

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL TIEMPO NO
PRODUCTIVO (NPT) EN LAS OPERACIONES DE
PERFORACIÓN DEL CAMPO OSO

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS

AYALA TRUJILLO DIEGO ROBERTO
diego.ayala.t@gmail.com

TORRES QUITIGUIÑA HENRY FERNANDO
fertorrez00@gmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Febrero 2016

DECLARACIÓN

Nosotros, Diego Roberto Ayala Trujillo, Henry Fernando Torres Quitiguiña, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

DIEGO AYALA T.

HENRY TORRES Q.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Roberto Ayala Trujillo y Henry Fernando Torres Quitiguiña, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia

DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Te agradezco infinitamente Dios, por jamás haberme abandonado, nunca supe que realmente existías sino hasta el día en que inevitablemente acepte que estabas detrás de cada una de las cosas buenas que ocurrían en mi vida.

Agradezco a mis padres, Augusto y Gloria, que jamás dejaron de confiar en mí, todo mi corazón está lleno de gratitud con ustedes.

A mis hermanas Silvia y Gabriela, con quienes crecí, y no habría forma de reemplazar todo los momentos que hemos vivido, les quiero mucho

A mis compañeros y amigos del alma con quienes compartí tantas aventuras, días de estudio y algunas tantos momentos de diversión, les agradezco por su apoyo y comprensión, Álvaro, Pauly, Zoe, Ponk, Fausto, David, Víctor, Christian, Henry, Belén y Rubia.

A los Ingenieros Einstein Barrera, Marcelo Rosero y de manera especial al ingeniero Raúl Valencia por el apoyo que nos brindó para desarrollar éste trabajo.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, por la increíble gestión que realiza en favor de cada uno de los estudiantes para ayudarnos a alcanzar nuestras metas.

A mis queridos profesores por el conocimiento, la paciencia y por cada uno de sus consejos.

Diego Ayala T.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por encontrarlo siempre para intentarlo una vez más, por encontrar en él la motivación más sólida y por jamás abandonarme.

A mi mamá por alentarme siempre, por su interminable comprensión y por su admirable dedicación.

A mi papá por todos sus consejos, por dedicar su mayor esfuerzo a sus hijos, por enseñarme a mantenerme pese a los pronósticos adversos y por confiar en mí siempre.

A mi querida hermana por su compañía, por transmitirme su alegría y por todo su cariño.

A la Academia por tantos momentos, por mis desafíos y frustraciones, por todas las vivencias, porque además de una instrucción pude descubrir sabiduría con mis maestros, compañeros, amigos y todas las personas que encontré aquí, por acogerme, por todas las oportunidades.

A mi compañero de proyecto que sin su confianza, estima, apoyo y gestión este trabajo no se podría haber llevado a cabo y a todos los facilitadores de este trabajo.

Henry Torres Q.

DEDICATORIA

A la persona que motivo todo en mi vida, con mucho cariño para mi sobrina Valentina.

Siempre supe que debias estar aquí, para Tatoon

Diego Ayala T.

DEDICATORIA

Este esfuerzo lo dedico a mis padres, que con su infinito amor me han guiado por los derroteros de la vida, brindándome todo su cuidado, cariño, sabiduría, consejo, ejemplo, apoyo y han inculcado en mí buenos valores que me permiten enfrentar la vida con gran alegría y esperanza a ellos dedico mi esfuerzo, sé que no será suficiente para retribuir lo que han marcado en mi vida pero en cada paso que dé estará presente todo su incombustible esfuerzo depositado en mí

Henry Torres Q.

TABLA DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XIX
SIMBOLOGÍA.....	XX
RESUMEN	XXII
PRESENTACIÓN	XXIV
CAPÍTULO 1	1
GENERALIDADES, DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 7, FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPERACIONES Y TIEMPOS PERFORACIÓN.....	1
1.1 ANTECEDENTES DEL BLOQUE 7	1
1.2 GEOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTE, BLOQUE 7	2
1.2.1 GENERALIDADES	2
1.2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	3
1.2.3 BLOQUE 7, CAMPO OSO.....	3

1.2.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO OSO	5
1.3 OPERACIONES BÁSICAS DE PERFORACIÓN	6
1.3.1 LA SARTA DE PERFORACIÓN	6
1.3.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN	7
1.3.3 ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN.....	9
1.3.3.1. Hueco de superficie.....	9
1.3.4 CONTROL DE DESVIACIÓN	10
1.3.5 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO.....	11
1.3.6 CORRIDA DE REVESTIMIENTO	12
1.3.3.2. Planeación para la bajada de revestimiento	13
1.3.3.3. Guías prácticas para la bajada del revestimiento	14
1.3.3.4. Procedimiento de bajada	14
1.3.6.1.1 Conductor 30"	14
1.3.6.1.2 Revestimiento superficie 20"	15
1.3.7 CEMENTACION DE REVESTIMIENTOS.....	16
1.3.3.5. Planeación de la cementación.....	16
1.3.3.6. Guías prácticas de operación	17
1.3.3.7. Procedimiento de cementación	19
1.4 TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN	20
1.4.1 CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN	22
1.3.3.8. Tiempo programado.....	22
1.3.3.9. Tiempo total	22

1.4.1.1.1	Tiempo productivo	23
1.4.1.1.2	Tiempos no productivos.....	24
1.4.1.1.3	Tiempos invisibles	26
1.4.2	DESCRIPCIÓN DE LA CURVA DE PROFUNDIDAD VS TIEMPO... ..	27
1.3.3.10.	Códigos	27
1.3.3.11.	Tiempo Planeado.....	28
1.3.3.12.	Entradas Diarias.....	28
1.3.3.13.	La Tubería	28
1.3.3.14.	Total de los Tiempos No Productivos.....	28
1.3.3.15.	Tiempos No Productivos de las diversas compañías.....	28
1.3.3.16.	Curva de profundidad vs tiempo.....	29
	PROBLEMAS Y TIEMPO NO PRODUCTIVO DE PERFORACIÓN.....	31
2.1.	PROBLEMAS COMUNES DE PERFORACIÓN	31
2.1.1	REPARACIONES DEL EQUIPO.....	31
2.2.2	ESPERAS.....	31
2.2.3	LIMPIEZA DE LA LÍNEA DE RETORNO POR GUMBO	32
2.2.	PROBLEMAS DURANTE LA FASE PERFORAR	32
2.2.1	REACONDICIONAMIENTO DEL HOYO	32
2.2.2	REACONDICIONAR FLUIDO DE PERFORACIÓN.....	33
2.2.3	EMBOLAMIENTO DE LA BROCA Y ESTABILIZADOR	33

2.2.4 FALLAS DE EQUIPOS DEL CONJUNTO DE FONDO (HERRAMIENTAS).....	34
2.2.5 FALLAS MECÁNICAS EN LA TUBERÍA	34
2.2.5.1 Fisuras en la sarta (washouts).....	35
2.2.5.2 Colapso y estallido.....	35
2.2.5.3 Fallas en la broca	35
2.2.6 DESVÍO (SIDE TRACK)	36
2.2.7 COMPLEJIDAD GEOLÓGICA.....	37
2.2.8 FALLA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN.....	37
2.3. PROBLEMAS DURANTE LA FASE EVALUAR	37
2.3.1 FALLAS EN LA TOMA DE REGISTROS.....	37
1.3.3.17. Pega de la herramienta de registros eléctricos.....	37
1.3.3.18. Corrida de registros fallida	38
2.3.2 FALLAS EN LA TOMA DE NÚCLEOS.....	38
2.4. PROBLEMAS DURANTE LA FASE REVESTIR	39
2.4.1 FALLAS EN LA CORRIDA DEL REVESTIMIENTO.....	39
2.4.2 FALLAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	39
2.4.3 FALLAS DE CEMENTACIÓN	39
2.4.3.1 Squeeze	40
2.4.4 FALLAS EN EL CABEZAL.....	40

2.5. PROBLEMAS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS Y SUS CAUSAS.....	41
2.5.1 PEGA DE TUBERÍA	41
1.3.3.19. Pega por cortes o sedimentos.....	41
1.3.3.20. Pegas con lodos, precipitación y asentamiento en el espacio anular	42
1.3.3.21. Pega por inestabilidad del hueco	42
1.3.3.22. Pega por reducción en el diámetro normal del hueco.....	43
1.3.3.23. Pega por presión diferencial	44
1.3.3.24. Pega por ojos de llave	46
1.3.3.25. Pega por fallas mecánicas	48
2.5.2 OPERACIONES DE PESCA	48
2.5.2.1 Casos de pescados en el pozo	49
2.5.3 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN	49
2.5.4 ARREMETIDAS (AMAGOS).....	51
2.5.4.1 Causas de arremetidas	51
2.5.4.2 Indicadores de arremetidas	52
2.6. FORMULACIÓN DE LA MATRIZ DE TIEMPO NO PRODUCTIVO	53
2.6.1 CATEGORÍAS DE TIEMPO NO PRODUCTIVO.....	54
2.6.2 ORDENAMIENTO DE LAS CATEGORÍAS	55
2.7. ESQUEMA DE LA MATRIZ.....	55
2.7.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO PERDIDO.....	57
2.7.2 TIEMPO NO PRODUCTIVO PROBLEMAS.....	57

2.8. CONFIGURACIÓN DE LA MATRIZ	58
2.8.1 PRESENTACIÓN DE LA MATRIZ	60
2.8.2 CONSIDERACIONES DE LA MATRIZ	61
2.9. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ	62
2.9.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN	62
2.9.2 VALIDACIÓN DE LOS DATOS.....	62
2.9.3 MIGRACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LOS DATOS	65
CAPÍTULO 3	66
DETERMINACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES QUE GENERAN TIEMPO NO PRODUCTIVO	66
3.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO CAMPO OSO	66
3.1.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO SEGÚN TRAYECTORIA.....	69
3.1.1.1 Trayectoria Direccional.	69
3.1.1.2 Trayectoria Horizontal.....	70
3.1.2 TIEMPO NO PRODUCTIVO POR SECCIONES	71
3.1.2.1 Tiempos No Productivos predominantes por secciones.....	73
3.1.2.1.1 Sección de 26 pulgadas	73
3.1.2.1.2 Sección de 16 pulgadas	74
3.1.2.1.3 Sección de 12 ¼ pulgadas.....	77
3.1.2.1.4 Sección de 8 ½ pulgadas.....	79
3.1.2.1.5 Sección de 6 1/8 pulgadas.....	81

CAPÍTULO 4	83
ANÁLISIS TÉCNICO Y PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO	83
4.1 CAUSAS DE LOS NPT PREDOMINANTES	83
4.1.1 SECCIÓN DE 16 PULGADAS	83
4.1.1.1 Problemas en superficie	83
4.1.1.2 Problemas en el pozo	86
4.1.1.3 Análisis de problemas – sección 16”	87
4.1.1.4 Prácticas recomendadas para reducir NPT	89
4.1.2 SECCIÓN DE 12 ¼ PULGADAS	90
4.1.2.1 Problemas en superficie	90
4.1.2.2 Problemas en el pozo	93
4.1.2.3 Análisis de problemas – sección 12 ¼”	96
4.1.2.4 Prácticas recomendadas para reducir NPT	99
4.1.4 SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS	100
4.1.4.1 Problemas en superficie	100
4.1.4.2 Problemas en el pozo	101
4.1.4.3 Análisis de problemas – sección 8 ½”	105
4.1.4.4 Prácticas recomendadas para disminuir NPT	107
4.1.5 SECCIÓN DE 6 1/8 PULGADAS	109
4.1.5.1 Análisis de problemas – sección 6 1/8”	109
4.1.5.2 Prácticas recomendadas para disminuir NPT	111
4.2 COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO EN SUPERFICIE	111
4.2.1 ANÁLISIS DE PROBLEMAS EN SUPERFICIE	112

4.3 PROPUESTA DE REDUCCIÓN DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO.....	113
4.3.1. TIEMPO NO PRODUCTIVO - FALLAS EN SUPERFICIE	115
4.3.2. TIEMPO NO PRODUCTIVO - INDUCIDO	116
4.3.3 TIEMPO NO PRODUCTIVO - PROBLEMAS EN EL HOYO.....	116
4.3.4. TIEMPO NO PRODUCTIVO - PROBLEMAS EN EL HOYO Y TRAYECTORIA	117
ANÁLISIS ECONÓMICO RELACIONADO CON LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS.....	119
5.1. COSTOS DE LA PERFORACIÓN	119
5.2. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN	120
5.2.1. COSTOS VARIABLES PARA LOS POZOS DE GEOMETRÍA TIPO “J” Y HORIZONTAL.....	121
5.2.2. EJEMPLO DE CÁLCULO DE COSTOS VARIABLES PARA POZOS DE GEOMETRÍA TIPO “J”	123
5.2.3. COSTOS VARIABLES POR DÍA Y HORA PARA GEOMETRÍAS TIPO “J” Y HORIZONTAL.....	124
5.2.4. COSTOS DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO PARA GEOMETRÍAS TIPO “J” Y HORIZONTAL.....	126
5.2.5. COSTOS VARIABLES DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍAS TIPO “J” Y HORIZONTAL	129

5.3. COSTOS EN SUPERFICIE VERSUS COSTOS EN EL HOYO	132
5.3.1 COSTOS NPT EN SUPERFICIE	133
5.3.2 COSTOS NPT EN EL HOYO.....	135
CAPÍTULO 6	138
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	138
6.1 CONCLUSIONES.	138
6.1.1 CONCLUSIONES GENERALES	138
6.1.2 CONCLUSIONES POR SECCIONES	139
• 6.2 RECOMENDACIONES	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	143
ANEXOS	148

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 7, CAMPO OSO EN LA PROVINCIA DE ORELLANA	4
FIGURA 2. DIAGRAMA DE ESTIMADOS DE PERFORACIÓN	21
FIGURA 3. CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN	22
FIGURA 4. EXPLICACIÓN DE TIEMPOS INVISIBLES	27
FIGURA 5. CURVA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO.....	30
FIGURA 6. PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL	44
FIGURA 7. OJO DE LLAVE	46
FIGURA 8. ESQUEMA DE LA MATRIZ DE TIEMPO NO PRODUCTIVO	56
FIGURA 9. DESCRIPCIÓN DE LAS CELDAS DE LA MATRIZ	61
FIGURA 10. BASE DE DATOS ORIGINAL	64
FIGURA 11. GRÁFICO DE CONTROL DEL PROCESO PARA POZOS DIRECCIONALES	68
FIGURA 12. PORCENTAJE DE NPT EN TRAYECTORIA DIRECCIONAL.....	69
FIGURA 13. PORCENTAJE DE NPT EN TRAYECTORIA HORIZONTAL	70
FIGURA 14. TIEMPO NO PRODUCTIVO SEGÚN SECCIÓN DE PERFORACIÓN.....	72
FIGURA 15. PORCENTAJE DE NPT POR SECCIONES DE PERFORACIÓN	72
FIGURA 16. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 16"	84
FIGURA 17. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 16"	86
FIGURA 18. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 12 ¼"	90
FIGURA 19. TIEMPO PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 12 ¼"	93
FIGURA 20. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 8 ½"	100
FIGURA 21. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 8 ½"	101
FIGURA 22. COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO EN SUPERFICIE	111
FIGURA 23. ESTIMADO CAUSALIDAD TIEMPO NO PRODUCTIVO	115
FIGURA 24. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES.....	121
FIGURA 25. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES	122
FIGURA 26. COSTO VARIABLE POR HORA PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES.....	126
FIGURA 27. COSTO VARIABLE POR HORA PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES	126
FIGURA 28. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES.....	128
FIGURA 29. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES	129
FIGURA 30. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA TIPO "J"	130
FIGURA 31. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA "HORIZONTAL"	131
FIGURA 32. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS CON GEOMETRÍA TIPO "J"	134

FIGURA 33.PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS HORINTONTALES.....	134
FIGURA 34. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS TIPO "J"	136
FIGURA 35.PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS HORIZONTALES	137

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN	5
TABLA 2. TIEMPO TOTAL DE EJECUCIÓN DEL POZO	23
TABLA 3. ANÁLISIS DEL TIEMPO TOTAL PRODUCTIVO	24
TABLA 4. MATRIZ DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS.....	60
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS POZOS PERFORADOS CAMPO OSO.....	66
TABLA 6. TOTAL DE TIEMPO NO PRODUCTIVO CAMPO OSO	67
TABLA 7. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 26"	74
TABLA 8. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 26"	75
TABLA 9. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 12 ¼"	77
TABLA 10. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 8 ½"	79
TABLA 11. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 6 1/8"	81
TABLA 12. PROBLEMAS PREDOMINANTES POR SECCIONES.....	82
TABLA 13. DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT DE SUPERFICIE EN LA SECCIÓN DE 16"	85
TABLA 14. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 16"	89
TABLA 15. DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT DE SUPERFICIE EN LA SECCIÓN DE 12 ¼"	92
TABLA 16. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 12 ¼"	98
TABLA 17. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 8 ½"	107
TABLA 18. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 6 1/8".....	110
TABLA 19. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES.....	121
TABLA 20. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES	122
TABLA 21. EXTRACTO DEL LA LISTA DE COSTOS DEL POZO OSOG-069	123
TABLA 22. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR DÍA Y HORA PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES	124
TABLA 23. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR DÍA Y HORA PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES	125
TABLA 24. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES	127
TABLA 25. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES.....	127
TABLA 26. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍAS TIPO "J"	130
TABLA 27. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA "HORIZONTAL".....	131
TABLA 28. COSTOS DE NPT POR PROBLEMAS EN SUPERFICIE PARA GEOMETÍAS TIPO "J" Y "H"	133
TABLA 29. COSTOS DE NPT POR PROBLEMAS EN EL HOYO PARA GEOMETÍAS TIPO "J" Y "H"	135

SIMBOLOGÍA

API: American Petroleum Institute
AST: Análisis de seguridad en el trabajo
BHA: Botton Hole Assembly
BLS: Barriles
BOP: Blow Out Preventor
BPPD: Barriles de petróleo por día
cP: Centipoise
DC: Drill Collar
DLS: Dog leg Severity
DP: Drilla pipe
ECD: Densidad Equivalente de circulación
GAL: Galones por minuto
GMP: Galones por minuto
HSI: Índice de limpieza
HWDP: Heavy Weigh Drill Pipe
IADC: International Association of Drilling Contractors
KOP: Kick Off Poin
KPI: Key Performance Indicators
L/D: Lay Down
LPG: Libras Por Galón
LWD: loggin While Drilling
MBT: Methylene Blue Capacity
MD: Measured Drilling
MWD: Measuring While Drilling
NPT: Non Productive Time
ODS: Over Drive System
PAM: Petroamazonas
PJSM: Pre Job Safety Meeting
POOH: Put Out On Hole

Ppm: Partes Por Millón

PV: Plastic Viscosity

QHSE: Quality Health safety & Environment

R/U: Rig Up

RAOH: Reglamiento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas

RIH: Run in Hole

ROP: Rate On Penetration

RPM: Revoluciones Por Minuto

TFA: Total Flow Area

TVD: True Vertical Deep

WOB: Weight On Bit

YP: Yield Point

RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo identificar las causales que impiden optimizar el tiempo de perforación en el bloque 7, campo Oso, a partir de un estudio de los tiempos no productivos reportados en los reportes finales de perforación, para ahorrar recursos a la empresa Petroamazonas EP.

En el capítulo I se describe brevemente las generalidades del bloque 7 campo Oso, también se hace un recuento con un grado de detalle mínimo a nivel operativo de las operaciones que se llevan a cabo cuando se construye un pozo, además se detalla los conceptos de la clasificación del tiempo en operaciones de perforación.

El capítulo II presenta los inconvenientes que se pueden manifestar en las diferentes etapas de perforación, explicando cada uno de ellos, por otra parte se formula una matriz, la cual categoriza de una forma conveniente todos los problemas que generan tiempos no productivos, con el objetivo de permitir una visualización del estado de los inconvenientes en el pozo, su frecuencia y el costo que generan para la operadora. Se incluye la metodología implementada para validar, incluir y categorizar la información de los pozos en la matriz.

En el capítulo III se realiza el procesamiento de la información para mostrar el comportamiento del tiempo no productivo en función de la trayectoria y de la sección de perforación, después el estudio se segmenta de manera transversal donde confluyen las secciones de perforación y tipos de problemas y con la evaluación de factores como frecuencia y distribución se logra identificar a los problemas predominantes en cada en sección de perforación para establecer los problemas esenciales.

El capítulo IV corresponde al análisis técnico, que se desarrolla con la directriz obtenida del capítulo anterior, por lo que se revisan las características de los

problemas esenciales y su aspecto técnico, al tiempo que se analiza la forma como se relacionan con el resto de problemas distintivos en cada sección lo que permite evidenciar tendencias en el comportamiento obteniendo como resultado las causalidades de los problemas, posteriormente se plantea una propuesta para reducir la ocurrencia de los problemas de acuerdo a las causalidades encontradas.

En el capítulo V se realiza una evaluación económica que permite dimensionar el ahorro que se podría experimentar al remover algunos de los inconvenientes con la mejora de las prácticas de perforación.

Finalmente en el capítulo VI se exponen conclusiones y recomendaciones obtenidas después de un proceso de análisis de la información de las operaciones, con el objetivo de brindar soluciones prácticas y viables para reducir los tiempos no productivos lo que supondrá a una reducción en los costos.

PRESENTACIÓN

Debido a la importancia de tiene el petróleo en nuestra economía no se han escatimado recursos y esfuerzos en la parte humana y tecnológica en la búsqueda de herramientas que solucionen o al menos minimicen los tiempos no productivos, identificando las causas para eliminar casi en la totalidad las anomalías que se harán presentes desde el diseño y la planificación hasta la ejecución del programa de perforación, con el propósito de poner lo antes posible a producir un pozo , de ésta forma optimizamos los recursos económicos, recuperamos el capital de inversión lo más rápido posible y generamos un ingreso que cubrirá los costos operativos de la construcción y produciremos una utilidad.

Es por ésta razón en la permanente búsqueda de la optimización de los recursos se pretende dar una recomendación y una metodología que permita en todas las fases de la perforación el análisis de los tiempos no productivos, utilizando como recurso la evaluación, comparación y ejecución de los proyectos realizados en la localidad de Bloque siete Campo Oso, de ésta forma cuantificar y valorar los tiempos destinados a las operaciones propiamente dichas y a los tiempos perdidos.

Por ésta razón hemos decidido identificar las etapas que constituyen el proceso de construcción de un pozo, y es así como se llega a determinar tres fases técnicamente independientes, las cuales detallan las operaciones de construcción de un pozo las cuales son: perforar, evaluar y revestir.

El propósito de encontrar la causa raíz de los inconvenientes que terminan provocando tiempos no productivos es determinar la frecuencia de ocurrencia y el impacto económico de los mismos, determinar la influencia directa de los mismos en la planificación, de ésta forma se podrá proponer acciones remediales para minimizar o eliminar la ocurrencia de los NPT

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES, DESCRIPCIÓN DEL BLOQUE 7, FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPERACIONES Y TIEMPOS PERFORACIÓN

1.1 ANTECEDENTES DEL BLOQUE 7

El Bloque 7 fue licitado en la segunda ronda en 1985, siendo concesionado a British Petroleum (BP-Gran Bretaña). Durante su estancia hizo sísmica, perforó y encontró crudo de 21° API, calidad media. BP se retiró en 1990 y asumió las operaciones Oryx (EE.UU.). En 1998 entró Kerr McGee (EE.UU.), empresa que un año después, el 26 de febrero de 1999 se fusionaría con Oryx en una misma empresa. En el 2001 entró Perenco-OMV (Francia-Austria) que en el 2004 quedaría sólo como Perenco.

El Bloque 21 se licitó en 1994 y entró Oryx, quien operaba ya en el bloque 7. Desde entonces estos dos bloques han sido operados siempre por las mismas empresas.

Cuando Oryx se retiró del país asumió las operaciones Kerr McGee y después Perenco (Francia. El 20 de marzo de 1995 se firmó el contrato de Participación entre Petroecuador y Oryx para el bloque 21, en el que participaban también Santa Fe, Sipetrol y Clapsa, aunque la operación del bloque quedó en manos de Oryx junto a la del bloque 7. Para esa fecha Perenco la Operadora (45%),

Burlington participó con un 37,5% y Preussag Energie Internacional con 17,5%.¹

Ecuador declaró la caducidad de los contratos de participación con las compañías Perenco (Francia) y su socio Burlington (EE.UU.) para operar los bloques 7 y 21, y del campo unificado Coca Payamino, el 20 de julio de 2010 fue lo que informó el Ministerio de Recursos Naturales No Renovables.

Con la creación de Petroamazonas EP, ésta tomó el control de varias áreas como Pañacocha y los bloques 7 y 21 de Perenco, los cuales hasta la actualidad se encuentran bajo su administración.

1.2 GEOLOGÍA DE LA CUENCA ORIENTE, BLOQUE 7

1.2.1 GENERALIDADES

Los estudios realizados por Faucher y Savoyat en el año 1973 sobre la Cuenca Oriente nos dicen que se ubica al Este de la Cordillera Real del Ecuador, además es una cuenca pericratónica de gran extensión que se abre camino entre los Andes y cratón Guayanes-Brasileño.

La Cuenca Oriente presenta una morfología en la que una de sus características son los relieves con alturas comprendidas entre 1000 y 2000 metros en la zona subandina y en la planicie amazónica son inferiores a 20 metros. Los relieves de mayor importancia dentro de la Cuenca Oriente corresponden al Levantamiento Napo, al noroeste, y del levantamiento Cutucú al sur oeste, en medio de los cuales se encuentra la desembocadura del megacono aluvial del río Pastaza.

La cuenca Oriente, ha sido estructurada dentro de un sistema extensivo desarrollado en el Permo-Triásico y el Jurásico, presentando posteriormente esfuerzos transpresivos a partir del Cretácico Tardío, provocando la emersión

¹ MALDONADO, A, (2005), BLOQUES 7 Y 21 PERENCO (FRANCIA), Quito, págs.1-2

de la Cordillera Real y consecuentemente la formación del sistema Cuenca de ante-país propiamente dicha. El tectonismo compresivo (transpresión), se inició en el Turoniano marcando la inversión tectónica y la formación de la Zona Subandina, del Corredor Sacha-Shushufindi y del sistema Invertido Capirón – Tiputini.²

1.2.2 UBICACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La Cuenca Oriente cubre aproximadamente un área de cien mil kilómetros cuadrados, se encuentra ubicada entre los Andes al Oeste y el Escudo Guayanés hacia el Este, localizada en el interior de la gran provincia geológica-petrolera Putumayo por el norte y Oriente –Marañón al Sur.

1.2.3 BLOQUE 7, CAMPO OSO

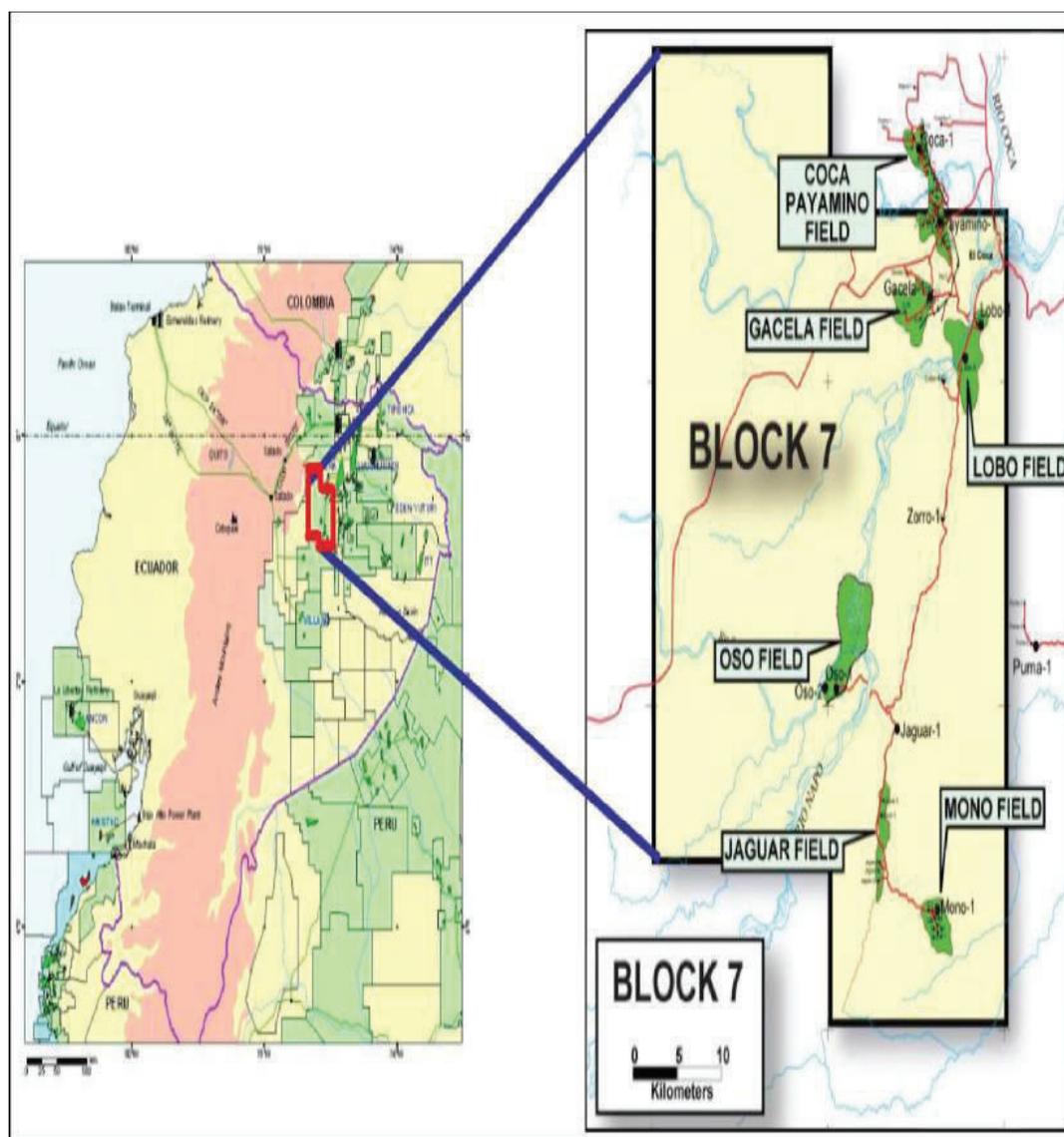
El Campo Oso ubicado en la provincia de Orellana, en el centro occidente de la Cuenca Oriente se encuentra operado por Petroamazonas EP, se encuentra ubicado en el Bloque 7 a una distancia de cincuenta kilómetros al sur de la ciudad de Francisco de Orellana (Coca).

Desde el punto de vista geológico el Bloque 7 se lo puede situar en la región centro-occidental de la Cuenca Oriente del Ecuador, cerca de la transición entre la planicie selvática de la Amazonía y la zona subandina con presencia de fallas y levantamientos.

Las principales formaciones de las cuales se produce en el Bloque 7 son la Formación Napo y Hollín, en la figura 1, se aprecia la ubicación del campo.

² Baby, Rivadeneira, & Barragán, LA CUENCA ORIENTE GEOLOGÍA Y PETRÓLEO, 2004,pag 46.

FIGURA 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 7, CAMPO OSO EN LA PROVINCIA DE ORELLANA



Fuente: ARCH, *Informe Técnico de tasa permitida de producción, Oso B-54H Base de datos de Departamento de Yacimientos*, 2013.

1.2.4 ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO OSO

TABLA 1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA Y AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN

EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN
Cuaternario	Cuaternario Indiferenciado		Continental
Mioceno	Lower Chalcana		Continental
Oligoceno	Orteguaza		Marino
Eoceno	Tiyuyacu	Congl. Tiyuyacu	Continental
			Continental
Paleoceno	Tena	Basal Tena	Continental
Cretácico Superior	Napó	Napó	Marino
		Caliza "M-1"	
		Caliza "M-2"	
		Caliza "A"	
		Arenisca "U" Superior	
		Arenisca "U" Principal	
		Lutita Napó Media	
		Caliza "B"	
		Arenisca "T" Superior	
		Arenisca "T" Principal	
		Lutita Napó Inferior	
		Cretácico Inferior	
Hollín Principal	Continental		

Fuente: ARCH, *Informe final de geología del pozo Oso B-48H Base de datos de Departamento de Geología*, 2013.

1.3 OPERACIONES BÁSICAS DE PERFORACIÓN

1.3.1 LA SARTA DE PERFORACIÓN

La sarta es parte de nuestro equipo del taladro de perforación, la cual será sometida a la mayor cantidad de esfuerzos, además gracias a ella tenemos un referente para determinar la profundidad del pozo, por éste motivo debe existir un control detallado y minucioso del número de tubos y del estado en el que se encuentran.

Las siguientes son recomendaciones dentro de las operaciones:

- Llevar un registro detallado de toda la tubería que llega al pozo, en el que se indique el tipo, grado, peso, rosca, etc, solicitar los certificados de las inspecciones realizados a la sarta y verificar que correspondan a la tubería; sólo se aceptará tubería nueva o aquella que cuenta con la documentación que respalde que fue inspeccionada y catalogada como API Premium. Si la tubería va a ser desplazada a otra locación, el interventor debe estar informado, siendo ésta la persona que por escrito autorizará la salida, dicho sea de paso , toda tubería que sea movilizada dentro y fuera del pozo debe coincidir con la sarta de la cual se lleva un inventario.
- Se debe tener siempre a la mano las tablas de resistencias, capacidades, sobretensiones que correspondan a la sarta.
- Realizar una calibración adecuada, la cual puede tener las siguientes variables (longitud, diámetro, rocas, cuellos de pesca) tomando las especificaciones de los elementos que forman la sarta, y constan en la orden de entrada al pozo.
- Para el procedimiento de instalación de boquillas de la broca, antes verificar el número, tipo y diámetro
- Realizar una inspección de la rosca de manera visual, verificar los diámetros internos de todos los tubos antes de que entren al pozo.
- Seguir las recomendaciones de los fabricantes a la hora de aplicar el torque recomendado, saber cómo se encuentra el arreglo de cables usados en las

llaves de potencia para transmitir la tensión, esto nos permitirá calcular el torque real aplicado, además colocar las cuñas en el punto adecuado.

- Durante los viajes de subida y bajada o con la tubería estática se debe registrar el peso.
- La tubería que va a quedar dentro del casing debe ir con un recubrimiento de caucho, es importante utilizar las cuñas y la grasa acordes a nuestra tubería usada.
- Al llegar a la profundidad a la que se debe correr el revestimiento, analizar si la capacidad total de carga de la subestructura no sobre pasa los límites de carga que puede soportar la mesa rotaria más la tubería en la torre, caso contrario proceda a quebrar inicialmente la tubería que no va utilizar en el siguiente hueco (botellas de diámetro grande).
- La tubería que sea catalogada en mal estado y deba ser retirada del pozo se la tendrá que registrar e informar al interventor de la compañía operadora, para que sea descargado del inventario y se realice un marcado visible de las mismas.

1.3.2 FLUIDO DE PERFORACIÓN

Se utiliza por general un lodo base agua fresca-bentonita ayudado con un extendedor de bentonita el cual mejora la capacidad de limpieza y arrastre en el pozo.

Propiedades del fluido de perforación:

- Densidades de lodo bajas (9,1 a 9.2) libras por galón
- Puntos de cedencia con valores superiores a 30
- Ph bajos de 8,2 a 8,5 mantenido con potasa (KOH)
- El equipo de control de sólidos debe ser usado continuamente
- Adicionar bentonita pre hidratada

Durante las operaciones las siguientes recomendaciones deben ser tomadas en cuenta:

- En las formaciones someras existe una abundancia de arenas poco consolidadas con arcillas y rodados los cuales se encuentran intercalados, por ésta razón el fluido de perforación debe poseer una alta capacidad de limpieza.
- Para construcciones de huecos muy grandes, se puede crear una floculación controlada con la adición de cal o cemento que nos permitirá incrementar la limpieza dentro del pozo. Es recomendable que los puntos de cedencia sean mayores de 30, lo que responderá mejor con las bajas velocidades en el anular.
- El programa de fluidos de perforación debe estar en sincronía con el programa de revestimiento.
- El interventor de la compañía operadora debe informar sobre los tratamientos efectuados o a efectuarse y sobre las condiciones actuales y sobre los resultados que se esperan, además del costo real del lodo.
- Los equipos de control sólidos deben estar dimensionados y diseñados acorde a nuestras operaciones, de esta forma se reducen los tratamientos químicos y las grandes diluciones, además es importante que los equipos estén operando de manera continua y en óptimas condiciones, logrando así una reducción de la contaminación ambiental.
- El valor de la densidad del lodo debe mantenerse baja, pero de existir las condiciones necesarias para un incremento en su valor (y sea imposible analizar estos valores con el departamento de operaciones) hay que hacerlo.
- La mejor manera de disminuir la cantidad de lodo desechado es reacondicionarlo y separarlo para que el agua sea recirculada.
- El dimensionamiento de los equipos debe tener la capacidad de recibir el volumen adicional de lodo recuperado después de las cementaciones, de acuerdo con lo previsto en la normativa ambiental.
- Podemos valorar ciertos indicadores los cuales nos revelaran una mala limpieza de pozo como son el torque , el arrastre, el relleno y las amenazas de pega, los cuales pueden ser mal interpretados y ser diagnosticado como alto filtrado, lo que daría inicio a un tratamiento químico que agravaría el problema.

- Los químicos, iones que no sean requeridos y que cambien las condiciones del lodo, se los considera como contaminantes, se lo debe retirar o tratar.
- Una de las propiedades que debe poseer el lodo es la capacidad de conservar y preservar las características de los fluidos y materiales de la formación que indiquen condiciones anómalas como posibles arremetidas, por esta razón mantener las propiedades óptimas del fluido de perforación no solo debe estar limitado a tener una buena reología.
- Para no erosionar ni agrandar el hueco, las tasas de circulación deben estar acordes a la condición del lodo.

1.3.3 ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN

1.3.3.1. Hueco de superficie

Una de las mejores formas de evitar problemas futuros en el pozo es realizando un trabajo óptimo de perforación. Los puntos de control son: la verticalidad, los fluidos y la cementación del revestimiento.

Para alcanzar éstos objetivos se presentan las siguientes recomendaciones operacionales.

Un control adecuado de las presiones en el hueco de superficie, donde se pueden presentar arenas gasíferas o acuíferos activos que pueden ser de cuidado, aquí nace la importancia de mantener el control primario, un pozo siempre lleno y un lodo de densidad adecuada.

Las arenas no consolidadas que se encuentran en formaciones someras y en locaciones que han sido asentadas sobre relleno, se debe dar inicio a la circulación a baja presión, evitando así la fractura, la pérdida de lodo y un daño a la locación.

El control de la verticalidad normalmente se hace con el peso sobre la broca y en buzamientos severo, con sartas estabilizadas diseñadas para cada caso.

Al existir la sospecha de la presencia de gas, así el riesgo sea valorado como mínimo, se debe instalar el diverter o desviador de flujo.

El suministro de agua debe ser asegurado por las posibles pérdidas que se puedan presentar.

1.3.4 CONTROL DE DESVIACIÓN

- Al iniciar la perforación es fundamental la alineación con la Kelly (usar nivel) y tomar medidas de desviación aproximadamente a los (30, 90, 180, 300, 500) pies, con cable, o en cada momento que se tenga indicio de tendencia a desviaciones anormales. Luego cada 500 pies y con el cambio de broca sin exceder los 1000 pies.
- Éste control debe llevarse hasta la profundidad que se considere necesaria en las zonas con alta tendencia a la desviación.
- Las desviaciones permisibles serán de un grado (1°), por cada 1000 pies y severidades no mayores de ($2^\circ/100'$). En cada cambio de broca, tomar un dato de desviación con el registrador de caída libre (Totco). El ingeniero jefe de pozo debe asegurarse del procedimiento de armado de la herramienta, del funcionamiento del reloj del instrumento y que el tipo de carta utilizada sea la adecuada.
- Cuando la lectura de la carta se sale del límite (saturada), cambiar de instrumento porque probablemente no es el adecuado y usar uno de mayor rango.
- El amortiguador inferior del instrumento de medida debe estar en excelentes condiciones y con una conexión adecuada, de esta forma evitaremos una ruptura por mal ensamblaje o falla de material. Asegurarse que la herramienta cuenta con el cuello de pesca y hay un pescador para ella.
- En pozos donde se ha trabajado con sartas estabilizadas, es necesario calibrar el desgaste de los estabilizadores en cada uno de los viajes de tubería; cuando el desgaste sea mayor a un cuarto de pulgada ($1/4''$), se hace necesario cambiarlos. Al bajar estabilizadores nuevos, se recomienda colocarlos en la parte superior del ensamblaje y rimar toda la sección recién perforada.

- Durante la perforación de rocas duras (chert, dolomitas, arcillolitas), se recomienda la utilización de estabilizadores de camisa no-rotacional, con el fin de mantener en su diámetro las cuchillas del estabilizador.
- El conjunto empacado recomendado en la sección 1.2 permite colocar altos pesos sobre la broca, evita el desplazamiento lateral de la misma y mantiene el ángulo deseado. Se consigue colocando un estabilizador directamente sobre la broca, otro a 30' arriba y un tercero a 60' de la broca. Cuando se usa instrumento no magnético, después del segundo estabilizador se coloca una botella monel (no magnética).

1.3.5 ACONDICIONAMIENTO DEL POZO

Hace referencia a los trabajos necesarios para dejar el hueco en las condiciones que permitan ejecutar las actividades posteriores sin problemas.

Se realiza cuando se alcanza la profundidad final de una sección del pozo, para cambio de broca, para un trabajo de pesca, para tomar registros, para bajar revestimiento, etcétera. y comprende las siguientes operaciones:

- Circular suficientemente el pozo (mínimo un ciclo completo), hasta despejar los cortes del anular, observando la zaranda vibratoria para decidir en qué momento parar. Si es necesario bombear baches viscosos.
- Un viaje corto hasta la profundidad de salida de la broca anterior. En zonas con tendencia a cerrarse, el viaje corto se hace en toda la sección perforada o atravesando la zona problema.
- Siempre que se circule para acondicionar el hueco, se recomienda rotar y reciprocarse la sarta de perforación, para reducir las posibilidades de pega diferencial; simultáneamente se debe acondicionar el lodo a las propiedades requeridas.
- Antes de sacar tubería, puede bombearse una píldora pesada para balancear las columnas y evitar pérdidas de lodo. En caso de huecos en la tubería, no bombearla.

- El revestimiento debe ser circulado mínimo dos veces su capacidad antes de cementarlo, observando los retornos en la rumba y acondicionando el lodo a las propiedades recomendadas en los diseños.
- Cuando se produce una pesca, es buena práctica hacer un viaje de acondicionamiento del hueco antes de bajar las herramientas de pesca.

1.3.6 CORRIDA DE REVESTIMIENTO

El cuidado del revestimiento empieza tan pronto llega éste a la localización.

Debe inventariarse y almacenarse adecuadamente, para que sea inspeccionado y medido por la compañía contratada o por el personal del equipo, según el caso. El almacenamiento se hace en bases metálicas bien soportadas en el piso. Para tubería rango tres (3), usar mínimo tres (3) soportes equidistantes. Colocar máximo cuatro (4) capas de tubería separadas por madera fuerte, cada capa inmediata superior debe empezar por lo menos tres (3) tubos adentro del borde.

Todos los tubos deben tener los protectores colocados al llegar a la localización, luego se remueven para inspeccionar y limpiar las roscas y calibrar (conejar) el tubo y se vuelven a colocar los protectores. Para movilizar el tubo hacia la mesa rotaria, debe colocarse el protector de caucho indicado.

Los tubos que entrarán primero al pozo se colocarán en la capa superior y se les anotará en el centro del cuerpo un número grande que indica su posición en el pozo.

La medición de los tubos se hace desde el borde de la caja, hasta donde se insinúa el primer hilo, o la base del triángulo marcado en el tubo en la rosca buttres. El procedimiento lo deben realizar dos personas diferentes y comparar los resultados.

1.3.3.2. Planeación para la bajada de revestimiento

A continuación se presentan algunas de las actividades consideradas importantes para obtener una buena ejecución del programa de revestimiento. Por ejemplo, una revisión final del programa de revestimiento permite hacer ajustes y/o detectar fallas.

La preparación para bajar revestimiento debe incluir:

- Hacer una reunión con todo el personal involucrado para discutir la operación a ejecutar, los riesgos, la prevención de accidentes y asegurarse que todos conocen su tarea.
- Verificar e inspeccionar personalmente que cada una de las herramientas que se van a utilizar durante la operación y cementación del revestimiento sean las indicadas, estén completas y en buen estado.
- Revisar personalmente la ubicación y numeración de los tubos en las bases metálicas (burros), si su posición es correcta y si al entrar al pozo coincidirán con el programa de revestimiento.
- Revisar si el diámetro de las herramientas de manejo es adecuado al revestimiento a bajar. Mirar la posibilidad de tener una cuña y un elevador de revestimiento adicional.
- Revisar si el número de líneas instaladas en las poleas están de acuerdo con la carga a soportar, de tal forma que se obtenga el factor de seguridad exigido. Las toneladas-milla acumuladas del cable de perforación. Para revestimientos profundos y pesados, es buena medida usar cable nuevo.
- Inspeccionar visualmente, calibrar y preparar las roscas, teniendo como mínimo cinco tubos adicionales para reemplazar tubos con imperfecciones.
- Alistar suficiente grasa para revestimiento, soldadura líquida, cross-overs, centralizadores y sus conectores, la cabeza a instalar (revisar el tipo de conexión).
- Programar la posición de la cabeza del pozo para ajustar la longitud de la tubería con la medida del Landing Joint, de tal forma que la última conexión quede en el lugar deseado y pueda enroscarse sin dificultad o colgarse sin

problemas (que no quede un cuello justo donde se va a colocar el colgador). En caso de dificultades extremas se tendrá la posibilidad de conectar el cabezal del pozo mediante hot head.

- Conseguir un Landing Joint que permita ajustar las profundidades del hueco y revestimiento sin dejar una longitud de tubería mayor de 7 pies sobre la mesa rotaria, por la dificultad al manipular el pin de seguridad del tapón de desplazamiento y el manejo de válvulas en la cabeza de cementación.
- Listar y dibujar la secuencia de bajada del revestimiento y equipo de flotación con el número de orden de posición en el pozo y su correspondiente grado, peso, rosca, longitud y profundidad a la cual quedará su tope en el pozo, torque recomendado y ubicación de los centralizadores.
- Velocidad de bajada del revestimiento.
- Profundidades a las cuales romper circulación.
- Tomar el peso del revestimiento subiendo, bajando y estático.

1.3.3.3. Guías prácticas para la bajada del revestimiento

- Los protectores ajustados deben ser removidos con llaves y no con martillos. Cuando el borde del pin caiga sobre el borde de la caja, no lo empuje para que entre, levantarlo de nuevo y volver a bajar.
- Armar la línea de llenado con anticipación.
- Usar indicador de torque. Muelas curvas y nuevas en las llaves y cuñas, para evitar el deslizamiento sobre el tubo.
- Limpiar con barita y secar todas las roscas del equipo de flotación y de los tubos donde se conectarán. Usar soldadura líquida en estas conexiones.

1.3.3.4. Procedimiento de bajada

1.3.6.1.1 Conductor 30"

- Desmontar la mesa rotaria

- Tomar la primera junta de los soportes de la tubería y levantarlo mediante cable que pasará a través de las orejas instaladas en el tubo. Colocar el zapato, sentándolo sobre el piso del equipo.
- Sentar la primera junta sobre el piso del contrapozo soportado por grapas de seguridad. Quitar orejas soldadas. Revisar nuevamente.
- Tomar la segunda junta y conectarla a la primera junta mediante el conector Vetco o soldadura de acuerdo con las órdenes de la operadora. Conectar una nueva grapa en la segunda junta y desconectar la grapa que tiene la función de cuña en el piso del contrapozo, llenar el revestimiento y bajar lentamente. El conductor debe llenarse con lodo limpio, tubo a tubo con el tanque de viaje, registrando y comparando con lo programado.
- Al Landing Joint se le ha marcado la profundidad hasta donde debe bajar con respecto a la mesa rotaria; colocar la cabeza de cementación de conexión rápida e iniciar la circulación reciprocando quince pies. Inmediatamente antes de la cementación, colocar el revestimiento a tres (3) pies del fondo, centrarlo en la rotaria y amarrarlo fuertemente.
- Circular hasta homogeneizar el lodo a las condiciones deseadas.

1.3.6.1.2 Revestimiento superficie 20”

- Tumar campana 30”
- Tomar la primera junta, colocar el zapato y sentarla en las cuñas, comprobando que realmente cerraron, agarrarla con la grapa antes de soltar el elevador, llenar la tubería.
- Tomar la segunda junta, no golpearla contra la que está en las cuñas, enroscarla, quitar la grapa, abrir la cuña, bajar lentamente y llenar. La tubería debe llenarse con lodo limpio, cada tubo inicialmente (hasta que haya suficiente peso) y luego cada tres, registrar el desplazamiento y llenado en el tanque de viaje y comparar con lo programado.
- Cuando se baje la última junta se deberá retirar la caja, tomar el Landing Joint caja-caja apretada al máximo torque (en el taller) y enroscarlo en el pin, ajustándolo al mínimo torque y aflojando 1/4 de vuelta. Al Landing Joint se le ha marcado la profundidad hasta donde debe bajar con respecto a la mesa rotaria; colocar rápidamente la cabeza de cementación e iniciar la

circulación recíprocando quince pies. Inmediatamente antes de la cementación, colocar el revestimiento a tres (3) pies del fondo, centrarlo en la rotaria y amarrarlo fuertemente. Esto conducirá a obtener la nivelación de la brida superior de la cabeza, la cual servirá de base para las preventoras, los revestimientos posteriores y el árbol de producción.

- Circular para obtener el acondicionamiento del lodo a las condiciones deseadas.

1.3.7 CEMENTACION DE REVESTIMIENTOS

El buen resultado en la cementación de revestimientos está basado en una serie de operaciones previas que propicien una efectiva colocación del cemento en el anular.

La reunión antes de iniciar la operación entre el Ingeniero Jefe de Pozo y todo el personal involucrado para discutir y aclarar el programa y su ejecución, debe tomarse como una norma con el fin de asegurar que cada uno conoce sus funciones, responsabilidades y planes de contingencia, para obtener una operación segura y efectiva.

1.3.3.5. Planeación de la cementación

Se refiere a los preparativos que se deben realizar antes de ejecutar la operación, los parámetros a incluir son:

- Conocer muy bien el programa de cálculos realizado y sustentado por la compañía de cementación, el cual debe incluir entre otras cosas lo siguiente: Perfiles de presión durante toda la operación, modelos reológicos y regímenes de flujo para todos los fluidos a bombear, indicando las tasas de desplazamiento recomendadas, volúmenes de lechadas y preflujos, cantidad de cemento y de aditivos, puntos críticos durante la operación, secuencia operacional, densidad de los fluidos a bombear y tiempos de bombeabilidad. El informe debe ser presentado en forma gráfica y tabular.

- Asegurarse que el tiempo de espesamiento del cemento ofrezca suficiente margen para las diferentes operaciones como: mezclar, enviar el tapón, desplazar el cemento y sacar la tubería en los casos necesarios, etc.
- Comprobar que los aditivos recomendados den los resultados esperados (presenciar pruebas de laboratorio) y asegurarse que son adicionados rigurosamente en el campo; tomar muestras en el campo de la mezcla cemento-aditivos.
- Revisar la calibración de los manómetros y registradores a usar
- Máximas presiones a aplicar en caso de taponamiento. Ratas máximas y mínimas de desplazamiento.
- Realizar todos los cálculos (volumen y golpes para desplazamiento con diferentes eficiencias de las bombas) del trabajo, independientemente por los ingenieros jefe de pozo y de la compañía de cementación y comparar.
- Para efectos tanto de control ambiental como del pozo, calcular los volúmenes adicionales de lodo que se van a ganar durante la operación.
- Calcular las presiones durante el trabajo e inspeccionar que todos los equipos involucrados en la operación tengan la resistencia necesaria.
- Calcular la tensión extra que se genera por la presión de asentamiento del tapón y revisar la resistencia del revestimiento, con el fin de determinar si es adecuada o no.
- El revestimiento de superficie debe ser cementado con retorno de cemento.

1.3.3.6. Guías prácticas de operación

Además de la planeación teórica, deben tenerse en cuenta una serie de factores prácticos para realizar la operación.

- Tener el agua suficiente en la localización para toda la operación: mezcla de espaciadores, lavadores, lechada de cemento, etcétera.
- Instalar una línea adicional desde la bomba del equipo hasta la cabeza de cementación, como medida de precaución.
- Asegurarse que el suministro de lodo o agua a la unidad de cementación funcione y esté de acuerdo con lo requerido.

- Revisar el volumen del combustible en los tanques de la unidad de cementación.
- Tomar testigos de la lechada, de tal forma que se tenga información aproximada de toda la columna de cemento (inicial y cada cierto número de barriles, de acuerdo a la cantidad total de lechada).
- Pasar el cemento de retorno a través de canales hasta la piscina de lodo, para evitar la contaminación del lodo de perforación y del ambiente.
- Para el manejo de grandes cantidades de cemento o cuando el trabajo lo requiera, se deberá evaluar la posibilidad de tener en la localización dos (2) unidades de cementación o equipo adicional que permita la realización del trabajo.
- Asegurarse de que el tapón adecuado sea colocado en la forma correcta en la cabeza de cementación y que el pin indicador de paso del tapón funciona.
- Antes de iniciar el bombeo, revisar las válvulas de la cabeza de cementación, cerrar la de desplazamiento (superior) y abrir la de mezcla (inferior).
- Es importante bombear el cemento solo cuando se alcancen las propiedades requeridas.
- Permita al operador del camión trabajar libremente, puesto que en la reunión pre-operación ya debió recibir toda la información requerida; si es necesario retroalimentarlo durante la operación, hágalo con la información actual (densidad, viscosidad, rata de mezcla, de desplazamiento, etc.) y sabrá lo que hacer.
- Llevar cuentas separadas entre el Operador y el Interventor del volumen desplazado, revisando que los tanques sean llenados y desocupados correctamente. Cuidado con las fugas entre los tanques.
- No exceder el volumen de desplazamiento calculado hasta el collar, en caso extremo utilizar el 80% del volumen de las juntas por debajo de él. Es muy importante definir lo más exactamente posible la eficiencia volumétrica y el desplazamiento por golpe de las bombas del equipo, ya sea para su operación o una emergencia.

- Cuando los volúmenes o las tasas requeridas de desplazamiento sean altos, utilizar las bombas del equipo, siempre y cuando su capacidad sea suficiente para el trabajo.
- Los revestimientos superficiales y los conductores con poco peso, donde el efecto diferencial de fuerzas tienda a sacarlos, no se deben reciprocarse mientras se cementan, porque probablemente queden cementados a una profundidad diferente a la programada.
- Cuando se programe retorno de cemento y no ocurra, cementar desde superficie con tubería macarroni así: Bajar tubería macarroni de 1' - 2' por el anular hasta donde tranque o mínimo así 50' así:
 - a) Bombear agua y observar si retorna cemento.
 - b) Bombear cemento con acelerante 2% CaCl₂
 - c) Sacar la tubería. Si después del fragüe el cemento baja, rellenar con arena y cemento seco.
- Se utilizará el sistema de pack-off con tres tubos en fibra de vidrio conectados al final de la sarta de tubería de perforación, para cementar el revestimiento por el alto volumen de desplazamiento y con retorno a superficie.
- Si es indispensable parar el bombeo durante el desplazamiento, mover la tubería continuamente para evitar que el cemento desarrolle altos geles.

1.3.3.7. Procedimiento de cementación

A continuación se describe la secuencia operacional de la cementación, de la cual hay que tomar la siguiente información lo más precisa y veraz posible:

- Los tiempos de iniciación y terminación de cada secuencia.
- Presión inicial y final de cada de cada secuencia. Presión final de asentamiento.
- Retorno de flujo (back flow).
- Cantidad de retorno de cemento cuando ocurra.
- La densidad y los volúmenes de las lechadas y preflujos.
- Llevar un registro constante de la cantidad, tipo y densidad del retorno.

- Mover la tubería más o menos 15' arriba y abajo durante toda la operación (reciprocación).
- Tomar la presión y los golpes de circulación con el revestimiento en fondo.
- El revestimiento debe rotarse cuando se disponga de los elementos necesarios y seguros para hacerlo, en el momento en que el cemento sale al anular y durante el desplazamiento.

La secuencia recomendada para este procedimiento es:

- a) Llenar las líneas con agua, cerrar las válvulas de la cabeza y probar con el cincuenta por ciento adicional de la presión máxima programada, aliviar presión.
- b) Bombear el colchón lavador, el espaciador y el separador.
- c) Mezclar y bombear el cemento a la tasa programada.
- d) Soltar el tapón de desplazamiento y asegurarse que pasó a través de la cabeza.
- e) Desplazar con el volumen de lodo calculado a la rata programada.
- f) Disminuir la tasa de desplazamiento para los últimos 10 bbls, con el fin de no sobre presionar excesivamente al sentar el tapón.
- g) Colocar la presión de asentamiento calculada, de acuerdo con la presión final de desplazamiento y la resistencia del revestimiento.
- h) Aliviar la presión lentamente, midiendo el retorno (back flow). Bombear nuevamente la misma cantidad retornada (teóricamente debe obtenerse la misma presión. Aliviar lentamente la presión (debe obtenerse el mismo volumen retornado inicialmente)).³

1.4 TIEMPOS DE LA PERFORACIÓN

En base al programa de perforación se establece el tiempo necesario para ejecutar todas las operaciones planeadas. El tiempo empleado para alcanzar el objetivo es uno de los factores que determina la rentabilidad del proyecto.

³ Ecopetrol (1994), Manual de operaciones de perforación, pág.25 – 67.

Cuando se realiza un plan de perforación debe incluirse los diagramas de tiempo versus profundidad.

FIGURA 2. DIAGRAMA DE ESTIMADOS DE PERFORACIÓN



Fuente: OBANDO Alfredo, *Perforación de Pozos de desarrollo para el campo Parahuacu*, 2007

El tiempo de la perforación está formado por los siguientes componentes:

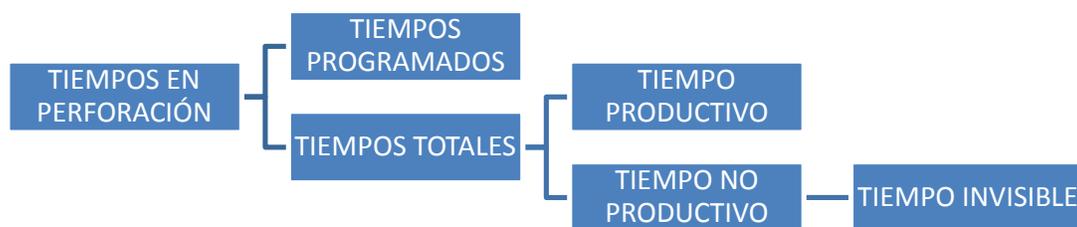
- El tiempo ocupado en perforar el hoyo, lo cual incluye las circulaciones, los viajes con tubería, los viajes de limpieza, el trabajo direccional, las desviaciones geológicas, apertura del agujero.
- Los tiempos planos (sin avance en la profundidad), aquellos en los que no hay avance en la profundidad. En esta categoría se incluyen los tiempos de corrida y cementación de la tubería de revestimiento, la instalación de los preventores y cabezales del pozo.
- Tiempo para pruebas y terminación de pozo.
- El tiempo para evaluación de la formación, es decir el tiempo de toma de muestras, registros a la formación, etcétera.
- El tiempo de la instalación y desinstalación del equipo.

- El tiempo no productivo. (Schlumberger, 2010)⁴

1.4.1 CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN⁵

Los tiempos de perforación se clasifican según se indica en la figura 8. (Morán Obando, 2014)

FIGURA 3. CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS DE PERFORACIÓN



Fuente: MORAN Estéfani, Análisis Técnico de las lecciones aprendidas y factores que provocan los tiempos no productivos de las operaciones de perforación en el campo Oso de la Amazonía Ecuatoriana a partir del año 2013 a la presente fecha., 2014.

1.3.3.8. Tiempo programado

Es el tiempo que forma parte de la planificación inicial asociada a las actividades de perforación.

1.3.3.9. Tiempo total

Es el tiempo de ejecución de las operaciones de perforación. Es la suma del tiempo productivo y el no productivo. A continuación se indica un ejemplo tomado de los reportes de la ARCH.

⁴ SCHLUMBERGER, (2010), Programa de entrenamiento acelerado para supervisors.

⁵ MORAN,E, (2014), op.cit., págs. 7-8

TABLA 2`. TIEMPO TOTAL DE EJECUCIÓN DEL POZO

	Horas	Días	%
Total tiempo productivo	604	25,17	88,24
Total tiempo no productivo	80,5	3,35	11,76
Total tiempo pozo	684,5	28,52	100

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso B-070R1*, 2013.
 Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

1.4.1.1Tiempo productivo

Es el tiempo efectivo de ejecución de operaciones de perforación; es decir sin considerar retrasos debidos a las fallas de equipos, de planificación, decisiones técnicas entre otros. En tabla 24 Se muestra un ejemplo del Análisis de Tiempo Productivo durante las operaciones de perforación de la sección de 12,25".

TABLA 3. ANÁLISIS DEL TIEMPO TOTAL PRODUCTIVO

TIEMPO PRODUCTIVO (HORAS)		
ACTIVIDAD	DIAMETRO DEL HOYO	TOTAL
	12.25"	
BOP (N/U N/D & testing)	6.5	6.5
BHA (P/U - L/D- M/U- TEST)	10.5	10.5
Drilling	129.5	129.5
Wash & Ream	1.5	1.5
Tripping	90.0	90
Circulate / Condition/change mud	36.0	36
Rig Service, Slip & Cut DL	4.5	4.5
R/U, R/D & Run Logs	13.0	13
R/U, R/D & RUN Casing / Liner	44.0	44
R/U, R/D EQ & Cementing	29.5	29.5
Wellhead, Riser, Valves+ Wear Bushing	15.5	15.5
Other / Surveys / Safety Meetings	19.5	19.5
Side Track OH	27.0	27
TOTAL HORAS	427.0	427.0
TOTAL DIAS	17.8	17.8

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso B-070R1*, 2013.

1.4.1.1.2 Tiempos no productivos

Cada empresa operadora o prestadora de servicios maneja una definición de Tiempos no Productivos la cual se acopla mejor a sus operaciones, sin embargo un concepto que puede ser aplicado al área de perforación sería el tiempo en que no existe un avance en la construcción de un pozo o en el que la tasa de perforación es muy baja. Se presentan algunas de las razones que provocan NPT y éstas son:

- Inestabilidad en el hoyo
- ROP bajo en formaciones duras
- Viajes por cambio de brocas
- Trabajos de cementación (secundaria squeeze)
- Fractura de formación (alto ECD o golpe de ariete)
- Perdidas de circulación (severas o completas)
- Pega o atascamiento (diferencial, mecánica o geométrica del pozo)
- Operaciones de pesca
- Arremetidas y reventones
- Viajes de reacondicionamiento
- Fallas en los equipos y las herramientas
- Fisuras en la sarta de perforación (washouts)
- Organización y logística

- Problemas direccionales

Dodson en 2004 encontró que alrededor del 40 % de los NPT fue causada tanto por la inestabilidad del pozo y problemas de presión de poro (por ejemplo, arremetidas, influjo de gas, influjo de aguas poco profundas, pérdida de circulación, la inestabilidad del pozo, y pegado de tubería). Por lo tanto, con el fin de optimizar la operación de perforación y reducir el costo total, se debe focalizar la atención en la a la reducción de estos tiempos no eficientes.

En el área de perforación los NPT ha resultado ser la medida más difundida , los estudios realizados demostraron que del total del tiempo que es considerado como NPT en las operaciones de perforación del 15% al 20% no se lo había previsto, existe una real preocupación de que las diferentes disciplinas que conforman los equipos de perforación, en su intento de disminuir NPT, el enfoque podría estar mal orientado, y las soluciones desarrolladas y puestas en marchas podrían estar lejos del valor actual\real. La optimización de los recursos económicos se basa en la aplicación de los conceptos de seguridad, rapidez y bajos costos, a los factores que son considerados en los costos de perforación:

- Costos diarios de perforación
- Costos diarios de otros elementos
- Tiempo empleado en la perforación del pozo

Las opciones que existen para la disminución de los NPT son: 1) Reducción al mínimo de los problemas del pozo y 2) Mejorar la comunicación entre los actores involucrados en la perforación. La industria en general, pero sobre todo las contratistas poseen una participación en estos problemas, en lo concerniente al control de calidad y la confiabilidad de las herramientas, una de los análisis que se recomienda es verificar si la posible causa de un NPT está asociado a la condición de los equipos y herramientas. Todas las empresas que desarrollan tecnología petrolera debe tener un papel más proactivo en la producción de herramientas, de ésta forma se mejorará la calidad, caso

contrario los valores asociados a los NPT deberán ser tomados en cuenta dentro de la planificación de un pozo. (Moazzeni, Nabaei, & Azari, 2011)

*1.4.1.1.3 Tiempos invisibles*⁶

El llamado tiempo perdido invisible representa alrededor del 30% del tiempo y el costo de la entrega de un pozo construido, esto ocurre en la mayoría de las operaciones de perforación, Un estudio reciente de Shell demuestra que las herramientas de Detección Automática de la Actividad del Taladro, por siglas en inglés (ARAD) es un facilitador altamente significativo para guiar una mejora continua en el rendimiento de perforación. Los ARAD incluyen la detección de actividad de la plataforma en tiempo real, que se utiliza ya sea como una tecnología independiente o en combinación con la supervisión del trabajo in situ, todo esto monitoreado desde un centro de operaciones en tiempo real. (Martinez Ayala, 2001)

En el desarrollo normal de la construcción de un pozo algunos eventos pueden quedar registrados como operaciones planificadas es decir normales (rimado innecesario, procedimientos inadecuados de conexión de tubulares, ROP sub óptima, excesivos viajes requeridos por las brocas), sin embargo se convertirán en tiempos invisibles.

La siguiente figura 4 permitirá comprender la diferencia entre tiempos perdidos visibles e invisibles.

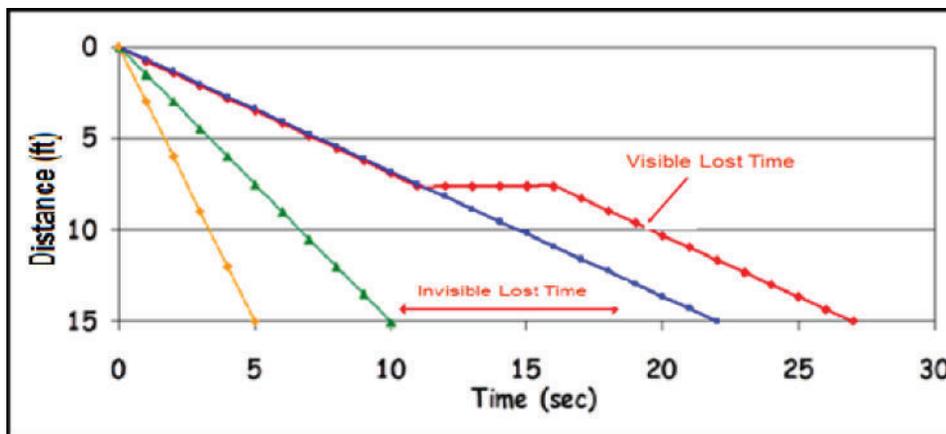
Las rectas amarillo y verde, nos indican que las operaciones no están involucrando tiempo perdido visible e invisible, en éstas rectas podemos notar que la perforación tiene un estricto apego a la planificación direccional.

La recta de color azul, se aprecia que no se ha cumplido la planificación direccional que estaba prevista. En la curva roja nos presenta las operaciones que se han dado como respuesta a los inconvenientes en el pozo (fallas de los componentes del taladro, herramientas direccionales, bombas).

⁶ RAMÍREZ, O,(2014), op.cit.,págs. 90-93

Entre las curvas verde y azul, se puede encontrar un claro ejemplo de tiempo perdido invisible. La curva azul tiene un mayor tiempo en las operaciones de la construcción del pozo, tiempos planos (bajadas de revestidor, registros y cementar el casing), diversos ensamblajes de fondo. (Ramírez Chávez, 2014)

FIGURA 4. EXPLICACIÓN DE TIEMPOS INVISIBLES



Fuente: BAKER HUGHES, Departamento de Optimización de la Perforación, 2014.

1.4.2 DESCRIPCIÓN DE LA CURVA DE PROFUNDIDAD VS TIEMPO⁷

En la curva de profundidad vs tiempo figura 4 se integran los códigos, tiempo planeado, entradas diarias, tubería, total de tiempos productivos, tiempos no productivos de las diversas compañías y curva de tiempos. Se explica estos ítems a continuación:

1.3.3.10. Códigos

Cada número o código tienen su respectivo significado en el proceso de la perforación, los cuales tienen operaciones normales o tiempos productivos que van del código 1 al 24, por ejemplo, el código 14 (Armar/ desarmar y bajar registros), y tiempos no productivos que van del código 25 al 45, como por ejemplo, el código 30 (Problemas de motor, MWD).

⁷ RAMÍREZ, O,(2014), op.cit.,pág. 94

1.3.3.11. Tiempo Planeado

Calculan todos los tiempos en cada sección, ya sea armando, subiendo, bajando BHA, cambio de la broca, circulación, viajes, bajada de tuberías, tomas de registros, cementaciones, armado de BOP para diferentes secciones y asentamiento de línea. Todos estos tiempos son calculados por las líneas de servicio para el respectivo pozo.

1.3.3.12. Entradas Diarias

En este ítem, se reporta fecha, hora, tiempo que demora esa operación, profundidad, tamaño del hoyo en el que se perfora con sus respectivos códigos; este ítem almacena la información completa del pozo, las actividades normales que se lleva a cabo, los problemas que tuvieron durante el proceso y la cantidad de tiempo improductivo ya sea del taladro, hoyo o alguna herramienta en el fondo del pozo.

1.3.3.13. La Tubería

Se selecciona el diámetro de la tubería para la sección, esto es desde donde comienza hasta que termina la sección indicada.

1.3.3.14. Total de los Tiempos No Productivos

En este ítem, se reporta todos los tiempos que no se había planeado o no estaban dentro del plan indicado en dicho pozo.

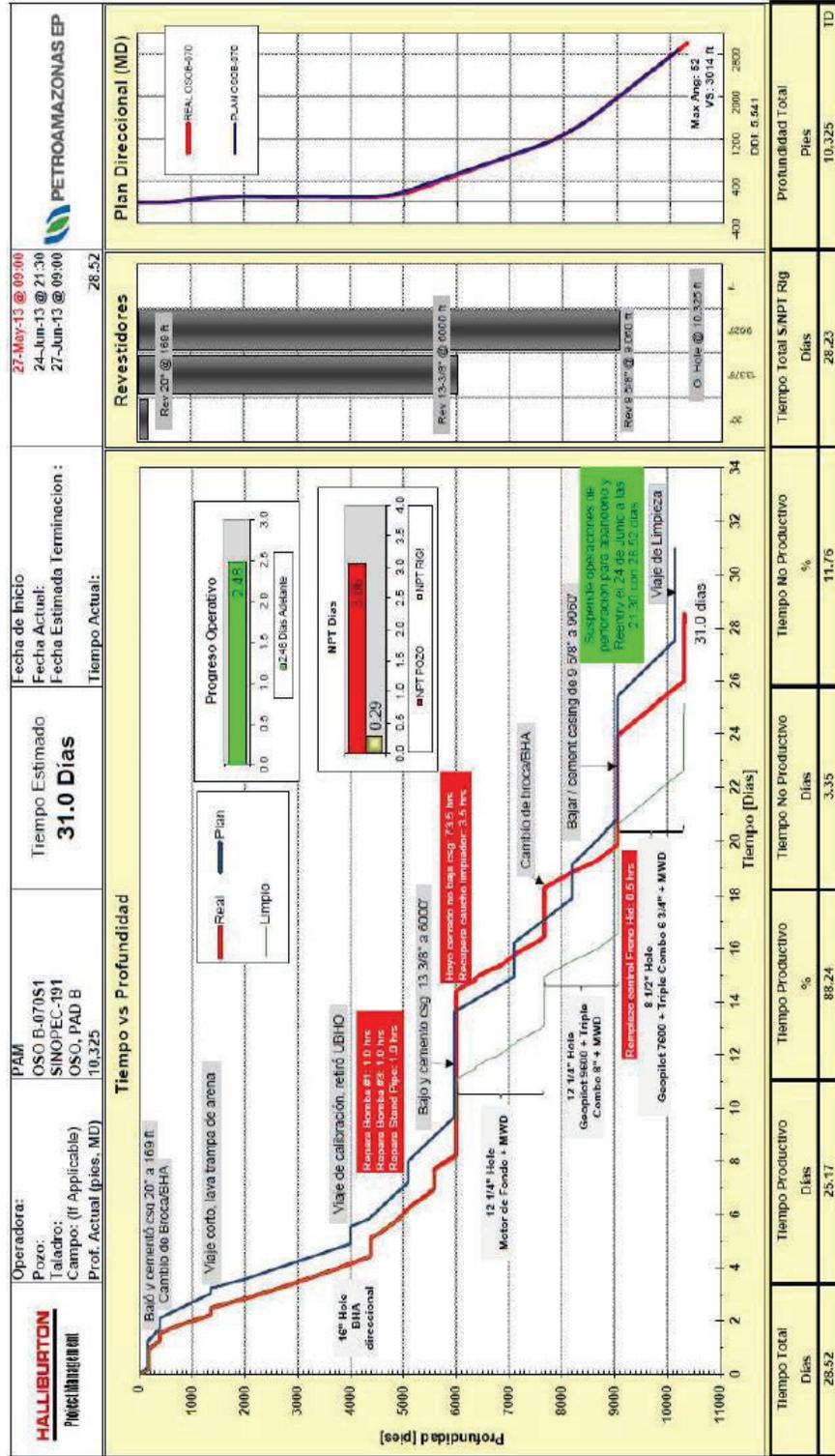
1.3.3.15. Tiempos No Productivos de las diversas compañías

Los tiempos reportados están asignados a cada una de las líneas de las diferentes compañías de servicio para, luego, poder negociar esos tiempos no productivos (NPT), de manera que, si hubo problemas en brocas, esa compañía que estuvo direccionando en esa línea deberá negociar esos tiempos.

1.3.3.16. Curva de profundidad vs tiempo

Para trazar la curva, se necesita información de los anteriores ítems, donde se describe en qué tiempo va avanzando la perforación, diferentes tipos de viajes, tiempos no productivos, sección que se está perforando, corrida de registros, tiempo en bajar casing. Además de crear la curva real, se tiene una curva del plan, la cual indica el tiempo que se demora en perforar cada una de las secciones. También, dice en qué forma se va a direccionar el pozo, si es tipo Vertical, S, J o H. En la curva, describe a qué profundidad está el tope de cada revestidor o liner. (Ramírez Chávez, 2014).

FIGURA 5. CURVA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO



Fuente: ARCH, Reporte final de perforación Oso B-070, 2013.

CAPÍTULO 2

PROBLEMAS Y TIEMPO NO PRODUCTIVO DE PERFORACIÓN

2.1. PROBLEMAS COMUNES DE PERFORACIÓN

Involucra las actividades comunes no productivas que siempre aparecen de forma recurrente, independientemente de la fase en la que se encuentre el proceso de perforación. Los tiempos no productivos consisten en problemas por ello se refiere indistintamente a los eventos como tiempos o bien como problemas.

2.1.1 REPARACIONES DEL EQUIPO

Corresponde al tiempo suscitado por las fallas y el tiempo invertido en las consecuentes reparaciones de los componentes y equipos de superficie suministrados por la operadora o provisto por la contratista. Incluyen los equipos eléctricos, equipos mecánicos, equipos hidráulicos, medidores, motores, bombas de lodo, malacate, línea de perforación, sistema de izamiento, unión giratoria, sistema top drive, válvulas impide reventones, equipo de control de sólidos.

El tiempo no productivo se le considera al tiempo inactivo adicional al acordado para el mantenimiento de los equipos y reparaciones que se establece inicialmente en el contrato.

2.2.2 ESPERAS

Corresponde al tiempo improductivo perdido por esperas de suministros o servicios proporcionados por la operadora o la contratista, incluyendo la falta de herramientas o equipos, y el tiempo perdido por la espera de toma de decisiones así como la espera de personal.

2.2.3 LIMPIEZA DE LA LÍNEA DE RETORNO POR GUMBO

La línea de flujo o flowline es el conducto metálico de gran diámetro que conduce la salida de los fluidos del pozo desde la boca del pozo hacia los tanques de lodo del sistema de tratamiento de lodo en la superficie. Este conducto inclinado conduce el retorno del flujo por simple efecto de gravedad, en él se coloca un medidor de caudal de paleta que es la primera indicación para el maquinista de que existe flujo en el pozo.

El gumbo es un tipo de arcilla blanda, altamente pegajosa que se dilata y ensucia las herramientas de perforación. Al entrar en contacto con el agua forman anillos y bolas que obturan la línea de flujo, el espacio anular y los filtros de las zarandas vibratorias.

Cuando hay presencia de estas arcillas reactivas que se encuentran obstruyendo la línea de flujo se requiere las acciones de la cuadrilla de perforación para restablecer el flujo normal.

2.2. PROBLEMAS DURANTE LA FASE PERFORAR

2.2.1 REACONDICIONAMIENTO DEL HOYO

Se requiere de un viaje de acondicionamiento del hoyo cuando se sospecha que el diámetro puede estar un poco restringido. Se consideran estas operaciones de rectificación y limpieza del hoyo incluyendo circulaciones, repasos, etc.

El rimado puede ser requerido como resultado de haberse perforado con diámetro desgastado por formaciones abrasivas, o por excesivo desgaste en la broca. El rimado puede hacerse para evitar que un hueco de bajo diámetro desgaste lateralmente una broca. Estas operaciones se utilizan para suavizar las paredes del pozo, para llevar el diámetro de un pozo a su diámetro nominal y ayudar a enderezar el pozo si se encuentran patas de perro u otras irregularidades.

Las secciones de hueco apretado causadas por arcillas inchables, deben ser rimadas y limpiadas, dependiendo de la sensibilidad de las arcillas, puede ser necesario rimar y limpiar más de una vez a medida que la perforación avanza.

2.2.2 REACONDICIONAR FLUIDO DE PERFORACIÓN

Es el tiempo de circulación necesario para alcanzar nuevamente las propiedades óptimas del lodo de perforación, después de que se produce la contaminación o alteración de sus parámetros.

Los líquidos o materiales que aportan los yacimientos, las formaciones del pozo, así como los fenómenos físicos causados por temperatura afectarán a las propiedades del fluido. El manejo del lodo se lleva a cabo hasta que se restituya las características establecidas en el programa de perforación o las condiciones demandantes en el hoyo.

2.2.3 EMBOLAMIENTO DE LA BROCA Y ESTABILIZADOR

El embolamiento de la broca es la condición de adherencia excesiva de arcillas hidratadas sobre la barrena o miembros del ensamblaje de fondo lo que restringe el libre avance de la sarta reduciendo progresivamente la tasa de penetración.

Este problema se presenta frecuentemente al atravesar zonas de arcillas que tienden a hincharse al entrar en contacto con agua del lodo de perforación. Se detecta por la disminución del torque en superficie, la reducción de la tasa de penetración y el incremento de la presión en el stand pipe cuando no hay cambios en los parámetros de perforación.

Entre los factores que favorecen esta condición tenemos alto peso sobre la broca, mala selección de la broca, mal diseño de la hidráulica con baja tasa de flujo. En el caso de que se presente el embolamiento lo más recomendable es parar la perforación y sacar el ensamblaje de fondo para arreglar el problema rápidamente y evitar que la condición empeore dentro del pozo.

2.2.4 FALLAS DE EQUIPOS DEL CONJUNTO DE FONDO (HERRAMIENTAS)

Son las actividades no productivas surgidas cuando fallan los componentes del ensamblaje de fondo como son la broca, drill collar, estabilizador, motor de fondo, y las herramientas especializadas del control direccional incluyendo los componentes lwd y mwd.

El fallo se produce cuando algún módulo del conjunto sufre averías y deja de realizar el trabajo para el que está programado. Los componentes lwd y mwd pueden fallar en la transmisión de los parámetros medidos a la superficie, lo que en ocasiones implica sacar el conjunto a la superficie, conllevando actividades de circulación, viajes, observaciones y otras necesarias para resolver el problema consumiendo tiempo.

Las herramientas y equipos de fondo también suelen fallar en las pruebas de superficie para lo cual se realizan los ajustes hasta conseguir su funcionamiento normal.

2.2.5 FALLAS MECÁNICAS EN LA TUBERÍA

La tubería de perforación es sometida constantemente a múltiples esfuerzos, que la hacen propensa a sufrir diversas y variadas deformaciones, hasta llegar a romperse.

Las fallas son producidas por fuerzas por debajo de la resistencia mínima de cedencia, que obedecen a las vibraciones axiales, torsionales y laterales de la sarta lo que resulta en fatiga en la tubería, fisuras, corrosión (agrietamiento por sulfuro), falla en la soldadura, fuga en las conexiones.

Los drill collars por su forma y espesor no son tan afectados en el cuerpo por daños, como sucede con la tubería. Sin embargo la mayoría de fallas en los drill collars se presentan en la conexión. Además las vibraciones favorecen el

deterioro de la broca y el daño a las herramientas de fondo y en todos los casos repercuten negativamente en la velocidad de perforación.

Las fallas también se originan por fuerzas superiores a la resistencia mínima de cedencia como tensión, torque y su combinación.

2.2.5.1 Fisuras en la sarta (washouts)

Las fisuras en la tubería de perforación denominadas washouts son las brechas en la tubería como resultado de la corrosión, fatiga en la sarta o falla mecánica. Entre los factores que conducen a las fisuras se encuentran el mal manejo del equipo, hueco desviado o patas de perro, torque incorrecto en las conexiones, gases y fluidos corrosivos, torque errático, grandes esfuerzos mecánicos, uso de martillos. El indicador de una falla de esta naturaleza es la disminución gradual de la presión de bombeo puesto que el lodo escapa hacia el anular.

2.2.5.2 Colapso y estallido

El colapso es la resistencia del tubo a cualquier fuerza que trate de unir sus paredes. Si la presión externa es mucho mayor que la resistencia al colapso se genera el colapso. La resistencia al colapso se disminuye si la tubería está en tensión y tiene desgaste.

El estallido ocurre cuando la presión dentro de la tubería de perforación excede su resistencia de estallido, el peor caso es cuando se tiene el anular vacío, por ejemplo en una pérdida total de circulación.

2.2.5.3 Fallas en la broca

Los problemas que se presentan en la broca son:

Desprendimiento de toberas. Se presenta por candados o seguros en mal estado resultantes de lavarse por presión al utilizarse lodos con alto contenido de sólidos abrasivos o arenas.

Desprendimiento de conos. Ocurre por el desgaste excesivo de los baleros debido a horas excesivas de rotación, pesos altos aplicados sobre la broca, corrosión por la presencia de compuestos de azufre en el lodo, erosión por sólidos en el fluido de perforación y erosión por gastos excesivos de circulación.

Desgaste prematuro de la broca. Cuando se utiliza una broca inadecuada para la formación que se está perforando.

Toberas tapadas. Se puede dar cuando existe alto contenido de sólidos en el sistema, al no utilizar cedazos en las salidas de descarga de las bombas y cuando se recirculan materiales extraños como grava gruesa en el fluido de perforación.

2.2.6 DESVÍO (SIDE TRACK)

Se hace necesario el desvío del pozo debido a problemas de control direccional, como puede ser la presencia de una severa pata de perro o por el hecho de no haber alcanzado el objetivo o la imposibilidad de conseguirlo. También se debe a problemas operacionales como la presencia de un pescado o el deterioro del pozo que no permite seguir perforando.

En ocasiones se opta por desviar inmediatamente el pozo y no hacer intentos por liberar la tubería prescindiendo de la pesca, esta decisión se debe principalmente a consideraciones económicas y cuando las probabilidades de éxito de la liberación son muy remotas y los riesgos muy grandes.

Cuando el pozo está avanzado, hueco intermedio o de producción, el desvío normalmente es más económico y no presenta graves problemas ni para el estado mecánico ni para el objetivo de producción.

El tiempo para el desvío del pozo abarca las actividades de viajes, perforación del desvío y todas las requeridas desde que se inicia a bajar la tubería para

colocar el tapón de cemento, hasta llegar a la misma profundidad vertical perforada antes de la anomalía.

2.2.7 COMPLEJIDAD GEOLÓGICA

Son las actividades no productivas originadas por problemas de complejidad o inexactitud geológica, que no ha sido prevista en la planificación inicial de la perforación o cuando no ha sido detectada con suficiente anticipación y que no permite continuar perforando. Estas actividades incluyen acondicionamiento del hoyo, limpiezas, control de arremetidas, pérdidas de circulación, atascamientos, desvíos, pescas, cementaciones.

2.2.8 FALLA DE INTEGRIDAD DE LA FORMACIÓN

Incluye las actividades de preparación de herramientas en superficie, circulaciones, observaciones, cementaciones, pruebas, etc para mejorar la resistencia en la zapata mediante el bombeo de píldoras especiales o forzamiento de cemento en cuyo caso se incluyen las actividades de viajes de tubería.

2.3. PROBLEMAS DURANTE LA FASE EVALUAR

2.3.1 FALLAS EN LA TOMA DE REGISTROS

1.3.3.17. Pega de la herramienta de registros eléctricos

El riesgo de pega de la sarta de registros eléctricos aumenta cuando se utiliza una herramienta inadecuada para el tipo de pozo que se requiere evaluar. Así cuando se utilizan herramientas convencionales estas son propensas a problemas y atascamientos cuando se tiene que pasar altos dogles por los grandes diámetros y la poca flexibilidad de esta configuración. De igual forma la toma de registros convencionales implica riesgo de pega de las herramientas por presión diferencial.

Dependiendo de las características de las formaciones y por las condiciones de la perforación puede resultar la formación de cavernas lo que dificulta el paso de las herramientas de registros más aún si son convencionales.

1.3.3.18. Corrida de registros fallida

Ocurre cuando hay problemas de transmisión de los datos, por los sistemas que utilizan las herramientas, y la pérdida de estos debida a la pobre detección o problemas de los sensores en la superficie.

2.3.2 FALLAS EN LA TOMA DE NÚCLEOS

Es el tiempo en las actividades de circulaciones, viajes, reparaciones de las herramientas requeridas para resolver fallas durante la toma de núcleos.

Dependiendo de la maniobra de corazonamiento a utilizarse se puede requerir el repaso del hoyo, para ajustar el calibre, si este evento no está considerado en el programa o se prolonga representa un tiempo extra.

Para el corazonamiento se requiere la selección de un adecuado fluido de perforación que debe estar diseñado para soportar las presiones esperadas y evitar que el pozo se venga, como también para limpiar, lubricar y estabilizar el pozo.

Para ejecutar una maniobra con seguridad se debe considerar las especificaciones técnicas para el barril de corazonamiento para controlar los parámetros y el límite de ajuste, evitando pérdidas de núcleo, presión y dificultades en la operación de corazonamiento.

2.4. PROBLEMAS DURANTE LA FASE REVESTIR

2.4.1 FALLAS EN LA CORRIDA DEL REVESTIMIENTO

Es el tiempo perdido en actividades relacionadas a problemas, fallas y reparaciones que se presentan durante la bajada del revestimiento o liner.

2.4.2 FALLAS DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

Incluye las actividades no productivas asociadas a fallas en el revestimiento:

Tubería de revestimiento colapsada ligeramente. Esto sucede cuando la cementación fue defectuosa y el cemento se canaliza produciéndose el colapso ligero.

Tubería de revestimiento rota superficialmente en el área del cabezal. Esta anomalía se detecta, al efectuar una prueba hidráulica del cabezal dejando abierta la válvula del mismo lo que indica si existe comunicación. En caso de que la tubería de revestimiento este desprendida en el área de las cuñas se requiere el procedimiento para anclarla nuevamente. Si el cabezal está dañado por desgaste se necesita cambiarlo.

Tubería de revestimiento desgastada severamente del cabezal hacia abajo. Se requiere el procedimiento de detección, realizar corte, recuperar la tubería dañada y remplazarla hasta efectuar nuevamente la prueba hidráulica.

Tubería de revestimiento desprendida. Si se detecta la tubería de revestimiento traslapada a una mayor profundidad, se requiere abandonar el intervalo para desviarlo o correr el equipo.

2.4.3 FALLAS DE CEMENTACIÓN

Las actividades no productivas aparecen cuando se requieren intervenciones por problemas durante la operación como son la falla de equipos y accesorios

como la unidad cementadora, cabeza de cementación, fugas en el stand pipe, etc. También se pueden presentar problemas al desplazar la lechada como la falla de las bombas del equipo.

Durante la cementación pueden aparecer otros problemas como la pérdida de circulación y eventos de amago en cuyo caso deberán ser controlados para continuar con la operación en condiciones seguras.

Los problemas de fraguado prematuro del cemento, las fallas de los registros de cementación y las operaciones de corrección de la cementación también implican tiempo no productivo.

2.4.3.1 Squeeze

Durante la cementación, puede ocurrir que el cemento no rellene uniformemente el espacio anular, dejando espacios vacíos de cemento. Esta anomalía se conoce como canalización del cemento.

Las canalizaciones se pueden corregir con una operación llamada squeeze que consiste en bombear a alta presión cemento para re-cementar las zonas canalizadas para lo cual se perfora esa parte del revestimiento. Esta operación también se puede realizar para reparar escapes en el revestimiento.

2.4.4 FALLAS EN EL CABEZAL

Son los problemas que ocurren durante los procedimientos para la instalación y las pruebas de los componentes de la cabeza del pozo como el cabezal, colgadores, carretes y durante la instalación del conjunto de control de pozo así como las pruebas de preventoras y conjunto de válvulas.

2.5. PROBLEMAS FRECUENTES EN LA PERFORACIÓN DE POZOS Y SUS CAUSAS

2.5.1 PEGA DE TUBERÍA

Es la limitación de la sarta de tubería para el movimiento en vertical o de rotación dentro del pozo debido a restricciones en el hoyo.

Entre las condiciones que se cuentan en la pega de tubería figuran el aumento del torque que además se vuelve errático, el aumento de la carga en el gancho necesaria para levantar la tubería, y el aumento del arrastre y del peso en la broca cuando se baja la tubería.

Existen varias clases de pega de tubería como se describen a continuación y en cuyo caso lo más importante es identificar el tipo de pega a fin de utilizar el tratamiento más adecuado.

1.3.3.19. Pega por cortes o sedimentos

Originada por huecos en el revestimiento que permiten la entrada de sedimentos (arcilla, arena, etc) que llenan el espacio anular atrapando la tubería.

La tubería de perforación puede ser atrapada al perforar cuerpos de arena que se atraviesan con mucha rapidez y no tener parámetros de limpieza y circulación adecuados.

Un indicativo de que el atrapamiento es por arenas se consigue al estar determinando la cantidad de tubería libre por el método analítico y obtener parámetros erróneos durante tres o más ocasiones. Otro indicativo se obtiene al operar con la unidad de punto libre y observar que a cierta profundidad se tiene un porcentaje de tubería atrapada y después a mayor profundidad se tiene un parámetro de tubería libre.

Otra forma de pega en este segmento es causada al perforar cemento duro sin suficiente limpieza en donde los cortes acumulados pueden pegar la tubería.

1.3.3.20. Pegas con lodos, precipitación y asentamiento en el espacio anular

En este caso se genera la falta de capacidad de limpieza y el acarreo inadecuado de los recortes de formación por medio del sistema de lodo de perforación lo que hace que el material se asiente en el espacio anular obstruyendo la tubería:

En lodos base aceite por precipitación de sólidos por ruptura de la emulsión.

En lodos base agua por contaminación al rebajar cemento, yeso, domos salinos, aumentando la reología de los lodos (alta viscosidad, gelatinosidad y enjarre grueso)

Cuando la pega es por ruptura de la emulsión se nota en la superficie la separación de la fase líquida y sólida, mientras que cuando es provocado por lodo base agua contaminado, se observa en la superficie lodo floculado como pasta de dientes con alta gelatinosidad y viscosidad.

En la pega por precipitación la detección del punto libre es más difícil por lo cual se recomienda efectuar lecturas por torsión en lugar de elongación debido a que las lecturas por torsión son más confiables, ya que al rotar la sarta el punto de cedencia se rompe.

1.3.3.21. Pega por inestabilidad del hueco

Cuando existen derrumbes y el material cae alrededor de la sarta, especialmente en la zona de los estabilizadores y herramientas de diámetro cercano al del pozo, este material puede acumularse y llenar el espacio anular generando una restricción al movimiento de la tubería. Estas restricciones se conocen como empaquetamiento o puenteo de la sarta, en el caso de que el material desprendido sea de mayor tamaño.

Al perforar formaciones fracturadas como las calizas o zonas falladas, estas son susceptibles de desprenderse dentro del hueco, de igual forma que al atravesar formaciones inconsolidadas como sedimentos y arena suelta.

Cuando hay pérdidas de circulación y la hidrostática es insuficiente para soportar las paredes del hueco puede ocurrir el derrumbe de grandes secciones del hoyo.

Las formaciones sobre-presionadas de lutitas pueden generar el desprendimiento de estas que son sumamente pegajosas y forman tapones de difícil remoción, que si no son bien tratados al momento de producirse, ocasionan pegas muy severas. En esta condición la pega se produce debido a que el lodo no tiene la densidad adecuada, el filtrado es demasiado alto y el enjarre es grueso y quebradizo.

Las pegas con cavernas ocurren cuando se utilizan fluidos aireados que pueden provocar una inestabilidad en las paredes del agujero provocando derrumbes y atrapamiento de la sarta.

1.3.3.22. Pega por reducción en el diámetro normal del hueco

Causado al perforar lutitas hidrófilas con lodos base agua y de alto filtrado, lo que provoca la hidratación de la formación, dando como resultado el hinchamiento de las lutitas y el atrapamiento de la tubería. Este evento se puede detectar por el aumento de la viscosidad, la presencia de arcillas aglomeradas y recortes hinchados.

Resulta conveniente usar lodos con inhibidores de hidratación como sales de cloruro de potasio. En caso de persistir el problema, es recomendable hacer el cambio a lodos base aceite, que no hidratan a la formación, y de acuerdo con su contenido de sales en la relación acuosa, permiten la deshidratación de la formación por el efecto de la ley de osmosis.

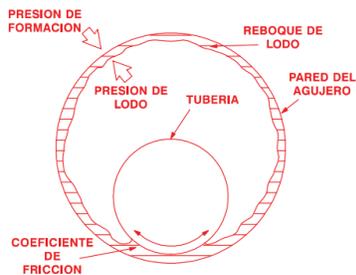
La pega por reducción del diámetro normal del pozo también puede ocurrir cuando se baja un ensamblaje de fondo nuevo muy rápido, habiendo salido la broca anterior con alto desgaste.

1.3.3.23. Pega por presión diferencial

La pega diferencial se produce porque la presión hidrostática de la columna de lodo es mucho mayor que la presión del fluido de la formación. De manera que la sarta de perforación es empujada contra la pared del pozo debido a la fuerza ejercida hacia la zona de menor presión, la formación permeable.

Durante la perforación se produce una torta de lodo, cuando se pasa por una zona de alta permeabilidad que forma una torta mucho más gruesa y la sarta de perforación entra en contacto con la torta de lodo, la tubería es propensa a ser atrapada debido a la zona de baja presión que se genera alrededor de la torta. Si la hidrostática del pozo es mucho mayor se causa un empuje contra la formación que mantiene pegada la tubería.

FIGURA 6. PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL



Fuente: ECOPETROL, *Manual de Operaciones de Perforación*, 1994.

En la zona de los drill collars hay una mayor posibilidad de generarse la pega debido al mayor diámetro de estos y el consiguiente aumento del área de contacto.

De acuerdo a esto, la pega por presión diferencial se acentúa por varios factores como son:

- Peso de lodo alto cuando se perforan secciones profundas.
- Zonas de alta permeabilidad, con alta tasa de filtración de agua.
- Alto contenido de sólidos en el lodo.
- Espacios prolongados de tiempo en donde la tubería queda inmóvil dentro del pozo, en presencia de zonas permeables.
- Alta inclinación del pozo en las zonas permeables de gruesa torta.
- Baja lubricidad del lodo.
- Falta o mala ubicación de centralizadores en la sarta.

Mediante una serie de preguntas se puede sondear si existe un problema de pega diferencial que en el caso de ser afirmativas son un indicativo de que este tipo de pega puede estar ocurriendo y que son las siguientes:

¿Se pegó la tubería luego de permanecer sin movimiento en el agujero?

¿Puede romperse circulación y continuar esta a la presión normal?

¿Existe una formación permeable descubierta por encima de la barrena?

¿Está el agujero limpio y relativamente en buenas condiciones?⁸

La pega por presión diferencial puede intensificarse con el paso del tiempo con el aumento en el espesor de la torta por lo que debe tomarse las medidas adecuadas inmediatamente después de la pega, existe mayor oportunidad de romper la torta de lodo si se aplica rotación a la tubería que al tensionarla.

Se puede intentar bombear un fluido por la tubería de perforación en forma de bache, y una vez descompensadas las columnas por el bache, bombearlo paulatinamente, hasta que la presión en el espacio anular, baje lo suficiente

⁸ RAMOS Hernán, "Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos", op. cit. 338

para disminuir la presión diferencial. Todo esto como un recurso antes de lavar o bombear un bache de fluido base aceite en el espacio anular frente al punto de pega. Si no se conoce la profundidad de la formación permeable se puede correr un registro de rayos gama para determinarla.

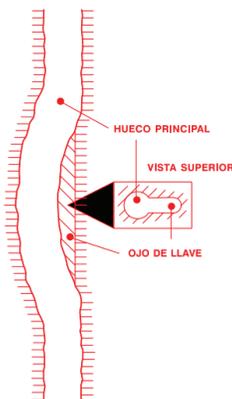
1.3.3.24. Pega por ojos de llave

En las intercalaciones de formaciones duras y blandas tiende a formarse una sucesión de micro patas de perro. Las patas de perro son desviaciones bruscas de la dirección del pozo que hacen que se vuelva más difícil dirigir la tubería siguiendo su curso.

Cuando se presenta una severa pata de perro y la tubería que esta tensionada tiende a mantenerse recta al pasar por la pata de perro, se ejerce una fuerza lateral sobre la tubería que es igual a la fuerza ejercida sobre la pared del hueco. Cuando se rota la tubería tensionada, en estas circunstancias, se forma un surco sobre la pared del hueco lo que se denomina ojo de llave.

Estas ranuras en la pared del pozo de bajo diámetro representan un peligro en los viajes de sacada de tubería, cuando pasan a través de ellas los drill collars, que por tener mayor diámetro y rigidez son empujados hacia estos ojos de llave, produciéndose el atascamiento y la pega. Este fenómeno es más riesgoso cuando se tiene tubería con uniones rígidas y secciones desviadas del hueco relativamente blandas.

FIGURA 7. OJO DE LLAVE



Fuente: ECOPETROL, *Manual de Operaciones de Perforación*, 1994.

Con la presencia de una pata de perro, existe la probabilidad de que se forme un ojo de llave, más en formaciones blandas o en formaciones duras pero arcillosas, para estos casos es recomendable agregar un limpiador de asiento de chaveta estándar de clutch sencillo o doble sobre los drill collars. Esta herramienta (camisa), cuando más deberá ser un octavo de pulgada más grande que la junta de la tubería o lastra barrenas, esto con el fin de ampliar y conformar el paso a través del ojo de llave.

Cuando no se trae el limpiador asiento de chaveta, es recomendable durante la perforación, colocar una junta de seguridad y un martillo hidromecánico de doble acción, con el fin de atacar el problema cuando se presente, en lugar de continuar jalando la tubería lo que ocasiona una pega por acuñamiento.

Cuando ocurre una pega la primera acción es empujar la tubería hacia abajo descargando peso, tratar de rotar sin peso y si no hay éxito, martillar hacia abajo. No se recomienda tensionar porque a mayor tensión mayor severidad del problema.

Cuando no hay avance en la liberación de la tubería se debe golpear hacia abajo, liberar la tubería, meter al fondo del pozo, cargar peso sobre la junta de seguridad, soltar a la izquierda, dejar los drill collars en el fondo, sacar la tubería, rimar, conformar o ampliar el ojo de llave y recuperar el pez.

Otro tipo de pega por la geometría del hoyo es la que se produce debido a la combinación de factores como desviaciones de la trayectoria con ensamblajes de fondo poco flexibles por la posición de los estabilizadores. El atascamiento se produce cuando se baja tubería porque, después de perforar una trayectoria desviada, el ensamblaje que ha sido cambiado para continuar la sección recta puede ser demasiado rígido y quedar pegado.

1.3.3.25. Pega por fallas mecánicas

Ocurren durante la introducción de un packer cuando se ancla a una profundidad no deseada, por tubería de revestimiento colapsada. También el packer cuando queda atrapado por sedimentos aportados por la formación.

Para liberar empaques se debe asegurar la disponibilidad de las dimensiones del empaque, para recuperarlos se debe bajar tubería que resista las cargas de trabajo, circular lo suficiente para levantar todo el ripio del anular, aplicar el mecanismo correcto para soltar.

2.5.2 OPERACIONES DE PESCA

Pescar es la actividad de recuperar objetos o herramientas atascadas o innecesarias que se quedan dentro del pozo y no permiten seguir perforando, a los que se denomina pescados.

Cuando se presenta un trabajo de pesca hay que buscar la forma más rápida y económica de resolverla. Para retirar un pescado se cuenta con una multitud de herramientas, que se usan de acuerdo con el tipo de objeto que se requiere extraer del hueco. En ocasiones deben diseñarse herramientas exclusivas para pescar en un pozo en particular, por la complejidad que pueden presentar estos problemas.

Lo deseable es que los problemas de pesca no se presenten, para lo cual se debe prevenir al máximo su ocurrencia. La fase más importante en la solución del problema es la planeación de la pesca. La decisión de pescar o no, es económica. Muchas veces los problemas de pesca son tan graves, que resulta mejor técnica y económicamente abandonar la parte afectada del hueco y proceder a desviar el pozo.⁹

⁹ ECOPETROL, "Manual de operaciones de perforación", Versión 1, Colombia, 1994

2.5.2.1 Casos de pescados en el pozo

- Ante una pega de la tubería, en la que se hace necesario desconectar parte de ella y dejarla en el pozo para proceder a la intervención de pesca.
- Se queda en el pozo parte de la sarta de perforación, cuando la tubería falla por el metal que es sometido a fatiga, siendo que la tubería, drill collars o el revestimiento se pueden romper o torcer. Parte de la sarta de perforación puede quedar en el pozo en una situación de pega de tubería cuando durante los intentos para liberarla es expuesta a sobretensión.
- Se cae al pozo un elemento que impida continuar con la perforación, durante las operaciones de registro del pozo el cable puede romperse cuando se excede la carga perdiendo las herramientas de registro en el pozo.
- Caída en el pozo de un componente de la sarta de perforación, como partes de la broca (conos o rodamientos), aleta de estabilizador, etc. que se desprenden por fallas mecánicas. En ciertos casos esta chatarra puede ser molida.
- Se quiere rescatar objetos temporales o permanentes usados en el pozo (tapones, empaques, revestimiento, etc.)

De acuerdo con esto, en los casos de pescados que no se originan de un intento malogrado de resolver una pega, la causa de un pescado puede obedecer a las fallas en los materiales, ya sea por mala calidad, desgaste natural, mal diseño o sometimiento a esfuerzos superiores a su diseño. Por lo cual resulta conveniente el conocimiento que los operarios tengan sobre las resistencias, capacidades y forma de uso de los materiales y herramientas que se van a utilizar.

2.5.3 PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN

La pérdida de circulación es la pérdida de fluido de perforación hacia la formación. Se detecta con la disminución de retorno de fluido en la superficie acompañada de la caída de presión. Si la pérdida es severa entonces no se observará siquiera retorno en los tanques.

La pérdida de circulación se origina fundamentalmente por la fractura de la formación. El debilitamiento o fractura de la formación puede ser inducida por varios factores como son:

- Floculación del lodo u obstrucción del espacio anular, lo que aumenta la caída de presión y la pérdida de fluido hacia la formación.
- Presiones de surgencia, que se presentan cuando se baja tubería muy rápido en el pozo, que pueden causar fracturas a la formación.
- Aplicar una excesiva rata de circulación después de un viaje para reiniciar la circulación, lo que puede generar una pérdida de circulación.
- También la pérdida de circulación se presenta en arenas superficiales frágiles e inconsolidadas, formaciones fracturadas naturalmente y reservorios depletados o zonas presionadas subnormalmente.

La pérdida de circulación puede desembocar en problemas graves de perforación como la pérdida de control del pozo con eventos de reventones o el daño a la formación. Además la pérdida de circulación puede inducir la pega por puenteo de cortes de perforación en zonas de limpieza deficiente.

Otras consecuencias de la pérdida de circulación son el aumento de costos debido a la pérdida de lodo de perforación y el tiempo que lleve resolver los problemas, reducción de la eficiencia en la perforación por el tiempo y los recursos requeridos para cambiar las propiedades del lodo, inducir pega por presión diferencial en la zona de pérdida, debido a la ausencia de lodo en el anular.

Dado un evento de pérdida de circulación este se puede neutralizar con la disminución del peso del lodo, el aumento de la viscosidad para reducir la rata de pérdida, la reducción de la rata de circulación que reduce la densidad equivalente de circulación, siempre que estas intervenciones no generen otros problemas de perforación.

Como medida para controlar la pérdida de circulación también se puede usar material de control de la pérdida que puede taponar las zonas fracturadas.

2.5.4 ARREMETIDAS (AMAGOS)

Una arremetida es el influjo de fluidos de la formación dentro del pozo que se produce cuando la presión de la formación excede a la presión anular o hidrostática.

Los amagos o arremetidas se pueden presentar en zonas de presión normal y durante los viajes de tubería. Ante la presencia de un síntoma siempre es mejor asumir que hay un amago y revisar el flujo.

Cuando el amago no se puede controlar, aumentando el peso de lodo en la columna del pozo mientras se maneja el influjo fuera del pozo para aliviar la sobrepresión, se puede generar un reventón, con la pérdida total del control del influjo, en donde los fluidos de la formación irrumpen velozmente hacia el pozo y llegan a la superficie lo que puede resultar inclusive en la pérdida del pozo.

2.5.4.1 Causas de arremetidas

Llenado inadecuado del hoyo

Cuando se saca tubería fuera del pozo resulta crítico remplazar el volumen de acero que está siendo retirado por un volumen equivalente de lodo. Esto se logra llenando el pozo con lodo de perforación. Cuando esta operación no es adecuada, el nivel de lodo puede caer produciendo la disminución de la cabeza hidrostática generándose un desbalance de presiones.

Es mandatorio utilizar el tanque de viaje para llevar un mejor control sobre los volúmenes de desplazamiento y llenado.

Perdida de circulación

Cuando se pierde lodo a la formación cae la altura de la columna de lodo dentro del anular y se reduce la presión hidrostática lo que puede permitir la

invasión del fluido de la formación. Esto debe ser detectado por los medidores de volúmenes en las piscinas y el medidor de caudal de retorno.

Suabeo

Se produce cuando se saca tubería a velocidades altas, ocasionando una reducción en la presión de fondo del pozo. Se debe considerar los valores de velocidades máximas de bajada y sacada de tubería (trip margin). Este efecto se acentúa más en la tubería que esté en el fondo del pozo, por lo que es una práctica conveniente sacar muy lentamente las primeras cinco o diez paradas para mantener el efecto de suabeo al mínimo.

Densidad insuficiente del lodo

Los fluidos provenientes de la formación de menor densidad disminuyen el peso del lodo y consecuentemente disminuye la cabeza hidrostática.

Lodo cortado por gas

Otra de las causas de las arremetidas es la perforación con una rata excesivamente alta cuando se atraviesan zonas de gas. El gas que invade y asciende por el anular se expande y disminuye la densidad del lodo.

Perforación de una zona de alta presión

Las formaciones sobre-presionadas o con presión anormal son propensas a las arremetidas, por el mayor empuje de la presión de formación, para su detección se deben prever los valores de presiones anormales. En tanto que las zonas de presión subnormal son proclives a pérdidas de circulación.

2.5.4.2 Indicadores de arremetidas

Cuando se está perforando los indicadores de arremetida en el sistema son:

- Aumento de la tasa de flujo de retorno

- Aumento de volumen en los tanques
- Aumento de la velocidad de penetración
- Flujo del pozo con las bombas paradas
- Lodo contaminado con gas, aceite o agua salada
- Disminución de presión de circulación y aumento de las emboladas de la bomba
- Descenso de temperatura en el lodo de retorno

Cuando se saca tubería se nota en el tanque de viaje que el pozo no toma el volumen de lodo adecuado.

2.6. FORMULACIÓN DE LA MATRIZ DE TIEMPO NO PRODUCTIVO

Se formula una matriz en la que se sugiere la delimitación de las categorías de tiempo no productivo a incorporarse en la matriz y el ordenamiento de estas categorías bajo una configuración conveniente de manera que se aprecie la situación de esta problemática en el campo y en los pozos objetos de este estudio para que posteriormente con el análisis de esta matriz se obtengan resultados sobre las causas que generan el tiempo no productivo.

Al investigar sobre los tiempos no productivos no se encuentra una clasificación estandarizada de ellos, con la información que es objeto de este trabajo que corresponde a los reportes finales de perforación de los pozos se encuentra que estos han sido administrados por diferentes compañías operadoras. Cada una de estas operadoras utiliza sus propios códigos y convenciones para registrar los tiempos no productivos bajo sus propias categorías. También se encontró que las categorías de tiempos no productivos tienden a organizarse en función de la línea responsable de la actividad que representó un tiempo no productivo.

Bajo estos antecedentes y atendiendo al marco teórico particular sobre los problemas de perforación y por ende de los tiempos no productivos desarrollados en este capítulo se propone una nueva matriz.

La matriz se la fórmula bajo la consideración de que las categorías de problemas o tiempos no productivos sean independientes y mutuamente excluyentes y con la intención que guarden un orden conveniente para:

- Mejorar la presentación desorganizada encontrada en los reportes de perforación que tienden únicamente a identificar al responsable del problema.
- Una mejor comprensión del tema por parte de los intérpretes de esta matriz.
- Facilitar la identificación de las causas de los tiempos no productivos en el posterior análisis de la información que es el objeto final de este trabajo.

2.6.1 CATEGORÍAS DE TIEMPO NO PRODUCTIVO

Para determinar las categorías a integrarse en la matriz en primer lugar se procedió a comparar las categorías utilizadas en los reportes de perforación de las diferentes compañías Schlumberger, Halliburton, IWC, Petroamazonas, Baker Hughes que se puede encontrar en el **anexo**. /Categorías de tiempo no productivo en reporte de perforación Schlumberger/

Después de la comparación y en base al marco teórico, la unificación y establecimiento de las categorías se logra cuando las causas de los tiempos no productivos y las acciones para remediarlos se extraen de la anomalía presente que interfiere en el cumplimiento de lo programado. De esta manera se precisan los problemas(tiempo no productivo) y se eliminan confusiones y repeticiones de las categorías.

Cuando en un mismo reporte aparecen a la vez categorías como “Changing Bit & BHA” y “D&M Problems” o “Problema del motor y MWD” y “Cambio de ensamblaje de fondo del pozo” se observa que las categorías de tiempo no productivo no se hallan delimitadas con precisión. Estas impresiones se eliminan cuando se revisa el marco teórico y las categorías planteadas se ajustan a él.

Algunos reportes solo incluyen categorías más generales como “Tool Failure” mientras otros mencionan a la vez “Changing Bit & BHA”, “D&M Problems” y “Unplanned Trip” lo que da lugar a confusiones y no identifica concretamente y únicamente al tiempo no productivo correspondiente.

2.6.2 ORDENAMIENTO DE LAS CATEGORÍAS

El ordenamiento de las categorías dentro de la matriz intenta distinguir entre los problemas que se producen dentro del pozo y fuera de él y al mismo tiempo entre los problemas de orden logístico, operacional y técnico, de esta forma también se facilitará la identificación de las causas fundamentales. Sin embargo por la dinámica del proceso de perforación no se consigue organizar las categorías de tiempos no productivos en un esquema rígido, pero se adopta este ordenamiento porque contribuye a aumentar el detalle de la información mostrada.

2.7. ESQUEMA DE LA MATRIZ

Las categorías consideradas y definitivas que se integran a la matriz, con el ordenamiento que conforma bloques implícitos de problemas de tiempo no productivo “perdido” y “problemas” se presentan a continuación:

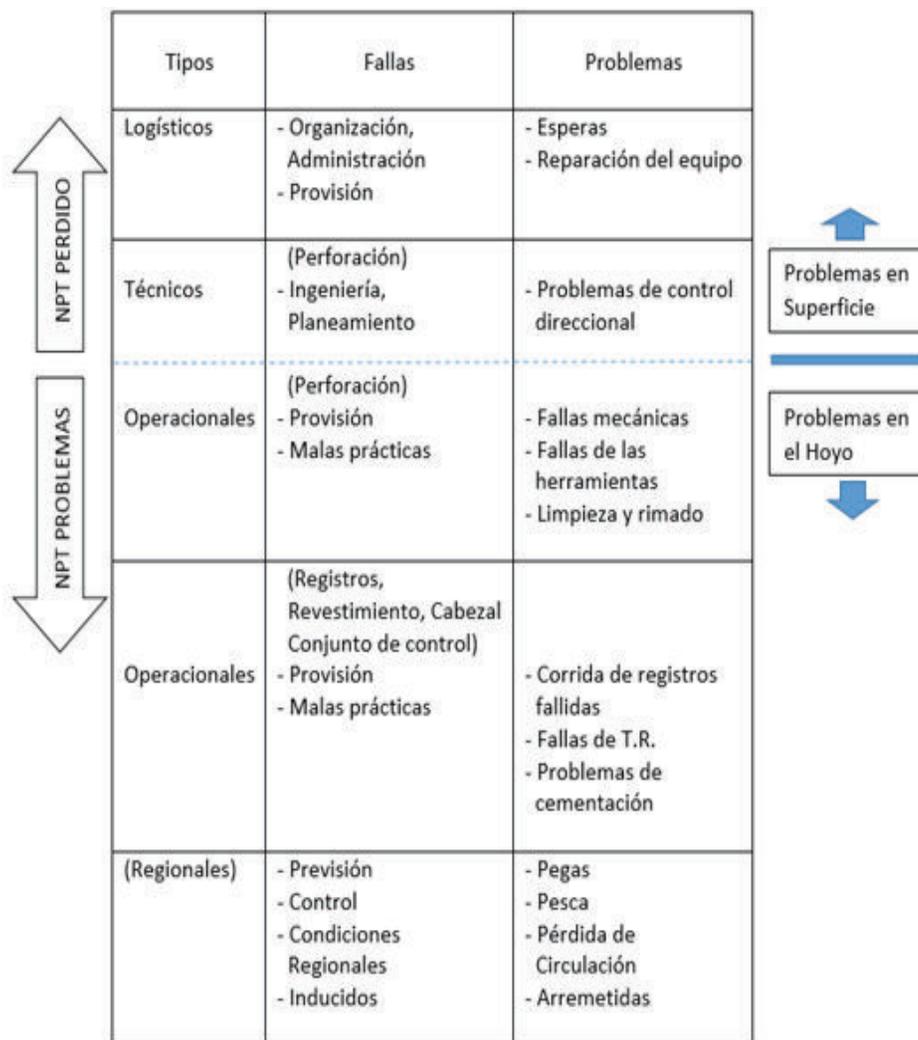
Esperas; Reparación del equipo; Problemas del sistema top drive; Limpieza de la línea de retorno por gumbo.

Fallas mecánicas de la tubería y ensamblaje de fondo; Fallas de las herramientas del ensamblaje de fondo; Problemas de control direccional (Esperas); Problemas de limpieza y rimado del hoyo; Reacondicionamiento del lodo; Embolamiento de la broca y estabilizador.

Corrida de registros fallida; Pega de la herramienta de registros eléctricos; Problemas en la corrida del revestimiento; Fallas de la tubería de revestimiento; Problemas de cementación; Fallas de cementación; Problemas del cabezal.

Pega de tubería; Pesca; Pérdida de circulación; Arremetida.

FIGURA 8. ESQUEMA DE LA MATRIZ DE TIEMPO NO PRODUCTIVO



Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Los bloques que se intenta formar son ilustrativos, graduales y recogen a las categorías de la misma naturaleza, pero como se ha dicho no son bloques restringidos por la dinámica del proceso.

Este trabajo se enfoca en identificar las causas de los problemas que generan el tiempo no productivo por lo cual la matriz se encamina en ese sentido de

distinguir dos principales bloques de tiempo no productivo que son el tiempo no productivo perdido y el tiempo no productivo problemas.

2.7.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO PERDIDO

El tiempo no productivo perdido corresponde en primer término a los problemas o actividades no productivas que ni siquiera se contemplaban y ni se admitirían pero sin embargo ocurrieron, son los problemas administrativos y organizacionales como las esperas, falta de aprovisionamiento, recursos y fallas de logística. Aquí se incluyen los problemas en la mesa de perforación que también son problemas en la superficie cuando fallan las herramientas y que no dependen de la operación de perforación.

El otro componente del tiempo no productivo perdido, que solo admite la resolución pero no se puede mitigar y aminorar, corresponde a los problemas de orden técnico en la consecución del programa de perforación y son el resultado de fallas en el planeamiento y diseño de la perforación.

Por ejemplo cuando se retira un conjunto de fondo que no puede desviar la trayectoria conforme a lo planificado consiste en un problema técnico de falla de la configuración que se estableció en la ingeniería de la perforación siendo un tiempo no productivo de tipo perdido.

2.7.2 TIEMPO NO PRODUCTIVO PROBLEMAS

El tiempo no productivo problemas corresponde a los problemas frecuentes de perforación (2.5) que ocurren dentro del pozo durante la operación de perforación. Este tipo de problemas potenciales se pueden acentuar por las condiciones regionales y aparecer repentinamente por lo que su previsión resulta más complicada. Estos problemas que pueden resultar complejos de resolver, puesto que no se tiene un procedimiento directo que los elimine, requiere del tratamiento con acciones continuas que los mitiguen hasta que cesen.

El resto de tiempo no productivo es decir las actividades no productivas que aparecen en las fases de perforar, evaluar y revestir son fallas que se presentan durante los procedimientos y ejecución de los trabajos en esas fases es decir son problemas inducidos de tipo operacional.

Con este esquema adoptado se puede obtener una noción preliminar que nos indica el factor o factores que inciden mayormente en el tiempo no productivo.

2.8. CONFIGURACIÓN DE LA MATRIZ

Se lo realiza para que los lectores obtengan de una manera rápida y resumida en un solo vistazo la situación general del tiempo no productivo para el grupo de pozos

Se diagrama una matriz en la que se registran los valores de tiempo no productivo, las frecuencias y los costos asociados a esos problemas de perforación.

Esta matriz permite distinguir, organizar y categorizar los problemas y evaluar el tiempo perdido y el costo de perforación implicados en esos eventos, para que con el subsiguiente análisis de los datos se determine cómo estos tiempos y costos afectan al desarrollo del objetivo del proyecto de perforación.

La matriz se configura en filas que muestran los tipos de problemas de perforación y en columnas correspondientes a las secciones de perforación de los pozos, en las celdas resultantes se registran los tiempos no productivos incurridos. En la columna final de la tabla se presenta el total del costo de perforación correspondiente para cada problema para el conjunto de pozos.

De arriba hacia abajo la matriz comprende la información en tres bloques bien definidos. El primer bloque, en las primeras filas, corresponde al tiempo no productivo relacionado con problemas del equipo de superficie y esperas.

El segundo bloque, en el área central, muestra los problemas de perforación presentes en las diferentes etapas de perforación, resultando la presentación secuencial de los problemas observados en las fases de perforar, evaluar y revestir en ese orden.

En la parte inferior de la matriz se ubican los problemas frecuentes en la perforación que conforman el tercer bloque, aquellos que se localizan concretamente dentro del pozo.

Con esta configuración se pueden realizar análisis transversales que permiten observar directamente los valores de tiempos no productivos parciales por tipo de problema y por secciones del pozo. Con un posterior análisis se puede determinar los costos de perforación por tipo de problema y secciones del pozo, de la misma

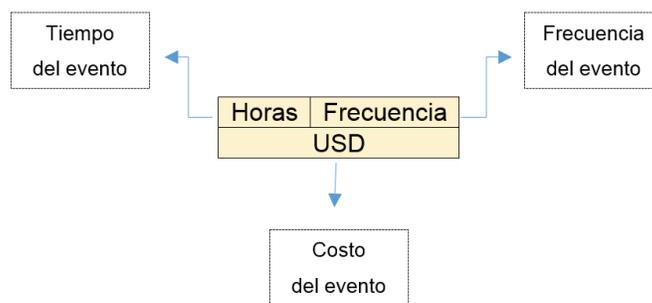
2.8.1 PRESENTACIÓN DE LA MATRIZ

TABLA 4. MATRIZ DE TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

	NPT	Sección										Tiempo Total Horas	Tiempo Total Días	Costo	
		28"		18"		12 1/4"		8 1/2"		6 1/8"					
		hrs	f	hrs	f	hrs	f								
1	Reparaciones en el taladro											254,5	10,60	100 000	
		\$		\$		\$									
3	Limpieza de la línea de retorno											14	0,58		
		\$		\$		\$									
4	Esperas											170	7,08		
		\$		\$											
5	Limpieza y rimado del hoyo	204	18									66,5	2,77		
														130 000	
6	Reacondicionar lodo											0,5	0,02		
7	Embolamiento de la broca											0	0,00		
8	Falla mecánica de la tubería											4,5	0,19		
9	Falla del BHA-Herramientas											120	5,00		
10	Control direccional											2	0,08		
11	Desvío											113	4,71		
12	Problemas de registros											5	0,21		
13	Problemas de revestimientos											32	1,33		
14	Problemas del cabezal											6,5	0,27		
15	Problemas de BOP											121	5,04		
16	Problemas de cementación											4	0,17		
17	Pega de Tubería											123	5,13		
18	Pesca											2	0,08		
19	Pérdida de circulación														
		hrs	f	hrs	f										
		\$		\$											
20	Arremetidas											5,5	0,23		
		\$		\$		\$									

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 9. DESCRIPCIÓN DE LAS CELDAS DE LA MATRIZ



Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

2.8.2 CONSIDERACIONES DE LA MATRIZ

Como se han establecido categorías independientes, para que no se dé lugar a confusiones en el registro de los tiempos no productivos se debe considerar:

Como la pega de la sarta de herramientas de registros eléctricos obedece a alguno de los fenómenos de pega que sufre la tubería de perforación, estos eventos de tiempo no productivo durante la toma de registros también se registran en la categoría única de pega.

Los problemas de pérdida de circulación o arremetidas que se presenten durante la cementación o cualquiera de las fases de la perforación pertenecen a los problemas frecuentes de perforación y por lo tanto se registran en la categoría respectiva.

Se debe diferenciar entre los tiempos no productivos por problemas de control direccional de aquellos problemas de fallas de las herramientas del conjunto de fondo y fallas mecánicas de la sarta de tubería y ensamblaje.

2.9. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ

Con el objetivo de representar la situación de tiempo no productivo en el campo Oso y posteriormente analizar los tiempos y los costos de las actividades no productivas se procede a reunir los datos de los reportes en la matriz propuesta. Para lo cual se siguen varios pasos que se describen a continuación:

2.9.1 RECOPILOCIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información se obtiene de los reportes de perforación, de los pozos del campo oso, correspondientes al periodo 2012 a 2014. Esta información es facilitada por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y ha sido elaborada por las compañías responsables de los proyectos de perforación entre las que figuran Petroamazonas, Schlumberger, Halliburton y IWS.

En los reportes se encuentran registrados los valores de los tiempos no productivos y distribuidos en categorías, las líneas de tiempo versus profundidad, tanto la planificada como la línea real resultante de la ejecución del programa, los reportes por líneas de servicio que incluyen los reportes diarios de las operaciones.

La información de interés disponible también corresponde a los costos asociados a los tiempos no productivos que se encuentra registrada en varios de los pozos pero no en todos.

Toda la información de interés, como los valores de los tiempos y los costos, es trasladada a hojas de cálculo para su posterior tratamiento.

2.9.2 VALIDACIÓN DE LOS DATOS

En este punto se valora que la información pertenezca realmente al problema que se está investigando, por lo que aquella información que desvirtúa el sentido general del problema es descartada.

Para caracterizar de manera más efectiva al problema, se elimina la información distorsionada que se aleje de la situación en estudio y se recoge únicamente la información representativa.

Aquí se descartan los pozos registrados sin tiempos no productivos y aquellos en los que después de una reprogramación, como re-entry o desvío de la trayectoria original, aparentemente no registran más anomalías y tiempos no productivos.

Los datos en primer lugar tienen que ser congruentes y consistentes entre los valores parciales y totales, en este punto se realiza su verificación, rectificación de requerirlo y eliminación de datos erróneos.

Para lo cual se comparan los valores registrados en las tablas de tiempo no productivo, en las curvas de profundidad y tiempo y en las descripciones de las actividades. Cuando se encuentra alguna inconsistencia se revisa brevemente en los reportes diarios por líneas de servicio para la aclaración y corrección.

Los datos que inicialmente fueron recopilados en hojas de cálculo son modificados y afinados conformando una base de datos inicial.

FIGURA 10. BASE DE DATOS ORIGINAL

Well	PM Company	Section	Reparaciones del equipo	Problemas TDS	Limpeza de la línea de retorno	Esperas	Limpeza y rimado del hoyo	Reacondicionar lodo	Embolamiento de la broca	Falla mecánica de la tubería	Falla del BHA Herramientas	Control Direccional	Desvío	Problemas de registros	Falla de Revestimientos	Problemas del cabezal	Problemas de BOP	Problemas de cementación	Pega de tubería	Pesca	Pérdida de circulación	Arremetidas	
OSOA-075H	SLB	26	0,5						0,5														
OSOA-075H	SLB	16										1,5											
OSOA-075H	SLB	12,25	1,5	24,5	5																		
OSOA-075H	SLB	8,5	4,5			2									79,5								
OSOA-075H	SLB	6,125				1						25											
OSNG-002	HB	26																					
OSNG-002	HB	16	68,5	0,5											0,5			2					4,5
OSNG-002	HB	12,25	1	33													2,5			1			
OSNG-002	HB	8,5	4																	10,5			
OSNG-002	HB	6,125																					
OSOG-069	HB	26	8,5																				
OSOG-069	HB	16	4																				
OSOG-069	HB	12,25		5,5																			
OSOG-069	HB	8,5									17	20									69,5		
OSOG-069	HB	6,125																					
OSOH-111	PAM	26																					
OSOH-111	PAM	16		3,5																			
OSOH-111	PAM	12,25	1,5	23		103					18												
OSOH-111	PAM	8,5																			50,5		
OSOH-111	PAM	6,125																					
OSO H-112	PAM	26																					
OSO H-112	PAM	16	5	2	8,5																		
OSO H-112	PAM	12,25	0,5									21											
OSO H-112	PAM	8,5																					
OSO H-112	PAM	6,125																					
OSO A-92H	SLB	26		6																			
OSO A-92H	SLB	16	14																				
OSO A-92H	SLB	12,25	9,5	8,5				6,5				31								4,5			
OSO A-92H	SLB	8,5																					
OSO A-92H	SLB	6,125																					
OSOG-087	IWC	26	1,5	2																			
OSOG-087	IWC	16	4,5	2																			
OSOG-087	IWC	12,25	5			6,5					13,5									1			
OSOG-087	IWC	8,5	1,5																				
OSOG-087	IWC	6,125																					
OSOB-078	HB	26																					
OSOB-078	HB	16	4,5		0,5										1								
OSOB-078	HB	12,25	1		1,5									4									
OSOB-078	HB	8,5																					
OSOB-078	HB	6,125																					
OSO A-095H	SLB	26																					
OSO A-095H	SLB	16	0,5																				
OSO A-095H	SLB	12,25	8,5	1,5						36	18,5	121											
OSO A-095H	SLB	8,5	5	0,5		64,5			26,5					13					49,5				
OSO A-095H	SLB	6,125				3															267		
OSOG-086H	HB	26																					
OSOG-086H	HB	16	0,5													0,5	1						
OSOG-086H	HB	12,25	8														2						
OSOG-086H	HB	8,5				2						747											
OSOG-086H	HB	6,125																					
OSOB-070	HB	26																					
OSOB-070	HB	16	3			3,5	73,5																
OSOB-070	HB	12,25	0,5																				
OSOB-070	HB	8,5																					
OSOB-070	HB	6,125																					

Elaboración: Diego Ayala, Henry Torres

2.9.3 MIGRACIÓN Y CATEGORIZACIÓN DE LOS DATOS

A partir de la base de datos, se revisan evento por evento en el respectivo reporte de perforación con su descripción para discriminar a que categoría de tiempo no productivo se re-categoriza cada evento en la nueva matriz propuesta.

Este paso es necesario porque, como se ha indicado, las categorías de tiempo no productivo de cada reporte de perforación manejan su propia designación que no precisa claramente al problema (tiempo no productivo) o es confusa, además que se enfoca en identificar al responsable del problema en lugar de mostrar la naturaleza del problema como se ha desarrollado en el marco teórico y se ha propuesto en la matriz.

Por medio de la interpretación correcta de la información complementaria disponible en los reportes se determina la categoría efectiva de cada evento de tiempo no productivo, sus horas, frecuencia y costos asociados se van registrando y acumulando en la matriz en la celda correspondiente por sección o diámetro del pozo.

Cuando se han registrado todos los eventos de tiempo no productivo, distribuyéndose en las diferentes categorías, y la matriz está completa, se obtiene la representación de toda la información sintetizada en la matriz que muestra la situación general del problema en estudio.

Esta matriz nos guía a enfocar la investigación hacia los problemas predominantes (los que mayor tiempo demandan), con el procesamiento y análisis de la información en conjunto con la investigación exhaustiva y la interpretación de los resultados se obtendrán conclusiones sobre las causas que generan los problemas de tiempo no productivo lo que nos conduce al objetivo de este proyecto.

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES QUE GENERAN TIEMPO NO PRODUCTIVO

3.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO CAMPO OSO

A continuación se presenta la información de manera general del tiempo no productivo para los pozos del campo oso.

En primer lugar se indican las características del grupo de pozos perforados en el campo Oso que se utilizan para esta evaluación. Aquí se destacan antecedentes o factores como el tipo de trayectoria, la sección final, el taladro, la profundidad medida perforada, el índice de dificultad de desviación y la compañía a cargo.

TABLA 5. CARACTERÍSTICAS POZOS PERFORADOS CAMPO OSO

Nº	Nombre del pozo	Tipo de pozo	Sección final	Taladro	Compañía operadora	MD	Índice de dificultad
1	Oso 1	Direccional	8 ½	C18	PAM-HB	9408	4,992
2	Oso 2	Direccional	8 ½	C18	PAM-HB	12520	6,009
3	Oso 3	Horizontal	6 1/8	C19	PAM-SLB	11203	5,718
4	Oso 4	Direc tipo J	8 ½	C17	PAM	10424	
5	Oso 5	Direc tipo J	8 ½	C17	PAM	10582	
6	Oso 6	Horizontal	6 1/8	C19	PAM-SLB	12340	6,117
7	Oso 7	J alto ángulo	8 ½	C18	PAM-IWC	9828	5,2
8	Oso 8	Direc tipo J	8 ½	C11	PAM-HB	10516	5,577
9	Oso 9	Horizontal	6 1/8	C19	PAM-SLB	12356	5,994
10	Oso 10	Horizontal	8 ½	C18	PAM-HB	10918	5,89
11	Oso 11	Alto ángulo	8 ½	C11	PAM-HB	10325	5,541

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En total se analizan 11 pozos, de los cuales 4 son horizontales y los restantes 7 son direccionales tipo J todos operados por Petroamazonas. De los 4 pozos

horizontales, 3 estuvieron a cargo de Schlumberger y uno a cargo de Halliburton. Mientras que de los 7 direccionales, 4 estuvieron a cargo de Halliburton, dos a cargo de Petroamazonas y el restante a cargo de Petroamazonas con IWC.

La compañía Schlumberger, que solo intervino en pozos horizontales, utilizó un mismo taladro específico para perforar los tres pozos a su cargo. Los restantes 8 pozos fueron perforados utilizando 3 taladros diferentes, uno de ellos repitiendo en 4 pozos.

En la siguiente tabla se indican los tiempos totales de perforación para cada uno de los pozos junto con sus respectivos tiempos no productivos. También se indica el porcentaje de tiempo no productivo que representa en cada pozo, se incluye alguna característica importante del pozo del cuadro anterior.

TABLA 6. TOTAL DE TIEMPO NO PRODUCTIVO CAMPO OSO

N°	Nombre del pozo	Tipo de pozo	Sección final	MD	Días de perforación	NPT Horas	NPT Días	% NPT
1	Oso 1	Direccional	8 1/2	9408	31,36	124,50	5,19	16,54
2	Oso 2	Direccional	8 1/2	12520	43,54	128,00	5,33	12,25
3	Oso 3	Horizontal	6 1/8	11203	43,21	145,50	6,06	14,03
4	Oso 4	Direc tipo J	8 1/2	10424	41,00	199,50	8,31	20,27
5	Oso 5	Direc tipo J	8 1/2	10582	26,81	37,00	1,54	5,75
6	Oso 6	Horizontal	6 1/8	12340	41,04	80,00	3,33	8,12
7	Oso 7	J alto ángulo	8 1/2	9828	28,02	37,50	1,56	5,58
8	Oso 8	Direc tipo J	8 1/2	10516	30,69	12,50	0,52	1,70
9	Oso 9	Horizontal	6 1/8	12356	72,29	614,50	25,60	35,42
10	Oso 10	Horizontal	8 1/2	10918	78,90	761,00	31,71	40,19
11	Oso 11	Alto ángulo	8 1/2	10325	28,52	80,50	3,35	11,76
					465,39	2220,50	92,52	19,88

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

El total de tiempo no productivo encontrado en el grupo de pozos es de 2220,50 horas que es equivalente a 92,52 días.

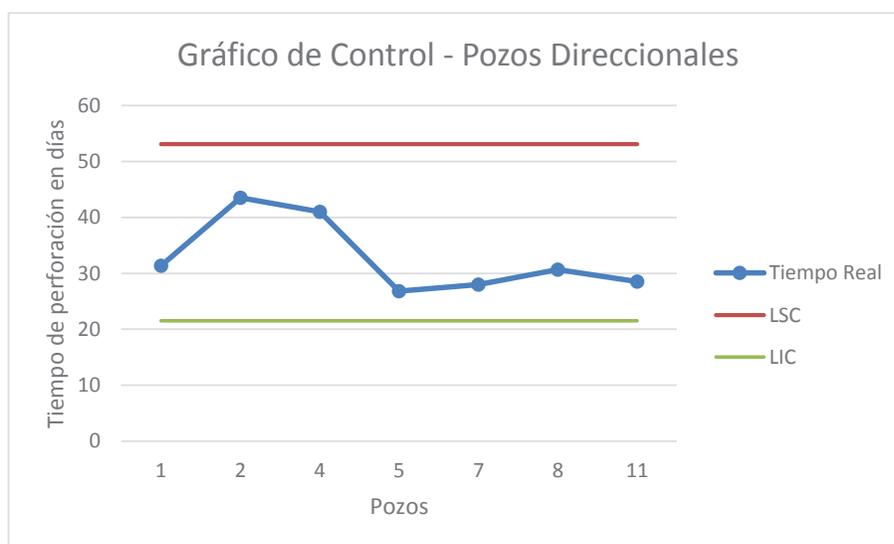
Para el caso de pozos direccionales, los días de perforación totales (tiempo productivo más tiempo no productivo) varían entre 28 y 43 días. Mientras que

entre los pozos horizontales dos de ellos tomaron alrededor de 43 días pero los otros dos alrededor de 75 días.

De acuerdo con las tablas 1 y 2 no se encuentra una relación destacable entre las características de los pozos, como profundidad total, taladro o compañía operadora con el tiempo no productivo más que se observa que dos de los cuatro pozos horizontales tienen un tiempo no productivo muy alto fuera del resto de pozos.

A continuación se incluye un gráfico de control del proceso, en este caso para la perforación de los pozos direccionales. Hay que tener en cuenta que las oscilaciones de los valores dentro del rango, delimitado por el límite superior de control (LSC) y límite inferior de control (LIC) obedecen a factores regulares dentro del proceso y si hay valores fuera de este rango, ellos obedecen a causas especiales que no forman parte del funcionamiento normal del proceso.

FIGURA 11. GRÁFICO DE CONTROL DEL PROCESO PARA POZOS DIRECCIONALES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

El gráfico es una combinación de los límites del proceso, dado a partir de los tiempos de perforación programados y los puntos correspondientes a los

tiempos reales de los pozos direccionales. Aquí se encuentra que la media es de 37,31 días.

En el gráfico se encuentra que las alteraciones están dentro de control dadas por el límite superior (53,12 días) y el límite inferior (21,50 días). El cálculo de estos valores se encuentra en el anexo.

En el gráfico la mayoría de puntos se aproximan al límite de control inferior, esto deriva de que todos los pozos direccionales han sido perforados en un tiempo menor al tiempo programado. Esto no quiere decir que el tiempo no productivo no sea importante, sino que los factores de las desviaciones son regulares en el grupo de pozos. Dado que los tiempos reales son inferiores a los tiempos programados esto podría sugerir que los pozos se encuentran sobre estimados en tiempo o que el proceso de perforación es muy óptimo lo que no parece razonable por los tiempos no productivos encontrados.

3.1.1 TIEMPO NO PRODUCTIVO SEGÚN TRAYECTORIA

Como se encontró que el tiempo no productivo varió considerablemente en dos pozos con trayectoria horizontal y los pozos con esta trayectoria han sido planeados en diferente rango de tiempo y con la construcción de una sección adicional es también conveniente analizar el problema bajo la variable de la trayectoria.

3.1.1.1 Trayectoria Direccional.

FIGURA 12. PORCENTAJE DE NPT EN TRAYECTORIA DIRECCIONAL



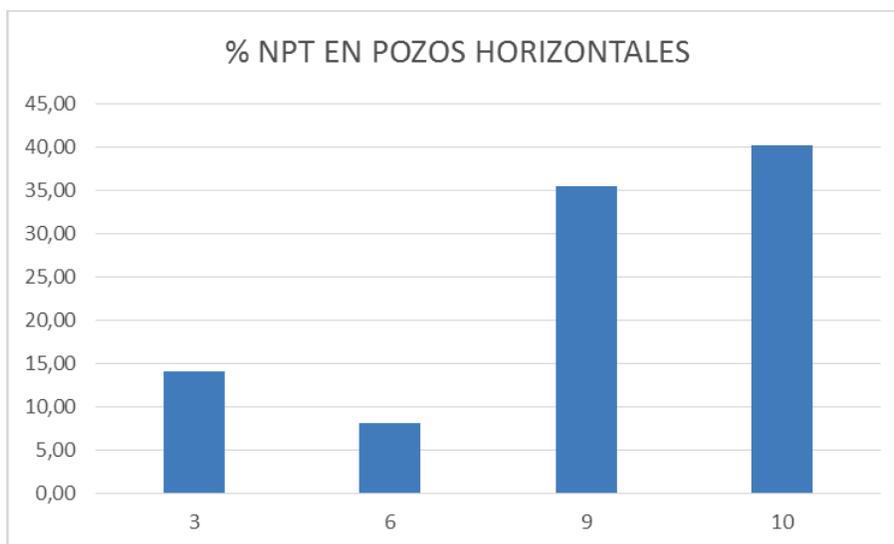
Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

El porcentaje de tiempo no productivo en pozos direccionales varía entre 5 y 20 por ciento. Encontrándose el menor porcentaje de 5,58% en el pozo Oso 7, que es el segundo pozo de menor longitud perforada(MD), perforado por Petroamazonas-IWC desde el PAD G con una trayectoria J de alto ángulo con el taladro C18. El mayor porcentaje de tiempo no productivo, en este tipo de pozos, se presenta en el pozo Oso 4 con un 20,27%, perforado por Petroamazonas con una trayectoria direccional tipo J con el taladro C17.

En 4 de los 7 pozos el porcentaje de tiempo no productivo supera el 10% del tiempo total de perforación y en 6 de los 7 pozos supera el 5%.

3.1.1.2 Trayectoria Horizontal

FIGURA 13. PORCENTAJE DE NPT EN TRAYECTORIA HORIZONTAL



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Dos de los pozos horizontales a cargo de la compañía Schlumberger tienen un porcentaje de tiempo no productivo de 8 y 14 por ciento, valores que están dentro del rango de los pozos direccionales. Los otros dos pozos horizontales a

cargo de las compañías Schlumberger y Halliburton respectivamente presentan porcentajes de tiempo productivo bastante altos de 35,42% en el caso del pozo Oso 9 y 40,19% en el caso del pozo Oso10. Estos dos pozos son los únicos en los que se presentaron operaciones de desvío o side track del conjunto de pozos.

Para el total de pozos, direccionales y horizontales, sin considerar los dos pozos horizontales de alto tiempo no productivo, el porcentaje de tiempo no productivo varía entre 8 y 20% para 6 de los 9 pozos. Solo en tres de los 11 pozos el porcentaje de tiempo no productivo es menor de 6%.

Con estos resultados se observa claramente que el problema de tiempo no productivo se agrava en la perforación de pozos horizontales, por lo que es importante analizar la naturaleza de los problemas y los factores causantes de esta situación.

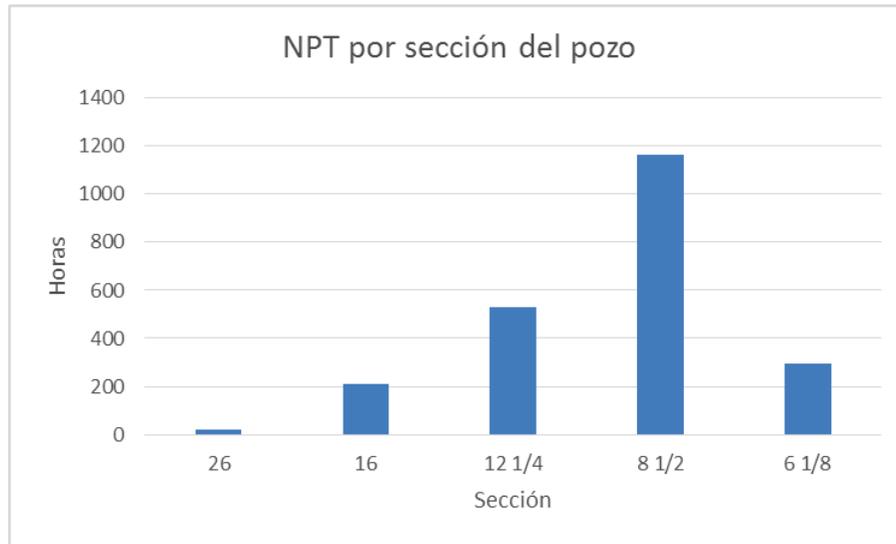
3.1.2 TIEMPO NO PRODUCTIVO POR SECCIONES

Como los pozos son planificados y perforados por secciones resulta conveniente analizar la problemática particular en cada sección del pozo para descubrir sus debilidades.

De la base de datos para el conjunto de pozos, que se consolidó por medio de la revisión de los reportes de perforación y la asignación de los problemas de cada uno de los pozos a sus respectivas categorías por sección de perforación, que se incluye en los Anexos, se puede seleccionar la información necesaria para elaborar y desarrollar la evaluación o estudio pertinente en cada capítulo en lo que viene en adelante.

En el gráfico de la figura 14 se muestra el total de horas de tiempo no productivo por sección para el conjunto de pozos.

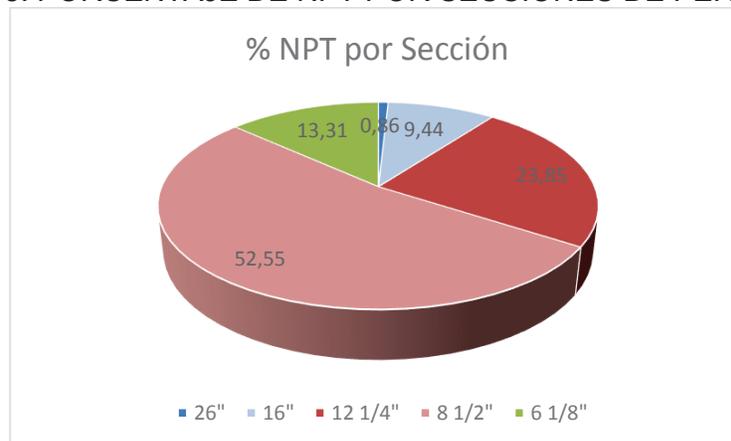
FIGURA 14. TIEMPO NO PRODUCTIVO SEGÚN SECCIÓN DE PERFORACIÓN



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

La sección con mayor horas de tiempo no productivo corresponde a la sección de 8 ½ pulgadas con un total de 1166,5 que equivale a 48,6 días. En el gráfico se observa que cuanto mayor es la profundidad de la sección mayor son las horas de tiempo no productivo. La otra sección con mayor horas de tiempo productivo es la de 12 ¼ pulgadas con un tiempo de 529,5 horas. Estas secciones se convierten en las secciones de mayor interés para estudiar las causas de tiempos no productivos.

FIGURA 15. PORCENTAJE DE NPT POR SECCIONES DE PERFORACIÓN



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En la figura 15 se puede observar que el mayor porcentaje de tiempo no productivo corresponde a la sección más profunda, en la mayoría de los pozos, de 8 ½ con un 52,55 por ciento, siendo por largo un alto porcentaje comparado con el de las otras secciones. La sección de 12 ¼ pulgadas representa el 23,85 % del total de tiempo no productivo es decir cerca de la cuarta parte del tiempo se pierde en esta sección. La sección de 16 pulgadas tiene un 9,44 % del tiempo no productivo es decir prácticamente el 10 % del tiempo no productivo se presenta en esta sección. La sección superficial de 26 pulgadas tiene un mínimo porcentaje de tiempo no productivo que no llega al 1%.

La sección de 6 1/8 pulgadas se perforó exclusivamente en tres de los cuatro pozos horizontales. En el cuarto pozo horizontal se registraron dos operaciones de desvío del pozo o side track y el pozo se terminó en la sección de 8 ½ pulgadas. La sección de 6 1/8 pulgadas tiene un porcentaje de 13,3 % y se tiene que considerar que solo se perfora en tres pozos.

3.1.2.1 Tiempos No Productivos predominantes por secciones

Una vez que se estableció la manera en que se distribuye el tiempo no productivo en las distintas secciones, se procede a identificar los problemas principales o predominantes en cada sección para saber la situación de la problemática en cada una de ellas. De esta manera se restringe el estudio de los problemas enfocándose en las secciones en que tienen mayor repercusión.

3.1.2.1.1 Sección de 26 pulgadas

La sección superficial de 26 pulgadas, correspondiente al hoyo conductor, es la más eficiente puesto que registra el menor tiempo no productivo con solo 19 horas para el total de pozos que es menos del 1%.

Para identificar los principales problemas en esta sección se presenta las frecuencias y los tiempos de los problemas en el cuadro a continuación.

TABLA 7. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 26”

Problemas	Reparaciones en el taladro	Problemas TDS	Embolamiento de la broca
Código	cod#1	cod#2	cod#7
Frecuencia	3	2	1
Tiempo	10,5	8	0,5

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
 Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En el cuadro se aprecia que se produjeron 6 actividades no productivas, 5 de ellas se produjeron fuera del pozo en la superficie, correspondiendo 3 a Reparaciones en el taladro y 2 a problemas con el sistema Top Drive. El problema restante correspondió a embolamiento de la broca.

El mayor tiempo no productivo y la mayor frecuencia de problemas en la sección de 26 pulgadas se produce en la superficie con fallas y reparaciones de los equipos del taladro y del sistema Top Drive.

3.1.2.1.2 Sección de 16 pulgadas

La sección de 16 pulgadas registro un tiempo no productivo equivalente a 8,73 días, siendo un valor relativamente bajo en comparación a las secciones más problemáticas y más profundas.

Para determinar los problemas predominantes se debe evaluar al mismo tiempo la cantidad de tiempo o extensión del evento, la repetición del evento es decir su frecuencia y la reiteración del evento entre los diferentes pozos es decir su distribución.

De esta forma considerando estos parámetros se puede ponderar los eventos para identificar con certeza a los problemas predominantes y su impacto en la sección del pozo analizada.

A continuación se presenta un cuadro que implementa este análisis obteniendo un valor ponderado para identificar a los problemas predominantes en esta sección.

TABLA 8. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 16”

	Problema	Tiempo	Frecuencia	Distribución	Ponderado
Cod#1	Reparaciones en el taladro	104,5	23	9	21631,5
Cod#2	Problemas TDS	8	5	4	160
Cod#3	Limpieza de la línea de retorno	9	3	2	54
Cod#4	Esperas	3,5	1	1	3,5
Cod#5	Limpieza y rimado del hoyo	73,5	1	1	73,5
Cod#10	Control Direccional	1,5	1	1	1,5
Cod#13	Falla de revestimientos	1,5	2	2	6
Cod#14	Problemas del cabezal	0,5	1	1	0,5
Cod#15	Problemas de BOP	1	1	1	1
Cod#16	Problemas de cementación	2	1	1	2
Cod#20	Arremetidas	4,5	2	1	9

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En la sección de 16 pulgadas se observa que la mayor cantidad de tiempo perdido por extensión del evento se concentra en los problemas de Reparaciones del taladro en primer lugar con 104,5 horas y Limpieza y rimado del hoyo con 73,5 horas. Otros problemas extensos en esta sección son los Problemas TDS con 8 horas y Limpieza de la línea de retorno con 9 horas

En lo que respecta a la presencia de eventos, la mayor frecuencia de actividades no productivas también corresponde a las Reparaciones del taladro con 23 eventos, seguido por Problemas TDS con 5 eventos y Limpieza de la línea de retorno con 3 eventos. También hay que notar que se presentan 2 eventos respectivamente para las actividades de Fallas de revestimientos y Arremetidas.

Los eventos de Reparaciones del taladro se distribuyeron entre un gran número de pozos, 9 exactamente y los de Problemas TDS en cuatro pozos. Es importante notar que el problema de Falla de revestimientos se repite en 2 pozos diferentes en esta sección de 16 pulgadas a diferencia de las arremetidas que están en un mismo pozo.

Como resultado de todos estos hechos se tiene que el problema predominante en la sección de 16 pulgadas se encuentra en las Reparaciones del taladro, como se puede observar en el valor ponderado. Los otros problemas de mayor importancia son los de Problemas TDS y Limpieza de la línea de retorno.

Los problemas dentro del pozo están representados por un solo evento extenso de Limpieza y rimado del hoyo, fuera de este evento, la cantidad de tiempo y la frecuencia es escasa y está dado por la Falla de revestimientos y Arremetidas aunque este último se presenta en un solo pozo. Estos problemas dentro del pozo se revisaran puntualmente con lo cual se evaluara si son problemas dispersos o se hallan relacionados.

Este mismo procedimiento para identificar los problemas predominantes se aplica en las siguientes secciones que son las más problemáticas.

3.1.2.1.3 Sección de 12 ¼ pulgadas

La sección de 12 ¼ pulgadas es la segunda con mayor cantidad de tiempo no productivo con 529,5 horas equivalente a 22,06 días. A continuación se muestran los problemas presentes en esta sección con sus tiempos no productivos, frecuencias, distribución y su valor ponderado.

TABLA 9. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 12 ¼"

	Problema	Tiempo	Frecuencia	Distribución	Ponderado
cod#1	Reparaciones en el taladro	37	20	10	7400
cod#2	Problemas TDS	96	13	6	7488
cod#3	Limpieza de la línea de retorno	5	1	1	5
cod#4	Esperas	111	4	3	1332
cod#6	Reacondicionar fluido	6,5	1	1	6,5
cod#8	Falla mecánica de la tubería	36	1	1	36
cod#9	Falla del BHA Herramientas	50	3	3	450
cod#10	Control Direccional	52	2	2	208
cod#11	Desvío	121	1	1	121
cod#12	Logging Problems	4	2	1	8
cod#15	Problemas de BOP	4,5	2	2	18
cod#17	Pega de tubería	6,5	3	3	58,5

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

De acuerdo con los valores se tiene que la mayor cantidad de tiempo perdido por horas se concentra en Esperas con 111 horas y Desvío con 121 horas, otros problemas con mayor extensión de tiempo son Problemas TDS con 96 horas, Control direccional con 52 horas, Falla BHA herramientas con 50 horas y Reparaciones en el taladro con 37 horas.

La mayor frecuencia de problemas corresponde a los eventos de Reparaciones en el taladro con 20 eventos y Problemas TDS con 13 eventos, las Esperas es otro evento con mayor frecuencia presentándose 4 eventos.

La mayor distribución de problemas corresponde a las Reparaciones en el taladro que se presenta en 10 de los 11 pozos juntamente con Problemas TDS que se presenta en 6 de los 11 pozos. Los problemas que muestran una distribución perfecta son los de Fallas del BHA-Herramientas, Control Direccional y Pega de Tubería que se distribuyeron en diferentes pozos. Otro problema con buena distribución es el de Esperas, para el caso de Desvío o side track a pesar de tener el mayor tiempo no productivo este evento solamente se presenta una vez lo que se refleja en el valor ponderado.

Por todos estos antecedentes se concluye que en la sección de 12 ¼ pulgadas los problemas predominantes corresponde a Esperas, Problemas TDS y Reparaciones en el taladro, todos estos problemas ocurren en la superficie fuera del pozo. En esta sección del pozo se enfocará el estudio de estos problemas para determinar su causalidad.

Otros problemas con relativo impacto es esta sección son los que se presentaron con mayor frecuencia dentro del pozo y se establece que son Fallas del BHA-Herramientas y Control Direccional, también hay que considerar el problema de Pega de Tubería que a pesar de acumular pocas horas se presentó en tres pozos diferentes. Los problemas puntuales correspondientes a estas categorías críticas, serán analizados en el siguiente capítulo de análisis técnico y se determinara si están relacionados o no para establecer la situación de la problemática.

3.1.2.1.4 Sección de 8 ½ pulgadas

Es la sección más problemática, tiene un total de tiempo no productivo de 48,6 días que corresponde al 52,55 % del NPT. Esta sección es especialmente crítica puesto que aquí se pierde más de la mitad del NPT en la operación de perforación. Es la sección final de todos los pozos direccionales y la sección final de 8 de los 11 pozos perforados.

TABLA 10. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 8 ½”

	Problema	Tiempo	Frecuencia	Distribución	Ponderado
cod#1	Reparaciones en el taladro	15	4	4	240
cod#2	Problemas TDS	0,5	1	1	0,5
cod#4	Esperas	2	2	1	4
cod#5	Limpieza y rimado del hoyo	66,5	2	2	266
cod#8	Falla mecánica de la tubería	26,5	2	1	53
cod#9	Falla del BHA Herramientas	17	2	1	34
cod#10	Control Direccional	20	1	1	20
cod#11	Desvío	746,5	2	1	1493
cod#13	Falla de revestimientos	92,5	3	2	555
cod#17	Pega de tubería	60	2	2	240
cod#18	Pesca	120	2	2	480

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En el cuadro se puede observar que la mayor cantidad de horas de tiempo no productivo corresponde a operaciones de Desvío aunque este tiempo está formado por dos eventos en un mismo pozo. El segundo problema con mayor

extensión de tiempo no productivo es el de Pesca. Otros problemas con mayor cantidad de tiempo no productivo son Falla de revestimientos, Limpieza y rimado del hoyo y Pega de tubería.

En cuanto a la frecuencia de los eventos se observa que la categoría de Reparaciones en el taladro tiene la mayor frecuencia con 4 eventos, baja en comparación con su frecuencia en las secciones anteriores. El otro problema con mayor frecuencia es el de Falla de revestimientos con 3 eventos, finalmente se observa que la mayoría de problemas en esta sección tienen al menos dos eventos.

La distribución de actividades no productivas en esta sección es mayor para la categoría de Reparaciones en el taladro que se presentó en 4 pozos diferentes. Otros problemas importantes que presentan una distribución perfecta son los de Limpieza y rimado del hoyo, Pega de tubería y Pesca, otro problema con buena distribución es la de Falla de revestimientos.

Al considerar estos factores, los resultados obtenidos indican que en la sección más problemática de perforación los problemas predominantes se concentran dentro del pozo, repercutiendo en mayor medida a la operación los de Falla de revestimientos, Pesca, Limpieza y rimado del hoyo y Pega de tubería que son problemas de extensión apreciable y que aparecen bien distribuidos.

Pierden relevancia los problemas en la superficie donde las Reparaciones en el taladro es el problema más frecuente pero las horas acumuladas y la frecuencia son mucho menores comparadas con las secciones anteriores menos profundas.

El tiempo no productivo más grande encontrado en esta sección y en cualquier otra sección de todos los pozos, está dado por los eventos de desvío del pozo que se efectuaron en el mismo pozo Oso 10 que tiene el mayor tiempo no productivo y que fue planificado originalmente hasta la sección de 6 1/8"

Al encontrar que los problemas principales son Falla de revestimientos, Pega de tubería, Pesca y considerar los de Limpieza y rimado del hoyo y Desvío todo esto apuntaría a que los problemas estarían relacionados por la complejidad de la operación en estas trayectorias, por lo que en el análisis técnico se estudiará la naturaleza de los problemas para evaluar esta relación o descartarla y así determinar la situación y la causalidad de los problemas.

3.1.2.1.5 Sección de 6 1/8 pulgadas

La sección de 6 1/8" pulgadas fue perforada únicamente en tres de los pozos y todos ellos horizontales, tiene un total de horas que representa el 13,31% del tiempo no productivo.

En la tabla 14 se muestra en detalle los problemas presentes en esta sección.

TABLA 11. ACTIVIDADES NO PRODUCTIVAS EN LA SECCIÓN DE 6 1/8"

Problemas	Esperas	Control Direccional	Pesca
Código	cod#4	cod#10	cod#18
Frecuencia	2	1	1
Tiempo	4	25	266,5

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En esta sección se presentaron solamente 4 eventos de tiempo no productivo y uno de ellos representa prácticamente todo el porcentaje correspondiente a esta sección que es el problema de Pesca, que tiene una extensión tan grande de 266,5 horas que es la segunda más grande de todos los eventos de tiempo no productivo. También se presenta un evento de control direccional, con una

extensión que está dentro del rango de este tipo de problemas en otras secciones. En la superficie solamente aparecen dos problemas de Esperas

En esta sección se debería analizar si el problema de pesca está emparentado con problemas en la sección anterior de 8 1/2" que es la sección final en la mayoría de pozos como lo es la de 6 1/8" en estos tres pozos.

En la tabla 12 se resumen los problemas predominantes encontrados en las secciones de perforación de los pozos del campo Oso.

TABLA 12.PROBLEMAS PREDOMINANTES POR SECCIONES

Sección	# Pozos	Problemas Predominantes		% NPT
16"	11	Superficie	Reparaciones en el taladro; Problemas TDS; Limpieza de la línea de retorno	9,44
		Pozo	Falla de revestimientos; Arremetidas	
12 1/4"	11	Superficie	Problemas TDS; Reparaciones en el taladro; Esperas	23,85
		Pozo	Falla del BHA-Herramientas; Control Direccional; Pega de tubería	
8 1/2"	11	Pozo	Falla de revestimientos; Pesca; Limpieza y rimado del hoyo; Pega de tubería	52,55
6 1/8"	3	Pozo	Pesca	13,31

Fuente: ARCH, Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO Y PROPUESTA DE REDUCCIÓN DE TIEMPO NO PRODUCTIVO

4.1 CAUSAS DE LOS NPT PREDOMINANTES

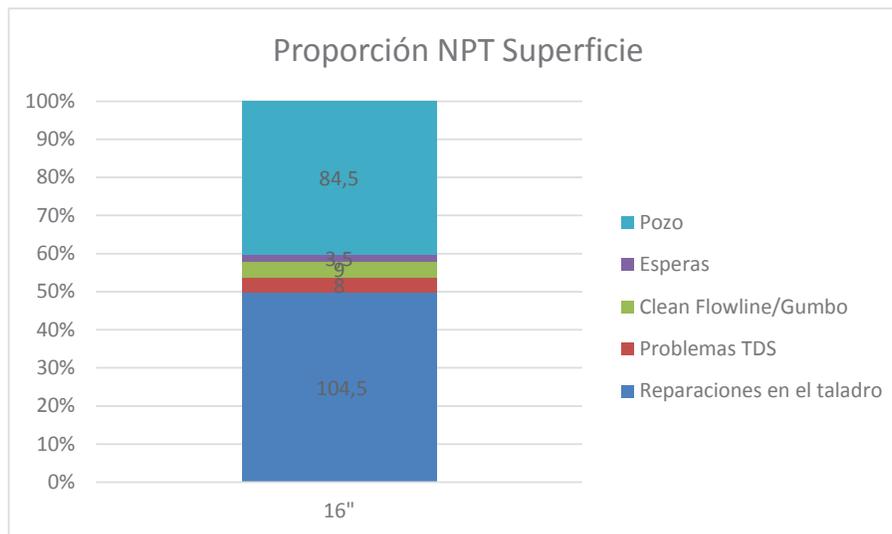
Continuando con la metodología implementada, una vez que se han determinado los problemas principales en cada sección y se ha segmentado el campo de estudio a los problemas esenciales, ahora el análisis se enfoca a determinar las causas de esos problemas mediante la revisión de los problemas puntuales. Lo cual nos permita ver la situación general de la problemática, mediante la observación de las características y tendencias de estos problemas para saber si están relacionados y así determinar la causalidad de los problemas.

4.1.1 SECCIÓN DE 16 PULGADAS

4.1.1.1 Problemas en superficie

Los problemas en esta sección se concentran fundamentalmente en los problemas fuera del pozo que concentran el 60% del tiempo no productivo ocupando una gran preponderancia las Reparaciones en el taladro, también muestran cierta frecuencia los Problemas TDS y la Limpieza de la línea de retorno.

FIGURA 16. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 16"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

La duración de las eventualidades que se van desarrollando en esta sección de 16 pulgadas, tiene como resultado 125 horas de inconvenientes los cuales generan cuantiosas pérdidas a las operadoras.

Reparaciones del equipo

Los problemas que están dentro de ésta clasificación crearon contratiempos en los que se invirtió 108 horas de trabajo no productivo,

Se puede visualizar en la tabla 15 la distribución de los NPT por Reparaciones en el equipo en la sección de 16 pulgadas para nuestros 11 pozos de estudio, posiblemente por el número de horas hay inconvenientes que tendrán una mayor notoriedad, sin embargo, es la ocurrencia lo que debe despertar en nosotros el interés de querer suprimir un inconveniente, puesto que la recurrencia de un evento en varios pozos es lo que debe ser eliminado de las normales operaciones; en el cuadro se puede apreciar que en el pozo 02 encontramos un valor atípico de 68,5 horas, hay que denotar que no se registra

en ningún otro pozo un valor tan alto, así como en pozo 03 no existe registro alguno de inconvenientes por reparaciones.

Problemas TDS

Los inconvenientes con el TDS son recurrentes sin embargo en ésta sección la aparición de éste inconveniente solo se descubrió en 3 pozos, dando un total de 113 horas de NPT en ésta sección, podemos aclarar que el tiempo mínimo que lleva uno de estos inconvenientes en los pozos donde apare este problema es de 0,5 horas, así como el tiempo máximo por este problema es de 2 horas: algunos de los inconvenientes registrados y comunes son Manguera hidráulica, tarjeta electrónica, controles TDS, wash pipe, engranajes TDS, liqueo de aceite, bloque de brazos, comunicación eléctrica, manómetro TDS, sensor de presión.

Se puede visualizar en la tabla 15 la distribución de los NPT por Problemas TDS en la sección de 16 pulgadas para nuestros 11 pozos de estudio.

Limpieza de la línea de retorno

Definitivamente es un inconveniente que se puede aplacar, por éste problema se registraron 9 horas de NPT en la sección de estudio, la aparición de éste problema se evidencia en el pozo 05 y el pozo 08, la culpable de éstos inconvenientes en la gran mayoría de los casos es el Gumbo o lutita gruesa, estas arcillas ensucian las herramientas de perforación y taponan las tuberías.

TABLA 13. DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT DE SUPERFICIE EN LA SECCIÓN DE 16"

Well	Pozo 01	Pozo 02	Pozo 03	Pozo 04	Pozo 05	Pozo 06	Pozo 07	Pozo 08	Pozo 09	Pozo 10	Pozo 11
Reparaciones del equipo	4	68,5	0	3,5	5	14	4,5	4,5	0,5	0,5	3
Problemas TDS	0	0,5	0	0	2	0	2	0	0	0	0
Limpieza de la línea de retorno	0	0	0	0	8,5	0	0	0,5	0	0	0
Esperas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,5

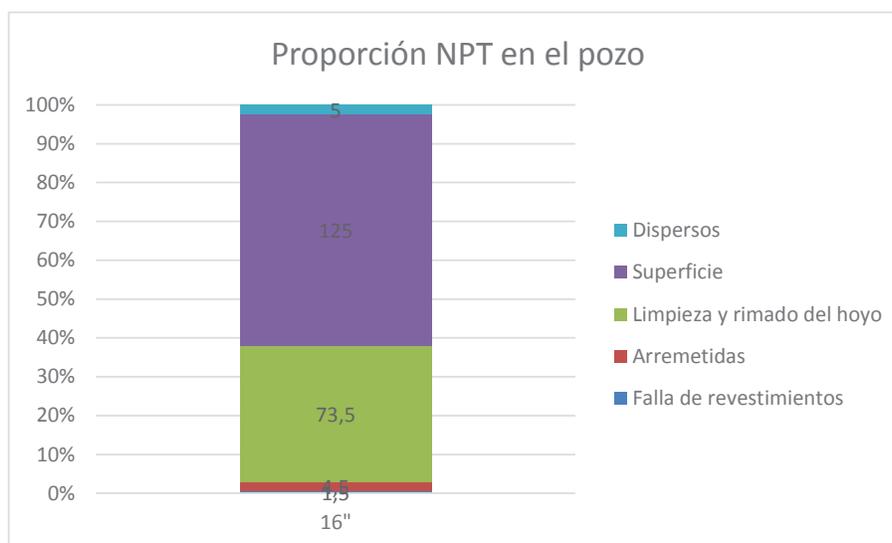
Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.1.2 Problemas en el pozo

En esta sección los problemas dentro del pozo son mínimos y no tienen una frecuencia destacable. Solamente sobresalen dos eventos de Fallas de revestimientos en dos pozos diferentes sin embargo el tiempo perdido es muy bajo. El evento de mayor número de horas de tiempo no productivo corresponde a un único evento de Limpieza y rimado del hoyo.

FIGURA 17. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 16"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Falla de revestimientos

Uno de los problemas de Fallas de revestimientos se produce cuando se estaba corriendo el casing de 13 3/8" y se produjo la falla de la manguera hidráulica del casing drive system, la cual fue reparada.

El otro problema se da por la falla de apertura y cierre de cuñas hidráulicas tipo fms por lo que se cambió a sistema auxiliar de apertura y cierre de cuñas, este problema también se presenta al correr el casing de 13 3/8"

Limpieza y rimado del hoyo

La actividad de Limpieza y rimado del hoyo se produce al tenerse una condición de hoyo cerrado en la formación Chalcana que no permite correr el casing de 13 3/8", donde el último tramo se lo bajo circulando y aplicando peso desde 3488 pies hasta 3552 pies, al intentar continuar bajando con circulación sin éxito se realiza un viaje de acondicionamiento.

La dificultad de correr el casing se origina por problemas de apoyo y avance lento por lo que se decide sacar el casing a superficie para realizar viaje de calibración. Posteriormente se baja un casing de limpieza y se incrementa la densidad del lodo de 13,0 lb/gal a 13,3 lb/gal, luego de esto se baja el casing de 13 3/8 sin problemas

Arremetidas

En un mismo pozo se presentaron dos eventos de problemas de control del pozo que se registran en la categoría Arremetidas, en el primero cuando se realiza un viaje se presenta un influjo de agua para lo cual se baja al fondo, se bombea una píldora pesada y se saca a superficie.

En el otro evento, mientras se saca tubería se presenta un suabeo para lo cual se acondiciona el lodo a una densidad particular, en este caso se recomienda bombear un volumen de píldora de matado de una densidad específica previo al cambio del elevador.

4.1.1.3 Análisis de problemas – sección 16"

En vista de que en las secciones superficiales de 16" y 12 ¼" es donde repercuten con intensidad los problemas en superficie dados por Reparaciones en el taladro, Problemas TDS, Limpieza de la línea de retorno y Esperas. El análisis de los problemas en superficie se incluye después del estudio de estas dos secciones en el apartado de Comportamiento de problemas en superficie.

Problemas en el pozo

Los problemas de fallas de revestimientos provienen por las fallas de accesorios en los procedimientos previos a la corrida del casing como el fallo en superficie del sistema casing drive system (manguera hidráulica) y las cuñas tipo fms.

Las arremetidas parecen un problema muy puntual y que se resuelve de manera breve pero que parece inducido por falta de cuidado de los parámetros de control y de las prácticas de seguridad en la que se realiza la sacada de tubería del pozo.

El problema de limpieza y rimado del hoyo sugiere que se puede mejorar las características del fluido requerido para mantener el control del calibre del hoyo, pero este problema aparece aislado.

Resumen

Se concluye que los problemas dentro del pozo son dispersos y no se hallan relacionados, por su distribución y de acuerdo a sus características encontradas, se puede decir que son aislados, además que no son representativos, en proporción, ni en esta sección ni en el tiempo total no productivo.

Los problemas dentro del pozo en esta sección no se originan por dificultades regionales del hoyo ni en pleno proceso de perforación con avance de profundidad, sino que aparecen durante procedimientos, durante tiempos planos, que no se llevan a cabo con cuidado y por la falla de componentes y accesorios de equipos en la superficie.

Como resultado se tiene que los problemas en esta sección se generan fundamentalmente en la superficie, inclusive aquellos que aparentemente se presentan dentro del pozo, obedeciendo a factores internos de la operación que serían altamente controlables.

TABLA 14. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 16”

Causas	Problemas	NPT horas
Fallos en superficie	Reparaciones en el taladro; Problemas TDS; Limpieza de la línea de retorno	121,5
Inducidos	Falla de revestimientos; Arremetidas	6
Problemas en el hoyo	--	--
Problemas en el hoyo-trayectoria	--	--

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.1.4 Prácticas recomendadas para reducir NPT

Ante el fallo de la manguera hidráulica del casing drive system se recomienda revisar el equipo previo a su uso y solicitar certificados de inspección. Una vez más se hace hincapié en el control del estado de los equipos por parte de sus responsables directos e indirectos debe haber un protocolo

En los eventos de influjos se recomienda mantener píldora de control, por lo que se deberían aplicar prácticas de seguridad apropiadas y cuidar los parámetros de control evitando inducir este tipo de problemas que se presentaron escasamente en esta sección.

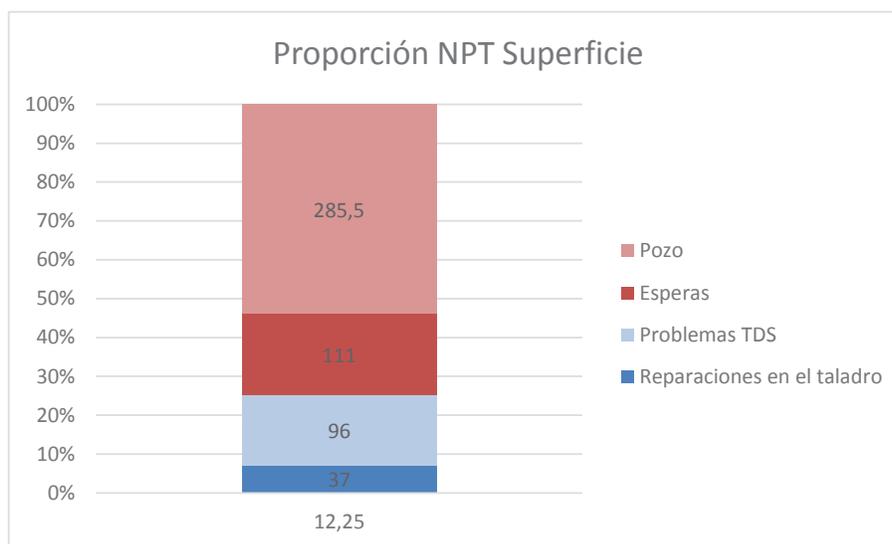
Para el caso de Limpieza y rimado del hoyo se encuentra que al mantener el fluido disperso se obtiene la erosión mecánica necesaria en las paredes del pozo, asegurando viajes de calibración óptimos. Se recomienda monitorear el comportamiento del próximo pozo en el mismo Pad para establecer la necesidad de incrementar la densidad del fluido hasta 13.3 lb/gal al final de la sección.

4.1.2 SECCIÓN DE 12 ¼ PULGADAS

4.1.2.1 Problemas en superficie

En la sección de 12 ¼ pulgadas se encuentra que los problemas en superficie tienen un impacto representativo un tanto superior que los problemas aparentemente suscitados en el interior del pozo. Sobresalen en este tipo de problemas fundamentalmente los Problemas TDS y Reparaciones en el equipo acompañado por Esperas que representan un alto impacto.

FIGURA 18. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 12 ¼"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Los problemas TDS son los de mayor preponderancia por su frecuencia y distribución, los problemas por Esperas tienen un alto porcentaje de tiempo no productivo. Los problemas predominantes en superficie tienen un porcentaje de tiempo no productivo (en horas) por el 47%

Reparaciones en el taladro

Los problemas que están dentro de ésta clasificación crearon contratiempos en los que se invirtió 37 horas de trabajo no productivo, las causas son diversas y mencionaremos varias por corrosión en la que el metal es atacado al encontrarse expuestos a un ambiente corrosivo; por mencionar algunas los problemas se presentan en la válvula HCR, orings-empaques, saber sub, stand pipe, llaves neumáticas, acondicionadores de aire del SCR, stuffing box, PLC, generadores, frenos de malacate, mangueras, bombas de lodo, jet cellar, tolva y zarandas, los pozos 06, pozo 09 y pozo 10 registran 9,5 horas, 8,5 horas y 8 horas respectivamente siendo los valores más representativos, el pozo 01 no presenta NPT por éste inconveniente. Se puede distinguir que los inconvenientes están presente en 10 de los 11 pozos.

Se puede visualizar en la tabla 17 la distribución de los NPT por Reparaciones en el equipo, Problemas TDS en la sección de 12 ¼ pulgadas para nuestros pozos de estudio

Problemas TDS

Los inconvenientes con el TDS son recurrentes en la sección de 12 ¼ pulgadas , dando un total de 96 horas para ésta sección analizada, en los pozos (05,07,08,10, 11) no presentan NPT por ésta razón, los pozos 03 y 04 poseen los tiempos no productivos más altos 24,5 y 23 horas, algunos de los inconvenientes registrados y comunes son Manguera hidráulica, tarjeta electrónica, controles TDS, wash pipe, engranajes TDS, liqueo de aceite, bloque de brazos, comunicación eléctrica, manómetro TDS, sensor de presión, hay que mencionar que en algunas ocasiones solo se mencionan en los reportes el inconveniente de manera general como Problemas TDS.

Esperas

Por ésta problema se registra 111 horas en los 11 pozos analizados, uno de los inconvenientes que destaca en el análisis registra 103 horas en el pozo 04, la

parte administrativa no cancela valores pendientes dando lugar al abandono de la localización por parte de una de las compañías de servicio, también se registran eventos aislados en el pozo 07 y 08 registrando 6,5 horas y 1,5 horas respectivamente, en el resto de pozos no hay horas perdidas por Esperas, algunas de éstas esperas se dan por la no disponibilidad de herramientas para el BHA, en algunos casos aguardando herramientas MWD o tubería de revestimiento en la locación.

TABLA 15. DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT DE SUPERFICIE EN LA SECCIÓN DE 12 ¼"

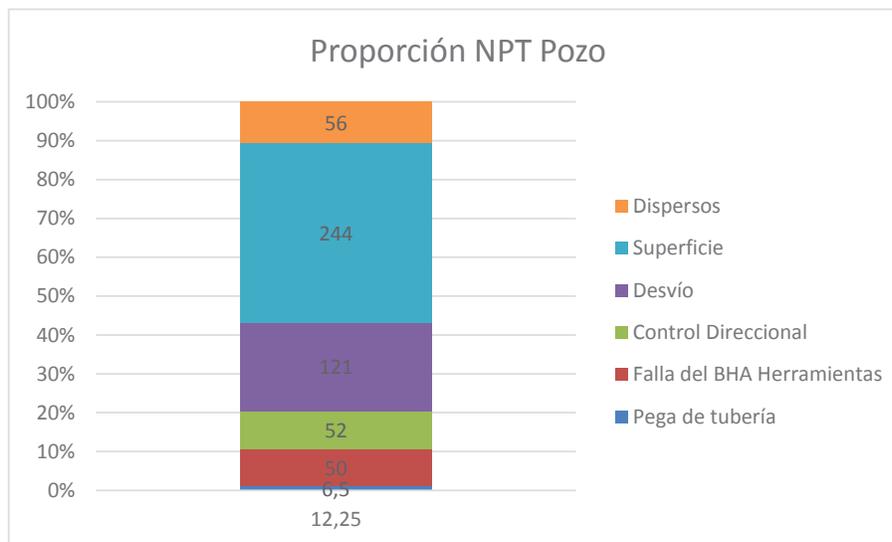
Well	Reparaciones del equipo	Problemas TDS	Limpieza de la línea de retorno	Esperas
Pozo 01	0	5,5	0	0
Pozo 02	1	33	0	0
Pozo 03	1,5	24,5	5	0
Pozo 04	1,5	23	0	103
Pozo 05	0,5	0	0	0
Pozo 06	9,5	8,5	0	0
Pozo 07	5	0	0	6,5
Pozo 08	1	0	0	1,5
Pozo 09	8,5	1,5	0	0
Pozo 10	8	0	0	0
Pozo 11	0,5	0	0	0

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.2.2 Problemas en el pozo

En las operaciones dentro del pozo se identifican como problemas principales los de Fallas del BHA-Herramientas, Control Direccional y Pega de Tubería.

FIGURA 19. TIEMPO PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 12 ¼"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Los problemas predominantes en el pozo tienen un porcentaje de tiempo no productivo (en horas) del 20%, mientras un solo evento de desvío representa un porcentaje de 22% de tiempo no productivo. También se tiene que existe un 10% de tiempo no productivo que se debe a otros problemas dispersos o aislados.

Falla del BHA-Herramientas

En el pozo horizontal Oso 4 se pierde la señal de MWD, se intenta tomar survey en varias ocasiones sin obtener resultados y se decide sacar el BHA por falla en la herramienta MWD.

En el pozo direccional Oso 7 se intenta realizar prueba de herramientas direccionales con 600-700-800 gpm en varias ocasiones sin éxito por no tener señal en MWD, detectándose la falla en los sensores de la herramienta, además se tiene que esperar por herramienta al no tener respaldo en la locación.

En el pozo horizontal Oso 9 se encuentra la falla en los empaques o sellos de uno de los PADs del Power Drive. Se indica al mismo tiempo falta de respuesta a los comandos y problemas de control de la trayectoria. Lo que desemboca en sacar el BHA a superficie.

Control Direccional

Un problema se presenta en un pozo direccional tipo J (Oso 5) cuando el BHA con broca PDC de 12 ¼" no desliza al estar perforando y se llega hasta 9041 pies donde se decide sacar para cambiar la configuración por no poder construir. Se reporta bajo BUR¹⁰ rotando.

Durante toda la corrida se intenta deslizar pero se tiene fuertes problemas de colgamiento de peso. Inicialmente en la toba no se tiene tendencia en azimut pero al salir de esta el pozo inicia a girar a la izquierda. A 9041 se observa una tendencia a levantar de 0,5 gr/100 pies. Se decide sacar para cambiar la geometría del BHA y buscar mejorar la tendencia a levantar.

A 9401 ft MWD se decide terminar la corrida para cambiar incluir Flex monel en el BHA en lugar del estabilizador y Pony monel para mejorar el BUR y la tendencia del BHA con respecto al plan.

El diseño del BHA está basado en pozos cercanos y en el BHA tendency lo cual muestra una tendencia a rotar de 2 gr/100 pies sin embargo no se lo

¹⁰ BUR (Buil Up Rate) es la tasa de cambio (grados/100 pies o grados/30 metros) de incremento del ángulo en el agujero.

consigue con la configuración implementada ya que estuvo entre 1,4 gr/100pies y luego bajo a 0,9 gr/100pies

En otro pozo horizontal (Oso 6) a 10170 pies se reemplaza la herramienta Xceed¹¹ debido a poca respuesta direccional de la herramienta para incrementar ángulo según el plan. En el reporte se encuentra que el BHA se comporta de acuerdo a lo planeado consiguiendo el objetivo del plan direccional. Se presenta un evento de atrapamiento al hacer un viaje hasta las calizas por reparar la manguera del Top Drive. Se tuvo que trabajar la sarta golpeando con el martillo y esto merma el desempeño del PD Xceed hasta dejarlo fuera de servicio. Se saca a superficie para evaluar herramientas y definir siguiente BHA, se revisa el Xceed detectando fallas en el circuito de freno del sistema de motor y S&S Excesivo.

Pega de tubería

En el pozo direccional Oso 2 se tiene una pega de tubería sin circulación y rotación cuando se está regresando al fondo, se observa apoyo y empaquetamiento de herramienta. Se realiza maniobra de la herramienta con tensión, rotación, sin circulación, tensionando hasta 400 klbs, con tres golpes de martillo se libera la sarta y se recupera circulación. Por el empaquetamiento se observa en las zarandas lonjas de lodo desprendidas de pared del pozo, derrumbe de lutitas y trazas de toba. Esta dificultades se resuelve rápidamente

En el pozo horizontal Oso 6 se observa la sarta atrapada a 9487 pies sin rotación y sin circulación, se trabaja la sarta con golpes de martillo y el peso del top drive logrando recuperar rotación y logrando bajar toda la parada pero no se logra recuperar circulación. Se agrega carbonato de calcio y Mix II Medium como materiales de puenteo y aditivos para estabilización de lutitas, se continua trabajando la sarta y a 9725 pies se recupera la circulación. La maniobra toma 4 horas.

¹¹ PowerDrive Xceed Sistema direccional rotativo que orienta la broca a través de un mecanismo interno de direccionamiento

Para ampliar la evaluación, observamos que en este mismo pozo horizontal y en esta misma sección hay un problema de Reacondicionar lodo, en el que se observa presencia de gas en el lodo hasta el 70% disminuyendo la densidad del lodo a 12 ppg, en este caso se recupera la densidad.

En el pozo direccional Oso 7 cuando se perfora hasta 9361 pies, al repasar la parada se observa un intento de empaquetamiento y pérdida de rotación, se trabaja la sarta y se recupera rotación, se decide incrementar la densidad a 12,7 lb/gal. Se bombea cada dos paradas una píldora de alta reología con material sellante.

En el prospecto de este pozo se conoce las dificultades de empaquetamiento lo que indica que en este pozo la limpieza no fue 100% efectiva y es probable que el lodo no está armado con los componentes inhibidores y estabilizadores adecuados para ayudar a mantener estables los intervalos de lutitas, sin embargo hay que considerar que el tiempo para resolver esta dificultad fue mínimo

4.1.2.3 Análisis de problemas – sección 12 ¼”

Los problemas de superficie repercuten de manera importante en esta sección tanto como a la sección de 16”, el análisis correspondiente se encuentra más adelante en el apartado Comportamiento del tiempo no productivo en superficie

Problemas en el fondo

Las herramientas de control direccional que componen el ensamblaje de fondo son elementos electrónicos sofisticados y su adecuado funcionamiento depende de los responsables del manejo de estas herramientas. En este tipo de problemas se pierden extensas horas de tiempo porque se requiere sacar el BHA a la superficie al fallar las herramientas en fondo, también el tiempo se

prolonga cuando se prueba la herramienta en la superficie y esta no se encuentra en condición.

El primer problema de control direccional sugiere que se trata de una falla técnica del diseño del BHA puesto que se consideraron las condiciones de las formaciones y antecedentes de otros pozos y aun así no se cumplieron los objetivos ni se dominaron las dificultades previstas. En el otro problema se provocó el daño de la herramienta por malas prácticas externas al desempeño de la herramienta como la pega o arreglo en superficie, en este caso se observa como un daño menor en la superficie puede derivar en un problema más complejo dentro del pozo. En este problema también se encontró que el BHA sufrió S&S¹² excesivo

Los problemas de pega de tubería corresponden al mecanismo de pega por empaquetamiento con los materiales de la formación lo que sugiere que el lodo de perforación no reunía las características adecuadas para limpiar el pozo de manera óptima y contrarrestar eficientemente estos problemas previstos, sin embargo hay que notar que el tiempo perdido fue el menor debido a estos problemas por lo que se debería comparar con una referencia para saber si el problema está aceptablemente controlado o no.

Resumen

En esta sección aparece un importante componente de problemas que ocurren dentro del pozo. En esta sección estos problemas, dentro del pozo, son más constantes, sin embargo no se puede concluir que corresponden estrictamente a anomalías presentes o desarrolladas dentro del mismo pozo en el subsuelo. Por ejemplo se tiene las fallas de las herramientas del BHA que son por causas externas, las malas prácticas operacionales que condujeron a dañar una herramienta direccional.

¹² Stick & Slip (S&S) Es una severa forma de oscilación torsional de la sarta de perforación en la que la broca llega a quedar estacionaria por un período.

Los problemas técnicos y las dificultades presentadas por las condiciones regionales de la formación se manifiestan por la dificultad en el control direccional y el no cumplimiento de los objetivos como se presentó en algunos tramos en el que el diseño propuesto no dio resultado, también se presentó algunos problemas con empaquetamientos leves al perforar esta sección.

La mayoría de los problemas en esta sección, es decir los problemas en la superficie y otros fallos operacionales dentro del pozo, parecen ser problemas altamente controlables por la compañía operadora, estos son problemas internos que pueden ser mejorados con la implementación de acciones adecuadas lo que mitigaría el tiempo no productivo de manera considerable.

El control predictivo de fallas se recomienda ante los problemas de control direccional y de empaquetamiento en esta sección, que ante la poca repercusión de problemas regionales parecería que está bien implementado pero siempre es deseable reducir el tiempo no productivo al máximo.

TABLA 16. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 12 ¼"

Causas	Problemas	NPT horas
Fallos en superficie	Problemas TDS; Reparaciones en el taladro; Esperas	244
Inducidos	Falla del BHA-Herramientas; Control direccional; Desvío	202
Problemas en el hoyo	Pega de tubería; Control direccional	27,5
Problemas en el hoyo-trayectoria	--	--

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.2.4 Prácticas recomendadas para reducir NPT

Para la pérdida de señal de MWD se recomienda tener la documentación de inspección de los equipos al día. En la falla al realizar la prueba de herramientas direccionales al no tener señal en MWD se indica exigir back up de herramientas.

El correcto funcionamiento de las herramientas especializadas que integran el BHA depende de la compañía que presta el servicio por lo que esta es la responsable de proveer herramientas de alta fiabilidad y asegurar de que estas se encuentren en condiciones óptimas para desempeñar su trabajo.

Una recomendación encontrada en los reportes que se puede destacar consiste en solicitar los certificados de revisión y calibración de cada una de las herramientas que se usaran en el pozo.

Los problemas de Fallas BHA-Herramientas se presentaron en pozos horizontales en donde se reporta la imperiosa necesidad de utilizar combinaciones de diferentes herramientas direccionales y tipos de brocas. Se debe evaluar si existe alguna relación entre las combinaciones de herramientas y sus calibraciones.

Para el problema de control direccional por la baja tasa de levantamiento del ángulo, se recomienda utilizar Power Drive Exceed o preferiblemente Vortex para poder tener control direccional ya que en estas formaciones no se puede deslizar. Se indica la característica de caídas naturales en esta formación con muchas intercalaciones por lo que se determina que antes de ingresar a la Lutita Napo hay que hacerlo con unos 15 ft arriba y 1,5 grados sobre el ángulo de inclinación del plan.

El otro problema de control direccional cuando ya no se observa respuesta del Xceed, se recomienda para corridas futuras, mitigar el S&S (Stick & Slip) para mantener un TF más estable y evitar posibles fallas en las herramientas por periodos prolongados de S&S.

Para el problema de pega de tubería en el pozo Oso 2 se recomienda mantener buenas prácticas de perforación y conexiones frente a zonas de riesgo.

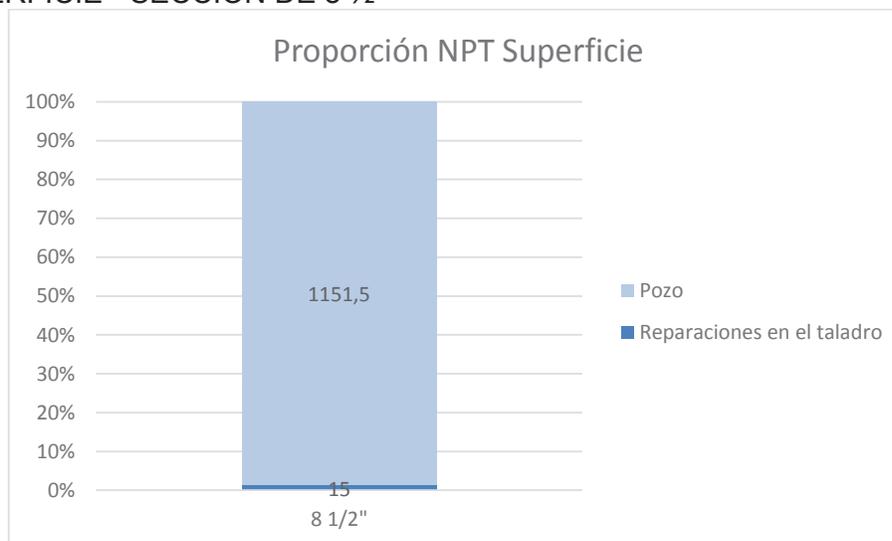
En la pega de tubería en el pozo horizontal Oso 6 se recomienda controlar las propiedades reológicas y tixotrópicas del lodo de perforación para que el comportamiento del mismo provea estabilidad al agujero cuando la sarta está estática o en movimiento. También se recomienda durante las reparaciones imprevistas de los equipos en superficie, posicionar la sarta fuera de formaciones que puedan generar condiciones inestables en la sarta.

4.1.4 SECCIÓN DE 8 ½ PULGADAS

4.1.4.1 Problemas en superficie

Los problemas en la superficie encontrados en esta sección son mínimos.

FIGURA 20. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN SUPERFICIE - SECCIÓN DE 8 ½"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

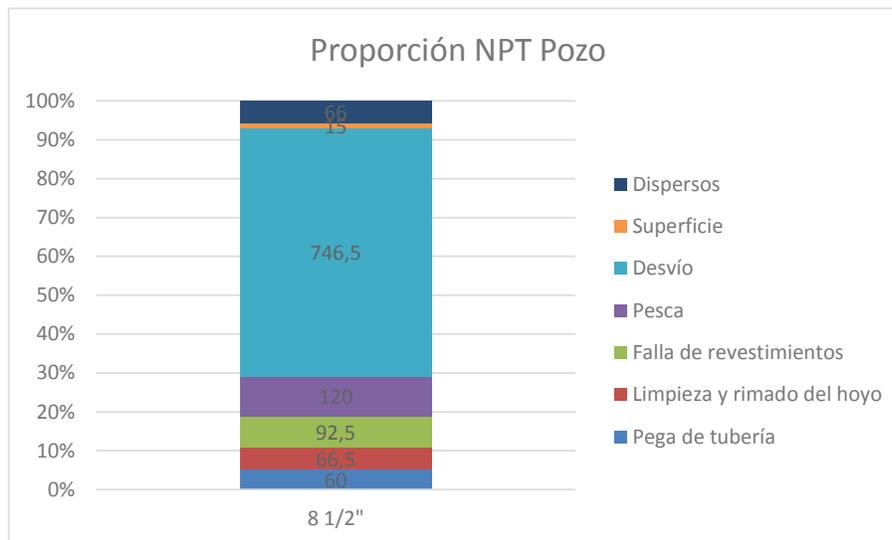
Los problemas de Reparaciones en el taladro que son los mayores en superficie en esta sección apenas representan el 2% del tiempo no productivo.

En superficie también hay problemas de Esperas y del sistema Top Drive aún menores.

4.1.4.2 Problemas en el pozo

Los problemas predominantes se concentran dentro del pozo, en esta que es la sección más profunda y final de la mayoría de los pozos y que se caracterizan por tener trayectorias complejas. Los problemas por sus categorías podrían encontrarse asociados, se detectó que los problemas predominantes son Falla de revestimientos, Pesca, Pega de tubería y Limpieza y rimado del hoyo.

FIGURA 21. PROPORCIÓN PROBLEMAS PREDOMINANTES EN POZO - SECCIÓN DE 8 1/2"



Fuente: ARCH, Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Los problemas predominantes, es decir aquellos que además de tener una extensión de horas importante presentan una relativa frecuencia y distribución, representan alrededor del 30 % de NPT entre las cuatro categorías principales en esta sección (Falla de revestimientos, Pesca, Pega de tubería, Limpieza y rimado del hoyo). Mientras que los dos desvíos en un solo pozo horizontal representan cerca del 65 % de todo el tiempo no productivo en esta sección. El

restante 5% corresponde a los problemas no preponderantes y dispersos tanto en superficie como en el pozo.

Falla de revestimientos

En el pozo horizontal Oso 3, hay dos eventos de falla de revestimientos. A la profundidad de 9934 pies se presenta fuerte influjo de agua, se visualiza que el flujo sale por el anular entre el conductor de 20" y el revestidor de 13 3/8". Ante esto se coloca una mezcla de bentonita, saquillos y fibra en el anular de 20" x 12 3/8" para controlar el influjo sin éxito. Se fabrica dos abrazaderas metálicas y después de la modificación del diseño de estas abrazaderas instaladas frente al influjo se logra detenerlo. Finalmente se suelda las abrazaderas con el conductor de 20"

En el otro evento se trata de bajar el liner de 7" desde 9748 pies dentro del casing sin éxito, se saca a la superficie para verificar condiciones del colgador y se encuentran lutitas solidificadas en la caja y cuñas del colgador.

En el pozo horizontal Oso 9 se reporta como tiempo no planificado un evento en el que se efectúa un viaje con dresser mil para acondicionar el tope del colgador de 7"

Pesca

En el pozo direccional Oso 1 mientras se está corriendo registros a 9220 pies MD se queda atrapada la sarta de registros en Hollin principal. Se intentó maniobrar la sarta sin éxito, se decide realizar pesca enhebrada y se observa hilo de wire line roto debido a desgaste por rozamiento en brazos del elevador.

En el pozo direccional Oso 4 se indica la pesca de herramienta de registros pegada. En la tercera corrida, de resonancia magnética, se baja hasta 9926 pies donde se cuelga y no pasa, se observa over pull y la herramienta se queda en zona de lutitas con wash out. Se procede a realizar pesca enhebrada con

cable, la herramienta de registros sale completa con flex interior doblado y desconectado del lado inferior.

Pega de tubería

En el pozo direccional Oso 2 se produce la pega de BHA con triple combo más broca PDC sin rotación frente a la arena de Hollin. Luego de repasar y agregar una nueva parada se conecta y se circula para bombear píldora y se encuentra el BHA pegado por diferencial. Se prepara y bombea 70 bls de píldora pipe lax hasta que se observa absorción del torque y liberación de la sarta a 11653 pies.

En el pozo horizontal pozo Oso 9 se presenta un evento de pega de tubería por pega geométrica en arenas que están en gauge y durante este evento se presenta un washout en la tubería el cual desencadena una pega diferencial. A 11227 se bombea un tren de píldoras viscosas pesadas, se observó retornos mucho antes del cálculo, después de varios intentos de encontrar un posible wash out en la tubería finalmente se encuentra en el cuerpo del DP de 5 ½". Después de varios intentos trabajando la sarta y bombeando píldoras que no daban resultado finalmente se recupera la rotación y se continúa sacando la sarta hasta la superficie. El problema se extiende por 49,5 horas.

Limpieza y rimado del hoyo.

En el pozo horizontal Oso 9 durante la corrida del liner de 7" se presenta fuerte restricción a 10720 pies, impidiendo el paso del revestidor. Tras esto se saca el liner a superficie y se arma BHA de calibración con 8 ½ DEL reamer para acondicionar el agujero haciendo énfasis en la Lutita de Napo inferior que tiene presencia de wash outs.

En el pozo horizontal Oso 10, en el que se realizan dos desvíos (side track), cuando se está perforando a 10336 pies luego de repasar 5 veces la parada y hacer la conexión no se consigue mejorar la ROP, se aplican 20 Klbs de peso en la broca sin obtener avance, por lo cual se desconecta una parada y se

repassa en dos ocasiones limpiando el hoyo, observando parámetros normales y continuando la perforación.

Desvío

En el pozo horizontal Oso 10 se realizan dos desvíos de la trayectoria, el primer side track se lo realiza a 9800 pies de MD en hoyo abierto una vez se abandonan las operaciones de pesca que se venían realizando. Perforando con broca PDC de 8 ½" y BHA # 11 direccional con geopilot se llega hasta 10631 pies, se continúa la perforación observando paro de mesa con torque hasta 32 Klbs-ft se maniobra la herramienta con backreaming intentado liberar la sarta sin éxito. De acuerdo con el reporte, el incremento de torque imposibilita continuar perforando y se tiene una condición de pega mecánica. Luego de haber realizado el Back off¹³ se reciben en superficie cuerpos pequeños y hasta camisas completas de los reductores de torque

Durante la perforación del side track se utilizaron varios BHAs compuestos por herramientas de molienda y magnetos por la presencia de restos metálicos, se recupera chatarra de reductores de torque

Posteriormente se lleva a cabo la corrida del liner de 7" en el hoyo con el primer desvío, se saca el liner de 7" en hoyo descubierto desde 10317 pies hasta 9760 pies, continua sacando liner de 7" con drill pipe en hoyo entubado.

Se saca y se quiebra a caballetes liner hanger de 7" x 9 5/8" más liner de 7" desde 1178 pies hasta 500 pies, llenando el pozo continuamente con tanque de viaje. En superficie, se observa liner hanger en buenas condiciones. Se observa corte de liner de 7", 5 centímetros bajo la caja del csg liner número 11, quedando en el pozo en calidad de pez con una longitud de 504 ft

¹³ Back Off Para desenroscar los componentes de la cadena de tubería del fondo del pozo

4.1.4.3 Análisis de problemas – sección 8 ½”

Los problemas de fallas de revestimientos pueden estar dados por las condiciones regionales, aunque uno se genera entre revestimientos menos profundos, y por la trayectoria de este tipo de pozos como cuando no baja el liner. También se encuentra que los problemas están influenciados por falta de implementación de acciones que aseguren y prevengan potenciales riesgos, como la omisión de empacaduras en los revestimientos o la falta de circulaciones para minimizar las potenciales camas previa a la corrida del casing, esto sugiere que no se considera lo suficiente a las condiciones críticas de la operación en esta sección.

Los problemas de pesca sugieren que están influenciados por la trayectoria compleja en esta sección del pozo ya que se presentaron como resultado de atrapamientos durante la corrida de registros eléctricos y en un caso se sugiere evaluar utilizar otra técnica para tomar registros. También se indica la presencia zonas de lutitas con washout que agravan estas anomalías.

En los problemas de pega también se nota la influencia de la trayectoria por la pega geométrica inicial, y también los problemas son empeorados por los problemas operacionales como la utilización de tubería con problemas de wash out (fisuras). Las pegas se presentan por mecanismo de pega por diferencial lo que indica claramente las malas prácticas empleadas en una región propensa (arena) donde se pone en riesgo la operación. También se indica la influencia de la arena Hollín en estos problemas.

En el problema de Limpieza y rimado del hoyo se vuelven a manifestar las dificultades causadas por las zonas de lutitas con washout como lo fue en el atascamiento de la sarta de registros eléctricos y también la presencia de lutitas en la caja y engranaje del colgador. Este problema también se presenta durante la corrida del liner. Aquí se vuelve a notar a la lutita Napo como una zona conflictiva por la presencia de washouts. Sobresalen las dificultades geométricas por lo que se recomienda utilizar menos HWDP para mayor

flexibilidad y tener cuidado en la ubicación de los centralizadores por la presencia de los washouts y el arrastre que los centralizadores causan a la formación.

El primer problema de desvío se origina por pega mecánica en donde se tienen problemas con las herramientas reductoras de torque.

RESUMEN

En la sección de 8 ½ pulgadas donde se concentra la mayor cantidad de tiempo no productivo se nota una clara influencia de la dificultad regional de las formaciones que se manifiesta ampliamente en los problemas presentes con la combinación de la trayectoria compleja de los pozos correspondiente a esta sección y las fallas operacionales que no dejan de estar presentes en esta sección y que agravan los problemas.

Los problemas se presentan tanto en las trayectorias direccionales como en las horizontales, las dificultades regionales están dadas por la Lutita Hollín, las zonas de lutitas con wash out que representan una dificultad cuando se baja el liner o se corre la sarta de registros eléctricos. La otra zona con potencial riesgo es la arena Hollín en la que se produce la pega por presión diferencial, la que resultan en combinación con las malas prácticas operacionales.

La trayectoria de los pozos refleja su dificultad cuando se producen pegas geométricas, la dificultad para maniobrar y correr los ensamblajes, dificultad que es multiplicada por la presencia de zonas de washouts.

La importancia de los problemas operacionales se da porque agravaron los problemas ante los factores críticos ya mencionados siendo esta una combinación altamente perjudicial para el avance de la perforación. Se incurrieron en pegas por presión diferencial al exponer la sarta a estos riesgos, no se realizaron circulaciones cuando lo ameritaban ni se tomó precaución para formar sellos en los revestidores. También se encontró que a pesar de la

complejidad de la trayectoria de esta sección se realizaban registros con wire line.

Los desvíos se produjeron en un pozo horizontal, el problema con más repercusión por su larga extensión de tiempo corresponde a un side track que obedeció a una pega mecánica durante la perforación con herramientas direccionales donde se responsabiliza a la compañía proveedora de las herramientas reductoras de torque. El otro desvío se produce después de instalar el liner en el primer hoyo desviado y se queda una parte en el pozo en calidad de pez.

TABLA 17. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 8 ½”

Causas	Problemas	NPT horas
Fallos en superficie	--	--
Inducidos	Falla de revestimientos, Pega de tubería	129
Problemas en el hoyo	Falla de revestimientos, Pesca, Pega de tubería, Limpieza y rimado del hoyo	210
Problemas en el hoyo-trayectoria	Desvío	746,5

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.4.4 Prácticas recomendadas para disminuir NPT

En la falla de revestimientos por la fuga entre ellos, se recomienda que cuando se corre el revestidor de 13 3/8” se debe usar una empaadura inflable de 13 3/8”x20” y debe ser conectada al casing encima del collar para que quede y haga sello en el revestidor de 20”.

Cuando no se logra bajar el casing de 7”, en el viaje de acondicionamiento se deberá circular en fondo y realizar dos circulaciones en el revestidor de 9-5/8”,

una abajo en la zapata y otra a una inclinación de 35 grados. Esto con el fin de limpiar las posibles camas que se generan dentro del revestimiento de 9-5/8" que pudieran ocasionar obstrucciones en la bajada del Liner de 7"

Por la pesca de la sarta de registros en el pozo Oso 1 se recomienda evaluar la opción de bajar con TLC¹⁴ la sarta de registros.

Para la pega en el pozo Oso 2 por presión diferencial se recomienda mantener buenas prácticas de perforación y conexiones frente a zonas de riesgo, trabajar la sarta en sentido contrario previo a la pega y realizar simulaciones para ubicar bien el martillo de perforación y haga el trabajo de martilleo.

Para la pega en el pozo Oso 9 se recomienda que para un evento de pega diferencial, la acción inmediata a tomar es desplazar el lodo por agua y así el impacto en tiempo será reducido.

- Solicitar al activo y al equipo de well placement que se minimice entrar en la Arena Hollín a un intervalo de 45 pies como máximo. En este caso los 90 pies que se entró en la arena coinciden con la longitud del BHA direccional que es el que tienen el mayor diámetro y mayor exposición.

- Se recomienda el uso de tecnologías como DDR con la finalidad de poder ver la arena objetivo con mucha anticipación, lo cual permitirá eliminar la incertidumbre en el aterrizaje y minimizar los pies en MD que el BHA de 8.5" ingrese dentro de la arena que es objetivo de navegación.

- Continuar con las practicas seguras para tomar surveys 10 ft arriba del fondo y evitar mantener el BHA estático en la zona de Arenas para evitar pega diferencial, de ser necesario hacer Back reaming con mínimo 100 RPM y no detenerlo hasta que el pozo lo requiera.

¹⁴ TLC (Tough Logging Conditions) consiste en empujar las herramientas hasta el final del pozo utilizando tubing con el fin de sondear.

En el evento de limpieza y rimado del hoyo en el pozo horizontal Oso 9 se recomienda en la configuración del liner de 7" utilizar centralizadores que minimicen el riesgo de atascamiento debido a la geometría del hueco y considerar la presencia de washouts que se forma en Napo.

- Reducir la cantidad de HWDP que sea necesario para maniobrar la sarta con el liner de 7", en caso de que la geometría del agujero presente ciertas restricciones.

En el primer Side Track se sugiere que la empresa WWT que realiza provisión de reductores de torque, debe presentar control de calidad (incluir trazabilidad de restos equipos), a fin de garantizar la operación.

4.1.5 SECCIÓN DE 6 1/8 PULGADAS

Se tiene por analizar el problema de Pesca que es el más extenso en esta sección.

En el pozo horizontal Oso 9 se realizan operaciones para recuperar la sarta de limpieza. Se arma y se baja BHA # 15 de limpieza con broca PDC de 6 1/8" hasta el fondo, repasando las dos últimas paradas y circula el pozo hasta retornos limpios. Durante el repaso se observa alto torque y caída de presión de 2090 a 1600 psi, se decide sacar a superficie, quedando en el fondo 1792 pies del BHA pescado. Se realizan varios intentos de pesca sin éxito, no se puede soltar mecánicamente, se realiza corte con jeteo con éxito, se conecta y se trabaja más cerca del pescado sin resultados. Se deja píldora con grafito, se trabaja la sarta arriba y hacia abajo sin éxito y no se observa avance por lo que se decide dejar el pozo, saca la tubería a superficie y se dan por terminadas las operaciones de perforación.

4.1.5.1 Análisis de problemas – sección 6 1/8"

En los problemas de pescados que se hallan no se ofrecen mayores detalles sobre las causas de estos pescados. Se encuentran la descripción de la

operación que se realizaba en la que se produjo el pescado y las operaciones que se emprenden a partir de esta condición. Incluso en algunos reportes estos problemas no se registran plenamente como tiempo no productivo sino como tiempo no planificado. Curiosamente no se encuentran en los reportes conclusiones o recomendaciones respecto a estos problemas.

En esta sección el pescado se presentó al bajar un BHA de limpieza al final de la sección, en los casos de los pescados en la sección anterior estos se originaron al quedar atrapadas las sargas de registros eléctricos.

Hay un contraste en los tiempos no productivos en los pozos horizontales, ya que dos de ellos presentan un tiempo no productivo muy bajo. En otro de ellos los problemas son muy escasos pero se presentan dos desvíos en la sección de 8 ½" que representa el más extenso de los NPT, mientras en el restante la operación es muy problemática a lo largo del pozo incluyendo un desvío y el pozo termina perdiéndose en la sección de 6 1/8" por un pescado.

Los pozos horizontales tienen graves problemas en las secciones más profundas de perforación que son las de 8 ½" y de 6 1/8" siendo que se producen desvíos o que se pierde el pozo, circunstancias que son originadas por pescados que se quedan dentro del pozo

TABLA 18. CAUSAS DE PROBLEMAS SECCIÓN 6 1/8"

Causas	Problemas	NPT horas
Fallos en superficie	--	--
Inducidos	--	--
Problemas en el hoyo	--	--
Problemas en el hoyo-trayectoria	Pesca	266,5

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

4.1.5.2 Prácticas recomendadas para disminuir NPT

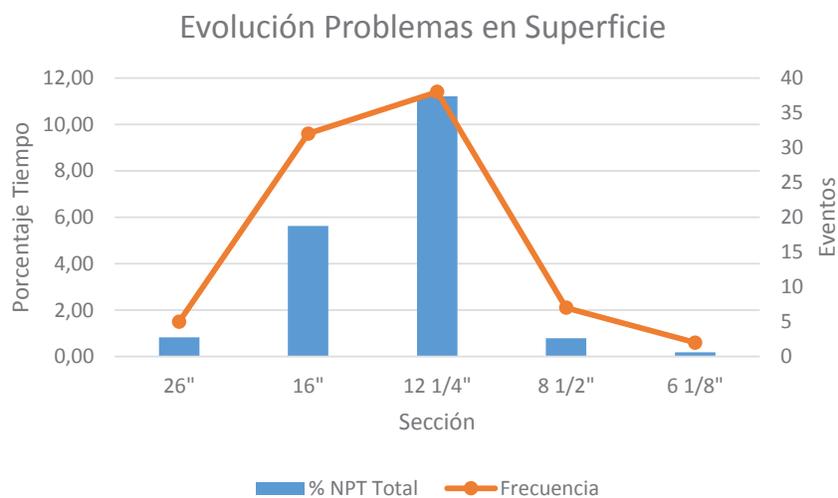
Se recomienda que en los problemas reportados de forma ambigua en los reportes se solicite un informe detallado de todas las características del problema a los responsables directos y que se establezca la supervisión adecuada por la compañía operadora.

Se debe realizar una investigación técnica sobre el desempeño de la perforación de las secciones finales en los pozos horizontales perforados en el CAMPO OSO.

4.2 COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO EN SUPERFICIE

Como se determina que los problemas en superficie afectan la operación de manera destacable en las secciones de 16" y 12 1/4", en este punto es conveniente introducir el siguiente análisis sobre la evolución del tiempo no productivo en superficie.

FIGURA 22. COMPORTAMIENTO DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO EN SUPERFICIE



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

En el gráfico se observa que el tiempo no productivo en superficie se concentra en las secciones intermedias de 16 y 12 ¼ pulgadas con 5,63% y 11,21% sobre el total del tiempo no productivo. Tanto en la sección del hoyo conductor como en las secciones finales de 8 ½ y 6 1/8 pulgadas el porcentaje es irrelevante entre el 0,18% y 0,83% del total del NPT.

Por lo tanto es importante estudiar las causas del tiempo no productivo por problemas en superficie en las secciones de 16 y 12 ¼ pulgadas donde se encuentra el grueso de este tipo de problemas que representan el 16,84% del total del tiempo no productivo.

En el gráfico es importante notar que a pesar de que la frecuencia de eventos de problemas de superficie en las dos secciones críticas es pareja, el tiempo no productivo es mucho más pronunciado en la sección de 12 ¼ pulgadas que prácticamente lo dobla.

Con el comportamiento encontrado se determina que la combinación de problemas en superficie de la sección de 12 ¼ pulgadas causan una gran repercusión en el tiempo no productivo y son más críticos que los de la sección de 16 pulgadas donde también hay una importante presencia de problemas en superficie. Los problemas que marcan esta diferencia son los de Problemas TDS y Esperas que a mayor profundidad causan mayor retraso a la operación.

4.2.1 ANÁLISIS DE PROBLEMAS EN SUPERFICIE

Después de estudiar los diferentes casos se establece que el causal de los inconvenientes que desembocan en una reparación del equipo es independiente de la situación del hoyo; los eventos más recurrentes son provocados por la continua exposición de los equipos a la vibración normal de las operaciones, éstos problemas son también el resultado de no contar con un procedimiento sistemático cuyo objetivo es establecer el mecanismo de falla, estos inconvenientes también se producen por el contacto permanente de los equipos de perforación con los químicos del lodo, otro de los mecanismos de desgaste son las fallas por corrosión en la que el metal es atacado al

encontrarse expuestos a un ambiente corrosivo; por mencionar algunas los problemas se presentan en la válvula HCR, orings-empaques, saber sub, stand pipe, llaves neumáticas, acondicionadores de aire del SCR, stuffing box, PLC, generadores, frenos de malacate, mangueras, bombas de lodo, jet cellar, tolva y zarandas.

Para las reparaciones en el taladro no existe información en los reportes finales la cual no permita establecer una tendencia en la falla de los equipos, sin embargo si poseen una raíz común y es la falta de mantenimiento preventivo.

El TDS es un equipo electro mecánico que registra diversas fallas tanto en sus componentes electrónicos como en sus componentes mecánicos, ambos afectados por las condiciones agrestes en las que se desarrollan el normal avance en la construcción de un pozo. Todos son problemas que requiere de un seguimiento para documentar la vida útil de los componentes y planificar los mantenimientos predictivos.

4.3 PROPUESTA DE REDUCCIÓN DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO

Como resultado del análisis de los problemas principales se evidencia su naturaleza y se puede inferir sus causalidades que se describen a continuación:

NPT por fallas en superficie

Es un tiempo no productivo “perdido” que se produce en la superficie, que no se contempla pero que sucede, que es extraíble, se puede prevenir y es altamente controlable en la operación.

NPT inducido

Es similar al tiempo no productivo superficie, pero que también se puede reflejar dentro del pozo y puede estar bajo el control de terceros cuando se prestan servicios. Este tipo de tiempo no productivo se presenta por fallas de equipos, malas prácticas en la operación, falta de previsión y provisión. Como los anteriores son extraíbles y altamente controlables.

NPT por problemas en el hoyo

Se caracteriza porque es fuertemente dependiente de las condiciones regionales en el subsuelo que afectan el proceso de perforación, son más complejos de predecir y controlar.

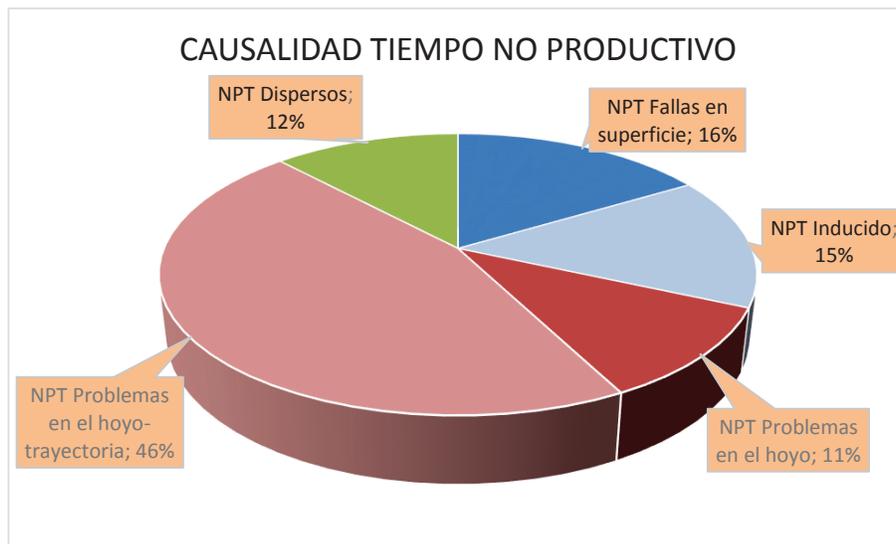
NPT por problemas en el hoyo-trayectoria

Dado los resultados observados en este grupo particular de pozos, se incluye este tipo de problemas que además de ser afectados por las condiciones regionales pueden estar influenciados fuertemente por las trayectorias de estos pozos, esto no se pudo determinar completamente por falta de información en los reportes.

Tiempo no productivo disperso

No se refiere a una causalidad y por la metodología utilizada se encuentra que hay eventos de tiempos no productivos que son aislados, no presentan síntomas similares y no siguen un comportamiento compatible con el resto de problemas.

FIGURA 23. ESTIMADO CAUSALIDAD TIEMPO NO PRODUCTIVO



Fuente: ARCH, Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

De acuerdo al procesamiento y análisis de la información, se estima que el NPT Superficie es de alrededor del 16%, el NPT Inducido es cercano al 15%, el NPT Problemas Hoyo es de alrededor del 11%, el NPT Pescados representa alrededor del 46% y el NPT Aislados está por el 12%.

Cuando sabemos qué tipo de problemas se tienen, que características poseen y cómo se comportan, entonces se puede proponer las medidas encaminadas a reducir los tiempos no productivos.

4.3.1. TIEMPO NO PRODUCTIVO - FALLAS EN SUPERFICIE

Según esto al menos el 31% de la operación es altamente controlable y podría reducirse significativamente el tiempo no productivo asociado.

Para mitigar este tiempo no productivo se propone revisar el estado general de los taladros de perforación utilizados y del sistema Top Drive, asegurar el cumplimiento del mantenimiento preventivo de los equipos del taladro, reemplazar los equipos ineficientes por unos que aseguren su fiabilidad,

establecer una revisión exhaustiva de los equipos en el campo previo a su utilización en los procesos, realizar inspecciones y supervisiones continuas de las herramientas, equipos, accesorios y llevar un inventario del estado de estas. Mejorar la organización en cuanto a la coordinación, previsión y provisión de insumos, mejorar el aspecto administrativo. Evaluar las especificaciones técnicas de las herramientas y equipos y determinar si son apropiadas para los requerimientos de las operaciones.

4.3.2. TIEMPO NO PRODUCTIVO - INDUCIDO

Para el caso de las operaciones desarrolladas por terceros se debe exigir la utilización de herramientas y equipos altamente fiables, solicitando certificados de inspección y calibración de los equipos. Se debe asegurar la capacitación y el entrenamiento del personal para el desempeño óptimo de sus funciones en las actividades y en el manejo de los equipos, así como el conocimiento de los protocolos en las diferentes operaciones. Se debe profundizar en el conocimiento técnico que procure evitar prácticas inadecuadas que pongan en riesgo la operación y resulten en tiempos no productivos. Se debe mejorar la supervisión in situ de las actividades desarrolladas por terceros y evaluar el accionar y el resultado de los servicios ofrecidos.

Con la implementación de estas medidas que no demandan mayor complejidad se puede mejorar el control del proceso y minimizar el tiempo no productivo hasta el 31%

4.3.3 TIEMPO NO PRODUCTIVO - PROBLEMAS EN EL HOYO

Si se considera al Tiempo No Productivo-Problemas en el Hoyo separado del Tiempo No Productivo Pescados, se aprecia el tiempo perdido influenciado estrictamente por dificultades regionales en las formaciones que afectan a la perforación.

De acuerdo a la literatura esta problemática se trata de minimizar con la implementación del control predictivo y según los resultados obtenidos y los

problemas revisados, se encuentra que el impacto negativo en el proceso debido a esta problemática no es demasiado grande, lo que sugiere que el control predictivo se encuentra aceptablemente ejecutado.

Como el objetivo es minimizar el tiempo no productivo se debe evaluar el resultado del control predictivo y extender y mejorar su aplicación lo que permita anticipar las anomalías y reducir su impacto.

De igual forma la incorporación del estudio geomecánico para la determinación de los prospectos parece tener buenos resultados en el grupo de pozos, porque la aplicación de los parámetros y directrices indicadas por este estudio están permitiendo controlar de forma correcta a la formación. Por lo que se recomienda mantener los estudios geomecánicos de la forma que se han venido llevando.

Las debilidades encontradas en la formación en estos pozos para las secciones de 8 ½" y 6 1/8" que representan un riesgo para la perforación son la presencia de la Arena Hollín que por el tipo de trayectoria y las operaciones requeridas para seguirla exponen a fallas por lo que se propone evaluar las direcciones y orientaciones que minimicen este riesgo. De igual manera por las dificultades con las zonas de lutitas en Napo con presencia de washouts se propone evaluar los riesgos de pegas geométricas y por empaquetamientos para encontrar las configuraciones de los conjuntos de fondo y parámetros de lodos y de perforación para reducir estos riesgos.

4.3.4. TIEMPO NO PRODUCTIVO - PROBLEMAS EN EL HOYO Y TRAYECTORIA

Los NPT por Pescados aparentemente están influenciados por la trayectoria de los pozos en las secciones finales, por la falta de información en los reportes no se puede concluir este hecho, por lo que se propone una investigación técnica para determinar las causas raíces que generan este tipo de problemas que representan los mayores costos debido a tiempos no productivos.

Se deberá evaluar la tecnología que está siendo usada en la perforación direccional y revestimiento de los pozos en las secciones de 8 ½" y 6 1/8" considerando como factor fundamental las trayectorias complejas. Conforme se evalúe el desempeño de las tecnologías en uso, se debe estudiar las posibilidades de otras tecnologías que se puedan ajustar a los requerimientos y pronosticar que resultados que se podrían obtener con la implementación de ellas.

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO RELACIONADO CON LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

La razón fundamental para realizar éste estudio es brindar un análisis que colabore en la búsqueda de alternativas para alcanzar los objetivos reduciendo al mínimo los recursos, gracias a una buena medida de la eficacia y la eficiencia para lograr las metas, lo que inexorablemente nos permitirá la optimización del recurso económico, y así evitar costos innecesarios a la empresa pública.

Una vez que se determine el costo de perforación se podrá establecer el ahorro en días al perforar un pozo, para esto se calculará el ahorro en costos variables, para lo cual tenemos:

- a) Determinar el costo variable por día
- b) Promediar los costos variables por día
- c) Hacer una comparación entre los costos variables totales de los pozos perforados de nuestro pozo ideal.
- d) Analizar el costo por cada tipo de geometría y por cada sección construida.

5.1. COSTOS DE LA PERFORACIÓN

Para obtener los costos en la perforación se realizó la siguiente clasificación:

- a) Costos variables de la perforación, son aquellos que dependen del tiempo que toma la perforación de un pozo y son los siguientes:
 - Fluidos de perforación (FP)
 - Perforación direccional (PD)
 - Control litológico (CL)
 - Rol de compañía (RC)

b) Costos fijos de perforación, son aquellos que no dependen del tiempo, están determinados por la parte contractual o por listas de precios y son:

- Brocas
- Cementación
- Otros cargos
- Registros eléctricos
- Tubería de revestimiento
- Cabezal de producción, Etc.

Es importante destacar que solo los costos variables de perforación son los que se verán afectados como resultado de la reducción de los NPT. Por otra parte los costos fijos no se verán afectados por esta razón no serán considerados para el análisis de optimización de costos.

5.2. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN

Es importa aclarar que en los reportes finales de perforación las empresas de servicios de perforación específicamente Schlumberger, marca un valor promedio para indicar cuál es el estimado de los costos por cada hora de tiempo no productivo NPT, dicho valor es de 3000 USD / HORA y no existe una consideración de la geometría o el número de secciones del pozo; por ésta razón hemos visto la necesidad de determinar un valor de costo variable por cada tipo de pozo tomando en consideración dos parámetros:

- Tipo de geometría (direccional tipo “J” y horizontal “H”)
- Número de secciones(5 ó 6 secciones)

De ésta forma, se obtiene un valor que se ajusta de mejor manera a nuestra muestra de once pozos los cuales los hemos dividido tomando la sugerencia anteriores, así podemos analizar y comparar el valor individual de costo variables de cada pozo versus el valor promedio que utilizan las compañías de servicio.

5.2.1.COSTOS VARIABLES PARA LOS POZOS DE GEOMETRÍA TIPO “J” Y HORIZONTAL.

Los costos variables de los pozos tipo “J” de cuatro secciones y de los pozos tipo “H” de cinco secciones.se presentan en la tabla 19 y 20 consecutivamente

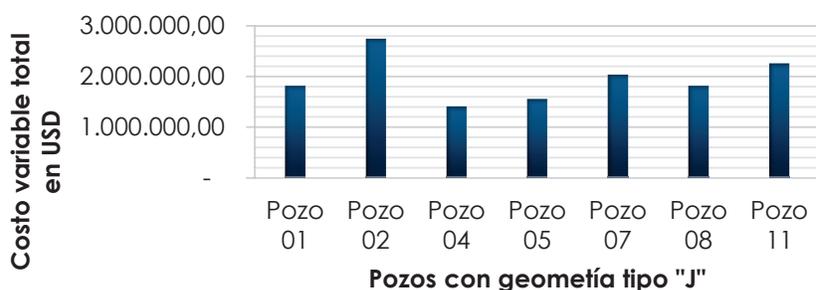
TABLA 19. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES

COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN							
	Pozo 01	Pozo 02	Pozo 04	Pozo 05	Pozo 07	Pozo 08	Pozo 11
FP	490.865,55	651.957,79	717.819,51	867.924,70	704.365,43	753.255,18	625.665,88
PD	1.052.182,47	1.724.458,80	603.760,00	603.760,00	1.082.312,25	764.342,24	1.384.542,09
CL	242.152,16	327.990,94	76.036,63	76.036,63	217.484,02	262.668,67	216.530,44
RC	35.337,24	42.036,36	12.050,86	12.050,86	29.472,42	37.420,50	35.891,70
Total	1.820.537,42	2.746.443,89	1.409.667,00	1.559.772,19	2.033.634,12	1.817.686,59	2.262.630,11

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

De siete pozos analizados, los pozos 07 y 02 marcan el costo variable más alto, los pozos 05 y 04 podrían ser tomados como referentes al construir pozos de geometría tipo “J” puesto que al registrar valores variables más bajos.

FIGURA 24. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

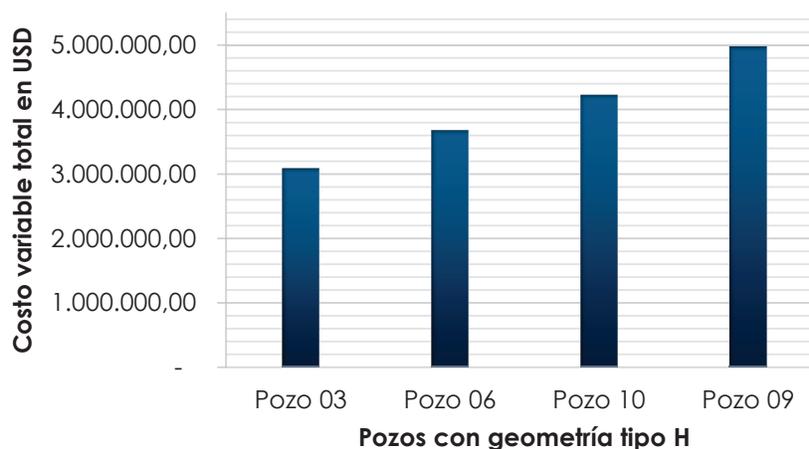
TABLA 20.COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES

COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN				
	Pozo 03	Pozo 06	Pozo 10	Pozo 09
FP	687.253,58	963.857,91	1.266.879,39	1.522.247,97
PD	2.007.353,71	2.300.961,84	2.184.907,18	3.028.047,45
CL	342.980,56	366.119,29	686.599,08	265.797,17
RC	55.951,00	49.434,00	91.457,82	168.497,88
Total	3.093.538,85	3.680.373,04	4.229.843,47	4.984.590,47

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

De cuatro pozos analizados, los pozos 10 y 09 marcan el costo variable más alto, por otro lado los pozos 03 y 06 podrían ser tomados como referentes al construir pozos Horizontales "H" , puesto que registrarán los tiempos no productivos más bajos.

FIGURA 25.COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

5.2.2. EJEMPLO DE CÁLCULO DE COSTOS VARIABLES PARA POZOS DE GEOMETRÍA TIPO “J”

Se presenta un ejemplo de cálculo para el pozo 1, el cual registra 628 horas que corresponde al total del tiempo productivo, dato que se obtiene de la gráfica profundidad versus tiempo del informe final de perforación, y así el costo variable de perforación se lo obtiene aplicando la siguiente ecuación, de la cual se puede obtener el costo variable por día y por hora para cada pozo.

$$CPD = \frac{\text{Costo variable de perforación}}{\text{Tiempo de operaciones}}$$

$$CPD = \frac{FP + PD + CL + RC}{\text{Tiempo de operaciones}}$$

De la tabla general de costos que se encuentra detallado en el informe final de cada pozo identificamos las columnas denominadas Costo Real y AFE (Accountan Funds Estimate) siendo la segunda columna la de interés para nosotros por contener los valores que son de utilidad para nosotros en los cálculos, puesto que la columna AFE son los valores del presupuesto asignado para ese ítem y no los debemos considerar en los cálculos para obtener costos reales.

TABLA 21. EXTRACTO DEL LA LISTA DE COSTOS DEL POZO OSOG-069

DESCRIPCIÓN	AFE	COSTO REAL
Servicio Direccional	1.344.112,00	1.052.182,47
Servicio Lodos de Perforación	505.456,00	490.865,55
Servicio de Control de solidos	203.168,00	178.758,16
Servicio de Mud Logging	86.912,00	63.394,00
Servicio de Catering de Perforación	41.888,00	35.337,24

Fuente: ARCH, *Reporte final OsoG-069*
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

$$CPD = \frac{FP + PD + CL + RC}{\text{Tiempo de operaciones}}$$

$$CPD = \frac{1052182,47 + 490865,55 + 178758,16 + 63394,00 + 35337,24}{628 \text{ horas ó } 26,17 \text{ días}}$$

$$CPD = 2898,57 \frac{\text{USD}}{\text{HORA}} = 69565,81 \frac{\text{USD}}{\text{DÍA}}$$

5.2.3.COSTOS VARIABLES POR DÍA Y HORA PARA GEOMETRÍAS TIPO "J" Y HORIZONTAL.

En la industria los valores de los servicios que no viene dentro de un costo fijo o marcados en los contratos conviene calcularlos en horas de servicio, por ésta razón nosotros no nos alejamos de ésta práctica, y en la tabla 22 y 23 se muestra la relación que existe entre el costo variable y el tiempo productivo.

TABLA 22. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR DÍA Y HORA PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES

COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR DÍA Y HORA							
	Pozo 01	Pozo 02	Pozo 04	Pozo 05	Pozo 07	Pozo 08	Pozo 11
Costo total	1.820.537,42	2.746.443,89	1.409.667,00	1.559.772,19	2.033.634,12	1.817.686,59	2.262.630,11
Tiempo días	26,16	38,21	32,69	25,27	26,46	30,17	25,17
Costo por día	69565,817	71877,621	94818,336	62157,267	76856,921	60248,147	89893,926
Costo por hora	2.898,58	2.994,90	3.950,76	2.589,89	3.202,37	2.510,34	3.745,58

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013.*

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

TABLA 23. COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR DÍA Y HORA PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES

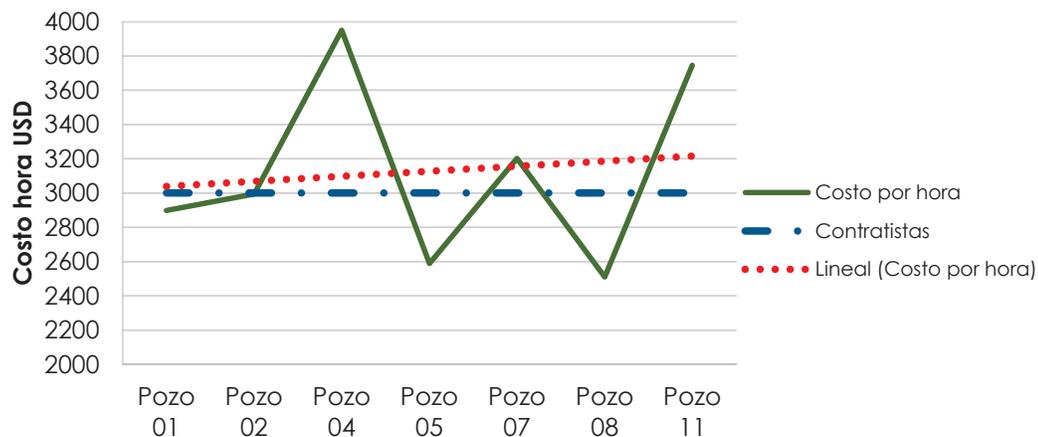
COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN				
	Pozo 03	Pozo 06	Pozo 10	Pozo 09
Costo total variable	3.093.538,85	3.680.373,04	4.229.843,47	4.984.590,47
Teimpo productivo días	37,15	37,21	46,61	63,54
Costo por día	83609,158	98643,073	90749,699	78497,488
Costo por hora	3.483,71	4.110,13	3.781,24	3.270,73

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Las siguiente gráficas nos permite visualizar que nuestros valores calculados para cada pozo no se alejan de los 3000 USD / HORA establecido por las prestadoras de servicios como estimado para obtener el costo de los NPT en las geometrías tipo "J", lo cual queda demostrado al graficar la línea de tendencia con nuestros valores calculados, figura 26.

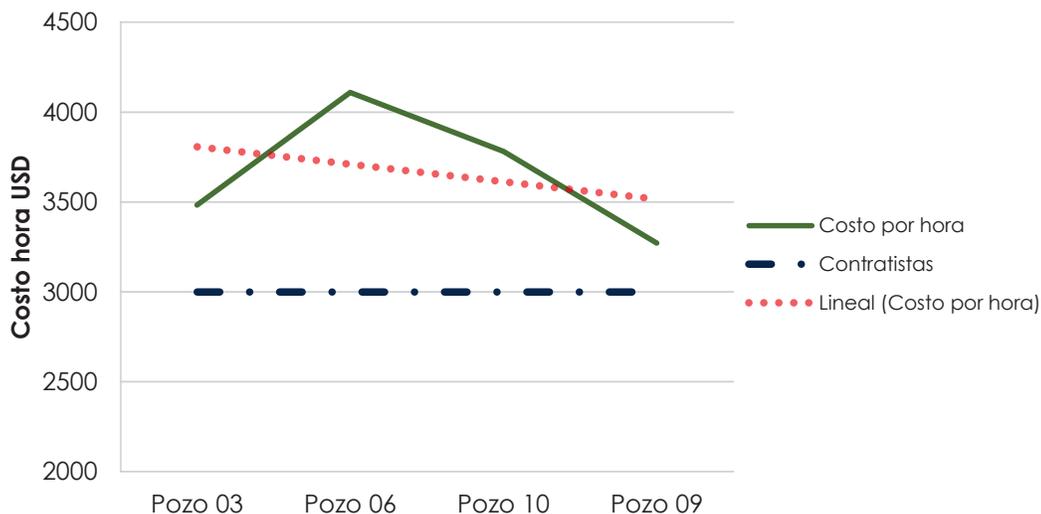
Sin embargo podemos notar que para los pozos horizontales "H", el valor promedio de 3000 USD/ HORA, no se ajusta con exactitud a realidad de los costos registrados en las operaciones, lo que se evidencia al trazar la línea de tendencia con los costos variables diarios, sin embargo el valor promedio utilizado por Schlumberger resulta muy útil para tener una idea general de lo que conllevan los NPT en la construcción de un pozo, figura 27.

FIGURA 26. COSTO VARIABLE POR HORA PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES



Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 27. COSTO VARIABLE POR HORA PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES



Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

5.2.4. COSTOS DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO PARA GEOMETRÍAS TIPO "J" Y HORIZONTAL.

La información del tiempo no productivo se la puede encontrar en el análisis del tiempo de perforación así como en las gráficas profundidad versus tiempo, sin embargo estos valores deben ser verificados en los reportes individuales de

cada línea que se encuentran también incluidos dentro del reporte final de perforación los valores se describen en la tabla 24 y 25.

TABLA 24. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES

COSTO TOTAL DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO							
	Pozo 01	Pozo 02	Pozo 04	Pozo 05	Pozo 07	Pozo 08	Pozo 11
Costo NPT USD	360.872,67	383.347,31	788.177,42	95.825,79	120.088,94	31.379,24	301.519,21

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

TABLA 25. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES

COSTO TOTAL DEL TIEMPO NO PRODUCTIVO				
Sección	Pozo 03	Pozo 06	Pozo 10	Pozo 9
Costo NPT USD	506.880,52	328.810,24	2.875.631,09	2.009.862,76

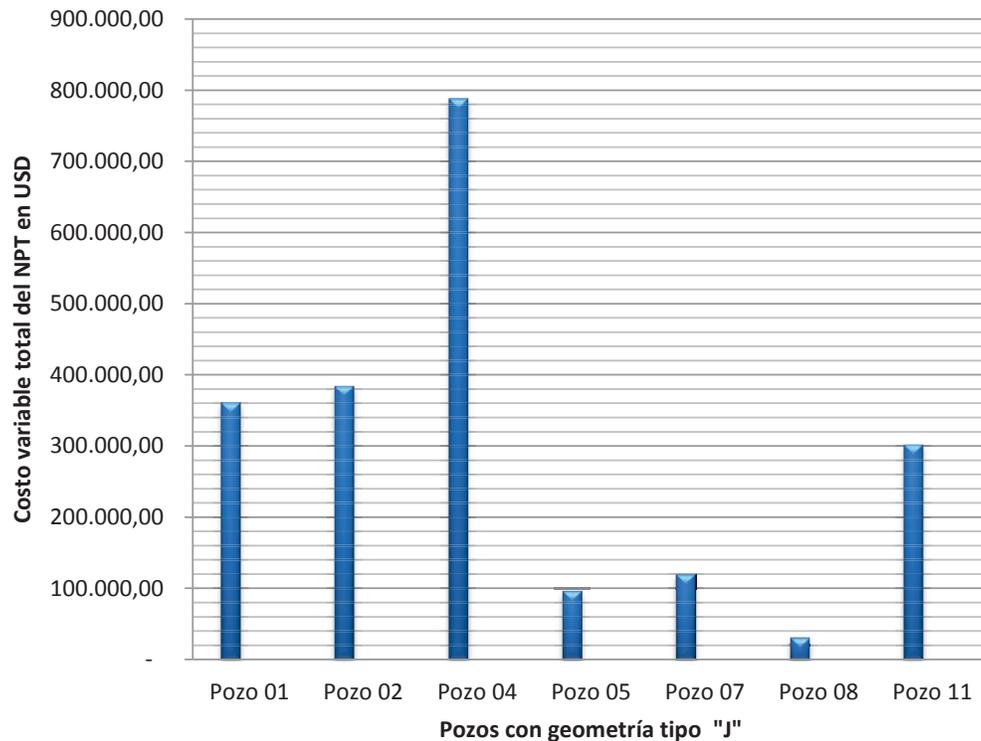
Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

Las gráficas nos reflejan los valores mínimos en los costos alcanzados por los NPT, así como el otro extremo, aquellos valores máximos que tienen como fuente las prácticas o inconvenientes que han desembocado en un avance cero en la perforación, de ésta forma se podrá evaluar la repercusión económica de los NPT para la empresa Petroamazonas EP.

Del análisis de los costos y lo que se distingue en la figura 29, podemos destacar que el pozo 08 registra el valor más bajo, y resultaría un buen modelo para ser tomado como ejemplo para futuros pozos de geometrías tipo "J" en el Bloque 7, por otra parte el pozo 04 registra el valor más alto a consecuencia de los tiempos no productivos registrados en sus operaciones.

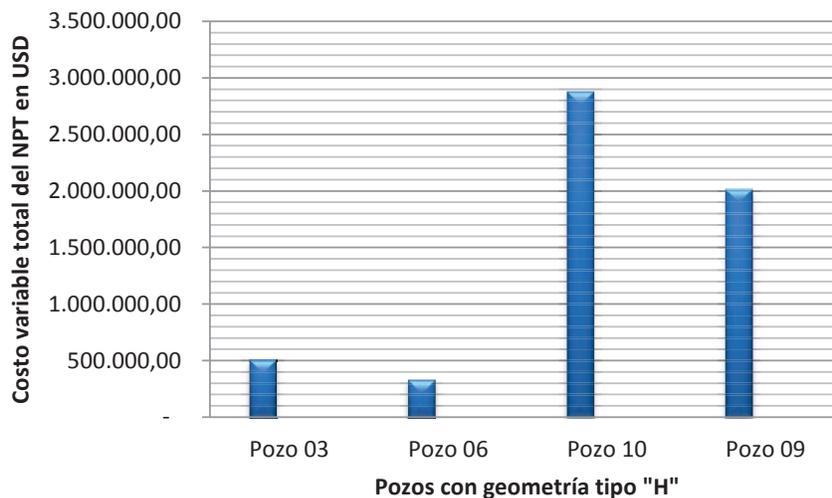
De la comparación de los costos , se puede evidenciar que debido a la complejidad de los trabajos para las geometrías horizontales, los costos variables para éste tipo de pozos asociados a los tiempo no productivos son más elevados, y esto queda plasmado en la figura 33, con la información del histograma se confirma que el pozo 06 registra el valor más bajo, y resultaría un buen modelo para ser tomado como ejemplo para futuros pozos de geometrías tipo “H” en el Bloque 7, por otra parte el pozo 10 registra los costos más altos, como respuesta a un incremento en el tiempo total debido a la acumulación de los tiempos no productivos..

FIGURA 28. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "J" DE CUATRO SECCIONES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 29. COSTO TOTAL DEL NPT PARA POZOS TIPO "H" DE CINCO SECCIONES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

5.2.5. COSTOS VARIABLES DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍAS TIPO "J" Y HORIZONTAL

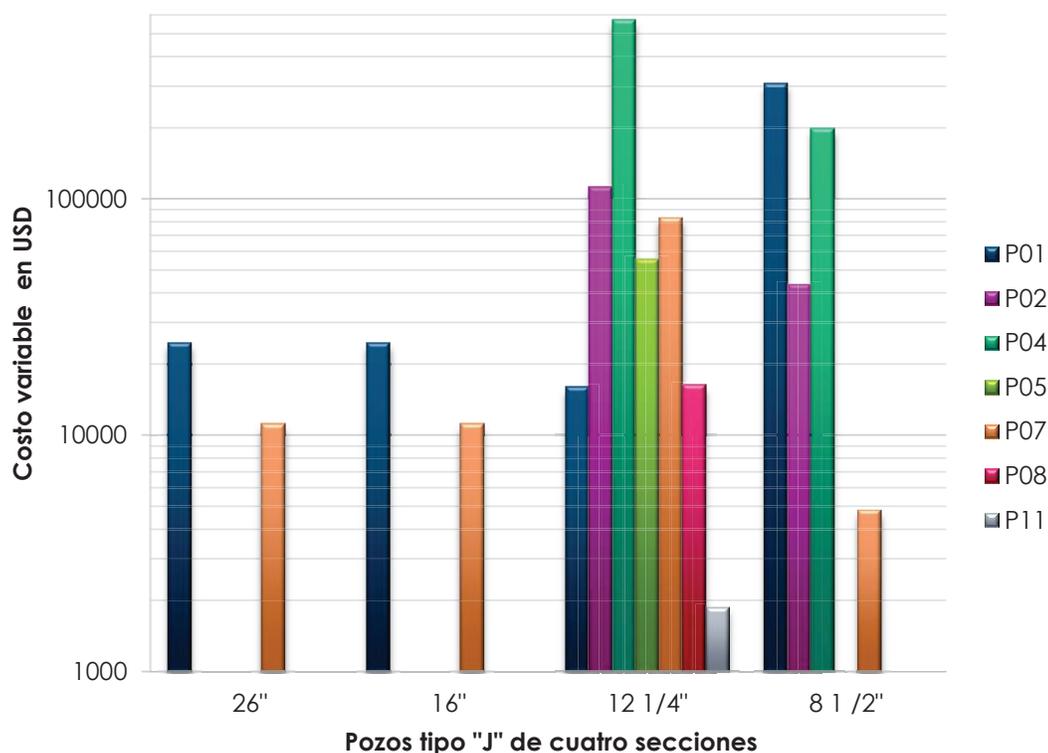
Ha sido imprescindible para nuestro estudio utilizar la matriz de clasificación de los tiempos no productivos propuesta en el capítulo 2, la cual nos brinda información de los problemas que padece el pozo, con su respectivo tiempo de permanencia, antecedentes de mucha relevancia para delimitar los inconvenientes que se presentan en cada sección de la construcción de un pozo, y de ésta forma reconocer cuales de las secciones podría resultar más costosa en términos de acumulación de NPT a la hora de construir un pozo. La importancia de éstas cifras no solo recae en el costo de lo que representa cada inconveniente, sino en mostrar que existen inconvenientes que tiene una recurrencia y se podría tener una mejor planificación para evitar estos futuros gastos adicionales.

TABLA 26. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍAS TIPO "J"

COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN														
Sección	Pozo 01		Pozo 02		Pozo 04		Pozo 05		Pozo 07		Pozo 08		Pozo 11	
NPT total (Hrs.)	124,5		128		199,5		37		37,5		12,5		80,5	
NPT (Sección)	NPT	Costo	NPT	Costo	NPT	Costo	NPT	Costo	NP T	Costo	NP T	Costo	NP T	Costo
26"	8,5	24637,89	0	0,00	0	0,00	0	0,00	3,5	11208,3	0	0,00	0	0,00
16"	4	11594,30	76	227612,47	3,5	13827,67	15,5	40143,25	6,5	20815,42	6	15062,04	80	299646,42
12 1/4"	5,5	15942,17	5	112308,78	5	145,6	21,5	55682,55	26	83261,66	6,5	16317,21	0,5	1872,79
8 1/2"	106,5	308698,31	14,5	43426,06	50,5	199513,58	0	0,00	1,5	4803,56	0	0,00	0	0,00

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 30. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA TIPO "J"



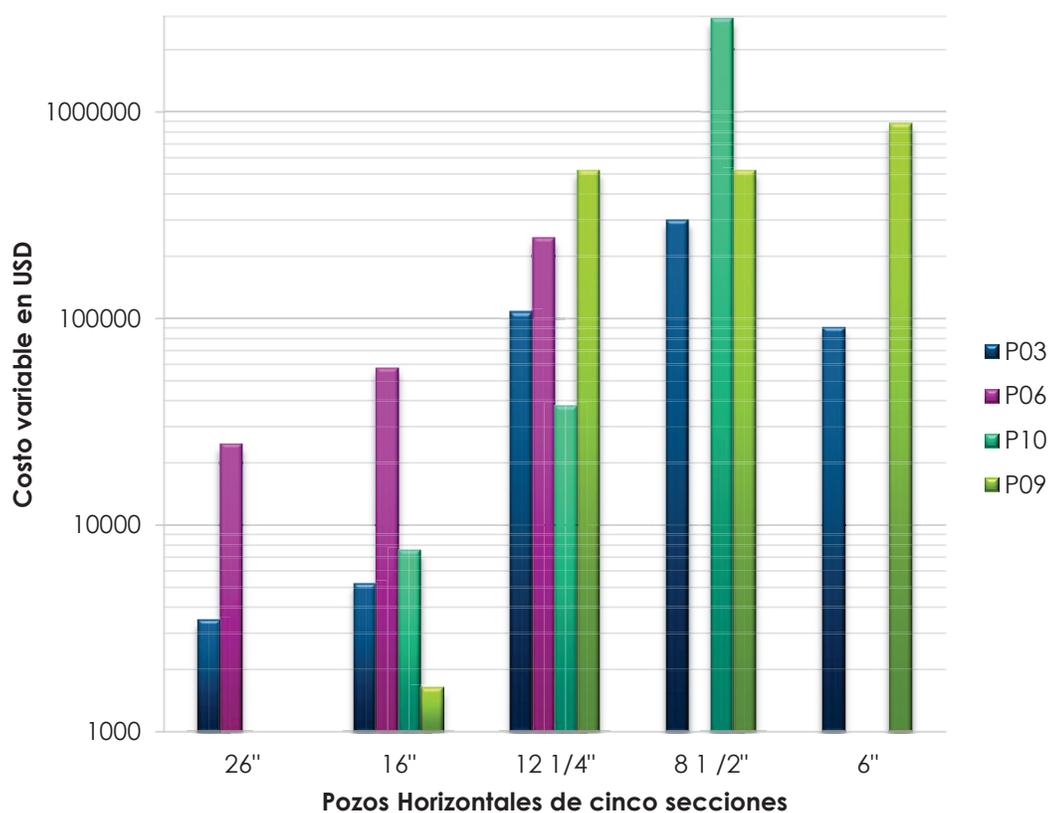
Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

TABLA 27.COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA "HORIZONTAL"

COSTOS VARIABLES DE PERFORACIÓN POR SECCIÓN								
Sección	Pozo 03		Pozo 06		Pozo 10		Pozo 09	
NPT total (Hrs.)	145,5		80		760,5		614,5	
NPT (Sección)	NPT	Costo	NPT	Costo	NPT	Costo	NPT	Costo
26 "	1,0	3483,71	6,0	24660,77	0,0	0,00	0,0	0,00
16"	1,5	5225,57	14,0	57541,79	2,0	7562,47	0,5	1635,36
12 1/4 "	31,0	107995,16	60,0	246607,68	10,0	37812,37	185,5	606720,17
8 1/2"	86,0	299599,48	0,0	0,00	748,5	2830256,24	159,0	520045,86
6	26,0	90576,59	0,0	0,00	0,0	0,00	269,5	881461,37

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 31. COSTO DEL NPT POR CADA SECCIÓN EN GEOMETRÍA "HORIZONTAL"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

5.3. COSTOS EN SUPERFICIE VERSUS COSTOS EN EL HOYO

Existen dos flancos que se deben atender, los más destacados por el costo que representan son los inconvenientes en el interior del hoyo y los altos tiempos que se debe invertir para solucionar éstas contrariedades, por otra parte y no menos importante tenemos los problemas en superficie que representa el 60% de los NPT, muchos de los cuales tiene su origen en una limitada comunicación entre las compañías o una planeación inadecuada del pozo y la falta de mantenimiento preventivo

El presente capítulo nos muestra información de los costos de apenas once pozos , la cual se podría extrapolar a futuras operaciones y ver realmente cuales podrían ser los inconvenientes a futuro en el desarrollo de un campo y resolver si es factible seguir destinando parte del presupuesto a la solución de los problemas cada vez que se presentan en una perforación o si resulta mejor destinar éstos fondos a un estudio profundo de la cuenca oriente que refleje los dos parámetros que BP en su estudio de 1988 realizó para la reducción de los NPT, en primer lugar las condiciones del pozo (gradientes de fractura , presión de formación, fallas), en segundo lugar incrementar la información que permite a los ingenieros de perforación reaccionar de manera correcta frente a los imprevistos , evitando los inconvenientes mediante una mejor detección de los problemas en desarrollo.¹⁵

Actualmente el mundo experimenta uno de los precios más bajos del barril de petróleo, tendencia que acentuó desde noviembre de 2014 después de la reunión, lo que inevitablemente nos debe llevar a reducir en el presupuesto valores que se pueden omitir como los asociados a los NPT.

¹⁵ Schlumberger, (2001), la planificación inteligente reduce los tiempos no productivos

5.3.1 COSTOS NPT EN SUPERFICIE

La tabla 34 que se muestra a continuación nos brinda información de los ítems propuestos en la matriz de problemas que se planteó en el capítulo 2, se ha tomado solamente aquellos que están en superficie.

Las reparaciones del equipo y los problemas con el top drive son los inconvenientes que más NPT generan y por consiguiente los que registran los valores más altos de nuestra tabla 34, hay que acotar que existe un el valor de 444.619,15 USD para el problema de esperas, se podría decir que es un valor atípico, puesto que en las geometrías Horizontales no se registra valores tan altos debido a las esperas, por consiguiente es un costo que perfectamente se lo podría remover puesto que hay un perjuicio económico muy elevado por este inconveniente para la operadora

TABLA 28. COSTOS DE NPT POR PROBLEMAS EN SUPERFICIE PARA GEOMETÍAS TIPO "J" Y "H"

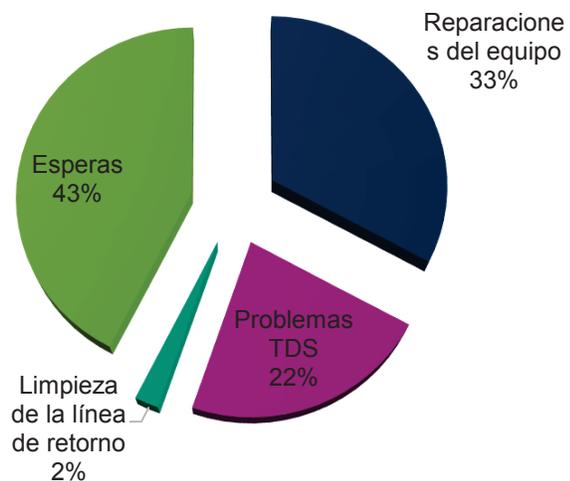
PROBLEMAS EN SUPERFICIE	Geometría Horizontal	Geometría "J"
Reparaciones del equipo	197.162,88	343.473,97
Problemas TDS	151.489,33	233.776,08
Limpieza de la línea de retorno	17.418,57	22.593,06
Esperas	20.263,33	444.619,15
Total de los NPT en USD	386.334,11	1.044.462,26

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.

Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

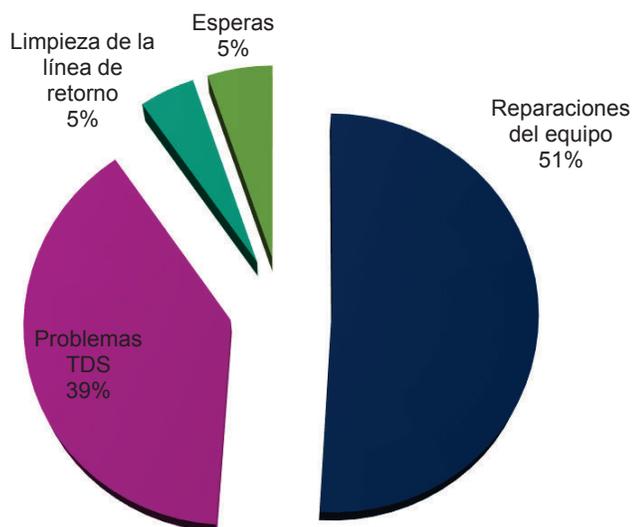
A continuación se presentan dos graficas de pastel que nos brindan información del costo visto como un porcentaje de lo representa cada problema en superficie para cada tipo de pozos en el Bloque 7.

FIGURA 32. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS CON GEOMETRÍA TIPO "J"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 33. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS HORINTONTALES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

5.3.2 COSTOS NPT EN EL HOYO

La tendencia de cualquiera de los problemas descritos en la tabla 35, basada en la matriz de problemas propuestos del capítulo 2, indica que los problemas en las geometrías horizontales resultan ser más costosos que las geometrías tipo "J", sin embargo mencionaremos cuatro problemas que destacan en costo.

Limpieza y rimado del hoyo, al igual que los inconvenientes direccionales los cuales por la complejidad de los trabajos tienen un valor más alto en los pozos horizontales, las pescas que se hacen presentes en los dos tipos de pozos, siendo las operaciones más costosas en pozos horizontales, y el valor más alto le corresponde a los desvíos, inconveniente que solo está en los pozos horizontales con una valoración de 3.218451,93 USD

TABLA 29. COSTOS DE NPT POR PROBLEMAS EN EL HOYO PARA GEOMETÍAS TIPO "J" Y "H"

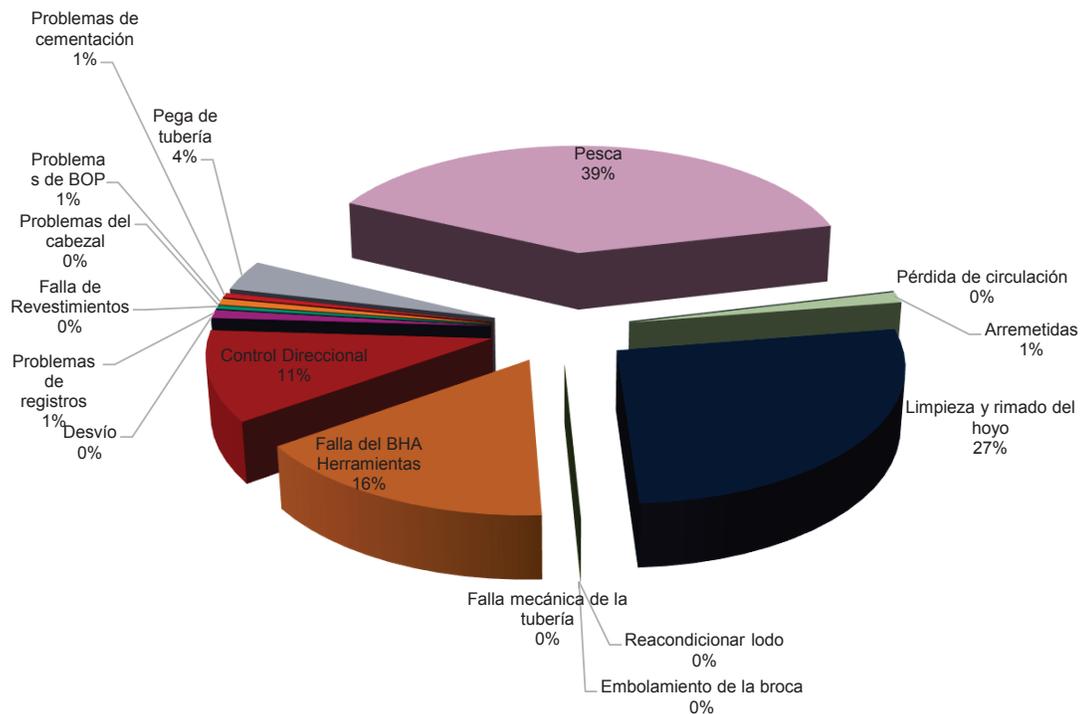
PROBLEMAS EN EL HOYO	Geometría Horizontal	Geometría "J"
Limpieza y rimado del hoyo	218.524,47	275.300,15
Reacondicionar lodo	26.715,83	-
Embolamiento de la broca	1.741,86	-
Falla mecánica de la tubería	204.420,54	-
Falla del BHA Herramientas	60.508,48	163.621,56
Control Direccional	219.732,41	112.359,12
Desvío	3.218.451,93	-
Problemas de registros	-	10.041,36
Falla de Revestimientos	319.474,81	4.007,79
Problemas del cabezal	1.890,62	-
Problemas de BOP	11.343,71	7.487,25
Problemas de cementación	-	5.989,80
Pega de tubería	180.396,64	37.643,73
Pesca	871.649,19	400.964,59
Pérdida de circulación	-	-
Arremetidas	-	13.477,05
Total de los NPT en USD	5.334.850,50	1.030.892,41

Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

A continuación dos gráficas que nos exponen de manera más clara el costo visto como un porcentaje de cada problema en el hoyo para los once pozos analizados en el Bloque 7, tomando en consideración las dos únicas geometrías que se tienen, pozos horizontales y geometría tipo "J", de cinco y de cuatro secciones respectivamente.

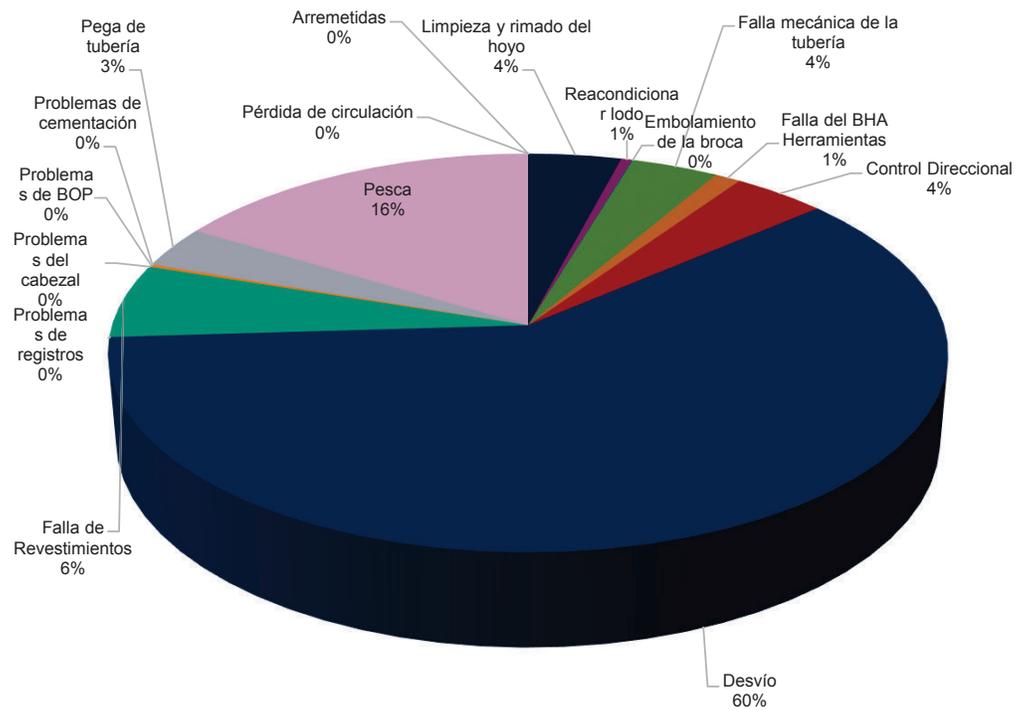
Ahora se puede identificar de manera más gráfica los contratiempos que más afectan nuestro presupuesto, siendo los porcentajes más altos la pesca, los desvíos y la limpieza y el rimado del hoyo.

FIGURA 34. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS TIPO "J"



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

FIGURA 35. PORCENTAJE DE COSTOS PARA POZOS HORIZONTALES



Fuente: ARCH, *Reporte final consolidado Oso 2011 al 2013*.
 Elaboración: Diego Ayala; Henry Torres

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.

6.1.1 CONCLUSIONES GENERALES

- La información sobre NPT disponible en los reportes tiene falencias, debido a que cada autor usa su esquema particular, no se brinda una interpretación técnica apropiada y se enfoca en identificar responsables de eventos fallidos, como resultado no se ayuda a identificar realmente las debilidades de la operación.
- La mayor cantidad de horas de tiempo no productivo no indica los problemas de perforación predominantes ni sus causalidades; la situación del NPT está dado por la relación de los problemas y la tendencia distintiva en cada sección del pozo.
- Se encontró que no existe intervenciones a intervalos fijos para sustituir y/ o reparar componentes en base de las recomendaciones de los fabricantes o del tiempo de funcionamiento, es decir una carencia de mantenimiento preventivo que desemboca en una inevitable falla de los equipos, solamente por ésta causa se registran 414 horas de NPT asociadas a fallas de equipos en superficie.
- Se halló un total de tiempo no productivo de 2220,50 horas equivalente a 92,52 días distribuidos entre 11 pozos, teniendo 7 de ellos trayectoria direccional tipo J con 4 secciones de perforación hasta 8 ½", y 4 con trayectorias horizontales con 5 secciones de perforación hasta 6 1/8".
- La perforación de los pozos direccionales toma entre 28 y 43,5 días de operaciones, en los que se presenta un porcentaje de NPT que oscila entre el 5,5% y el 20%. En cuatro de los siete pozos el porcentaje de tiempo no productivo supera el 10% y en seis de los 7 pozos supera el 5%.

- La perforación de los pozos horizontales presenta un marcado contraste ya que en dos de ellos los días de perforación es de alrededor de 43 días, en los que el NPT tiene un porcentaje de 8 y 14 % (dentro del rango de los pozos direccionales); en los dos pozos horizontales restantes la operación se descontrola y el porcentaje de tiempo no productivo alcanza hasta el 35,5 y 40%.
- El 31% del NPT es altamente controlable en el proceso de perforación, debido que está dado básicamente por factores internos de la operación y falencias administrativas.
- El 57% del NPT corresponde a problemas de alta complejidad, de los cuales el 11% está dado por dificultades en el hoyo, por las formaciones y el porcentaje restante está influenciado además por la trayectoria de este tipo de pozos.
- La mayor cantidad de horas de NPT se producen en las secciones finales de 8 ½” y 6 1/8” de los pozos horizontales y direccionales por eventos de pesca y por desvíos de los pozos a causa de pescados que se producen cuando se perfora con herramientas direccionales o se instalan liners, que representa una operación especialmente crítica.
- Se logró inferir que los costos variables de perforación para los siete pozos de cuatro secciones de geometría tipo “J” están en una media de 1950, 05 USD/ HORA, y para los cuatro pozos restantes de cinco secciones de geometría Horizontal la media del costo variable es 3997,08 USD/HORA.

6.1.2 CONCLUSIONES POR SECCIONES

- Las dos secciones más críticas para la operación son las más profundas de 8 ½” y 12 ¼” las que concentran el 52,5% y 24% del tiempo no productivo. La tendencia general marca que conforme aumenta la profundidad de perforación se aumenta la extensión de los eventos no productivos que son más complejos y como resultado se obtiene mayor cantidad de tiempo no productivo en las secciones finales.

- El NPT generado en la superficie, registrado en las categorías Reparaciones en el taladro, Problemas TDS, Limpieza de la línea de retorno y Esperas tienen un alto impacto en la perforación de las secciones de 16 y 12 ¼”, representando este tiempo en superficie el 17% del total del NPT.
- El tipo de problema que impera en la sección de 16” es el de tiempo no productivo “perdido” porque se manifiesta mayoritariamente en superficie y se detecta que las causas de los problemas dentro del pozo son inducidas, como resultado se tiene un tiempo altamente controlable y extraíble.
- La sección de 12 ¼ pulgadas es crítica y tiene el 51,5 % de NPT dado por problemas en la superficie, el 42,7% de problemas es inducido y en el 5,8% restante se advierte la presencia de dificultades regionales para la perforación como son problemas para el control direccional y pegas por empaquetamiento.
- La sección de 8 ½” es la más crítica y el NPT está influenciado por las dificultades que se presentan debido a las condiciones regionales que se manifiestan en las zonas de lutitas (en Napo) con washouts que en combinación con la trayectoria dan origen a pescas, y por las zonas de arenas (Hollín) en donde se producen pegas por presión diferencial, que además son potenciadas por operaciones riesgosas en la perforación.
- Las maniobras con la tubería dentro del pozo en las secciones de 8 ½ y 6 1/8” son operaciones especialmente críticas que derivan en pegas mecánicas y pescados, que se convierten en los NPT más prolongados por las operaciones de desvío que trae como consecuencia.

• **6.2 RECOMENDACIONES**

- Implementar una matriz de tiempos no productivos en donde se estandaricen las categorías de NPT, de forma que sean mutuamente independientes, que permita identificar claramente al problema y que sea adoptada en todos los reportes de perforación.
- Clasificar los NPT de forma independiente de la línea operativa responsable, y al momento de reportarlos se incorpore una descripción técnica del problema relevante (antecedentes, síntomas, factores, acciones y consecuencias) que facilite realizar el análisis de los problemas.
- Designar por parte del taladro exista un responsable el cual detalle, monitoree y documente las fallas, de ésta forma tendremos el punto de vista de un experto conocedor de éstos quipos, lo que permitirá definir de mejor manera la causa raíz de los inconvenientes.
- Introducir en las empresas la filosofía de la prevención para adoptar acciones correctoras y/o preventivas, de forma que se supriman las causas de fallo en los equipos, siendo ésta la alternativa para implementar un programa de mantenimiento previa realización de un análisis de modos de falla y sus efectos.
- Registrar los potenciales riesgos en las operaciones involucradas en las secciones de mayor profundidad, puesto que es ahí donde se registra mayor número de eventos de fallas del sistema Top Drive y Esperas que agravan los problemas y en consecuencia aumentan el tiempo no productivo.
- Realizar una evaluación del estado y rendimiento del sistema Top Drive de los taladros utilizados en la perforación de los pozos del campo Oso que se incluyen en este proyecto para atender las constantes fallas detectadas
- Desarrollar una investigación técnica acerca de los NPT generados por desvíos del pozo para determinar la causa raíz de este tipo de inconvenientes, ya que la información disponible en los reportes de

perforación acerca de estos problemas es escaso además de que se los maneja de una manera ambigua al momento de registrarlos.

- En las secciones finales de 8 1/2" y 6 1/8" cuando se perfora con trayectorias complejas se debe procurar evitar operaciones que impliquen riesgos en la zona de la arena Napo con el afán de seguir la trayectoria debido a que la tubería puede quedar atascada por la pega diferencial.
- Mejorar el diseño del BHA para perforar las secciones profundas de 8 1/2" y 6 1/8" en vista de la presencia de la lutita Napo con washouts que generan riesgo de pega mecánica y mejorar las propiedades del lodo y la cantidad de circulaciones adecuadas a fin de prevenir pegas por empaquetamiento.
- Extender y mejorar la aplicación del control predictivo para tomar decisiones adecuadas y a tiempo que permitan reducir el impacto de las anomalías y complejidades ofrecidas por las formaciones al proceso de perforación.
- Evaluar los estudios geomecánicos puesto que los problemas generados dentro de las formaciones repercuten en un porcentaje del 11% del tiempo no productivo lo que sugiere una aplicación aceptable de estos estudios, de ser así se puede mantener y mejorar los estudios geomecánicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abrego, M., Molinos, S., & Ruiz, P. (n.d.). *EQUIPOS DE PROTECCIÓN PERSONAL*. ACHS.
- AGENCIA PÚBLICA DE NOTICIAS DEL ECUADOR (ANDES). (2012, Junio 12). *ANDES*. Retrieved from <http://www.andes.info.ec/es/econom%C3%ADa/3159.html>
- ANCAP. (2007). *NORMA PARA EL USO DE EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL*.
- Ayala, V. (2013). *Como ser un autor*. Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *LA CUENCA ORIENTE: GEOLOGÍA Y PETRÓLEO*. Quito: Editores científicos.
- Cabezas Salinas, A. S., & Gavilanes Carrasco, A. A. (2013). *OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN EN POZOS HRIZONTALES DEL CAMPO OSO, BLOQUE 7 APLICANDO TECNOLOGÍA ICD S*. Quito.
- De Gouveia, E. (2009). *EVALUACIÓN DE PUESTOS DE TRABAJO EN UN TALADRO DE PERFORACIÓN PETROLERA*. Caracas.
- DIRECCIÓN DEL TRABAJO. (2006). *HIGIENE Y SEGURIDAD*. CHILE.
- Ecopetrol. (1994). *Manual de operaciones de perforación*. Bogotá: Departamento de Perforación.
- Halliburton. (2012, Diciembre 12). *Landmark Services*. Retrieved from <https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/CaseStudies/2012-05-petroamazonas-openwells-case-study-spanish.pdf>

- Instituto Argentino del Petróleo y del gas. (2011). *Requisitos Básicos para la Gestión de Permisos de Trabajo*. Buenos Aires.
- INTERTEK. (n.d.). *Curso de orientación en IADC-HSE ig Pass*. Bogotá.
- León , S. (2012). *Informe Técnico de Tasa Permitida de Producción pozo Oso B-54H* . Quito: PETROAMAZONAS EP.
- Loor, M. (2012). *Reporte Final de geología del pozo Oso B-48 H de Geoservices*. Quito.
- Maldonado, A. (2005). *Acción Ecológica*. Retrieved from <http://www.accionecologica.org/images/2005/petroleo/documentos/12-Atlas-BLOQUES%207%20Y%2021-Perenco.pdf>
- Moazzeni, A., Nabaei, M., & Azari, A. (2011). *Reducing Consumed Energy While Drilling an Oil Well through a Deep Rig Time Analysis*. Omidieh: Islamic Azad University.
- Morán Obando, E. E. (2014). *Análisis técnico de las lecciones aprendidas y factores que provocan los tiempos no productivos de las operaciones de perforación en el campo Oso de la amazonía ecuatoriana a partir del 2013 a la presente fecha*. Quito.
- Pancho Martinez, N. R. (2014). *Análisis Técnico Estadístico del Mecanismo de Vibración Stick Slipt en Ensablajes con Sistema Rotario Dirigible RSS*. Quito.
- PETROAMAZONAS EP. (2014). *PLAN ESTRATÉGICO 2014-2017*. Quito.
- PETROLPEDIA. (2006, Enero). *PETROLPEDIA*. Retrieved from http://www.petrolopedia.org/index.php?title=Bloques_7_y_21

- Ramírez Chávez, D. O. (2014). Estudio de optimización de prácticas operacionales en la perforación de pozos del Oriente Ecuatoriano para la reducción de tiempo no productivo y de tiempo invisible ILT. . La Libertad, Ecuador.
- Rosero, R. (2011). *Diseno de un plan de seguridad integral para las operaciones de perforación direccional*. Quito.
- Sadlier, A., Allen, C., & Reese, M. (2011, April 21). *Building Real-Time, Remote Pressure Management Services Capability to Enhance Safety and Reduce Drilling NPT*. The Woodlands, Texas, USA: SPE.
- Schlumberger. (2010, Abril 17). *Casa Petrolera*. Retrieved from <http://casapetrolera.blogspot.com/2010/04/programa-de-entrenamiento-acelerado.html>
- Schlumberger. (2012, Diciembre 12). Retrieved from http://www.slb.com/~media/Files/dcs/case_studies/lam_pluspetrol_cs_es.pdf
- Schlumberger. (2001). *La planificación inteligente reduce el tiempo no productivo*. Sugar Land: OilfieldReview.

GLOSARIO

BUR (Buil Up Rate).- es la tasa de cambio (grados/100 pies o grados/30 metros) de incremento del ángulo en el agujero.

PowerDrive Xceed.- Sistema direccional rotativo que orienta la broca a través de un mecanismo interno de direccionamiento.

Stick & Slip (S&S).- Es una severa forma de oscilación torsional de la sarta de perforación en la que la broca llega a quedar estacionaria por un período.

Back Off.- Para desenroscar los componentes de la cadena de tubería del fondo del pozo

TLC.- (Tough Logging Conditions) - consiste en empujar las herramientas hasta el final del pozo utilizando tubing con el fin de sondear.

BHP.- La presión, medida generalmente en libras por pulgada cuadrada (psi), existente en el fondo del pozo.

Empacador.- Un dispositivo que puede ser bajado en un pozo con un diámetro externo inicial más pequeño, que luego se expande externamente para sellar el pozo. Los empacadores emplean elementos elastoméricos flexibles que se expanden.

HWDP.- Un tipo de columna de perforación cuyas paredes son más gruesas y sus collares más largos que en la columna de perforación convencional. La HWDP tiende a ser más fuerte y exhibe mayor resistencia a la tracción que la columna de perforación convencional, de modo que se coloca cerca del extremo superior de una sarta de perforación larga para lograr soporte adicional.

LOT.- Abreviatura de prueba de admisión, una prueba para determinar la resistencia o la presión de fracturamiento de la formación abierta, que en general se efectúa inmediatamente después de perforar por debajo de una nueva zapata de la tubería de revestimiento.

Píldora.- Cualquier cantidad relativamente pequeña (menos de 200 bbl) de una mezcla especial de fluido de perforación utilizada para ejecutar una tarea específica que el fluido de perforación regular no puede realizar.

Unión giratoria.- Un dispositivo mecánico que cuelga el peso de la sarta de perforación. Está diseñado para permitir la rotación de la sarta de perforación que se encuentra debajo, acarreado grandes volúmenes de lodo de perforación de alta presión entre el sistema de circulación del equipo de perforación y la sarta de perforación.

Viaje de ida y vuelta.- La operación completa de remoción y nueva bajada de la sarta de perforación en el pozo. Esta operación se lleva a cabo generalmente cuando la barrena se desgasta o se rompe, y deja de perforar la roca con eficacia.

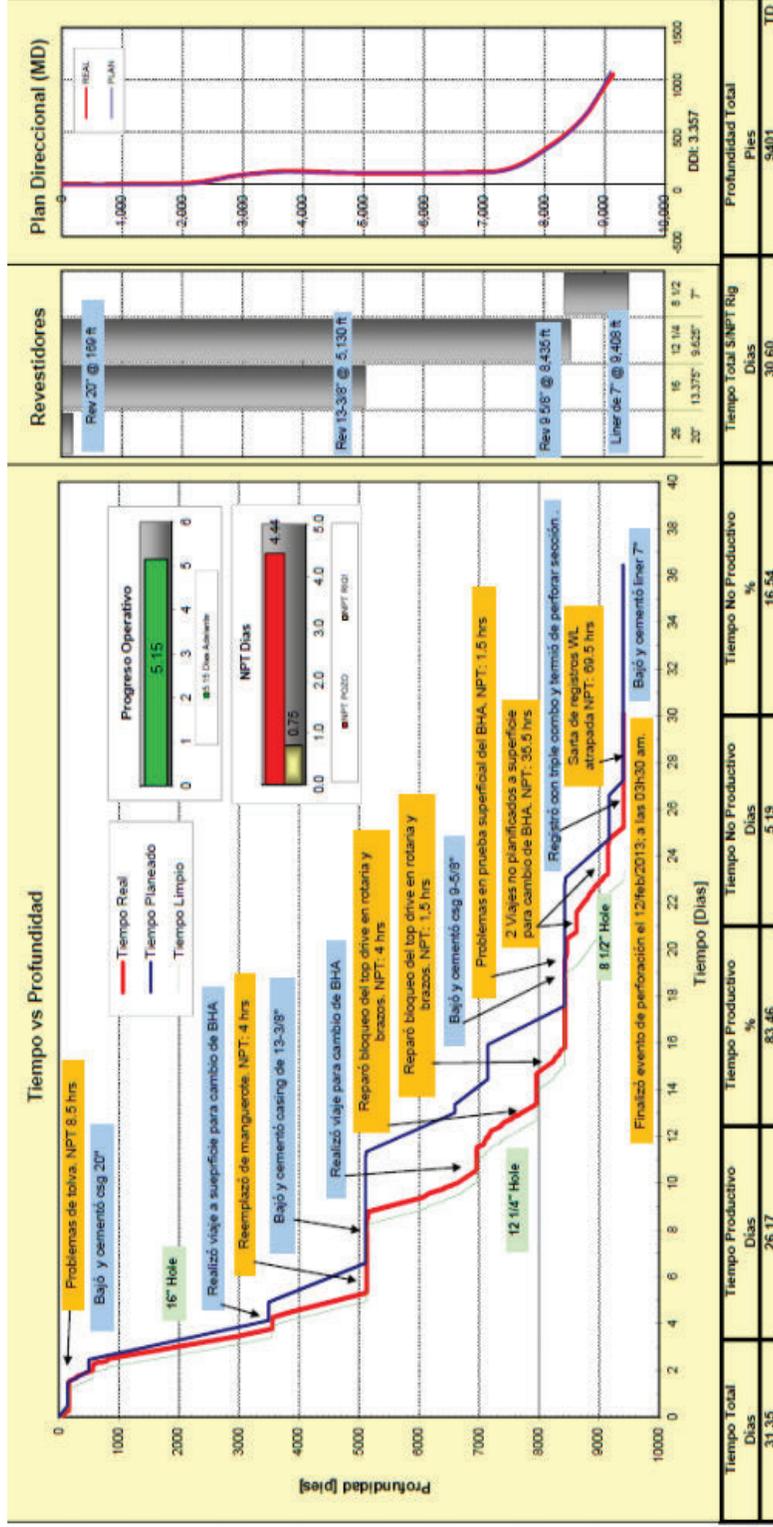
Suavear (pistonear).- Reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho, en dirección hacia la superficie. Si la presión se reduce en grado suficiente, los fluidos de yacimiento pueden fluir hacia el interior del pozo y a la superficie.

ANEXOS

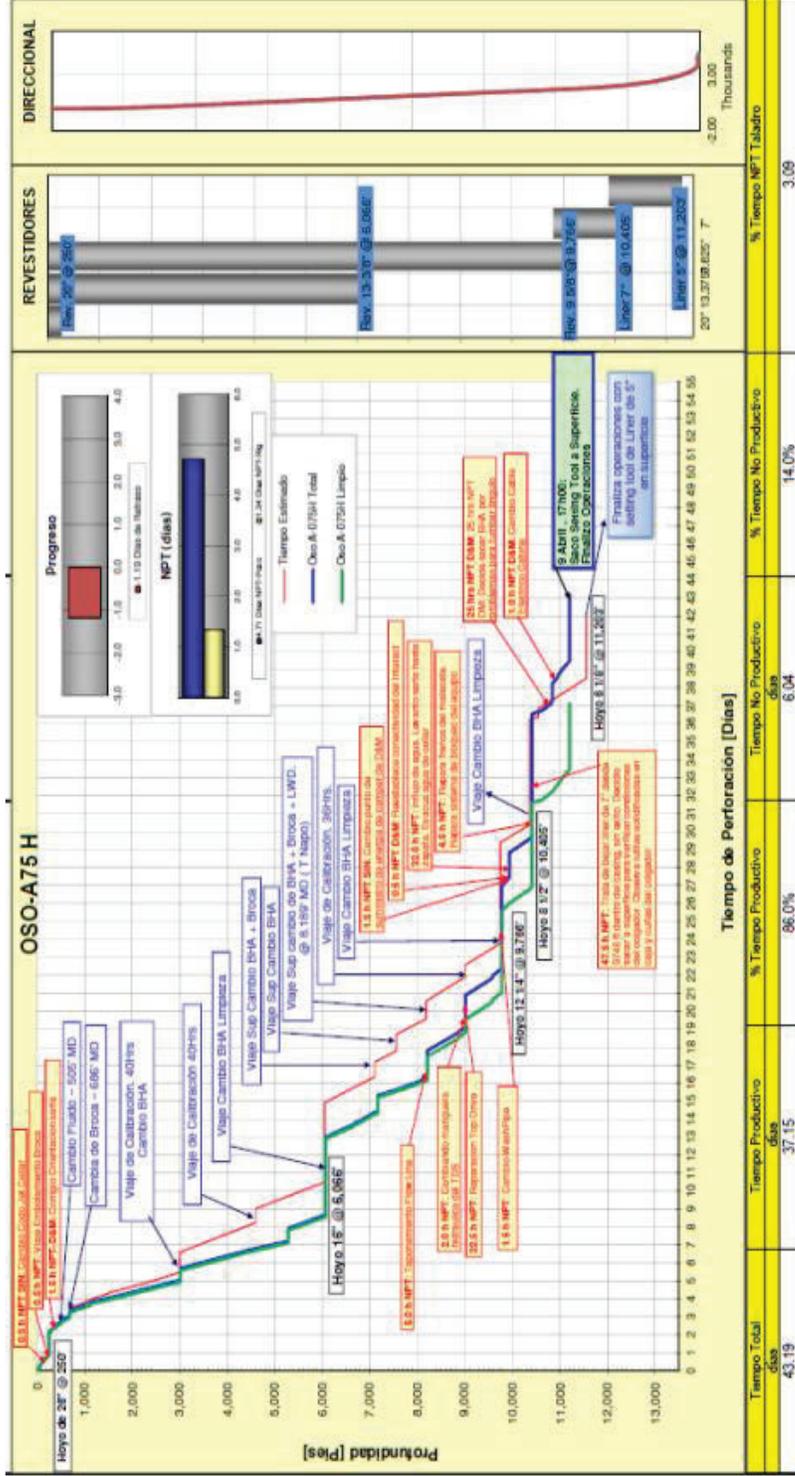
ANEXO N° 1

**GRAFICOS DE PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO DE
LOS POZOS DE ESTUDIO.**

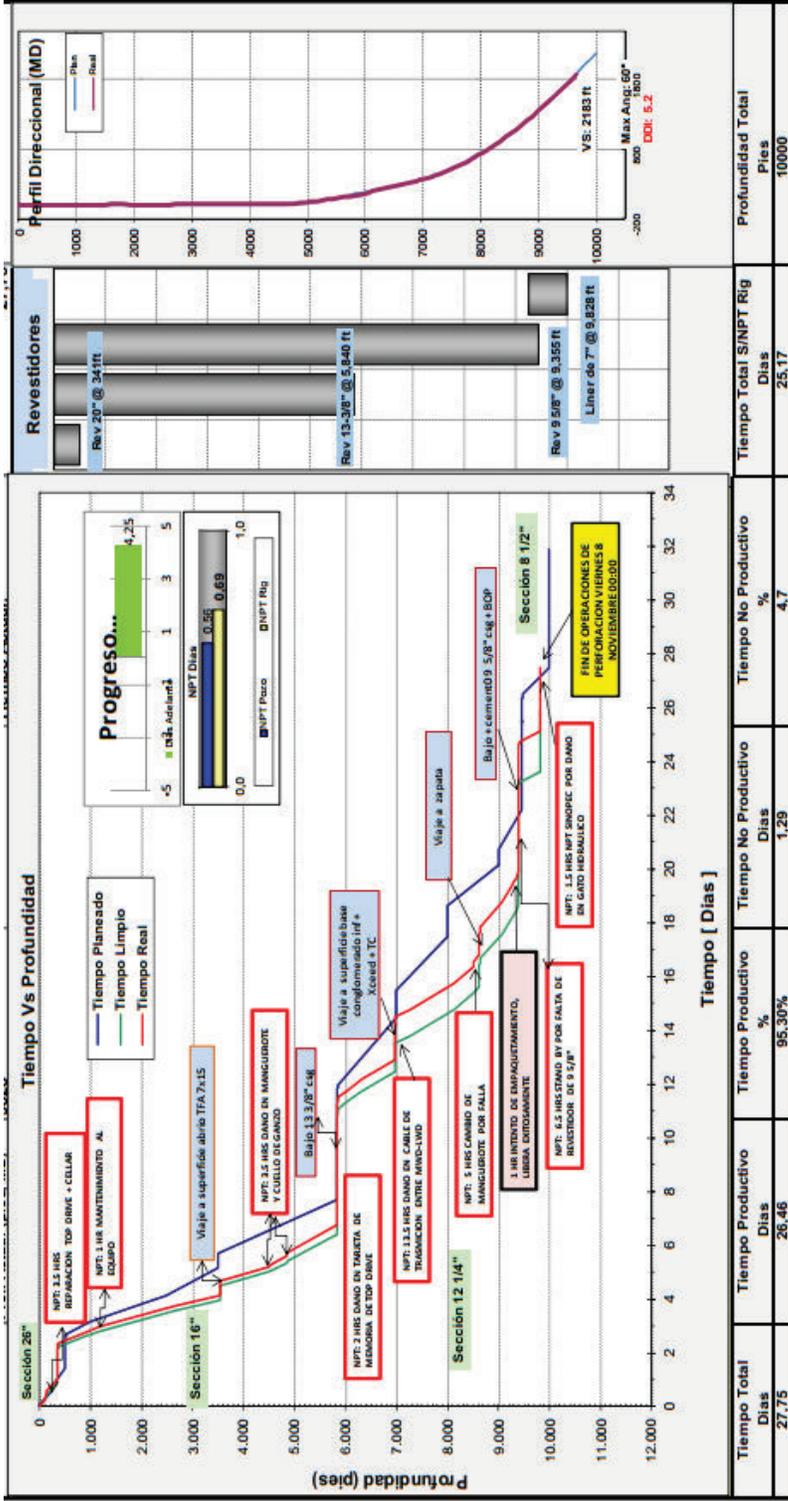
ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 1



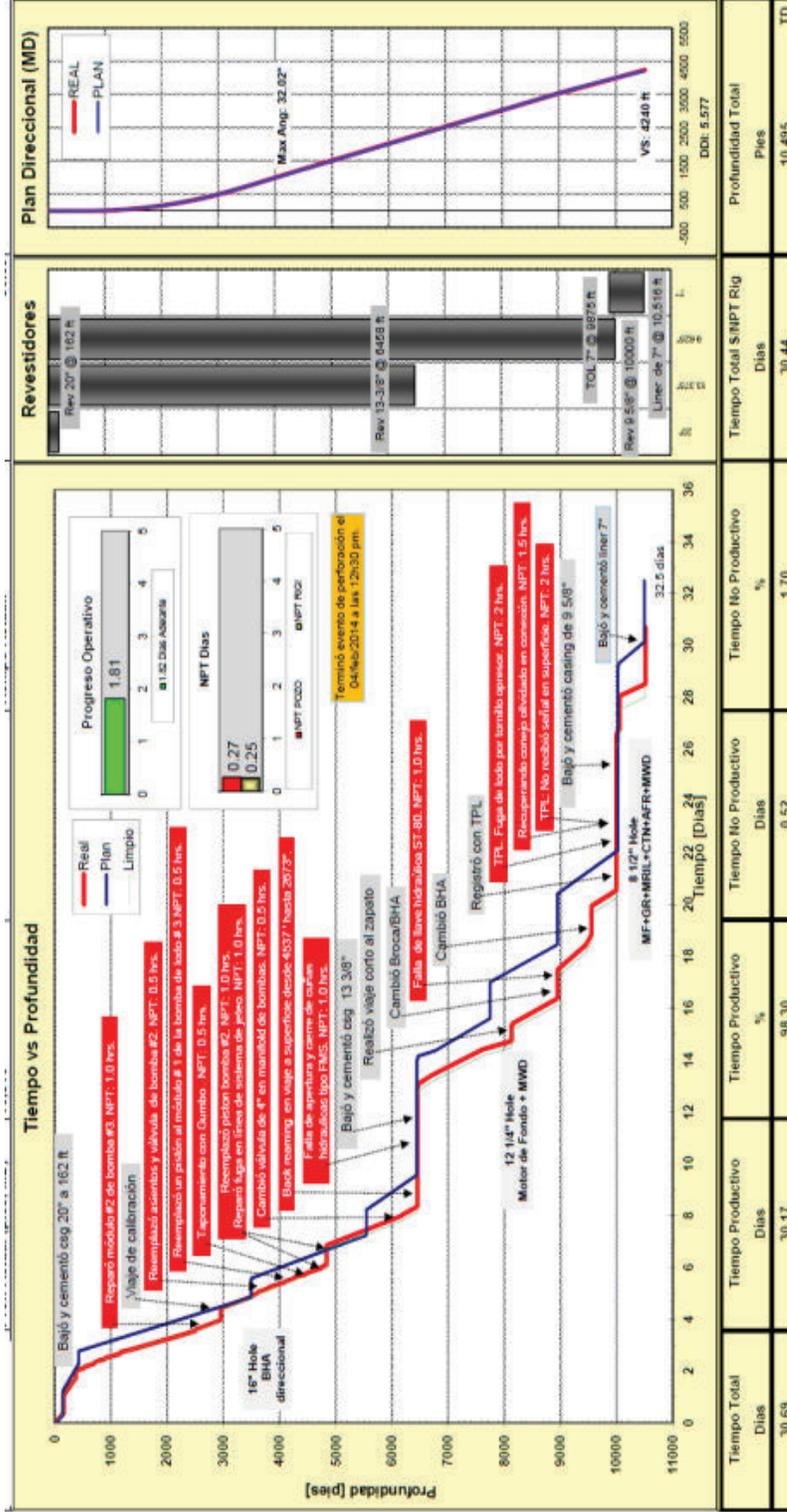
ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 2



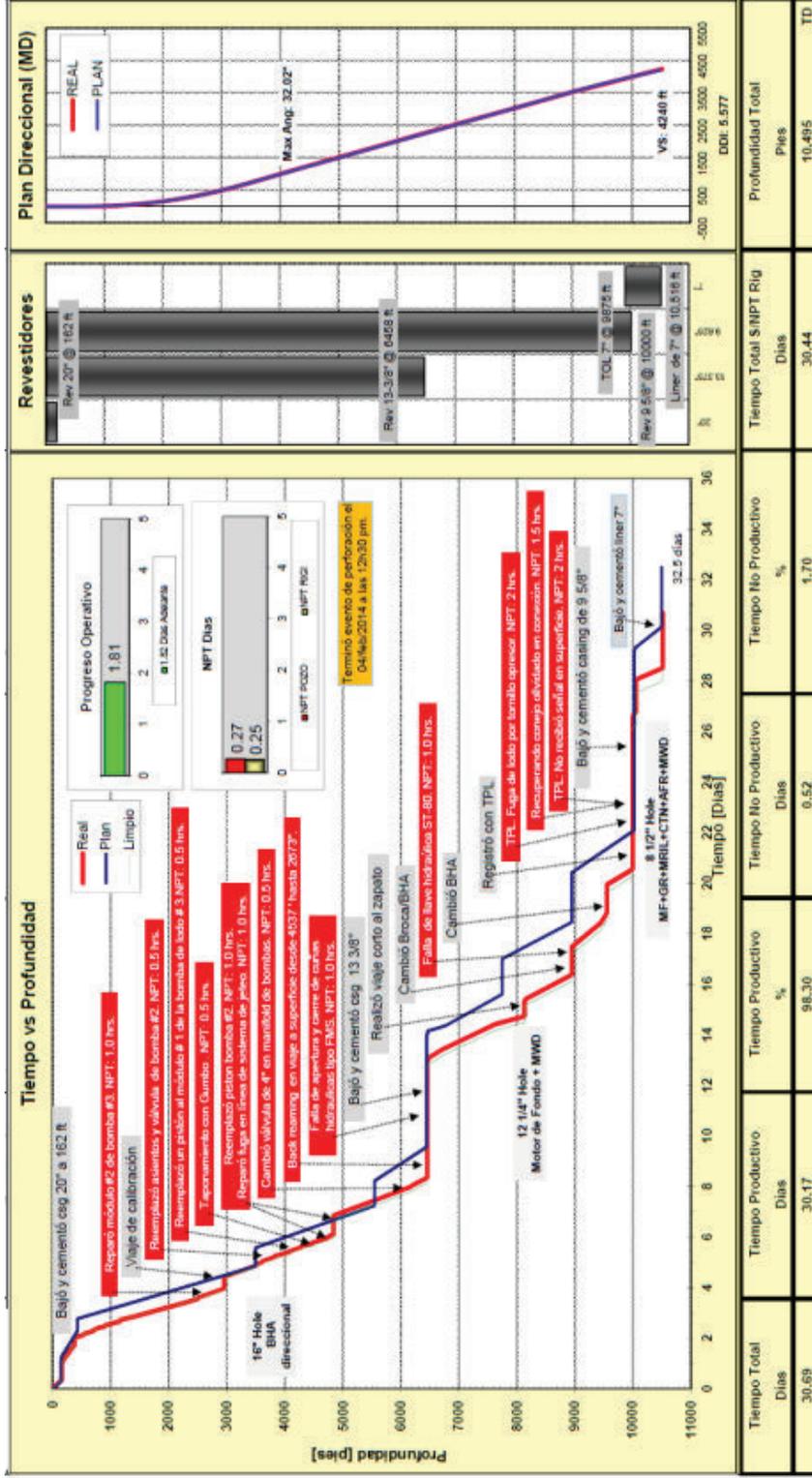
ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 4



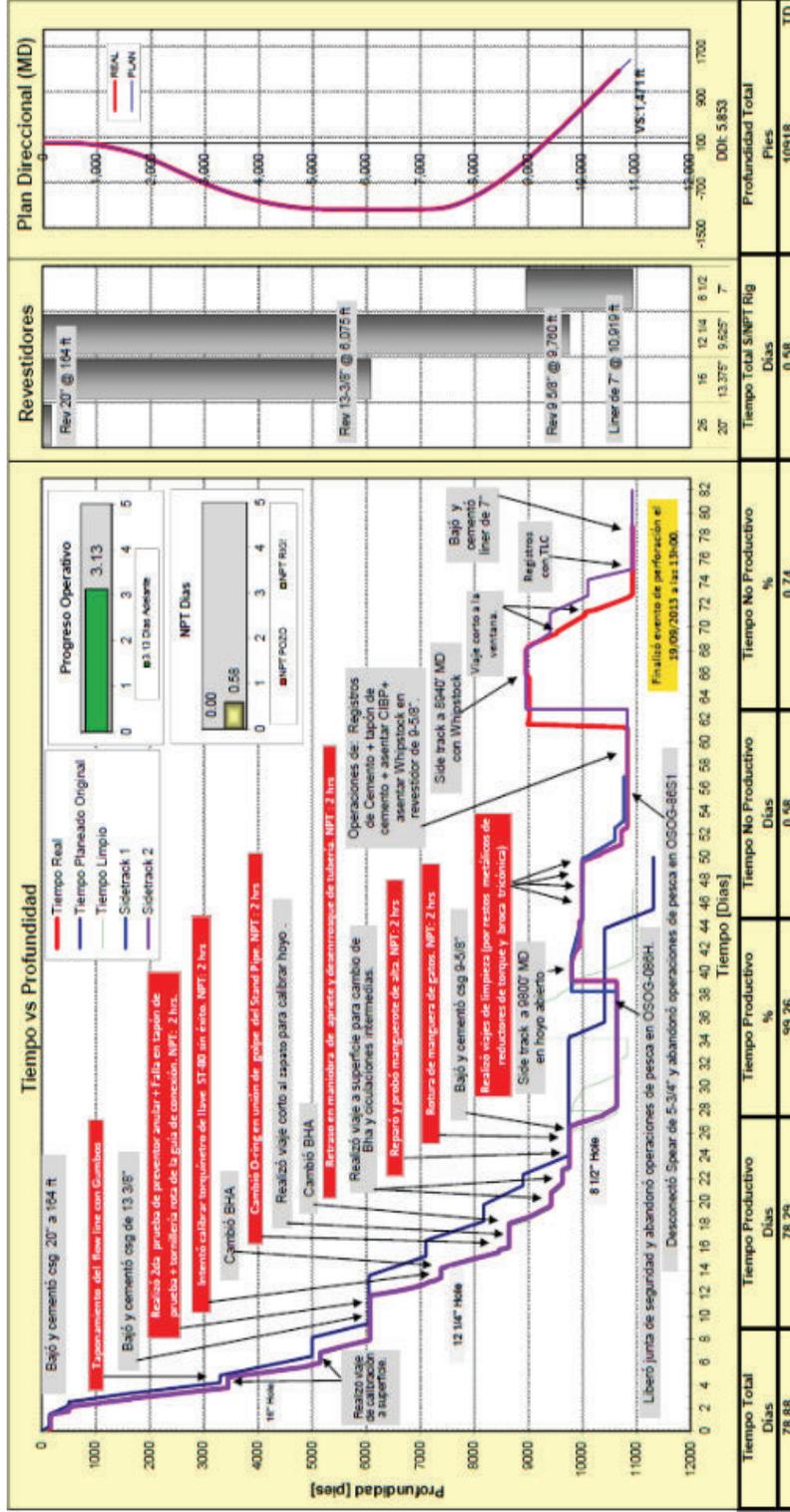
ANEXO 1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 8



ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 9



ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 10



ANEXO1. GRAFICA PROFUNDIDAD VERSUS TIEMPO OSO 11

ANEXO N° 2

**CÁLCULO DEL LIMITE INFERIOR Y SUPERIOR DE
CONTROL DEL PROCESO**

El cálculo de la media y límites de control se realiza con las ecuaciones correspondientes y en base a los datos descritos a continuación.

Pozo direccional	Días Perforación
1	31,36
2	43,54
4	41,00
5	26,81
7	28,02
8	30,69
11	28,52

Tiempos de perforación por pozos

Para el cálculo de la media se divide a la muestra en 3 subgrupos, dos de ellos de 2 pozos y el restante de 3 pozos. Para cada subgrupo se calcula la media y con estos valores se calcula la media de toda la muestra.

Pozo Direccional	Días Perforación
2	46,5
4	42,86

Días de perforación de los pozos del primer subgrupo

Cálculo tipo de la media para el primer subgrupo

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^{n=2} X_i}{2} = \frac{46,5 + 42,86}{2} = 44,68 \text{ días}$$

De igual forma se obtiene la media de los otros subgrupos, que se muestra a continuación.

Subgrupo	Media (días)
1	44,68
2	35,42
3	31,83

Media por cada subgrupo

Cálculo de la media de todo el proceso

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^{n=3} X_i}{3} = \frac{44,68 + 35,42 + 31,83}{3} = 37,31 \text{ días}$$

Para el cálculo del límite superior de control, primero se calcula el rango (R) del proceso, como sigue:

$$R = X_{max} - X_{min}$$

X max es el tiempo máximo de perforación que es igual a 46,5 días mientras que X min es el tiempo mínimo de perforación e igual a 31 días, siendo el rango igual a 15,5 días

También se requiere utilizar un factor para los límites de control A_2 , que se obtiene de la siguiente tabla:

Número de Subgrupos	A_2
2	1,88
3	1,02
4	0,73

Factor A_2 para gráficos de control

Entonces se calcula el límite superior de control con la siguiente fórmula:

$$LSC\bar{x} = \bar{X} + R * A_2$$

$$LSC\bar{x} = 37,31 + (15,5 * 1,02) = 53,12 \text{ días}$$

De igual forma el límite inferior de control de la siguiente forma:

$$LIC\bar{x} = \bar{X} - R * A_2$$

$$LIC\bar{x} = 37,31 - (15,5 * 1,02) = 21,50 \text{ días}$$

ANEXO N° 3

**BASE DE DATOS VALIDADA DE TIEMPO NO
PRODUCTIVO PARA LOS POZOS DEL CAMPO OSO**

Well	PM Company	Section	Reparaciones del equipo	Problemas TDS	Limpieza de la línea de retorno	Esperas	Limpieza y rimado del hoyo	Reacondicionar lodo	Embolamiento de la broca	Fallas mecánicas de la tubería	Falla del BHA Herramientas	Control Direccional	Desvío	Problemas de registros	Falla de Revestimientos	Problemas del cabezal	Problemas de BOP	Problemas de cementación	Pega de tubería	Pesca	Pérdida de circulación	Arremetidas
3	SLB	26	0,5						0,5													
	SLB	16											1,5									
	SLB	12,25	1,5	24,5	5																	
	SLB	8,5	4,5			2									79,5							
	SLB	6,125				1							25									
2	HB	26																				
	HB	16	68,5	0,5											0,5			2				4,5
	HB	12,25	1	33												2,5				1		
	HB	8,5	4																10,5			
	HB	6,125																				
1	HB	26	8,5																			
	HB	16	4																			
	HB	12,25		5,5																		
	HB	8,5								17	20										69,5	
	HB	6,125																				
4	PAM	26																				
	PAM	16		3,5																		
	PAM	12,25	1,5	23	103					18												
	PAM	8,5																			50,5	
	PAM	6,125																				
5	PAM	26																				
	PAM	16	5	2	8,5																	
	PAM	12,25	0,5									21										
	PAM	8,5																				
	PAM	6,125																				
6	SLB	26		6																		
	SLB	16	14																			
	SLB	12,25	9,5	8,5			6,5					31									4,5	
	SLB	8,5																				
	SLB	6,125																				
7	IWC	26	1,5	2																		
	IWC	16	4,5	2																		
	IWC	12,25	5			6,5				13,5											1	
	IWC	8,5	1,5																			
	IWC	6,125																				
8	HB	26																				
	HB	16	4,5		0,5										1							
	HB	12,25	1			1,5								4								
	HB	8,5																				
	HB	6,125																				
9	SLB	26																				
	SLB	16	0,5																			
	SLB	12,25	8,5	1,5					36	18,5		121										
	SLB	8,5	5	0,5		64,5			26,5					13							49,5	
	SLB	6,125				3																267
10	HB	26																				
	HB	16	0,5													0,5	1					
	HB	12,25	8														2					
	HB	8,5				2						747										
	HB	6,125																				
11	HB	26																				
	HB	16	3			3,5	73,5															
	HB	12,25	0,5																			
	HB	8,5																				
	HB	6,125																				

ANEXO 3. BASE DE DATOS NPT PARA POZOS CAMPO OSO

ANEXO N° 4

**MATRIZ DE TIEMPO NO PRODUCTIVO PARA LOS
POZOS DEL CAMPO OSO**

NPT	Sección												Tiempo Total Horas	Tiempo Total Días	Costo USD
	26"		16"		12 ¼"		8 ½"		6 1/8"						
1	Reparaciones en el taladro	10,5	3	104,5	23	37	20	15	4	--	0	167	6,96	496 585,4	
		\$ 31222,4		\$ 310737,5		\$ 110021,9		44603,5		--					
2	Problemas TDS	8	2	8	5	96	13	0,5	1	--	0	112,5	4,69	334 526,1	
		\$ 23 788,5		237 88,5		\$ 285 462,2		\$ 1 468,8		--					
3	Limpieza de la Línea de retorno	--	--	9	3	5	1	--	--	--	--	14	0,58	41 629,9	
		--	--	\$ 26 762,1		\$ 14 867,8		--	--	--	--				
4	Esperas	--	--	3,5	1	111	4	2	2	4	2	120,5	5,02	358 314,6	
		--	--	\$ 10 407,5		\$ 330 065,7		\$ 5 947,1		\$ 11 894,3					
5	Limpieza y rimado del hoyo	--	--	73,5	1	--	--	66,5	2	--	--	140	5,83	416 299,1	
		--	--	\$ 218 557,0		--		197 742,1		--					
6	Reacondicionar lodo	--	--	--	--	6,5	1	--	--	--	--	6,5	0,27	19 328,2	
		--	--	--	--	19 328,2		--	--	--	--				
7	Embolamiento de la broca	0,5	1	--	--	--	--	--	--	--	--	0,5	0,02	1 486,8	
		\$ 1 486,8		--	--	--	--	--	--	--	--				
8	Falla mecánica de la tubería	--	--	--	--	36	1	26,5	2	--	--	62,5	2,6	185 847,8	
		--	--	--	--	\$ 107 048,3		\$ 78 799,5		--	--				
9	Falla del BHA herramientas	--	--	--	--	50	3	17	2	--	--	67	2,79	199 228,9	
		--	--	--	--	\$ 148 678,3		\$ 50 550,6		--	--				
10	Control direccional	--	--	1,5	1	52	2	20	1	25	1	98,5	4,10	292 896,2	
		--	--	4 460,3		\$ 154 625,4		\$ 59 471,3		74 339,1					
11	Desvío	--	--	--	--	121	1	746,5	2	--	--	867,5	36,15	2 579 567,6	
		--	--	--	--	\$ 359 801,4		2 219 766		--	--				
12	Problemas de registros	--	--	--	--	4	2	--	--	--	--	4	0,17	11 894,3	
		--	--	--	--	\$ 11894,3		--	--	--	--				
13	Fallas de revestimientos	--	--	1,5	2	--	--	92,5	3	--	--	94	3,92	279 515,1	
		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--				

NPT	Sección										Tiempo Total	Tiempo Total (Días)	Costo								
	--	4 460,3	--	--	275 054,8	--	--	4,5	2	--				2	66,5	386,5	0	4,5	2220	197 742,1	1 149 282,9
13	Fallas de revestimientos	--	4 460,3	--	--	275 054,8	--	--	--	--	2	66,5	386,5	0	4,5	2220	197 742,1	1 149 282,9	0	13 381,0	6 601 314,3
14	Problemas del cabezal	--	0,5	1	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
15	Problemas de BOP	--	\$ 1 486,8	1	4,5	2	\$ 13 381,0	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
16	Problemas de cementación	--	2	1	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
17	Pega de Tubería	--	--	--	6,5	3	60	2	178 413,9	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
18	Pesca	--	--	--	--	--	--	--	120	2	266,5	1	356 827,8	\$ 792 455,1	--	--	--	--	--	--	--
19	Pérdida de circulación	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
20	Arremetidas	--	4,5	2	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Total	19	209,5	41	529,5	53	1166,5	23	295,5	4	56 497,7	622 961,9	1 574 502,7	3 468 664	878 688,5						

ANEXO 4. MATRIZ NPT CAMPO OSO