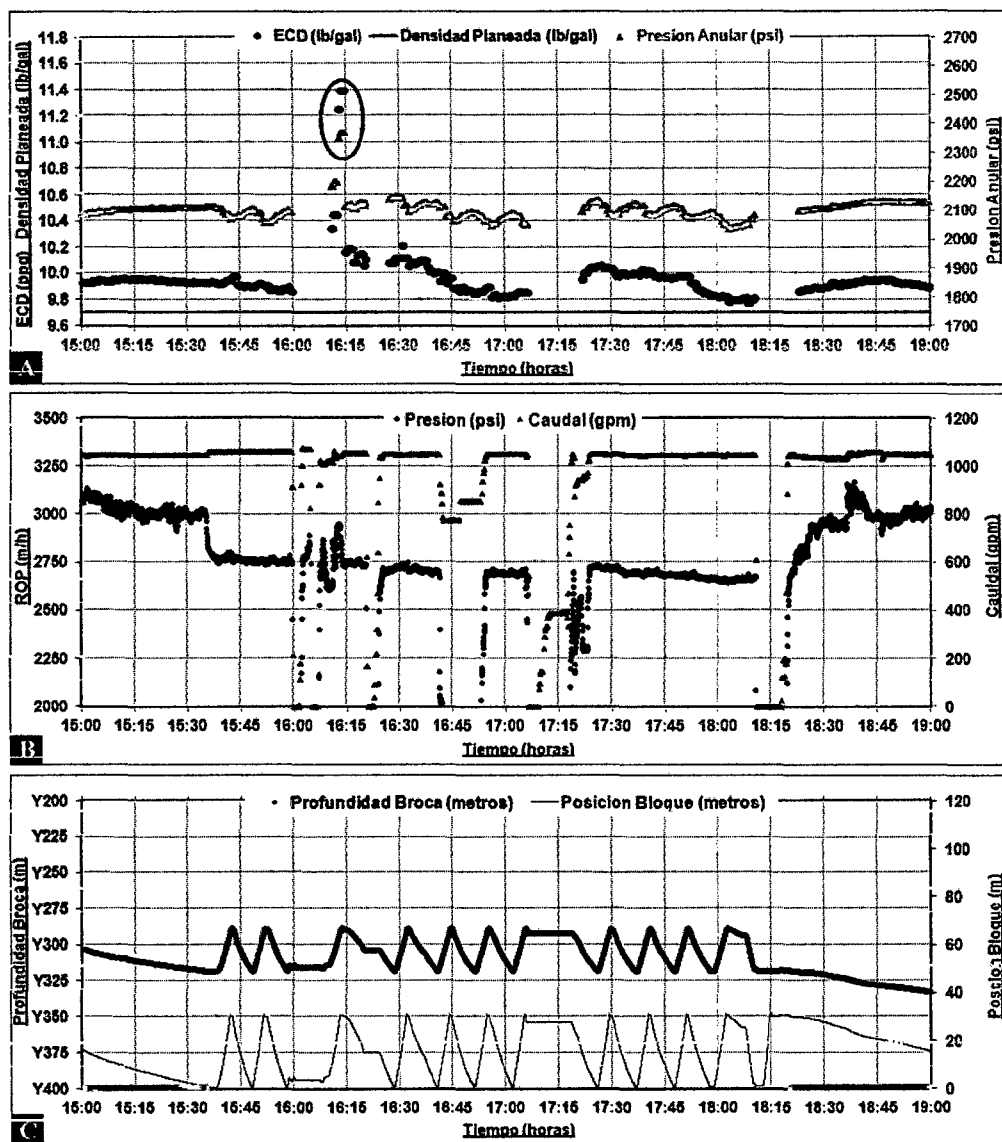


Figura 6.4.2. Gráfica mostrando el comportamiento de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD) previa conexión a y318m.

El incremento claro en sus lecturas sirvió para decidir seguir circulando con una píldora pesada para limpiar el anular. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Obsérvese que desde el inicio de la sección hasta los 700m las tasas de penetración estuvieron alrededor de 80 a 100 m/h, con ECD variables (de 9.65 a 10.4lb/gal, ver Figura 6.4.1-A), pero con una tendencia a regresar a su valor limpio cada 30m. Esto se debe a la circulación realizada al terminar de perforar cada parada, que ayudó a transportar los sólidos a superficie. En este caso las lecturas de ECD permitieron establecer el tiempo de circulación

necesario para bajar el ECD de su valor más alto (10.4 lb/gal) hasta aproximarse al valor teórico de ECD limpio (9.65 lb/gal).

- ❖ A partir de los X700m hasta los Y310m, las tendencias del ECD empiezan a cambiar, con valores menos variables (ver Figura 6.4.1-A). Esto coincide con las menores tasas de penetración observadas en este intervalo. Además, a partir de este intervalo ya no es posible bajar los ECD hasta los valores limpios. Esto se debe a la incorporación de sólidos en el sistema debido a las arcillas reactivas, visto a través de el MBT (Figura 6.4.1-C).
- ❖ A partir de Y310m se inicia el incremento de la densidad de lodo. Esto puede ser confirmado por las lecturas de ECD (tendencia a subir).
- ❖ A partir Y775m se perfora una formación distinta, más dura y con solubilidades más bajas. Vemos que el comportamiento del ECD se aproxima más a los valores limpios y con ROP.
- ❖ Utilicemos ahora la recuperación de sólidos en zarandas. Nótese como los ECD son más variables (9.7 a 10.4lb/gal) cuando la diferencia entre la recuperación teórica y la real (Figura 6.4.1-C) difiere significativamente desde el inicio de la sección hasta los X900m aproximadamente (ver Figura 6.4.1-B), y coincide además con los ROP más altos de la sección. A partir de X900m se observa ECD más estables, reflejado en una menor diferencia entre la recuperación teórica y la real. En este intervalo, la tasa de penetración bajó a 30m/h en promedio (ver Figura 6.4.1).
- ❖ Las píldoras de limpieza consideradas en la sección, ciertamente influyen en las tendencias del ECD, primero por su característica intrínseca de acarreo de sólidos, pero también por su naturaleza, como el caso de la píldora pesada.

Valor del ECD en tiempo real.

- ❖ El ECD constituye una medición que tiene la ventaja de ser una medida de fondo y en tiempo real. Los modelos de limpieza del hoyo existen, pero al igual que muchos modelos, no pueden tomar simultáneamente en cuenta todos los factores que inciden en este fenómeno, como la rotación de la sarta, excentricidad del hoyo, geometría irregular, etc.
- ❖ Este evento muestra que en ocasiones la presión en la tubería parada no constituye un referente infalible en la limpieza del hoyo. Muchas veces, el diferencial de presión aplicado (motor de fondo) enmascara la verdadera tendencia de la presión.

6.5 Detección y/o confirmación de lavado de la tubería con el uso de la turbina de la herramienta MWD.

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo 5	Densidad de lodo	9.0 lb/gal
Sección	8 ½ pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Último zapato revestidor	9 5/8 pulgadas	Tipo de lodo	Klashield KS
Longitud del hoyo abierto	641 m		
Exposición del hoyo	282 horas		
Tiempo desde último viaje	32 horas		
Geometría de la sección	Tangente		
Geometría del pozo	Tipo J		
Máxima inciación	62 grados		

Contexto del evento.

- ❖ La sección de 8 ½" se caracteriza por comprender formaciones duras y abrasivas, así como presentar tasas de penetración relativamente bajas.
- ❖ Algunos tramos de la sección presentan torques altos y erráticos, siendo reflejados frecuentemente en valores de traba-destraba severo, choques, impactos de fondo y vibraciones en general. Todo esto, como es de esperar, afecta a la tubería y al conjunto de perforación con fatigas focalizadas y momentos de inflexión.
- ❖ Para un mejor performance de la perforación, se consideró un motor de fondo en esta sección para impartir mayor rotación a la broca. El evento se observó luego de perforar 641m de sección, y el intervalo en cuestión constituye el de avance más lento. En esta sección suele usarse un sistema de perforación semi-automática, de acuerdo a los requerimientos del cliente.

- ❖ Bajo estas circunstancias, los valores de la turbina del MWD constituyeron un parámetro de suma importancia.

Descripción del evento

- ❖ Se armó el conjunto direccional y se bajó el mismo para continuar perforando la sección.
- ❖ La configuración incluyó una broca PDC, un motor de fondo (principalmente para optimizar el ROP) y un PowerDrive (herramienta con sistema de direccionamiento rotario).
- ❖ Se procedió en hoyo abierto, se corrigieron algunas restricciones (algunas acompañadas con picos de torque) y se reinició la perforación con ROP de 2m/h a través de chert y calizas (ver Figura 6.5.1-D a las 23:30).
- ❖ A la profundidad de X487m (a las 02:00, luego de 2.75h de perforación) se observó una disminución en las revoluciones de la turbina MWD (ver Figura 6.5.1-A, según la hora citada). La lectura normal de este parámetro era de 3400rpm con 450gpm (caudal usado para toda la sección, ver Figura 6.5.1-B); pero luego de 30 minutos de monitoreo, las turbinas bajaron a 3007rpm con el mismo caudal (es decir, 393rpm de diferencia, ver Figura 6.5.1-A a las 02:30). Durante este lapso, no se observó mayor cambio en la presión con la broca en el fondo.
- ❖ A la profundidad de X490m, se decidió levantar la tubería para chequear la presión fuera de fondo, dando 1940psi (al iniciar la parada, la presión fuera de fondo estaba en 2170psi con el mismo caudal de 450gpm, es decir 230psi de diferencia). Se revisó el sistema de circulación de superficie, así como las condiciones del lodo, observando condiciones normales (ver Figura 6.5.1-A a las 03:30).

- ❖ Se decidió sacar la sarta para identificar un posible lavado de la tubería. Luego de sacar 194m de tubería, se encontró un orificio en el cuerpo de un drill pipe. Se reemplazó el tubo y se chequeó con circulación presiones y lecturas de la turbina MWD, comprobando condiciones normales (ver Figura 6.5.1-A a las 04:30).
- ❖ Se bajó la sarta para continuar con la perforación de la sección.

Análisis y diagnóstico

- ❖ Al margen de la causa del lavado de la tubería, es evidente que un poco antes de las 02:00 el valor de la turbina MWD empezó a disminuir a una tasa de 8 revoluciones por minuto. Nótese además que esto no fue advertido por el manómetro de presión de la tubería parada: en la Figura 6.5.1-A, de 02:00 a 02:30, mientras los valores de la turbina MWD disminuyen, la presión no reflejó esta misma tendencia; es más, hay un incremento puntual, probablemente debido a un cambio litológico, tal como puede ser observado en el ROP y en el torque, Figura 6.5.1-D a las 02:30 (no se cambiaron las RPM ni el peso en la broca).
- ❖ Al trabajar con un diferencial de presión, el motor de fondo enmascara, en ciertas ocasiones, posibles variaciones de presión ajenas al efecto del mismo. Esto suele verse, por ejemplo, en aplicaciones de perforación semi-automática, cuando se define un diferencial de presión específico constante para la perforación.
- ❖ Sin embargo, a raíz del comportamiento de las revoluciones de la turbina, se decidió detener la perforación y levantar la sarta para evaluar la presión fuera de fondo (es decir, sin el efecto del diferencial del motor). Es aquí en donde se demuestra un cambio de condiciones en el sistema de circulación y la consecuente acción de detectar el origen de este cambio de presiones

(muchas veces una disminución de la presión no implica necesariamente un lavado de la tubería).

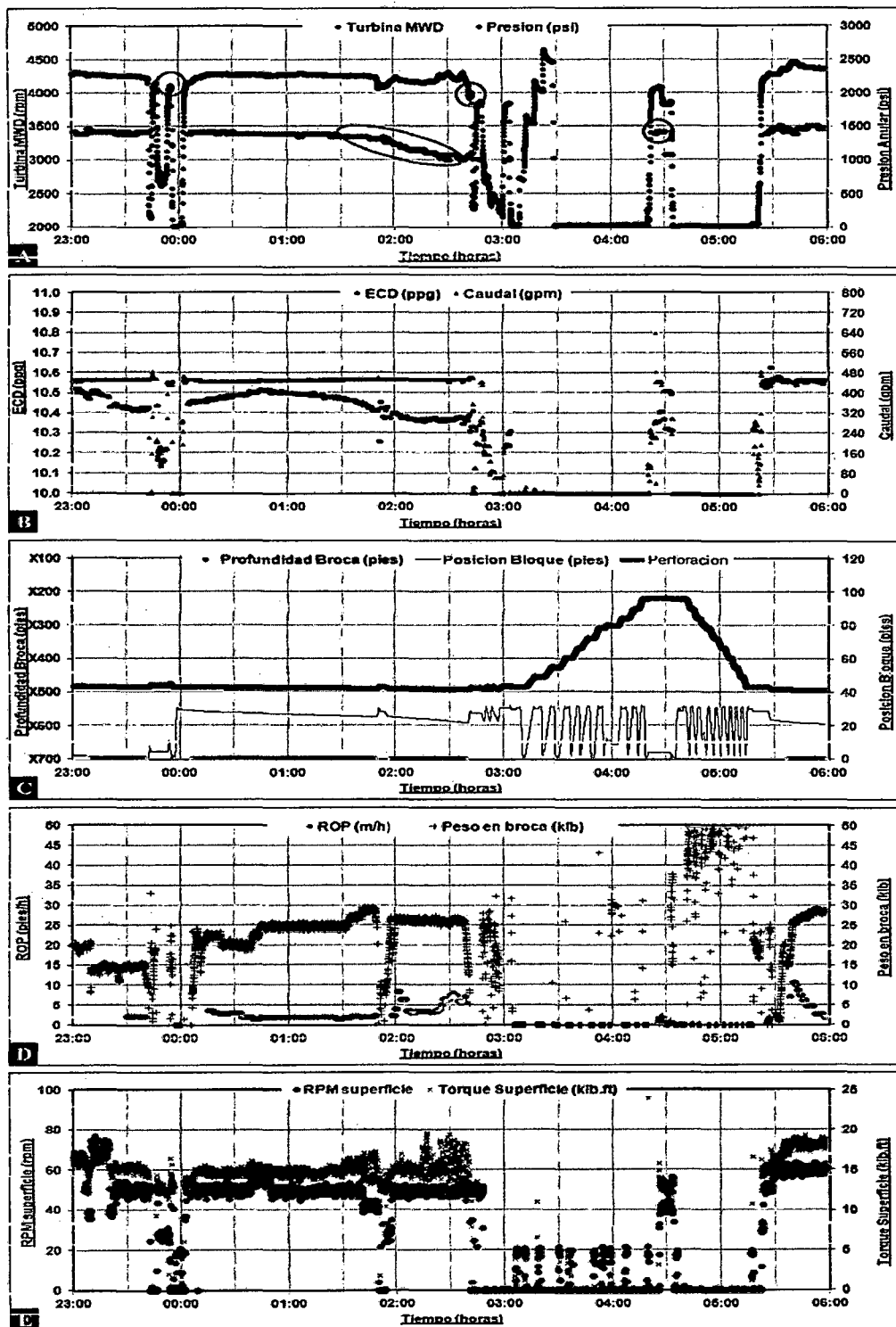


Figura 6.5.1. Gráfica en tiempo mostrando la detección de un lavado de tubería mediante el uso de la turbina de la herramienta MWD.

Estando con la broca en fondo, el diferencial del motor enmascara la reducción de la presión. Sin embargo, se ve una caída consistente en el valor de las revoluciones de la turbina MWD, desde las 02:00 hasta un poco después de las 02:30. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Luego de descartar factores de superficie, se sacó la sarta y se ubicó el lavado. Aquí, al circular y evaluar las presiones, se vuelve a utilizar las turbinas MWD para comprobar la presencia de algún lavado de la sarta adicional. En nuestro caso, la turbina dio valores normales, 3430rpm (Figura 6.5.1-A a las 04:30).



Figura 6.5.2. Detección del lavado de la tubería.

El lavado fue encontrado justo detrás de un protector de tubería. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Turbinas del MWD como soporte en la detección de lavados de tubería en tiempo real.

- ❖ Muchas veces la presión medida en el stand pipe no es un parámetro infalible en la detección de lavados de tubería. Esto depende mucho de las circunstancias específicas de perforación, como las expuestas en este evento.
- ❖ Paralelamente, las variaciones de presión suelen subestimarse equivocadamente por los distintos factores que la afectan (equipos de superficie, aditivos agregados al sistema de lodo, etc.), que sumados a malas prácticas en el seguimiento de este parámetro (complacencia y/o falta de experiencia), termina en tiempos no productivos, como pérdida del conjunto

de perforación por lavado, operaciones de pesca para recuperar las herramientas dejadas en el hoyo (y consecuentes trabajos de sidetrack), etc.

- ❖ En este sentido, la capacidad de contar con un parámetro distinto a la presión en la detección de posibles lavados de tubería, así como del personal debidamente entrenado para monitorear estas mediciones, constituye una herramienta complementaria importante en la optimización de la perforación.
- ❖ En circunstancias similares de bajo ROP (por efecto litológico), la sarta de perforación podría permanecer en fondo un tiempo considerable, lo que implica un chequeo de la presión fuera de fondo menos constante. En nuestro caso, este hecho habría extendido el tiempo de detección de un posible washout. Los valores de la turbina MWD son útiles tanto en fondo como fuera de fondo, y estos dan un valor agregado a el monitoreo de las mediciones de fondo.
- ❖ Con respecto a las bondades de la turbina MWD, esta es un buena referente cuando el lavado de la tubería se da por encima de la turbina en sí; en el escenario opuesto, este parámetro no podría ser de mucha utilidad, por lo que la presión fuera de fondo sería la única referencia.
- ❖ Los valores de la turbina además suelen ser efectivos en diagnosticar posibles fallas de las bombas de lodo, al variar sus valores por aire en el sistema de lodo, menor capacidad de bombeo, etc. Las anomalías invisibles de una bomba pueden afectar las herramientas de fondo durante la perforación.

6.6 Selección de puntos de casing mediante el empleo de registros de rayos gama natural en tiempo real.

Ficha Informativa			
Nombre del Pozo	Pozo 6	Densidad de lodo Sección 16"	11.8 lb/gal
Sección	16 pulgadas	Densidad de lodo sección 12 ¼"	11 lb/gal
Último zapato revestidor	18 5/8 pulgadas	Sistema de lodo	Base agua
Longitud del hoyo abierto	1200 m	lipo de lodo	Disperso
Geometría de la sección	Tangente	Formaciones asociadas	A, B, C
Geometría del pozo	Tipo J		
Máxima Inclinación	53 grados		

Contexto del evento.

- ❖ La sección de 16" se caracteriza por emplear una densidad de lodo mayor a la usada en la sección inmediata de 12 ¼" (11.8ppg vs. 11ppg respectivamente), principalmente debido a la inestabilidad mecánica que caracteriza a la formación B (intercalaciones entre arcilla, limolita).
- ❖ El punto de casing deseado para la sección en cuestión es pocos metros antes de la formación C (areniscas). Entrar en esta formación implicaría un alto riesgo de pérdidas de lodo y/o pegamiento diferencial, de acuerdo a las lecciones aprendidas en pozos aledaños; de ahí la importancia de una adecuada correlación geológica durante la perforación, lo cual es posible con un registro de rayos gama en tiempo real.

Descripción del evento.

- ❖ De acuerdo a la evaluación petrofísica realizada en pozos aledaños, se ha encontrado un marcador notorio en el registro de rayos gama, que viene a

ser una capa con niveles bajos de grados API, y situado aproximadamente 10m en TVD antes del tope de la formación C.

- ❖ Tomando esta característica litológica, el punto de casing quedaría establecido apenas el sensor de rayos gama registre dicha litología; de esta manera, el zapato quedaría en el último tramo arcilloso de la formación B.

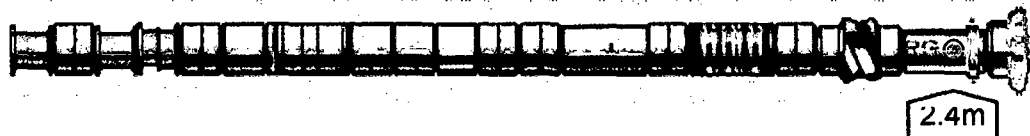


Figura 6.6.1. Ubicación del sensor de rayos gama natural en el conjunto de perforación.

La proximidad del sensor a la broca representa una ventaja en la toma de decisiones durante la perforación. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Efectivamente, el registro de rayos gama mostró a Y205m una disminución en las cuentas, de hasta 95 gAPI, muy consistente con respecto a la tendencia observada en pozos aledaños. Se alertó dicho comportamiento al geólogo y se definió en Y211m el punto de casing.
- ❖ Durante la circulación fondos arriba (por propósitos de limpieza) se confirmó que la muestra a Y205m dio 90% arcilla y 10% limolita, esta última con menos contenido arcilloso (de ahí las lecturas más bajas de rayos gama).
- ❖ De acuerdo a la prognosis actualizada, el tope de la formación C (areniscas) fue estimada a Y225m (a ser confirmada en la sección inmediata). Durante la perforación de la sección de 12 ¼", esta fue encontrada a Y224m.

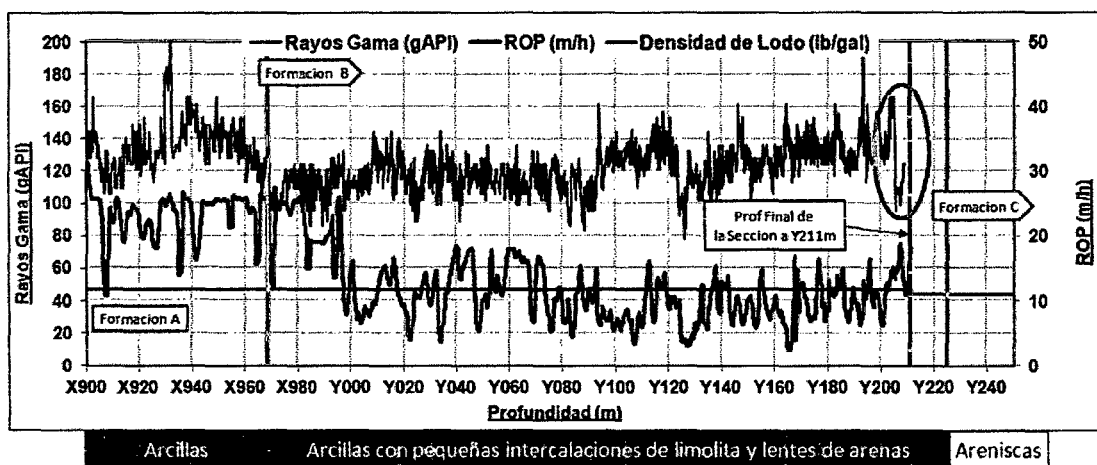


Figura 6.6.2. Data en profundidad mostrando el marcador de rayos gama para definir el punto de casing de la sección de 16".

Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Análisis y Diagnóstico.

- ❖ Un aspecto relevante en la definición de puntos de casing con registros de rayos gama en tiempo real, es la cercanía del sensor a la broca. En nuestro caso particular, este estuvo ubicado a 2.4m, lo que lo hace una medición prácticamente en la broca.
- ❖ Nótese que los tiempos de circulación para confirmación de la muestra litológica de fondo son prácticamente eliminados al usar registros de fondo en tiempo real. Ciertamente, esto es también una optimización de tiempos.
- ❖ El contraste de las densidades de lodo usadas en la sección de 16" y 12 ¼" marca el grado de severidad de posibles pérdidas de circulación y/o pegamiento diferencial. Puesto que la densidad de la sección de 16" depende del grado de inestabilidad mecánica de esa formación, concluimos que el escenario más crítico sería en pozos horizontales. Aquí el protagonismo del registro de rayos gama sería aún más notorio.
- ❖ Un escenario similar se puede tener al perforar una sección con una densidad de lodo menor, comparada al de la sección inmediata. En este caso, los riesgos serían más bien de colapso del hoyo y/o una potencial arremetida de gas.

Aporte de los registros en tiempo real en la perforación de pozos.

- ❖ El empleo de las tecnologías durante la perforación permite, entre otras cosas, realizar un afinamiento en las prognosis geológicas en tiempo real, lo que finalmente se traduce en recortar tiempos operativos de una forma segura, y reducir significativamente riesgos, no necesariamente de origen humano, sino más bien de naturaleza geológica, que inevitablemente existen.
- ❖ El registro de rayos gama en tiempo real no reemplaza al registro litológico, sin embargo, su participación activa y mejor precisión de correlación con pozos aledaños lo hace una medición cada vez mas importante en la perforación.

6.7 Análisis de choques y vibraciones de fondo como herramienta para optimizar el diseño de conjuntos de perforación.

Ficha Informativa	Pozo 7a	Pozo 7b
Diámetro de la sección	12 ¼" x 14 ¾"	12 ¼" x 14 ¾"
Inclinación del la sección	Pozo vertical	Pozo tipo S de baja inclinación, aprox 19deg
Inclinación de la sección	0 grados a 3 grados	Sección inició con 5.7 grados y terminó vertical
Profundidad de la sección	Desde 2727 hasta 3890m (1163m)	Desde 3137 hasta 4150m (1013m)
Formaciones expuestas	Formación I, II y III. Todas marcadamente intercaladas.	Formación I, II y III. Todas marcadamente intercaladas.
Tipo del conjunto de perforación (BHA)	BHA rotario tipo pendular, para perforar y ensanchar simultáneamente.	BHA con sistema de direccionamiento, para perforar y ensanchar simultáneamente. BHA tipo empacado
Características de la broca	5 aletas con cortadores de 19mm en las 6 corridas realizadas	2 brocas de 5 aletas y cortadores de 19mm; 1 broca de 5 aletas y cortadores de 16mm.
Características del under-reamer	3 aletas con cortadores de 13mm (BHA#12) y cortadores de 19mm (BHA#13 y #14)	3 aletas con cortadores de 13mm en todas las corridas.

Tabla comparativa de condiciones operativas entre los Pozos 7a y 7b.

Contexto del evento

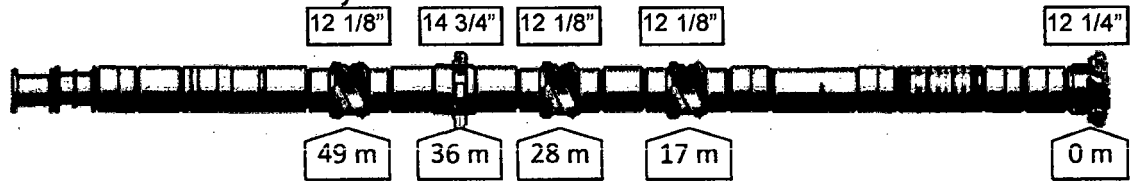
- ❖ La sección de 12 ¼" x 14 ¾" del pozo 7a se caracterizó por tener choques altos, y niveles de vibraciones altos y severos. En consecuencia, se observó un marcado daño en las herramientas de perforación (especialmente en la broca y under-reamer), involucrando además una falla de herramienta.
- ❖ Basado en el performance de esta sección, se recomendó algunos cambios en el diseño del conjunto de perforación, aplicados en el Pozo 7b.
- ❖ Puesto que condiciones de inclinación del hoyo, diámetro de la sección, formaciones expuestas, y adquisición de datos en tiempo real, han permanecido similares en ambos casos, este evento representa un ejemplo de cómo la data de fondo puede usarse para optimizar la perforación de pozos en ese campo específico.

Descripción del evento

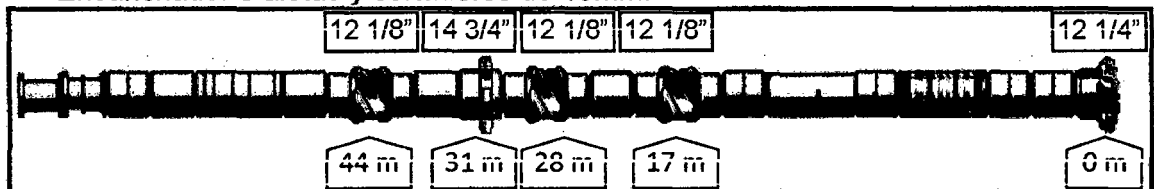
Pozo 7a

- ❖ La sección de 12 ¼" x 14 ¾" del pozo 7a fue perforada con 6 BHAs. La Figura 6.7.1 resume la configuración de estos conjuntos de perforación. De todos estos, nos enfocaremos en los BHA #13 y #14 por tener las mejores condiciones de similitud con respecto al escenario del Pozo 7b.
- ❖ Estos 2 poseen una configuración pendular, al tener el estabilizador inferior a 17m de la broca, y el intermedio a 28m de la misma. La posición del estabilizador intermedio tiene además un propósito de estabilización, debido a la acción de corte del ensanchador. El estabilizador superior completa la función de estabilidad.

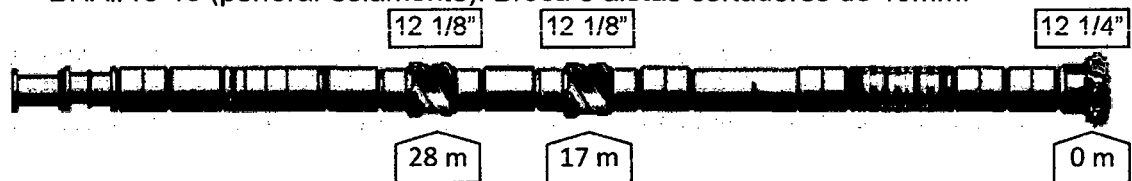
BHA#12 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores de 19mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 13mm.



BHA#13-14 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores de 19mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 19mm.



BHA#15-16 (perforar solamente): Broca 5 aletas cortadores de 19mm.



BHA#17 (perforar y ensanchar, pero sin data en tiempo real): Broca 5 aletas
 cortadores de 19mm / Ensanchador 3 aletas cortadores de 19mm.

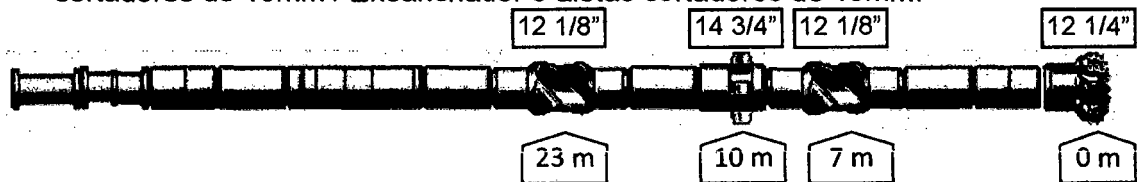


Figura 6.7.1. Configuración de los conjuntos pendulares usados en el Pozo 7a (sección 12 1/4" x 14 3/4").

Los conjuntos materia de análisis serán los #13 y #14. Las etiquetas superiores en cada conjunto indican el diámetro máximo de la herramienta, mientras que los inferiores, la distancia de estos a la broca.

Fuente: elaboración propia, a partir de datos de campo.

BHA#13.

- ❖ Debido al trabajo de perforación y ensanchamiento en simultáneo, así como la inevitable litología intercalada, con el BHA#13 se observó desde el inicio choques-pico, choques laterales en la herramienta MWD y LWD (nivel 2 y 3), vibraciones laterales altas y severas, vibraciones torsionales medias, y valores de traba-destraba variables (ver Figura 6.7.4). El único parámetro de superficie que dio una aproximación de estas condiciones fue el torque, el cual estuvo errático en todo momento.

- ❖ Obsérvese que el nivel 3 de choques laterales de la herramienta LWD representó una condición crítica, e incluso con parámetros conservadores (bajos pesos en la broca y RPM variables) no se pudo mitigar estas condiciones adversas de perforación. Producto de esto, a Y389m –luego de perforar 483m– se observó una falla en la herramienta LWD.
- ❖ Una vez en superficie el BHA, se observó la broca severamente dañada, con cortadores perdidos en el área de la nariz y el hombro, y varios cortadores con astillamiento y desgaste en toda la estructura de corte, menos en el área del cono. Calificación de la broca: 2-2-LT/CT-N/T-X-1-WT-PR (ver Figura 6.7.2). El ensanchador salió con desgaste menor en toda su estructura de corte. Calificación del ensanchador: XXXXXXXXXXXXXXX. En cuanto a los estabilizadores, sólo el inferior salió con la parte baja de sus aletas con desgaste. Ver Figura 6.7.3.
- ❖ La buena condición del ensanchador se pudo deber a su mejor estabilización, lograda con el acercamiento del estabilizador intermedio (3m debajo del ensanchador, ver Figura 6.7.1 y compararla con el BHA#12).



Figura 6.7.2. Broca incluida en el BHA#13.

Izquierda: broca antes de la corrida. Nótese el perfil parabólico extendido de sus aletas, pensadas para formaciones suaves y a su vez abrasivas.

Centro y derecha: Broca después de la corrida. Si bien los cortadores rotos y astillados pudieron ser consecuencia del desprendimiento de los 3 cortadores (en el área de la nariz y hombro), esta característica es también típica en ambientes de traba-destraba severos y vibraciones laterales. La condición de la broca claramente refleja las mediciones de choques y vibraciones observadas durante la perforación. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

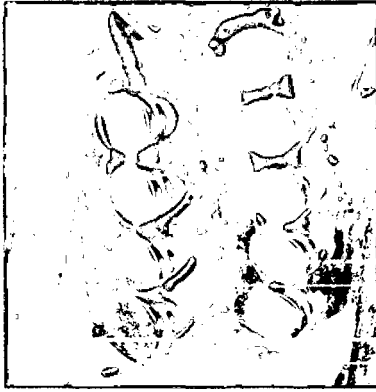


Figura 6.7.3. Ensanchador del BHA#13.

Desgaste menor observado, probablemente a consecuencia de una mejor estabilización al acercar el estabilizador intermedio a dicha herramienta. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

BHA#14.

- ❖ Con el BHA#14, se consideró una broca de perfil diferente, más asimétrica con respecto a la del BHA#13, y botones más pronunciados –en el área del calibre, hombro y nariz– con la finalidad de controlar la profundidad de corte. Fuera de esto, el diseño del conjunto fue básicamente el mismo.
- ❖ Desde el punto de vista de choques y vibraciones, se vio una reducción en los choques laterales tanto del MWD como del LWD (ver Figura 6.7.4-A y B), posiblemente debido al perfil de la broca usada, junto con revoluciones mayores aplicadas en superficie y pesos menores ejercidos sobre la broca. Sin embargo, se siguió observando vibraciones laterales en niveles altos y severos, aunque en menor recurrencia con respecto al BHA#13.
- ❖ Una vez en superficie, se observó un desgaste menor en la estructura de corte de la broca, al igual que en el under-reamer (ver Figura 6.7.5). Calificación de la broca: 0-0-NO-A-X-I-NO-PR. Calificación del under-reamer: 0-0-NO-A-X-I-NO-PR.

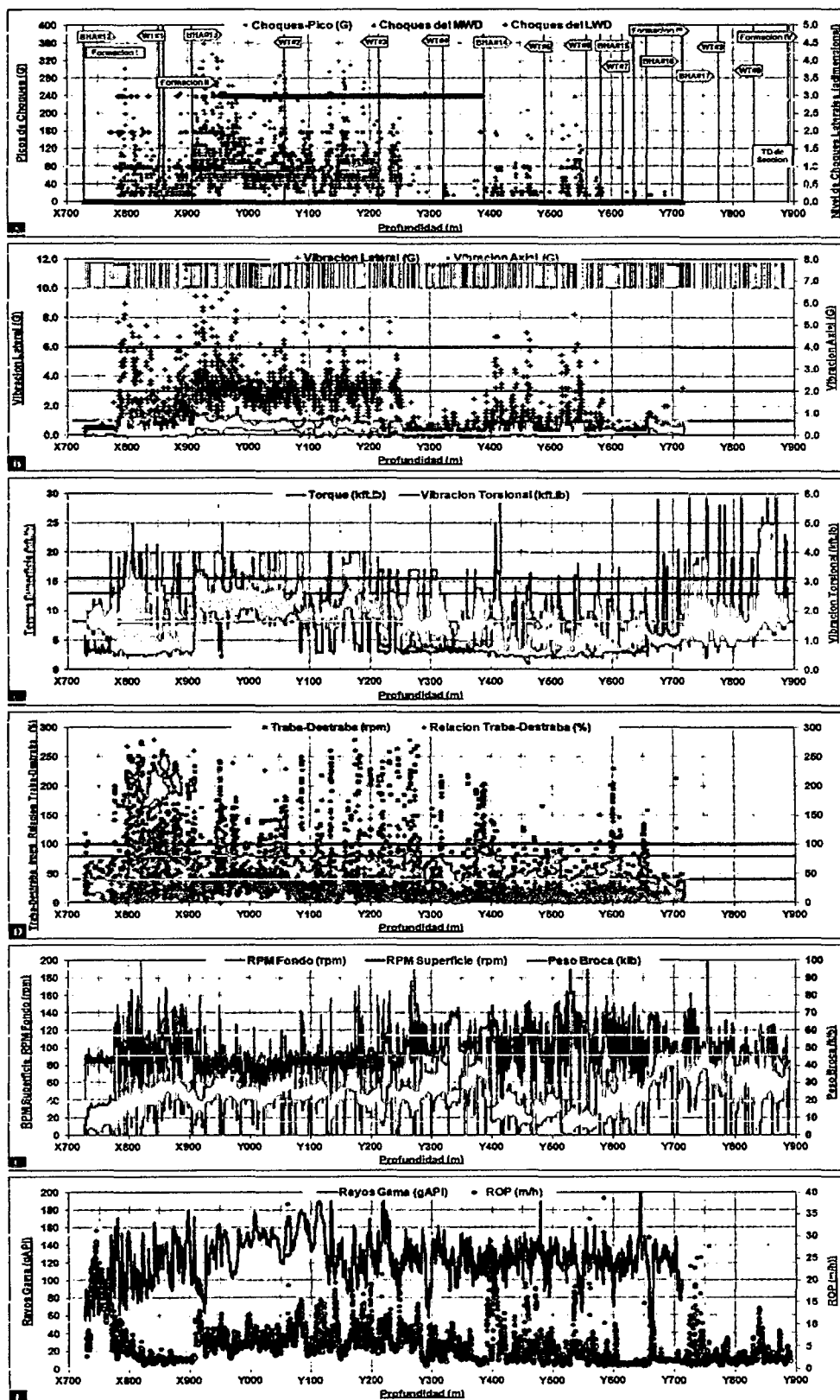


Figura 6.7.4. Gráfica de choques y vibraciones y parámetros de perforación del Pozo 7a.

Gráfica en profundidad del comportamiento de choques y vibraciones observados a lo largo de la sección. Por fines prácticos, las líneas horizontales verde, amarilla, naranja y roja denotan niveles bajos, medios, altos y severos de choques y vibraciones según sea el caso. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.



Figura 6.7.5. Broca y under-reamer incluidos en el BHA#14.

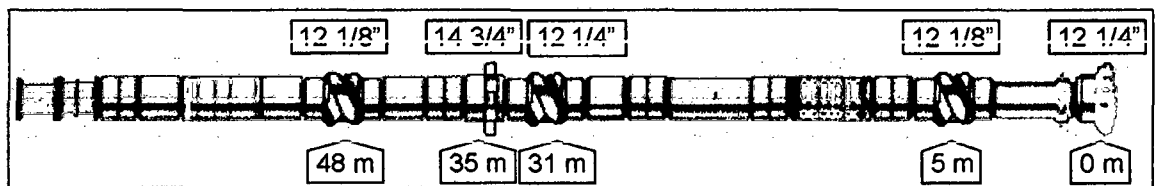
Izquierda: broca antes de la corrida. La protección de los cortadores fue mayor, cubriendo desde el área del calibre hasta la nariz. Igualmente, el diseño de sus aletas tuvieron cierto grado de asimetría. Centro: broca después de la corrida. Prácticamente sin desgaste en su estructura de corte. Derecha: under-reamer después de la corrida. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Pozo 7b

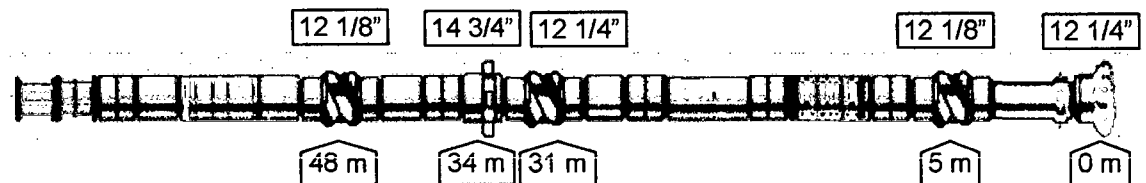
- ❖ La sección de 12 ¼" x 14 ¾" del Pozo 7b empleó 5 conjuntos de perforación, un número menor al Pozo 7a. Aquí se tomó en cuenta las lecciones aprendidas del Pozo 7a:
 - Para optimizar la estabilización se consideró un Roller Reamer²² de 12 ¼" en el hoyo piloto. Con esto se eliminaría la separación entre las herramienta y las paredes del hoyo.
 - Se consideró ensanchadores menos agresivos, es decir, cortadores de 13mm en lugar de 19mm. De esta manera, se podrían reducir choques y vibraciones. La Figura 6.7.6 muestra las configuraciones de estos BHAs.

²² Roller Reamer es una herramienta que cumple la función de un estabilizador full-gauge, con la ventaja de contar con rolas móviles en lugar de aletas fijas, como su análogo. Esto permite una reducción del torque, a la vez que asegura una buena conformación de hoyo.

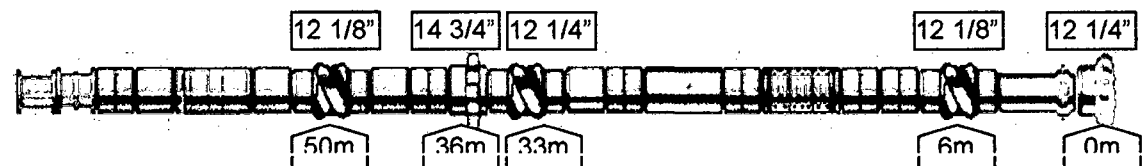
BHA#23 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores 19mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 13mm.



BHA#24 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores 16mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 13mm.



BHA#25 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores 19mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 13mm.



BHA#26 (perforar y ensanchar): Broca 5 aletas cortadores 19mm /
 Ensanchador 3 aletas y cortadores de 13mm.

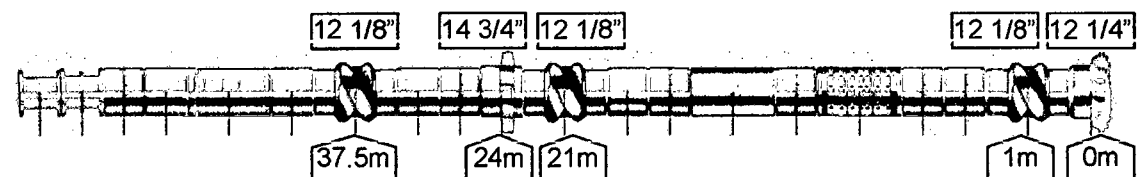


Figura 6.7.6. Configuración de los BHA usados en el Pozo 7b.

Esos conjuntos usaron herramientas de direccionamiento rotario y una estabilización diferente, en comparación al Pozo 7a. El conjunto materia de comparación es el BHA#23. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

- ❖ Según la Figura 6.7.7, y haciendo una correlación rápida con el tope de la formación II en ambos pozos, el tramo perforado con el BHA#23 del Pozo 7b es comparable con el tramo perforado con el BHA#13 y #14. Vemos que en este intervalo hay una mejora consistente, tanto en los choques-pico como en las vibraciones laterales y torsionales, (todos prácticamente en niveles bajos).
- ❖ Toda esta mejora fue observada también en las condiciones de la broca y under-reamer al término de la corrida (calificación de ambos, 1-0-WT-N-X-I-NO-BHA y 0-0-NO-A-X-I-NO-BHA, respectivamente).

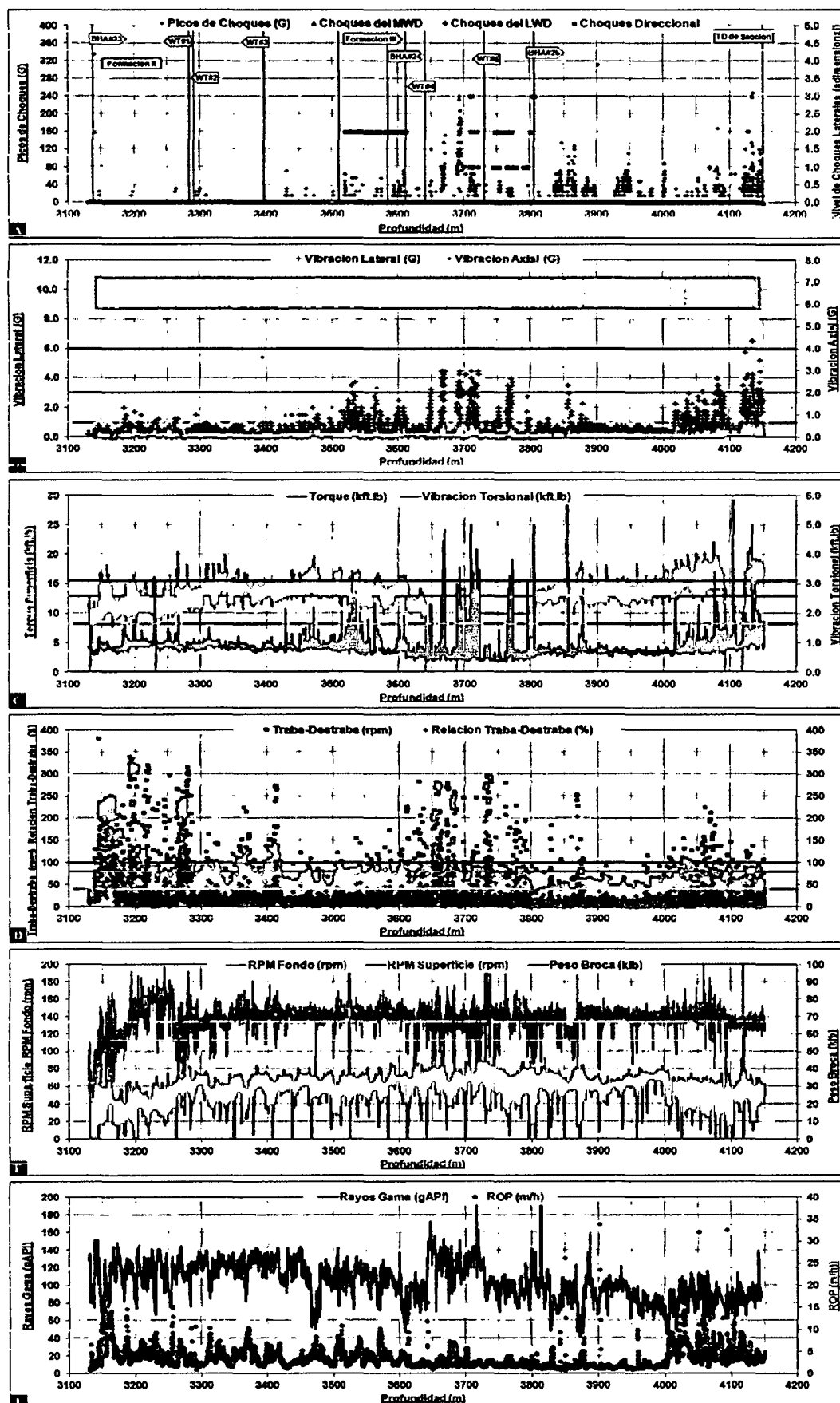


Figura 6.7.7. Gráficas en profundidad mostrando el comportamiento de choques y vibraciones, y parámetros de perforación en el Pozo 7b. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

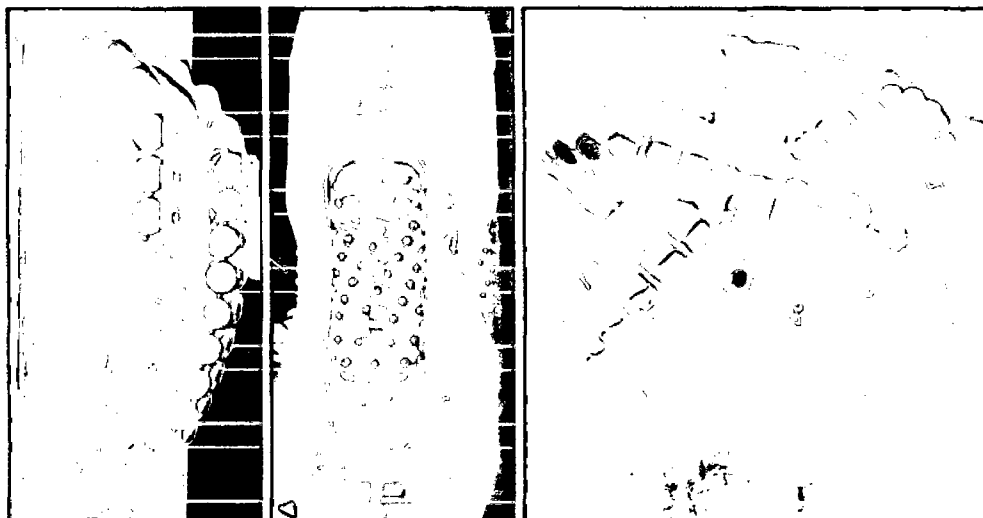


Figura 6.7.8. Condiciones del BHA#23.

Under-reamer (izquierda) y broca (derecha) en buenas condiciones. Roller-reamer (centro) con desgaste menor pero en calibre. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Análisis del Evento

BHA #13

- ❖ Viendo el comportamiento de los choques de las herramientas (Figura 6.7.4 desde X940m hasta Y380m), vemos que los choques de la herramienta LWD (más cercana a la broca) han sido mayores que los choques de la herramienta MWD. Esto sugiere que la proximidad del estabilizador inferior a la herramienta MWD pudo ayudar a tener menor severidad de choques. Adicionalmente, esta condición adversa pudo ser ayudada por la mayor dimensión de los cortadores del ensanchador (19mm), el cual generó choques y vibraciones, y los transmitió luego al hoyo piloto y broca.
- ❖ Es importante prestar atención a los valores de choques-pico del MWD (Figura 6.7.4). Aunque estos fueron puntuales, sus valores confirman la intensa dinámica de choques y vibraciones que se tuvo en el fondo. Los choques-pico cuantifican los choques laterales mencionados líneas arriba, los cuales constituyen una estadística en un lapso de 100 segundos.
- ❖ En resumen, el daño en las herramientas del BHA#13 (broca y herramienta LWD), ha sido fuertemente influenciado por:

- La falta de estabilidad de la broca, lo que se evidenció en el comportamiento de choques y vibraciones tanto del MWD como del LWD. Una opción aquí sería considerar, por ejemplo, una broca asimétrica.
- La agresividad del ensanchador, que en cierta forma ayudó a la presencia de choques y vibraciones. La buena condición del ensanchador no implica que este no genere condiciones adversas.
- Producto de la intensa dinámica inducida por la broca y ensanchador, la falta de estabilización en el hoyo piloto constituyó la pieza final para experimentar la falla de la herramienta LWD.

BHA#14

- ❖ Nótese que, a pesar de tener menores niveles de choques y vibraciones, las tasas de penetración fueron menores, debido a los parámetros usados. Esto sugiere que el uso de parámetros bajos puede ayudar a la menor recurrencia de choques, pero finalmente no siempre conlleva un mejor avance. Por otra parte, también es claro que una falta de estabilización en la parte baja del BHA, imposibilita el aumento de pesos sobre la broca sin tener ocurrencia de choques. Al sacar el BHA a superficie, no se observó mayor daño en la estructura de corte de la broca ni del ensanchador (ver Figura 6.7.5).
- ❖ De acuerdo al comportamiento de las vibraciones laterales con los parámetros de perforación aplicados, se puede concluir lo siguiente:
 - Un diseño de broca más estable pudo ayudar a reducir el nivel de choques y vibraciones.
 - Sin embargo, es necesario un mejor nivel de estabilización en el hoyo piloto. Esto permitiría aplicar mayores pesos en la broca con RPM más altas, y optimizar de esta manera la tasa de penetración.

Pozo 7b

- ❖ La mejora con el diseño del BHA#23 consistió en estabilizar el hoyo piloto con un Roller Reamer de 12 ¼", justo debajo del ensanchador, y un estabilizador de 12 1/8", ubicado a 5m de la broca. Esto, sumado a un ensanchador menos agresivo y una broca de diseño más estable, resultó finalmente en mejores condiciones de perforación. Si bien la tasa de penetración en estos 2 pozos fueron similares, no se tuvo falla de herramientas a causa de choques y vibraciones, lo cual representa una mejora operativa en la optimización de la perforación.

Valor de las mediciones de choques y vibraciones en tiempo real.

- ❖ Los parámetros de perforación aplicados juegan un papel importante en el control y la reducción de la energía negativa producto de choques y vibraciones. Sin embargo, desde una perspectiva preventiva, el diseño de los conjuntos de perforación se ha superpuesto a estos, lográndose menores fallas de herramientas y/o limitación de los parámetros de perforación.
- ❖ Para lograr esto, el uso emergente de choques y vibraciones en tiempo real constituye un aporte en el monitoreo de las condiciones de fondo, así como también en la optimización y diseño de conjuntos de perforación. Particularmente, estas mediciones han ayudado a:
 - Un afinamiento del diseño del BHA, en base a interpretación y análisis de choques y vibraciones en tiempo real.
 - Un menor control de parámetros de perforación debido a niveles intencionalmente más bajos de choques y vibraciones. Esto permite potencialmente un incremento de las tasas de penetración sin comprometer la integridad del BHA.

- La preservación de herramientas del BHA, clave para el avance perforación (broca, under-reamer, herramienta MWD, etc.).
- Un menor cargo a la compañía operadora –por parte de la compañía contratista– debido a fallas y/o daños a consecuencia de choques y vibraciones en las herramientas de fondo rentadas.

7. IMPACTO POSITIVO EN LA INDUSTRIA DE LA PERFORACIÓN.

A continuación mostraremos dos casos reales de mejora continua mediante el uso de la gestión de riesgos (usando el enfoque planeamiento, ejecución y evaluación) y el uso intensivo de mediciones en tiempo real, todo esto aunado a un trabajo en equipo entre las distintas partes involucradas en el proceso de perforación²³.

Caso 1. Notoria mejora en el campo exploratorio Informe 1 desde la introducción de la gestión de riesgos y el uso de mediciones en tiempo real.

En este caso, el campo se inició sin el uso de mediciones en tiempo real, ni la gestión de riesgos usando el enfoque planeamiento-ejecución-evaluación. La Figura 7.1 muestra los pozos que se perforaron bajo esta modalidad (curvas discontinuas). Estos 4 pozos tuvieron varios inconvenientes operativos, vinculados a empaquetamientos por inestabilidad de lutitas, pegamiento diferencial, deficiencia en la limpieza, y en general una alta sensibilidad a problemas operativos por el marcado contraste de las formaciones involucradas en una misma sección.

²³ Estos dos ejemplos reales provienen de campos completamente distintos y con características intrínsecas diferentes.

Antes de iniciar el quinto pozo, se decidió introducir la gestión de riesgos operativos y el uso de mediciones en tiempo real:

- ❖ Se realizó una recopilación de eventos ocurridos en el campo y un análisis post-mortem. Con esto se formularon recomendaciones que fueron implementadas en el quinto pozo en adelante.
- ❖ Se definieron claramente riesgos operativos para cada formación y para cada sección. Estos fueron monitoreados y actualizados durante la perforación.
- ❖ Se introdujo mediciones en tiempo real, que permitió dar una visión más amplia de las condiciones en el fondo del hoyo durante la perforación.
- ❖ Todos los eventos capturados (buenas prácticas y lecciones aprendidas) se incorporaron a la línea de retroalimentación para la actualización de riesgos operativos para el siguiente pozo.
- ❖ Una medición que representó un gran aporte en la perforación del campo fue el ECD, sobre todo a lo largo de formaciones inestables y alta inclinación.

La Figura 7.1 muestra la notable mejora obtenida desde el quinto hasta el octavo pozo (curvas continuas), con la reducción de tiempo no productivo y sobre todo, la eliminación de side-tracks.

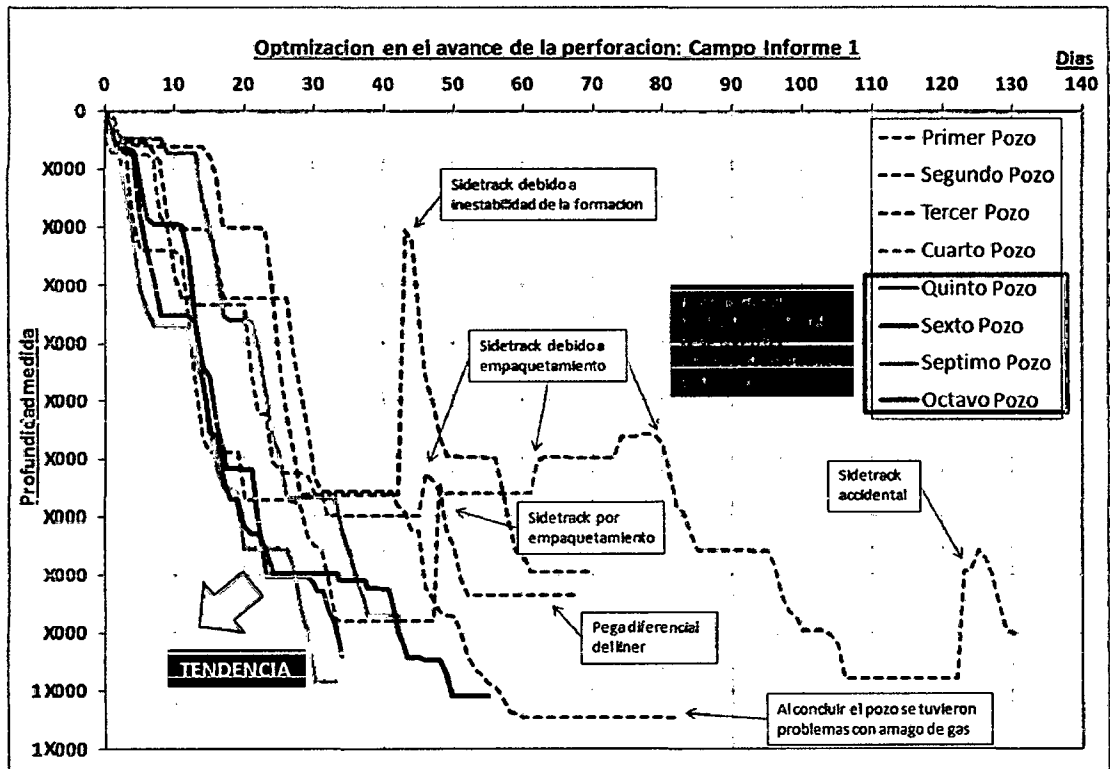


Figura 7.1. Curvas de avance de los 8 pozos perforados en el Campo exploratorio Informe 1.

El orden de los pozos está en función de su edad cronológica. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Con una mejor gestión del conocimiento del campo Informe 1, se pudo trazar objetivos más exigentes en cuanto a la complejidad de los pozos. La Figura 7.2 muestra un indicador de desempeño asociado a la razón de profundidad medida total del hoyo versus la profundidad vertical total del mismo.

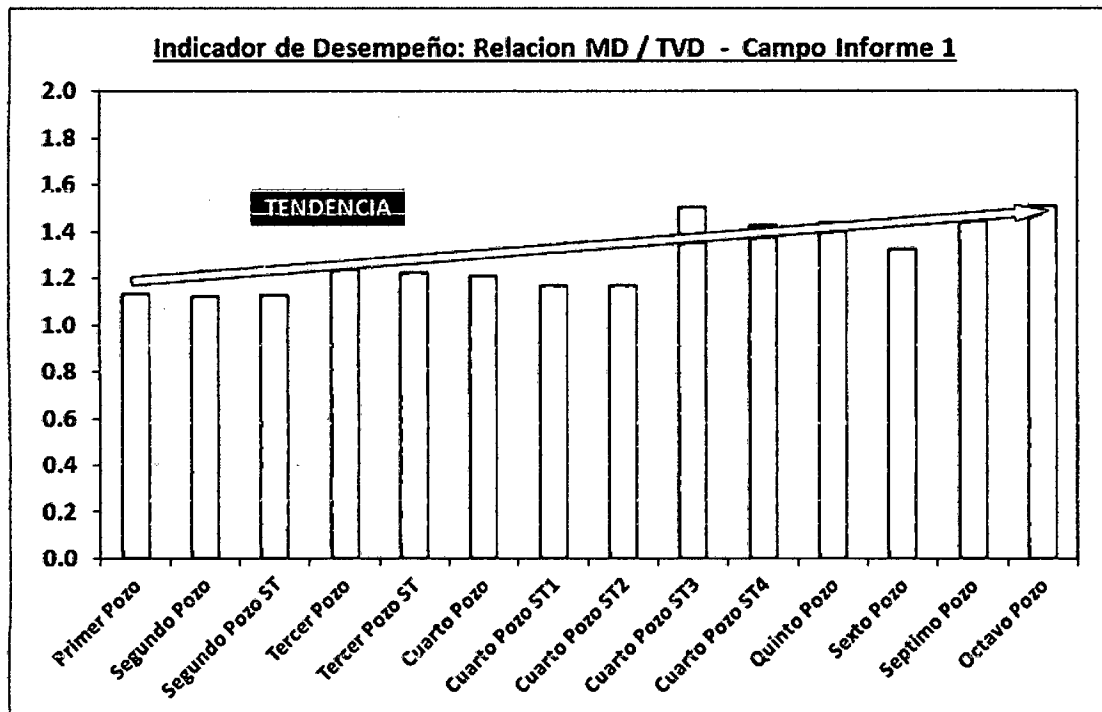


Figura 7.2. Indicador de desempeño del campo Informe 1.

Relación que considera la profundidad medida del hoyo y la profundidad vertical real: MD/TVD. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Caso 2. Optimización de la perforación y mejoramiento continuo en el campo Informe 2.

Este campo de desarrollo empleó la gestión de riesgos iniciada en campos contiguos, y fue afinada y actualizada mediante el enfoque planeamiento-ejecución-evaluación. La mejora continua es notoria en la Figura 7.3 al recortarse los tiempos de perforación según el desarrollo del campo.

Entre otras cosas, los logros obtenidos en el campo incluyen:

- ❖ Mejora de la limpieza del hoyo, asociadas a una alta inestabilidad química de las arcillas.
- ❖ Menores eventos de empaquetamientos, fuertemente relacionados a inestabilidad mecánica de lutitas. Un aporte significativo fue la reducción del impacto mecánico en este tipo de formación.
- ❖ Menores eventos de pega diferencial en virtud a mejores prácticas para encarar este riesgo.

- ❖ Mejor entendimiento de la dinámica en el fondo, por medio de sensores de choques y vibraciones, y optimización de los conjuntos de perforación.
- ❖ Evaluación de brocas y optimización en su selección.

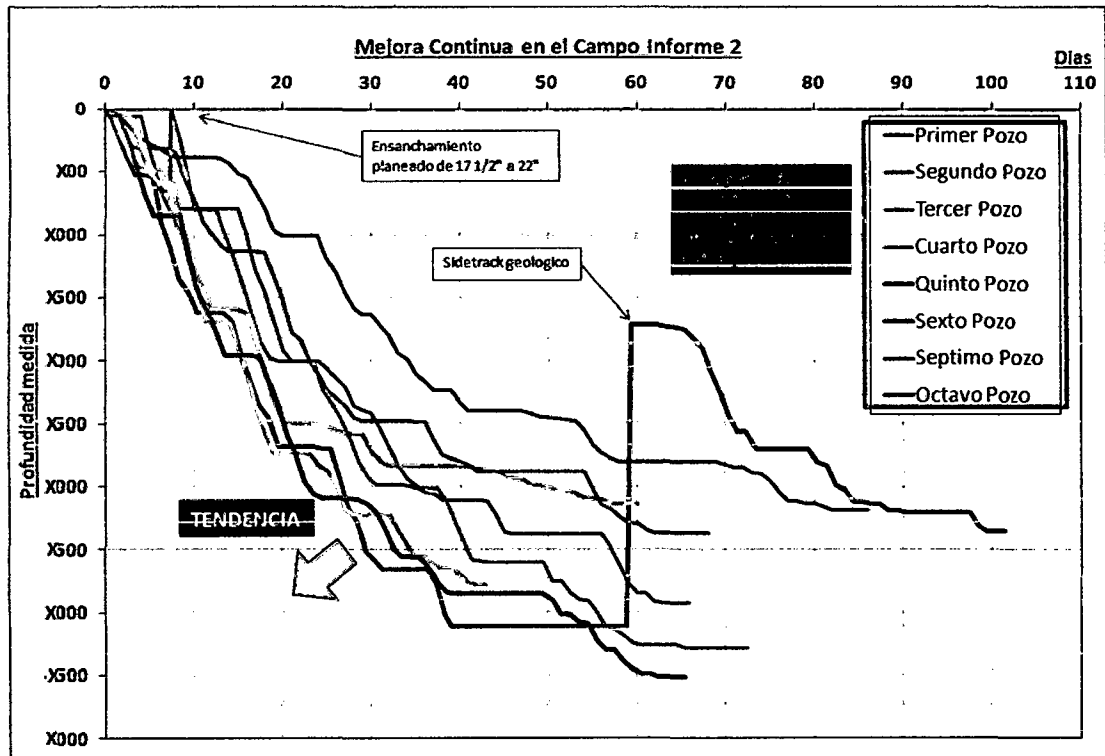


Figura 7.3. Avance de los 8 pozos perforados en el campo Informe 2.
Un punto resaltante a mencionar es que no se realizaron sidetracks no planeados. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

Otra forma de visualizar esta mejora continua es por medio de los días necesarios para perforar 1000 metros de pozo. Este indicador de desempeño permite visualizar incluso el tiempo no efectivo de perforación.

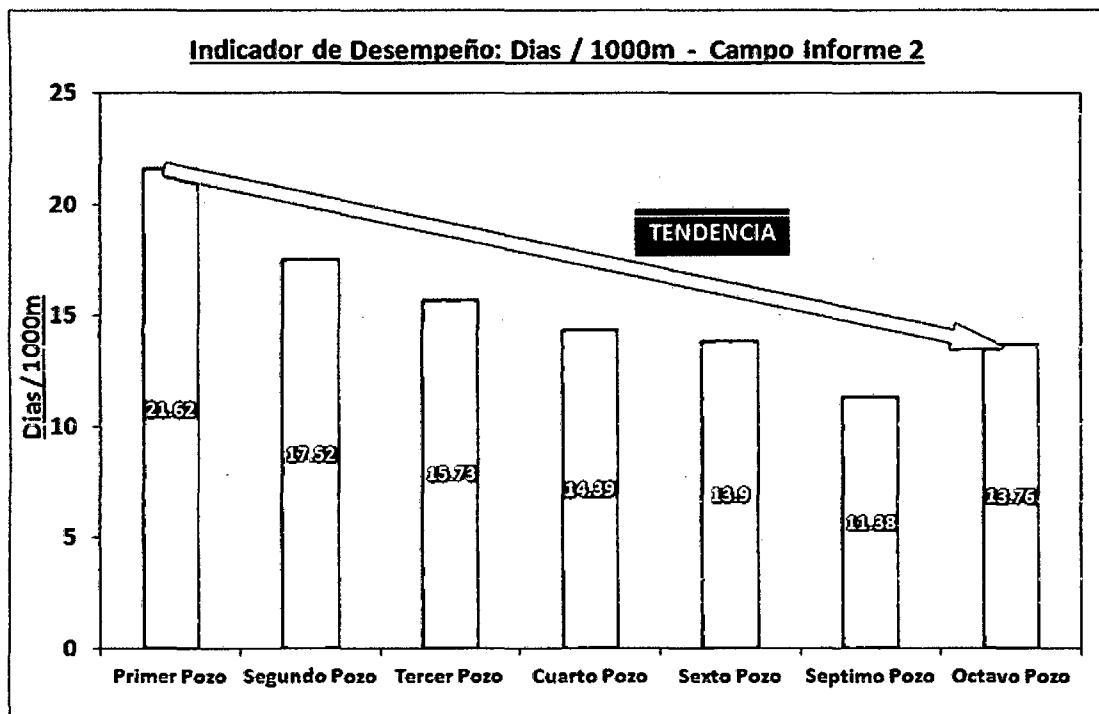


Figura 7.4. Indicador de desempeño del campo Informe 2.

Aquí se muestra los días necesarios para perforar 1000m de pozo. Los días toman en cuenta incluso el tiempo no efectivo de perforación. Fuente: elaboración personal, a partir de datos de campo.

8. PERSPECTIVAS Y TENDENCIAS.

- ❖ Gestión total de riesgos operativos en la perforación: Planeamiento, ejecución y evaluación.

La experiencia acumulada en la perforación de pozos ha sido la forma más elemental de encarar esta actividad. Lo que ahora surge es la necesidad –por parte de las operadoras – de una adecuada gestión de este conocimiento, para hacer frente a los desafíos crecientes y propios de una industria que empieza a mirar las aguas profundas y los pozos extendidos como el común denominador en los años venideros.

Al respecto, es importante un planeamiento intensivo y alerta de la experiencia e información acumuladas, así como de la elección acertada y efectiva de la tecnología disponible; una ejecución acorde a lo trazado en el planeamiento, pero con la habilidad de responder asertivamente ante situaciones no programadas, empleando las tecnologías ya en uso; y, finalmente, una adecuada evaluación y síntesis de las nuevas experiencias ganadas, las cuales constituyen la retroalimentación del proceso.

- ❖ Uso unificado de la gestión de riesgos con data en tiempo real (tecnologías MWD y LWD).

Como parte del proceso de gestión del conocimiento, la información en tiempo real está empezando a ser aceptada con buenos resultados en la industria de la

perforación. Esta respuesta está siendo reflejada en la evolución de las tecnologías MWD y LWD. En particular, estas tecnologías no solo establecerán nuevos estándares en la forma de perforar pozos de hidrocarburos, sino también reemplazarán, en cierta medida, a los registros por cable, debido a su confiabilidad y creciente versatilidad. Palabras clave aquí son: información valiosa durante la perforación, mayor control de la operación y decisiones oportunas.

- ❖ Evolución de las tecnologías MWD/LWD: alta densidad de datos y mayor autonomía energética en escenarios cada vez más exigentes.

Actualmente las tecnologías MWD y LWD apuntan a entregar una mayor densidad de datos en tiempo real, mientras hagan un mejor uso de la energía disponible para el funcionamiento de las mismas. Estos requerimientos permitirían un mejor performance en escenarios cada vez más exigentes, como son los pozos de altas temperaturas y pozos extendidos.

- ❖ Incorporación de la geomecánica en tiempo real gracias a una mayor información durante la perforación.

El complemento ideal de las tecnologías MWD/LWD es la ciencia que usa toda la data e información obtenida para convertirla en conocimiento. La geomecánica está tomando un protagonismo creciente en la industria de la perforación, al ofrecer un mejor entendimiento de las condiciones mecánicas, geológicas y petrofísicas del hoyo, todo esto con información en tiempo real. A manera de ejemplo, las presiones anulares en tiempo real (ECD) permiten situar las condiciones del hoyo en la ventada de lodo, lo que constituye información valiosa para el buen curso de la perforación.

- ❖ Un mayor control de la perforación para operaciones más desafiantes y no convencionales.

Las nuevas reservas de hidrocarburos están viniendo de propuestas no convencionales, como el gas de lutitas, aguas profundas, pozos extendidos, así como aquellos con presiones y temperaturas altas. En la medida que el control de la perforación este basado en un mejor y mayor conocimiento de las condiciones, estos nuevos desafíos serán encarados acertadamente.

En el caso de pozos profundos en el mar, la perforación de secciones con una ventana estrecha entre el gradiente de fractura y el gradiente de poro²⁴, será encarada con data de presión anular lo suficientemente densa como para poder responder rápidamente, de acuerdo a los requerimientos de estabilidad del hoyo.

²⁴ Los pozos profundos en el mar tienen frecuentemente un tramo estrecho entre el gradiente de fractura y el gradiente de poro, debido a que en estos existe una columna significativa de agua, con una densidad muy por debajo al de una columna litostática. Esto disminuye sustancialmente el gradiente de fractura de la formación en cuestión.

9. CONCLUSIONES Y COMENTARIOS.

- ❖ Los esfuerzos de la industria por optimizar la perforación de pozos están principalmente enfocados a la reducción de incidentes y accidentes laborales –al reducir la exposición del personal, vinculado a la operación, a peligros intrínsecos relacionados a la perforación– y a la disminución de costos operativos, claramente reflejados en las curvas de avance de los dos campos mostrados en el capítulo 7. Estos dos puntos son claves en cualquier proyecto de alto riesgo.

- ❖ La gestión de riesgos operativos constituye una herramienta sólida y una de las más importantes en el planeamiento de perforación de pozos de hidrocarburos. Esto requiere, naturalmente, de una adecuada gestión del conocimiento. En nuestro caso particular, el enfoque planeamiento, ejecución y evaluación, ha demostrado ser una estructura sólida, al minimizar tiempos no productivos de operación. Una característica vital de este proceso es su capacidad de retroalimentación para pozos futuros.

- ❖ Es importante hacer una mención especial a las tecnologías MWD y LWD que, al ir de la mano, han experimentado una evolución sin precedentes en cuanto a versatilidad (al ofrecer toda una gama de mediciones, útiles para la perforación

en sí, como para la geología), resistencia (siendo capaz de operar bajo condiciones exigentes y crecientes, de acuerdo a los requerimientos contemporáneos) y confiabilidad (reemplazando de manera eventual a los registros a cable o wireline). En el presente informe, estas tecnologías han dado soporte en los siguientes campos:

- ❖ La presión anular en tiempo real ha permitido tener una visión de la salud del hoyo a lo largo de los 4 eventos expuestos. Hemos visto que riesgos como pérdidas de lodo, deficiencia en la limpieza del hoyo, descontrol de las propiedades del lodo e influjos potenciales, pueden disminuir sus probabilidades de ocurrencia, y si estos ocurren, reduce posibles riesgos colaterales. En pozos exploratorios estos beneficios ganan un valor agregado, al tener que tomar decisiones inmediatas por la naturaleza de estos pozos.

- ❖ Las revoluciones de la turbina MWD constituye un nuevo parámetro a seguir en el proceso de detectar posibles lavados de tubería, reduciendo eventos de pérdida de BHA por este motivo. De acuerdo a la teoría expuesta en el capítulo 4.4.3, el seguimiento de este parámetro se podría extender a cualquier cambio de caudal a través de la herramienta MWD.

- ❖ El registro de rayos gama en tiempo real provee un valor agregado al ser usado para afinar los puntos de casing sobre la marcha. Esta ventaja resulta crítica cuando existen riesgos asociados de pérdidas de lodo, pegamiento diferencial y/o colapso del hoyo.

- ❖ Los sensores de fondo de choques y vibraciones han demostrado ser útiles, no solo en la mitigación de choques durante la perforación, sino también como análisis post mortem en la optimización de conjuntos de perforación futuros.

- ❖ El presente informe ha mencionado varias veces: gestión del conocimiento, tiempo real, optimización de la perforación y toma de decisiones. Estas son expresiones que deberían permanecer latentes luego del desarrollo del presente informe; en su conjunto logran una sinergia perfecta y resultan claves en la perforación actual.

10. BIBLIOGRAFÍA.

Portal de la universidad de Arizona:

<http://superfund.pharmacy.arizona.edu/toxamb/c3-1-2.html>

An acoustic Model of Drilling Fluid Circuits for MWD Communication. H.K. Kytomma, Massachusetts Institute of Technology (MIT). D. Grosso (Quiet Technologies Inc.).

Improve Drilling Safety and Efficiency With MWD Sensors. SPE 22386. 1992.

Current State of the Art of MWD and Its Application in Exploration and Development Drilling. SPE 14071, 1986.

Improvements in MWD Telemetry: "The Right Data at the Right Time", B.A. Montaron, J-M.D. Hache, and Bernard Voisin, Anadrill/Schlumberger. SPE 25356, 1993.

Schlumberger Oilfield Glossary, <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

Mud Pulse MWD Systems Report. Marvin Gearhart, Kelly A. Ziemer, Orien M. Knight. *Journal of Petroleum Technology,* December 1981.

Introduction to Measurements While Drilling (MWD). Schlumberger. Jan Morley.

OIL: Online Interactive Learning. Schlumberger. 2005

Using Downhole Annular Pressure Society of Petroleum Engineers Measurements to Anticipate Drilling Problems (SPE49114). Mark Hutchinson, Anadrill and Iain Rezmer-Cooper, Schlumberger.

Using Downhole Annular Pressure Measurements to Improve Drilling Performance. Walt Aldred John Cook, Peter Bern, Bill Carpenter, Mark Hutchinson John Lovell Iain Rezmer-Cooper, Pearl Chu Leder. *Oilfield Review,* Winter 1998 issue.

Managing Drilling Risk. Walt Alfred, Dick Plumb, Ian Bradford, John Cook, Vidhya Gholkar, Liam Cousins, Reginald Minton, John Fuller, Shuja Goraya, Dean Tucker, *Oilfield Review,* Summer 1999 issue.

Shock and Vibrations Technology-Based Training, Version 2.1. Schlumberger.

TeleScope Operation Manual, version 1.0. Schlumberger, Enero 2005.