



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

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.

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA DE
PETRÓLEOS**

ESTEFANI ELIZABETH MORÁN OBANDO

DIRECTOR: ING. BENJAMÍN HINCAPIÉ

Quito, Diciembre 2014

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2014
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **ESTEFANI ELIZABETH MORÁN OBANDO**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

ESTEFANI ELIZABETH MORÁN OBANDO

C.I. 0401158480

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**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**”, que, para aspirar al título de **Ingeniera de Petróleos** fue desarrollado por **Estefani Elizabeth Morán Obando**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Benjamín Hincapié
DIRECTOR DEL TRABAJO
C.I. 0800852758

DEDICATORIA

*Este trabajo de titulación es dedicado a mis padres Nancy y Nelson y a mi
hermana Daniela por brindarme todo su apoyo y estar conmigo en todo
momento.*

Los amo, son mi vida.

Teffy Morán

AGRADECIMIENTO

A Dios, por ser mi guía y cuidarme siempre.

*A mis padres **Nelson** y **Nancy**, por ser mi pilar y mi fuerza para cada día ser mejor.*

*A mi hermana **Daniela**, mi mejor amiga, mi confidente, mi acolite, mi pequeña que ha compartido momentos buenos y malos conmigo.*

*A mi tía **Elsa**, por ser mi segunda madre y por haberme brindado todo su cariño, su amor y por estar pendiente de mi bienestar durante toda mi vida universitaria.*

*A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero en especial a los **Ingenieros: Einstein Barrera y Marcelo Rosero**, quienes me brindaron su conocimiento, sus consejos, su colaboración y su amistad para la elaboración de este trabajo de titulación. Infinitas gracias.*

*A la **Universidad Tecnológica Equinoccial**, a mi Tutor Ing. Benjamín Hincapié, Ing. Fausto Ramos y a todos mis profesores los cuales me transmitieron sus amplios conocimientos para enfrentar mi futura vida profesional.*

A mis amigos que conocí durante toda mi carrera universitaria, por formar parte de mi vida, por todas los momentos compartidos.

Teffy Morán

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTO	VI
ÍNDICE DE TABLAS	X
RESUMEN	XIII
ABSTRACT	XV
CAPÍTULO I	2
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 OBJETIVOS.....	4
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
CAPÍTULO II	5
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 LECCIONES APRENDIDAS.....	5
2.1.1 IMPORTANCIA DE LAS LECCIONES APRENDIDAS	6
2.1.2 VENTAJAS DE LAS LECCIONES APRENDIDAS	6
2.2 RECURSOS TIEMPO Y COSTO EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN	7
2.2.1 TIEMPOS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN	7
2.2.1.1 Tiempo programado	8
2.2.1.2 Tiempo total.....	8
2.2.2 COSTOS DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN	10
2.2.2.1 Costos planificados	10
2.2.2.3 Costos ejecutados	10
2.2.3 EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN	13
2.2.3.1 Gestión eficaz.....	13
2.2.3.2 Gestión eficiente	13
2.3 CLASIFICACION DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	13
2.3.1 CONDICIONES MECANICAS DEL TALADRO Y EQUIPOS.....	14

2.3.1.1	Fallas en el top drive	14
2.3.1.2	Fallas en el sistema BOP.....	16
2.3.1.3	Fallas en las bombas de lodo	16
2.3.1.4	Fallas en el BHA.....	17
2.3.2	CONDICIONES DEL POZO.....	18
2.3.2.1	Pérdida de circulación.....	18
2.3.2.2	Pega de tubería	20
2.3.2.3	Patadas y reventones (kicks y blowouts)	25
2.3.2.4	Influjo de agua	26
2.3.2.5	Pesca	27
2.3.2.6	Sidetrack.....	29
2.3.2.7	Vibraciones en la sarta.....	30
2.3.2.8	Complejidad geológica.....	31
2.3.3	MALAS PRÁCTICAS OPERACIONALES	31
CAPÍTULO III		32
3	SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	32
3.1	GENERALIDADES DEL BLOQUE 7 Y CAMPO OSO.....	32
3.3.2	UBICACIÓN DEL BLOQUE 7, CAMPO OSO	33
3.3.3	DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	34
3.3.4	ESTRATIGRAFÍA y LITOLOGÍA DEL CAMPO OSO	35
3.3.4.1	Estratigrafía del Campo Oso.....	35
3.1	ANÁLISIS POZO A POZO DE PROBLEMAS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....	37
3.1.1	POZO OSO A	37
3.1.2	POZO OSO B	40
3.1.3	POZO OSO C	42
3.1.4	POZO OSO D.....	45
3.1.5	POZO OSO E	48
3.1.6	POZO OSO F.....	50
3.1.7	POZO OSO G.....	53
3.1.8	POZO OSO H.....	55
3.1.9	POZO OSO I	58

CAPÍTULO IV.....	61
4. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	61
4.1 INTRODUCCIÓN.....	61
4.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT POR SECCIONES.....	61
4.2.1 NPT SECCIÓN 26 PULGADAS	61
4.2.2 NPT SECCIÓN 16 PULGADAS	62
4.2.3 NPT SECCIÓN 12 ¼ PULGADAS.....	63
4.2.4 NPT SECCIÓN 8 ½ PULGADAS.....	64
4.3 COSTOS NPT POR POZO	66
4.4 PORCENTAJES DE TIEMPO DE NPT CON RESPECTO AL TIEMPO DE PERFORACIÓN 66	
4.5 RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCASIONADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN PRESENTADOS DE LOS NUEVE POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO OSO.....	67
4.6 DESCRIPCIÓN DE UN CUADRO DINÁMICO CON LOS PROBLEMAS Y LECCIONES APRENDIDAS SUCITADAS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO OSO 69	
4.6.4 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 26 PULGADAS	69
4.6.5 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 16 PULGADAS	70
4.6.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 12 ¼ pulgadas	73
4.6.7 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 8 ½ pulgadas	75
CAPÍTULO V.....	77
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
5.4 CONCLUSIONES.....	77
5.5 RECOMENDACIONES.....	78
BIBLIOGRAFÍA.....	80
GLOSARIO	81

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tiempo Total de ejecución del Pozo	8
Tabla 2. Tiempos Productivos durante las operaciones de perforación.....	9
Tabla 3. Tiempos No Productivos durante las operaciones de perforación .	10
Tabla 4. Análisis de Costos de las operaciones de perforación.....	12
Tabla 5. Costo aproximado día por NPT de cada pozo del Campo OSO	66
Tabla 6. Porcentaje de NPT de los pozos seleccionados del Campo Oso ..	67
Tabla 7. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 26 pulgadas	69
Tabla 8. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16 pulgadas	70
Continuación Tabla 9. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16pulgadas	71
Continuación Tabla 10. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16pulgadas	72
Tabla 11. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 12 ¼ pulgadas	73
Continuación Tabla 12. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 12 1/4pulgadas	74
Tabla 13. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 8 ½ pulgadas ...	75
Continuación Tabla 14. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 8 1/2pulgadas	76

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Tiempos Totales de Perforación	7
Figura 2. Desgaste en los brazos del elevador del Top Drive	15
Figura 3. Tubería con grietas	18
Figura 4. Invasión de Fluidos hacia las formaciones	19
Figura 5. Empaquetamiento a causa de formaciones no consolidadas	21
Figura 6. Empaquetamiento a causa de formaciones fracturadas	22
Figura 7. Secuencia de empaquetamiento a causa de cemento blando.....	23
Figura 8. Empaquetamiento por chatarra	24
Figura 9. Cambios del ensamblaje de fondo.....	25
Figura 10. Presión de formación controlada.	27
Figura 11. Herramienta de pesca-spears.....	28
Figura 12. Sidetrack durante la perforación	30
Figura 13. Ubicación Geográfica del Bloque 7, Campo Oso.....	34
Figura 14. Curva de tiempo pozo Oso A.....	38
Figura 15. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso A.....	39
Figura 16. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso A.....	40
Figura 17. Curva de tiempo pozo Oso B	41
Figura 18. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso B.....	42
Figura 19. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso B	42
Figura 20. Curva de tiempo pozo Oso C.....	43
Figura 21. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso C	44
Figura 22. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso C	45
Figura 23. Curva de tiempo pozo Oso D.....	46
Figura 24. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso D	47
Figura 25. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso D	48
Figura 26. Curva de tiempo pozo Oso E	49

Figura 27. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso E.....	50
Figura 28. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso E	50
Figura 29. Curva de tiempo pozo Oso F	51
Figura 30. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso F.....	52
Figura 31. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso F.....	53
Figura 32. Curva de tiempo pozo Oso F	54
Figura 33. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso G	55
Figura 34. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso G	55
Figura 35. Curva de tiempo pozo Oso H.....	56
Figura 36. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso H	57
Figura 37. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso H	57
Figura 38. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I.....	59
Figura 39. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I.....	60
Figura 40. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I.....	60
Figura 41. NPT de la sección 26 pulgadas	62
Figura 42. NPT de la sección 16 pulgadas	63
Figura 43. NPT de la sección 12 ¼ pulgadas	64
Figura 44. NPT de la sección 8 ½ pulgadas	65
Figura 45. Principales problemas en ocasionados durante las operaciones de perforación del Campo Oso	68

RESUMEN

El presente trabajo de titulación está basado en el análisis técnico de las lecciones aprendidas y factores que provocan los tiempos no productivos (NPT) de las operaciones de perforación en el Campo Oso, debido a una mala coordinación entre las líneas de servicio y la compañía operadora además la falta de mantenimiento de los equipos genera que estos tiempos aumenten.

El capítulo uno inicia con la introducción detallando la importancia de analizar las lecciones aprendidas y NPT, puesto que la organización de los mismos ayudaría a planeación de futuros proyectos de perforación de pozos.

En el capítulo dos se describe las generalidades del Campo Oso, su ubicación, litología y estratigrafía, además se detalla la importancia y ventajas de las lecciones aprendidas. También se describe la clasificación de los NPT debido a las condiciones mecánicas del taladro, condiciones del pozo y malas prácticas operacionales.

En el tercer capítulo se realiza un análisis técnico y estadístico, para lo cual se analizaron nueve pozos del Campo Oso, detallando los problemas generados e identificando como se encuentran distribuidos los tiempos no productivos en cada pozo.

En el cuarto capítulo mediante el análisis realizado a los pozos en el capítulo 3 se procedió a clasificar los NPT más relevantes para cada una de las secciones; y, se procedió a realizar un cuadro dinámico de las causas, acciones y lecciones aprendidas generadas por los NPT con el fin de poner en práctica en proyectos futuros de perforación.

En el capítulo cinco se presentan las conclusiones y recomendaciones entre los más relevantes tenemos que la actividad que generó mayor impacto, según el peso estadístico, y tiempos no productivos elevados en el Campo Oso, es la relacionada con la corrida del casing y del liner a cargo de las compañías de servicio. Se recomienda aplicar acciones correctivas y lecciones aprendidas propuestas en las futuras perforaciones de este Campo. Además se pudo llegar a concluir que el porcentaje de pérdida de los NPT de las operaciones de perforaciones se encuentra entre el 1.23 % y el 21.93 %.

ABSTRACT

This work aims to complete a technical analysis of some lessons we have learned and factors that non productive times (NPT) have induce on Oso Field due to a poor coordination between service lines and the operating company, besides, the lack of equipment maintenance have induce to increase non productive times.

Chapter one starts with the introduction, detailing the importance of the analysis of all details and NPT because if we have a correct organization of them, it would help to plan well drilling projects on the future.

Chapter two describes all generalities of Oso Field like location, litology, stratigraphy, also there is detailed the importance and advantages of some lessons that have been learned. Besides, it is described the NPT classification because of bit mechanical conditions, well conditions and poor operational practices.

Chapter three is about a technical and statistical analysis, for wich there were analyzed nine wells of Oso Field, detailing generated problems and identifying how non productive times are dirtibuted on each well.

In chapter four, by using the data of well analysis done in chapter three, it was proceeded to classify more relevant NPT for each section, also, it was done a dynamic chart of causes, actions and lessons that have been learned and were generated by NPTs with the purpose of put in practice on future drilling projects.

Chapter five presents conclusions and recommendations, for example we have that the activity that generates more impact, considering specific weight and high non productive times on Oso Field is casing and liner running done by services companies. It is recommended to apply corrective actions and

use all learned lessons on future drilling operations on Oso Field. Besides, we conclude that lost percentages of NPT on drilling operations were about 1,23 % and 21,93%.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

La perforación de pozos es una actividad que se ha practicado en muchos países del mundo desde tiempos antiguos. Su objetivo es lograr perforar pozos petroleros en forma eficiente, segura, económica y que permita la explotación adecuada de los hidrocarburos.

La exploración petrolera en el Ecuador tuvo su primer comienzo en la Región Litoral, con el descubrimiento de importantes cantidades de reservas petroleras, comprobado con la perforación del pozo exploratorio Ancón – 1 en el año 1911, desde esta fecha inicia la explotación de petróleo en el Ecuador. Por los años sesenta el País ingresa en una intensa campaña de búsqueda de hidrocarburos en la Cuenca Oriente Ecuatoriana, encontrándose grandes cantidades de reservas petroleras. Iniciando el 29 de marzo de 1967 con la perforación del pozo exploratorio Lago Agrio-1, que llegó a una profundidad de 10.171 pies y arrojó 2610 barriles diarios de petróleo de crudo liviano. Las reservas petroleras encontradas en la Cuenca Oriental han sido explotadas desde los años 1970 hasta la fecha.

Este trabajo de titulación se enfoca en el análisis técnico de las lecciones aprendidas de las operaciones de perforación del Campo Oso de la Amazonía Ecuatoriana. Estas lecciones son una forma de lograr organizar la información para ser aprovechada en proyectos futuros de perforación. Se generan en cualquier momento: cada vez que se logra resolver un problema, se tiene un fracaso o un éxito, ante un nuevo reto y al implantar un nuevo proceso.

El fin de sistematizar las lecciones aprendidas no solo se trata de evitar repetir los mismos errores sino de revisar los hechos, las causas que los

generaron, las consecuencias que produjeron y principalmente establecer las acciones correctivas frente a los problemas suscitados.

Otro de los puntos importantes es la reducción del tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés). Debido a que estos conllevan al aumento en los costos de perforación. El objetivo es que las Compañías de Servicios alcancen la eficiencia y por ende beneficios económicos y grandes utilidades, mientras que las Operadoras alcancen la eficiencia durante las operaciones con un alto nivel y disminuyendo los costos de perforación de pozos.

Los riesgos de los pozos vecinos ayudan a predecir posibles incidentes en el pozo actual, pudiendo enfrentarlos de manera más eficaz durante la perforación, e incluso preverlos y analizarlos en la reunión diaria. La información obtenida de los incidentes de NPT y de los incidentes que se evitaron serviría para utilizarla en el planeamiento del siguiente pozo.

Este documento está basado en los reportes finales de una empresa operadora en donde se indica las lecciones aprendidas por lo que la sistematización de las mismas ayudará a la planeación de futuros proyectos de perforación de pozos además serviría como una guía fundamental para todo aquel que realice dichas actividades.

El éxito alcanzado por las compañías petroleras se debe a que manejen un sistema de planificación de perforación adecuado, trazando planes de operación en determinadas áreas a fin de tener un completo plan de perforación.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar técnicamente 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.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar la información de los reportes finales de perforación del Campo Oso que permita obtener conclusiones y recomendaciones del trascender de las lecciones aprendidas y NPT.
- Sistematizar la información seleccionada.
- Analizar las lecciones aprendidas y NPT de la información seleccionada.
- Describir en cuadro didáctico los problemas y lecciones aprendidas para minimizar los NPT en las operaciones de perforación en el Campo Oso.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

Este capítulo hace referencia a la importancia y ventajas de las lecciones aprendidas. También describe la clasificación de los Tiempos no productivos debido a las condiciones mecánicas del taladro, condiciones del pozo y malas prácticas operacionales además describe los costos generados durante las operaciones de perforación.

Debido a que la perforación de pozos tiene gran importancia por lo que si la combinamos con conocimientos y experiencia se puede lograr obtener una buena producción de petróleo y por ende beneficios económicos.

2.1 LECCIONES APRENDIDAS

Son aquellos conocimientos que se adquieren a través de experiencias exitosas o no durante las operaciones de perforación, con el fin de corregir errores pasados y repetir actividades positivas que se enfrentarán en el futuro.

Las lecciones aprendidas se derivan de acuerdo a si las experiencias fueron exitosas o no. Cuando las experiencias son positivas ayudan a mantener o alcanzar la eficiencia en el proceso de perforación del pozo, reduciendo el tiempo de ejecución y costos.

Sin embargo cuando son negativas ocasionan problemas como la pérdida de tiempo y dinero.

2.1.1 IMPORTANCIA DE LAS LECCIONES APRENDIDAS

Es importante tener una práctica constante y bien estructurada de lecciones aprendidas de las operaciones de perforación debido a que permitirá repetir resultados deseados que fomenten el éxito, y evitar aquellos errores que incentiven el fracaso.

2.1.2 VENTAJAS DE LAS LECCIONES APRENDIDAS

Son muchas las ventajas de utilizar el documento de lecciones aprendidas en futuros proyectos de perforación, las cuales radican esencialmente en los siguientes puntos:

- Ayuda a reducir los costos de operación ya que frente a un problema suscitado durante la perforación, ofrece información de apoyo para una mejor toma de decisiones, reduce la incertidumbre y mejora el tiempo de respuesta.
- Sirve como una valiosa herramienta de uso y apoyo para otros líderes de proyectos dentro de la organización que han sido asignados a proyectos similares.
- Mejora la planeación de proyectos futuros, evita cometer errores anteriores y por lo tanto disminuye los riesgos.
- Ayuda a detectar oportunidades de mejora y capacitar futuros gerentes y miembros de equipos de proyecto con base en ellas.
- Coadyuva a desarrollar nuevos y mejores procedimientos de trabajo.

2.2 RECURSOS TIEMPO Y COSTO EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN

2.2.1 TIEMPOS EN OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Los tiempos de perforación se clasifican en: Tiempos Programados y Tiempos de ejecución.



Figura 1. Tiempos Totales de Perforación

2.2.1.1 Tiempo programado

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

2.2.1.2 Tiempo total

Es el tiempo de ejecución de las operaciones de perforación. Es la suma del tiempo productivo y el no productivo. Como se indica en la Tabla 1.

Tabla 1. Tiempo Total de ejecución del Pozo

	Hours	Days	%
TOTAL TIEMPO PRODUCTIVO	628.0	26.17	83.46%
TOTAL TIEMPO NO PRODUCTIVO	124.5	5.19	16.54%
TOTAL TIEMPO POZO	752.5	31.35	100.00%

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Tiempo productivo

Es el tiempo efectivo de ejecución de operaciones de perforación; es decir sin considerar retrasos debidos a fallas de equipos, de planificación, decisiones técnicas entre otros. En la Tabla 2. Se muestra un ejemplo del Análisis de Tiempo Productivo durante las operaciones de perforación.

Tabla 2. Tiempos Productivos durante las operaciones de perforación

Hole Size	TIEMPO PRODUCTIVO																								
	Rig Skid/Move	BOP (NUJ N/D & testing)	CLEANOUT CONDUCTOR	BHA (P/U - L/D- MU- TEST)	CLEAN OUT CEMENT	Drilling	Coring	Drill Float Equipment	Wiper trip	Wash & Ream	Tripping	Circulate/ Conditionchange mud	Rig Service, Slip & Cut DL	R/U, R/D & Run Logs	R/U, R/D & RUN Casing / Liner	R/U, R/D EQ & Cementing	Wellhead, Riser, Valves+ Wear Bushing	CIT & FIT/LOT	Other / Surveys / Safety Meetings	Completion	Top Job / Bull Head / WOC	Change mud type	Setting liner hanger	M/U Stands	
26				1.5	1.0	5.5					2.5	1.5			3.5	3.5	8.5		3.0						
16		10.5		15.0		81.0		2.5			27.0	14.5	2.0	0.5	11.0	5.0	8.5	0.5	3.5						1.0
12 1/4		18.5		10.5		111.0		10.5		11.0	42.0	25.5	7.0		22.5		1.5		1.0						
8 1/2				12.0		83.0				17.0	32.0	23.0	3.5	4.5	15.0	4.5			3.5						
TOTAL	0.0	27.0	0.0	39.0	1.0	240.5	0.0	13.0	0.0	28.0	103.5	64.5	12.5	5.0	52.0	13.0	16.5	0.5	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Tiempo no productivo

Es el periodo de tiempo que se le atribuye a sucesos o actividades que retrasen el avance de la perforación del pozo según lo planificado en el programa de respectivo. Se inicia desde que se detecta el problema hasta que se encuentra la solución y se tiene la condición operacional para continuar. En la Tabla 3 se muestra un ejemplo del Análisis de Tiempo No Productivo durante las operaciones de perforación.

Tabla 3. Tiempos No Productivos durante las operaciones de perforación

TIEMPO NO PRODUCTIVO																				
Clean Flowline (Gumbo)	Unsuccessful Log Run	Changing Bit/BHA	Well Control Issue	Stuck Pipe/Log. Tool	D&M Problems	Mud/Solids Control Prob.	Cement Problems	Csg/ Liner / Wellhead Problems	Rig Repairs	Hole Problems, W&R	Bit/Stab. Bailing Problems	TDS	Unsuccessful BOP test	Unplanned trip	M/U and L/D BHA	M/U and Test BOP	Install Wear bushing / Cut DL velocity	Leak on Flow Out / Flow line plugged	Change valves on Mud tanks	logging with toolpusher
									8.5											
					1.5				4.0											
				69.5	35.5				5.5											

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

2.2.2 COSTOS DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Los costos generados durante las operaciones de perforación son los costos planificados y los costos ejecutados o reales.

2.2.2.1 Costos planificados

Son aquellos costos que se han planeado de acuerdo a las actividades programadas de operaciones de perforación.

2.2.2.3 Costos ejecutados

Son aquellos costos reales totales que se han empleado en las operaciones de perforación del pozo. Entre los factores principales que determinan los costos de perforación se mencionan:

- Alquiler del taladro de perforación
- Servicio direccional
- Servicio de lodos
- Servicio de control de sólidos
- Servicio de cementación
- Tubería de revestimiento
- Equipos y herramientas
- Brocas
- Transporte
- Servicio de Catering
- Otros (Imprevistos – pesca, sidetrack)

Citamos un análisis de costos y una comparación por categoría como se muestra en la Tabla 4 seleccionado de un reporte de perforación.

Tabla 4. Análisis de Costos de las operaciones de perforación

DESCRIPCION	COSTO PLANIFICADO	COSTO REAL
Servicio Taladro de Perforacion	1913408	1325043.46
Gerenciamiento de Perforacion	179984	126764.24
Servicio Direccional	2491888	1724458.8
Servicio Lodos de Perforacion	717696	651957.79
Servicio de Control de solidos	308112	242402.94
Servicio de Mud Logging	147168	85588
Servicio de Gyro	41440	68250
Servicio de Catering de Perforacion	71008	42036.36
Servicio de inspeccion de tubulares de perforacion	9184	25967.38
Servicio de corrida de tubulares de perforacion	33600	78476.72
Servicio de cementacion	616672	558376.78
Instalacion y corte de casing	4032	
Reductores de Torque	188160	73764.84
Registros electricos	627200	
Colgador Baker	155680	84503.7
Brocas de perforacion	174160	125137.5
Equipo pesada de perforacion	109424	32971.28
Renta de equipos de perforacion	98896	40979.68
Materiales cabezal de pozo	87200	
Combustibles	106000	109181
Tuberia de perforacion	1012600	1036456.5
Aceites y grasas de perforacion	1000	
Tiempo en espera de taladro		
Transporte de personal	2900	
Asistencia comunitaria		
Camion Vaccum	33900	25432
Permisos DNH	25000	
Ingenieria de Geologia	2900	
Movilización de Taladro	22499.04	
Servicio de toma de nucleos y analisis		
Mantenimiento de locaciones y carreteras	20400	
Servicio de Obreros y guardias	9600	
Materiales generales de operacion	10000	
Pesca		
Side Track		
Nomina		
TOTAL	9221711.04	6457748.97

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Los costos reales de perforación en nuestro país están entre tres y cuatro millones para pozos direccionales estándar, mientras que los pozos con problemas operativos trascendentes, pozos horizontales, pozos localizados en áreas remotas (sin vías de acceso terrestre) superan los cinco millones de dólares.

2.2.3 EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

La gestión de las operaciones de operaciones se las califica de la siguiente manera:

2.2.3.1 Gestión eficaz

Es aquella gestión en donde se llega a cumplir todos los objetivos técnicos.

2.2.3.2 Gestión eficiente

Es aquella gestión en donde además de ser eficaz se redujo los recursos respecto a lo planificado como el tiempo y el costo.

2.3 CLASIFICACION DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

A los tiempos no productivos los he clasificado de la siguiente manera.

- Condiciones mecánicas del taladro y equipos
- Condiciones del pozo
- Malas prácticas operacionales

2.3.1 CONDICIONES MECANICAS DEL TALADRO Y EQUIPOS

Todos los equipos son de gran importancia en las operaciones de perforación por eso se debe realizar un control constante y mantenimiento riguroso sobre cada uno, evitando así problemas como fugas, desgaste, malas lecturas de presión y temperatura en el cabezal, malas medidas de las tasas producidas, falla de los sensores que imposibilita recoger información adecuada y que se pierda información por lo cual se deba realizar nuevamente las pruebas.

Por lo que se debe realizar buenas prácticas de inspección y mantenimiento que garanticen la integridad física y mecánica de los equipos de perforación. Además de un constante monitoreo de los imprevistos que puedan afectar o dañar alguno de los componentes o el equipo en sí, generando daños en su estructura mecánica y dando como resultado tiempos no productivos e incluso poniendo en riesgo al personal presente además traer como consecuencia retraso en las operaciones y pérdidas económicas considerables.

Los mayores problemas que se presentan en los equipos son:

2.3.1.1 Fallas en el top drive

Es un equipo de integración eléctrico, hidráulico y mecánico enganchado al Bloque viajero permite desarrollar las tareas de perforación ya que transmite la fuerza necesario para hacer girar el conjunto de la sarta de perforación y la broca en el pozo.

Los principales problemas que se presentan en estos equipos son:

- Daños ocurridos en los engranajes de la transmisión giratoria del top drive, generados por desgaste y picado.

- Daños ocurridos en los frenos de disco y su posible solución.
- Daños ocurridos en las mangueras hidráulicas del top drive, generados por deshilamiento, agrietamiento, estallido y rotura.
- Daños ocurridos en los brazos del elevador del top drive como se muestra en la Figura 2.
- Daños ocurridos en el motor eléctrico del top drive.
- Daños ocurridos en el motor hidráulico del top drive el desgaste abrasivo causado por partículas finas es la más común de las fallas de bombas. La suciedad y otras materias extrañas circulan a través del sistema causando desgaste en todos los componentes. (Quelal, 2014)



Figura 2. Desgaste en los brazos del elevador del Top Drive

Fuente. (Canrig Drilling Technology LTD., 2012)

2.3.1.2 Fallas en el sistema BOP

El BOP es el preventor de reventones que se utiliza para el control mecánico o automatizado del pozo durante trabajos de perforación. Se encuentra instalado en la cabeza del pozo, cuya función es evitar el escape de presión. Una inspección visual periódica y el testeo presurizado del circuito hidráulico son necesarios para asegurar el buen funcionamiento del BOP. Es recomendable:

- Chequear las conexiones superiores e inferiores para detectar desgastes, corrosión o daños, especialmente en el anillo de las juntas del asiento y en los orificios roscados para los pernos.
- Chequear el cuerpo para detectar daños y/o desgaste.
- Chequear cualquier daño en el interior del canasto y limpiar las ventanas del canasto de cualquier depósito que pueda estorbar el movimiento del pistón.
- Inspeccionar la unidad de empaque para chequear sus condiciones de desgaste, fracturas, dureza. (Gandolfi, 2009)

2.3.1.3 Fallas en las bombas de lodo

En su desempeño las bombas están sometidas al desgaste por arenillas y arcillas, a corrosión por efectos ambientales y químicos utilizados en el proceso, presiones y esfuerzos resultados de las emboladas que son necesarias para mantener controlada la presión del pozo.

La cavitación es la principal causa de deterioro de las bombas de lodo durante su funcionamiento, especialmente cuando la bomba golpea y las líneas de tratamiento vibran violentamente. Otra fuente de cavitación es la

rotura prematura de los discos de ruptura (válvulas de succión) a presiones mucho más bajas que su presión de ruptura nominal. En ambos casos, el resultado ocasiona una falla en la operación. La entrada de partículas en la bomba de lodos, dañan la maquinaria

Para aprovechar al máximo posible la vida útil de trabajo de la bomba es preciso hacerle periódicamente mantenimiento, así un mantenimiento preventivo a su correcto tiempo evitará la falla prematura de la bomba y garantizará el óptimo funcionamiento de la bomba. (Miranda, 2014)

2.3.1.4 Fallas en el BHA

El BHA (Bottom Hole Assembly) o conjunto o ensamblaje de fondo puede sufrir fallas causadas debido a fuerzas que se encuentran por debajo de la resistencia mínima de cedencia, , fuga en la conexión, agrietamiento por sulfuro y falla en la soldadura, y fuerzas por encima de esta resistencia, como tensión, torque, combinación de tensión y torque, colapso y estallido o como fatigas de la tubería como se observa en la figura 3.

Incluye el tiempo (viajes, circulaciones, etc.), asociado a anomalías relacionadas a fallas de la tubería de perforación o del ensamblaje de fondo (MWD, broca, motor, martillo, estabilizadores, LWD, acelerador, otros componentes, etc.).



Figura 3. Tubería con grietas

2.3.2 CONDICIONES DEL POZO

2.3.2.1 Pérdida de circulación

Es la pérdida gradual, parcial o total de fluido hacia la formación. Es un problema que puede ocurrir a cualquier profundidad durante el transcurso de la perforación.

Una pérdida parcial de lodo a la formación no tiene necesariamente consecuencias inmediatas que impidan continuar con la perforación. Sin embargo las consecuencias pueden ser más severas si la rata de pérdidas aumenta o si se pierde completamente la circulación como se observa en la figura 4.

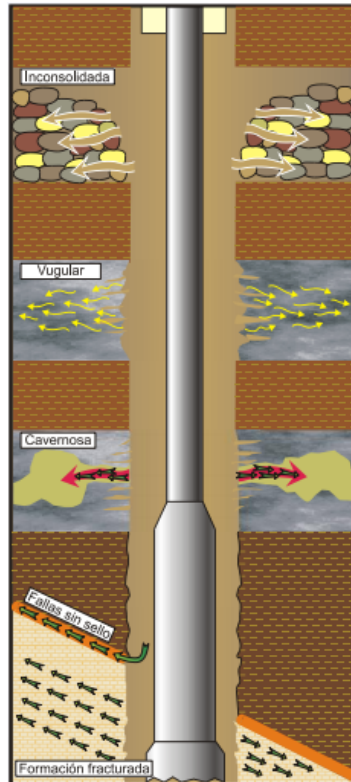


Figura 4. Invasión de Fluidos hacia las formaciones

FUENTE: (CIEV, 2001)

- Una pérdida en la cabeza hidrostática puede hacer que entren al pozo fluido proveniente de otras formaciones (reventón subterráneo).
- Daño a la formación (pérdida a la permeabilidad por los sólidos del lodo y quizás cortes se depositen, lo cual no sólo impediría tomar unos buenos registros, sino también dañar el potencial productor de la zona de interés).
- El incremento en los costos por la pérdida de lodo el cual debe ser reemplazado con sus componentes.

Tipos de pérdida

- En formaciones superficiales de gran porosidad y permeabilidad por lo general arenas y gravas poco consolidadas.
- Formaciones fracturadas en forma natural.
- Fracturas inducidas mediante desbalance de presiones.- Generalmente pueden ocurrir durante las conexiones o maniobras por velocidad excesiva de la sarta.
- Formaciones con cavidades de disolución y cavernosas.

2.3.2.2 Pega de tubería

Se denomina pega de tubería a la situación en la que la tubería de perforación queda atascada en el pozo imposibilitando su movilidad, puede suceder que tampoco se pueda bajar, rotar, ni circular por dentro de la tubería.

Las causas de pega de tubería pueden ser clasificadas en forma general bajo tres mecanismos principales.

- Empaquetamiento (Pack-off) o puenteo (bridge)
- Pega diferencial.
- Geometría de pozo.

Empaquetamiento

Se genera cuando los sólidos de formación (recortes, derrumbes) se asientan alrededor de la sarta de perforación. Generados principalmente por:

- **Formaciones no consolidadas**

Como la arena y gravilla y debido a que no tienen una costra de lodo, no pueden apoyarse sobre el balance hidrostático y caen dentro del hueco empaquetando la sarta de perforación como se observa en la figura 5.

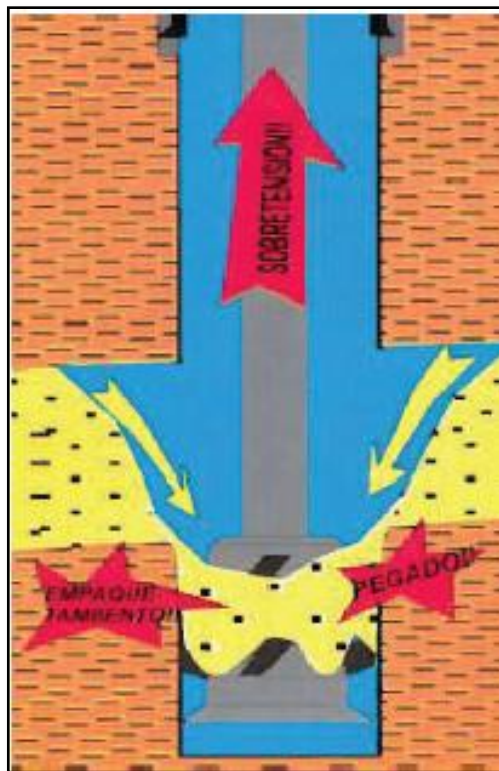


Figura 5. Empaquetamiento a causa de formaciones no consolidadas

FUENTE: (EPTG, 1998)

- **Formaciones Fracturadas**

Como calizas o carbón, zonas falladas, son naturalmente frágiles y al ser perforadas colapsarán dentro del hueco. Como se indica en la figura 6.

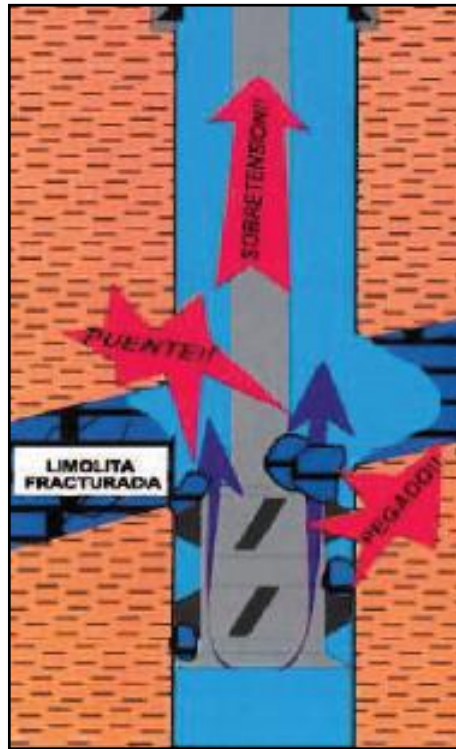


Figura 6.Empaquetamiento a causa de formaciones fracturadas

FUENTE: (EPTG, 1998)

- **Inestabilidad de Lutitas**

Se caracterizan por poseer alta sensibilidad al agua, al ser perforados por un fluido con poca concentración de inhibidores, las lutitas absorben el agua y se hinchan dentro de las paredes del hueco. Esta reacción depende del tiempo de exposición.

- **Cemento Blando**

Cuando bajamos la sarta en cemento no fraguado e intentamos circular, la presión de bomba sobre el cemento actúa como catalizador para endurecer el cemento, ocasionando que la sarta que sin rotación y sin circulación, es decir pegada como indica la figura 7.

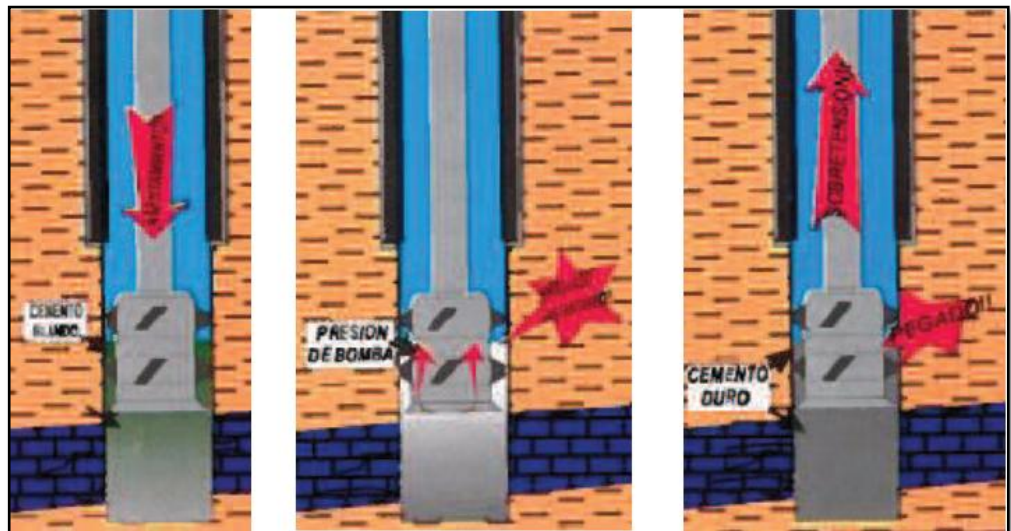


Figura 7. Secuencia de empaquetamiento a causa de cemento blando

Fuente: (EPTG, 1998)

- **Chatarra**

La causa de empaquetamiento por chatarra es común durante las operaciones de perforación, normalmente ocurre por el poco mantenimiento de la caseta de la mesa, cubierta del hueco no instalada y fallas en el equipo de fondo como se observa en la figura 8.

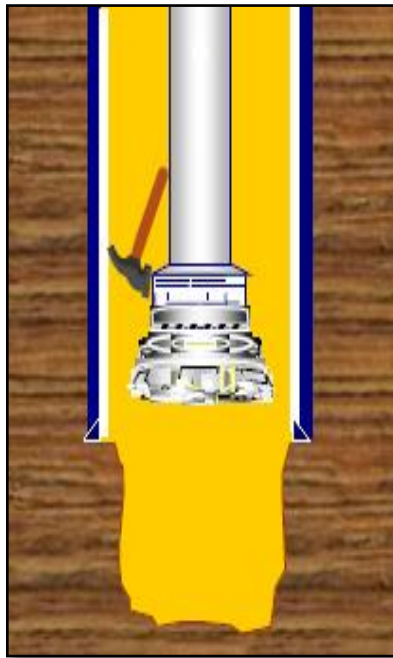


Figura 8.Empaquetamiento por chatarra

Fuente: (Salas, 2010)

Pega diferencial

La pega diferencial es una de las causas más comunes de pega de tubería. Las condiciones claves para que se dé la pega diferencial son:

- **Formación Permeable**

Puede ser arenisca o caliza fracturada. En este tipo de formación una costra de lodo se forma en la pared debido a la pérdida de fluido. Una costra gruesa incrementa el potencial de pega.

- **Sobre Balance**

Presión de fluido en el pozo mayor que la presión de formación.

Geometría del pozo

Las indicaciones de los problemas de la geometría del hueco solamente se pueden observar cuando el ensamblaje de fondo se está moviendo dentro de la sección del hueco. No hacer cambios dramáticos del ensamblaje de fondo (BHA) después de haber sacado un ensamblaje flexible, puesto que el nuevo ensamble no podrá manejar el ángulo y dirección del hueco previamente perforado como se observa en la figura 9.



Figura 9. Cambios del ensamblaje de fondo

Fuente: (EPTG, 1998)

2.3.2.3 Patadas y reventones (kicks y blowouts)

Una patada (kick) de pozo es un influjo de formación dentro del pozo que puede ser controlado en superficie. Para que esto ocurra, se deben cumplir dos criterios:

- La presión de formación debe exceder la presión anular o la hidrostática. Los fluidos siempre fluirán en la dirección de la presión menor.

- La formación debe ser permeable con el fin de que los fluidos puedan pasar de un sitio a otro.

Un reventón (blowout) sucede cuando no se puede controlar en superficie el flujo de fluidos de formación. Un reventón subterráneo ocurre cuando hay un flujo incontrolable entre dos formaciones. En otras palabras, una formación está pateando y al mismo tiempo en otra se está perdiendo circulación.

2.3.2.4 Influjo de agua

Durante la perforación normal, la presión hidrostática debe ser ligeramente mayor a la presión de poro (formación) que se está perforando (diferencial de presión). Cuando la presión de formación incrementa repetidamente y excede la presión hidrostática del lodo un influjo puede ocurrir. Un influjo es normalmente una entrada de burbujas de gas o fluido de formación al pozo que luego salen a la superficie. En estas condiciones el golpe debe ser controlado o un reventón podría ocurrir. Durante un reventón, los fluidos de la formación desplazan al lodo y el petróleo o gas fluyen libremente. (Gutierrez, 2013)

En la figura 10 se puede apreciar el método que se usa para evitar influjos del pozo y por ende evitar problemas mayores como un pozo fuera de control, consiste en que la presión que ejerce el lodo de perforación (esto se logra aumentando la densidad) sea mayor a la presión que ejerce la formación con un diferencial mayor entre 200 a 300 psi, controlando así el pozo de manera óptima. (Morán, 2014)

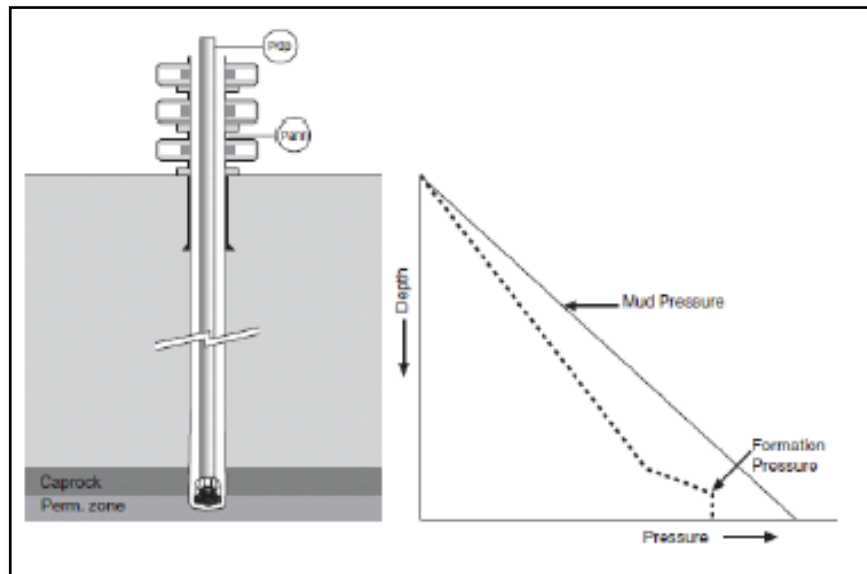


Figura 10. Presión de formación controlada.

Fuente: (Morán, 2014)

2.3.2.5 Pesca

Un pescado es un objeto indeseable en el pozo, el cual debe ser recuperado, apartado, eliminado o molido antes de proseguir con la perforación. El proceso de recuperación de un pescado del pozo se llama pesca. Es una operación muy importante que requiere equipo especial dentro de la sarta de perforación para ser bajado dentro del hueco para que atrape y saque al pescado.

Una de las herramientas utilizadas es el spears sirven para agarrar el interior de un tubo u otro pescado de forma tubular como se muestra en la figura 11. Se lo emplea cuando un overshot no es acoplable. Si el pescado no puede ser recuperado, será necesario cementar y desviar el pozo.

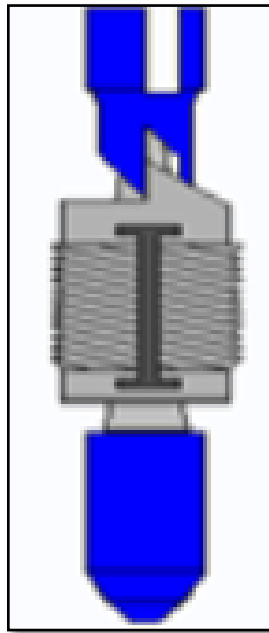


Figura 11. Herramienta de pesca-spears

Puede haber varias causas para que ocurra un pescado:

- **Falla en la tubería**

La fatiga del metal puede causar que la tubería, los drillcollars o el revestimiento se tuerza y / o se rompa. Toda la tubería y herramientas debajo de la rotura deben ser pescadas antes de poder proseguir con la perforación. El sitio donde ha fallado la tubería puede identificarse por la baja súbita en el peso de la sarta y en la presión de bombeo.

- **Pega de tubería**

La tubería, los drillcollars, o el revestimiento que se hayan pegado pueden fallar en forma imprevista debido a sobre tensión durante los intentos para liberar la pega.

En otros casos, puede ser necesario soltar o romper la tubería para liberarla. Todo el equipo y tubería debajo del punto de rotura deberá ser pescado para poder continuar con la perforación.

- **Falla de la broca**

Una falla mecánica de la broca puede ocasionar que se caigan conos, dientes o rodamientos y caigan dentro del pozo. Esto puede ser identificado por la inhabilidad para perforar.

- **Chatarra en el Hueco**

Chatarra como herramientas (llaves, tuercas y tornillos) y otros objetos relativamente pequeños que puedan caer dentro del pozo deben ser pescados antes de poder seguir perforando. Algunas veces, si la chatarra es poca, puede ser molida por la broca, aunque si puede dañar la broca debe ser sacada fuera del pozo.

- **Cable de registros roto**

Si se somete a cargas excesivas, puede romperse el cable de registros, con la pérdida consecuente de herramientas y cable, lo cual debe ser removido del pozo antes de poder continuar registrando o continuar con cualquier otra operación de perforación.

2.3.2.6 Sidetrack

Sidetrack o desvío de un pozo, es el proceso por el cual es posible perforar un segundo pozo desde un hoyo ya existente. Este problema surge por un pez dejado en el pozo.

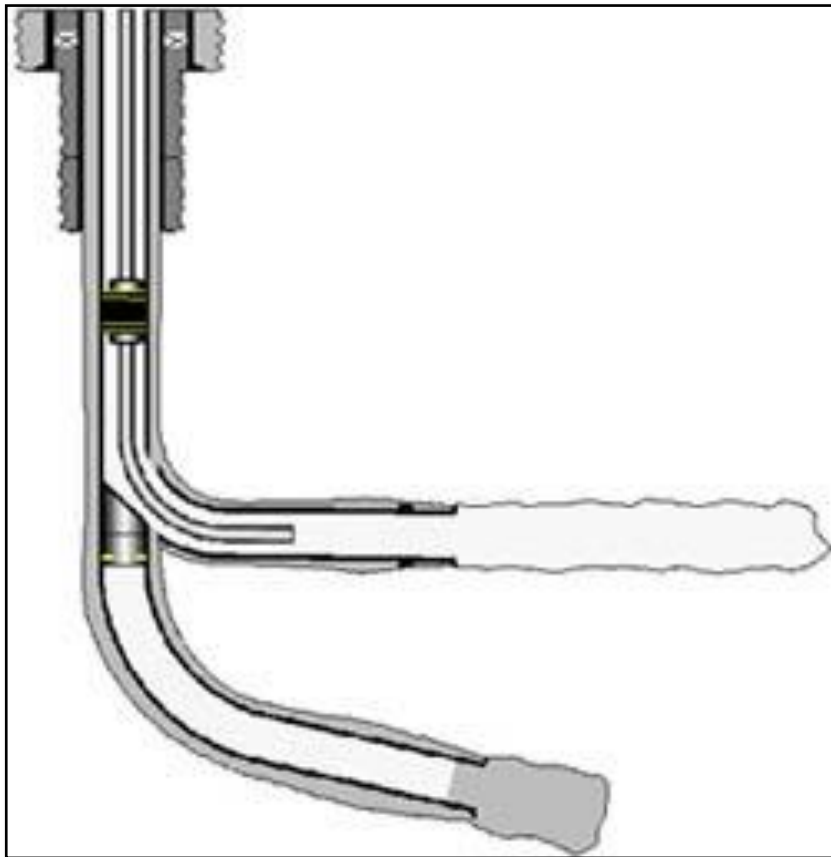


Figura 12. Sidetrack durante la perforación

Fuente: (García, 2001)

2.3.2.7 Vibraciones en la sarta

Las vibraciones de la sarta de perforación en el pozo pueden ocasionar desgaste prematuro y hasta fallas en la tubería y en la broca. La detección de la vibración ha demostrado que esta está siempre presente hasta cierto punto, pero puede ser especialmente dañina en situaciones difíciles de perforación (formaciones duras, pozos con cambio severo de ángulo) y esta es una de las causas principales de falla en la broca y la sarta de perforación.

2.3.2.8 Complejidad geológica

Los principales problemas que se han presentado están relacionados con inestabilidad de las unidades arcillosas y lutitas sobre todo cuando se están perforando con un alto grado de desviación, superior a 35 grados.

En el Ecuador la formación que presenta mayor complejidad geológica es la formación Tiyuyacu debido a la litología que esta posee, como es el caso de: conglomerados, cherts y arcillolitas, por lo que es una formación difícil de atravesar.

Si se utilizan las brocas adecuadas en los pozos al atravesar la formación Tiyuyacu, se reducirá los cambios de broca por el desgaste de las mismas y por consiguiente se reducirá el tiempo de perforación.

2.3.3 MALAS PRÁCTICAS OPERACIONALES

Los problemas que pueden generarse durante la perforación del pozo también son atribuidos a la inexperiencia del personal como la mala información acerca de la columna geológica esperada, un diseño de pozo no apropiado, la mala estimación de las geopresiones, el mal uso de los equipos de perforación y el uso de un lodo de perforación no adecuado. También afecta que exista un personal mal preparado, que no se cuente con el equipo de protección de personal óptimo para realizar ese trabajo.

CAPÍTULO III

3 SELECCIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para elaborar el presente capítulo se ha tomado datos de los reportes finales de perforación del Campo Oso, para lo cual empezamos describiendo sus generalidades, estratigrafía y litología.

El análisis se realiza pozo a pozo, analizando los problemas que se presentan y las acciones que se toman para la solución de los mismos y se identifica como se encuentran distribuidos los tiempos no productivos.

Sin embargo debido a que la Industria Hidrocarburífera es un sector estratégico cuya información es reservada, los nombres de los pozos a ser analizados en el presente estudio serán modificados, por lo cual tendrán un nombre genérico el nombre Oso y un nombre específico no real.

La información es recolectada de reportes finales de operaciones de perforación que dispone la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero y se presentará de manera estadística en figuras.

3.1 GENERALIDADES DEL BLOQUE 7 Y CAMPO OSO

El Bloque 7 fue descubierto por Texaco en 1970, luego es adjudicado en diciembre de 1985 a British Petroleum (BP), que en 1986 descubre el campo Payamino, que posteriormente pasó a integrar el campo unificado Coca-Payamino, compartido con CEPE.

En 1987, descubre el pequeño campo Jaguar y en 1988 el campo Oso. British Petroleum, en setiembre de 1990, transfiere la totalidad de sus derechos a Oryx Ecuador Energy, la que descubre dos pequeños campos: Mono en 1988 y Lobo en 1989. En marzo del 2000 , Oryx firma un contrato

de participación en reemplazo del original, que era de prestación de servicios.

Posteriormente, esta compañía transfirió sus acciones a Kerr MacGee, la que a su vez cedió sus acciones a la compañía Perenco Ecuador Lid. Actualmente es operada por la empresa estatal Petroamazonas EP. (Baby , Rivadeneira, & Barragán, 2004).

3.3.2 UBICACIÓN DEL BLOQUE 7, CAMPO OSO

El Bloque 7 se encuentra ubicado aproximadamente a 160 kilómetros al este de Quito en el Oriente Ecuatoriano, cubre un área de 80397.058 hectáreas y alberga a los campos Oso, Coca-Payamino, Jaguar, Mono, Lobo y Gacela, anteriormente eran operados por la empresa Perenco y debido a la consecuencia de la renegociación petrolera, pasaron a ser operados por el Estado Ecuatoriano y su empresa representante Petroamazonas E.P.

El Campo Oso se encuentra ubicado en el sector sur-oeste del Bloque 7 a 50 km al sur de la ciudad del Coca, en el centro-occidente de la Cuenca Oriente, como se muestra en la Figura 13.

El campo Oso, es un campo de 2300 hectáreas donde ubicamos las plataformas Oso 9, Oso A, Oso B y Oso G, encontrándose estas tres últimas en constante perforación de pozos petroleros.

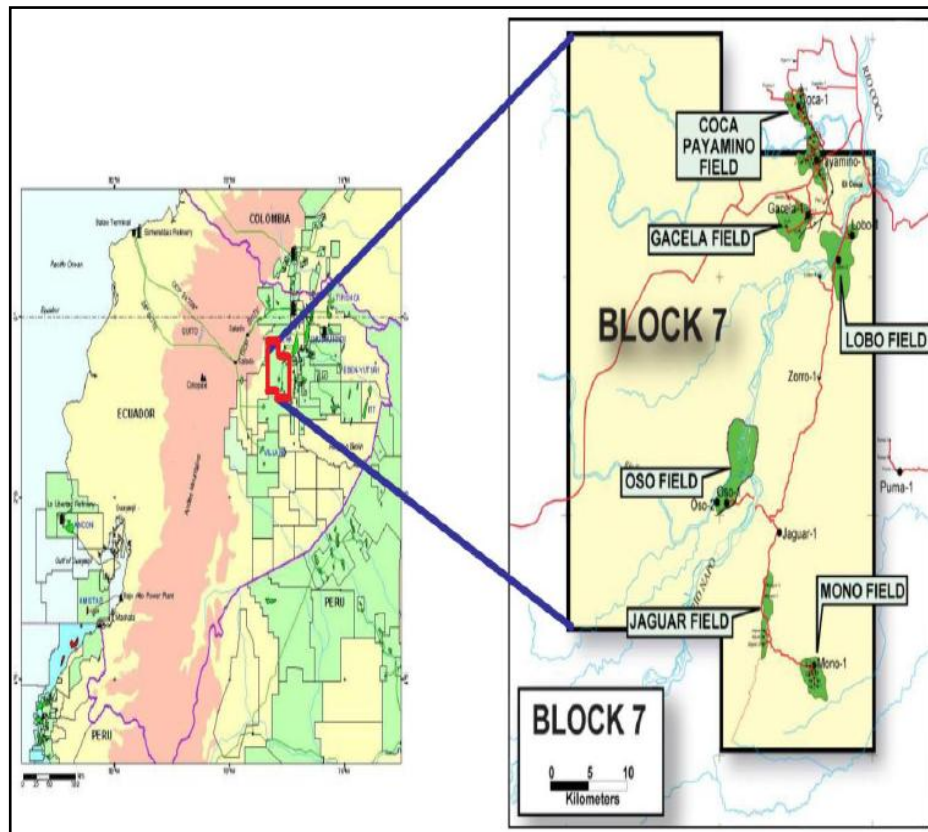


Figura 13. Ubicación Geográfica del Bloque 7, Campo Oso

FUENTE: (2013) Departamento de Perforación (ARCH)

3.3.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Según la parte geológica, el Campo Oso está situado en la parte 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. Los principales yacimientos que producen en el Campos Oso son: Formación Napo y la arenisca Hollín. En la actualidad, la Cuenca Oriente es una cuenca Terciaria de ante-país, desarrollada frente a la zona de plegamiento compresional andina. Es una cuenca sucesora de otra cuenca pasiva más amplia del Cretácico, dentro de un sistema de fosas tectónicas extensionales del Mesozoico Temprano, que también deformaron los depósitos del Paleozoico que bordean los escudos estables de Brasil y Guyana.

3.3.4 ESTRATIGRAFÍA y LITOLOGÍA DEL CAMPO OSO

3.3.4.1 Estratigrafía del Campo Oso

El campo Oso tiene un anticlinal de relieve fuerte, controlado por una falla inversa rejuvenecida. El mapeo al nivel Cretáceo, en los mapas de tiempo y profundidad se presenta como un anticlinal ligeramente elongado en dirección Norte-Sur y el análisis de la estructura nos indica claramente que el cierre a fines del Cretáceo era restringido y controlado por la falla.

En la formación Hollín se han depositado lutitas, calizas y areniscas de la formación Napo debido a estos depósitos predominantes marino somero se ha dividido en formaciones de interés como la arenisca T, la caliza B, la arenisca U, la caliza A y la caliza M2 son de interés ya que se encuentran presentes en el área del Bloque.

3.3.4.2 LITOLOGÍA DEL CAMPO OSO

Formación Napo

Se encuentra constituida por:

Arenisca Napo “T”

- ***Arenisca Napo “T”***

Consiste de lutitas marinas de plataforma y areniscas glauconíticas, además de incluir facie de línea costera y de llanura costera.

- ***Arenisca T principal***

Presenta un cambio abrupto en su base, y está formado por arenicas de canales de marea y fluviales.

Arenisca Napo “U”

- ***Arenisca U Superior***

Consiste de un depósito de barras arenosas cuarzo – glauconitas englobadas en una secuencia arcilloso – calcáreo. Las barras arenosas tienen escasa distribución areal aunque localmente pueden presentar limitado desarrollo.

- ***Arenisca Napo U Principal***

Está compuesta por facies de relleno formado por valle de incisión. Las facies de canales fluviales se formaron como resultado del ingreso del mar en dichos canales fluviales, los cuales fueron creados por el efecto de la caída del nivel del mar a finales del tiempo de la Lutita de la Napo Medio.

La arenisca Napo U principal está compuesta por una arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, moderadamente clasificada, con una porosidad de regular a buena.

Formación Hollín

Se encuentra constituida por:

Arenisca Hollín Superior

Está compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita.

- ***Arenisca***

Presenta colores: blanca, hialina, gris, translúcida a transparente. Friable a suelta, grano fino a medio y ocasionalmente grano grueso.

- ***Lutita***

Café, de suave a moderadamente dura, físil, laminar, planar, textura cerosa a terrosa, sin reacción calcárea, con inclusiones de carbón.

Arenisca Hollín Principal

- ***Arenisca***

Color: blanca, hialina, translúcida a transparente; friable, grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada a subangular, de selección moderada, matriz, cemento y porosidad no visible.

3.1 ANÁLISIS POZO A POZO DE PROBLEMAS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Se procede a realizar un análisis de los nueve pozos seleccionados, describiendo los problemas que se presentan y las acciones que se toman para la solución de los mismos.

3.1.1 POZO OSO A

El pozo Oso A es un pozo direccional de 53.62° de inclinación máxima, con un desplazamiento de 7,260.32 pies al objetivo primario Hollín. Con un tiempo programado de 46.6 días y un tiempo total de ejecución de 43.54 días. El NPT de este pozo fue de 5.33 días.

En la figura 15 se observa la curva de tiempo, fue un pozo con varios problemas especialmente en el Sistema Top Drive en donde se registran mayores NPT por lo que necesita una reparación y se recomienda realizar un over hall al equipo.

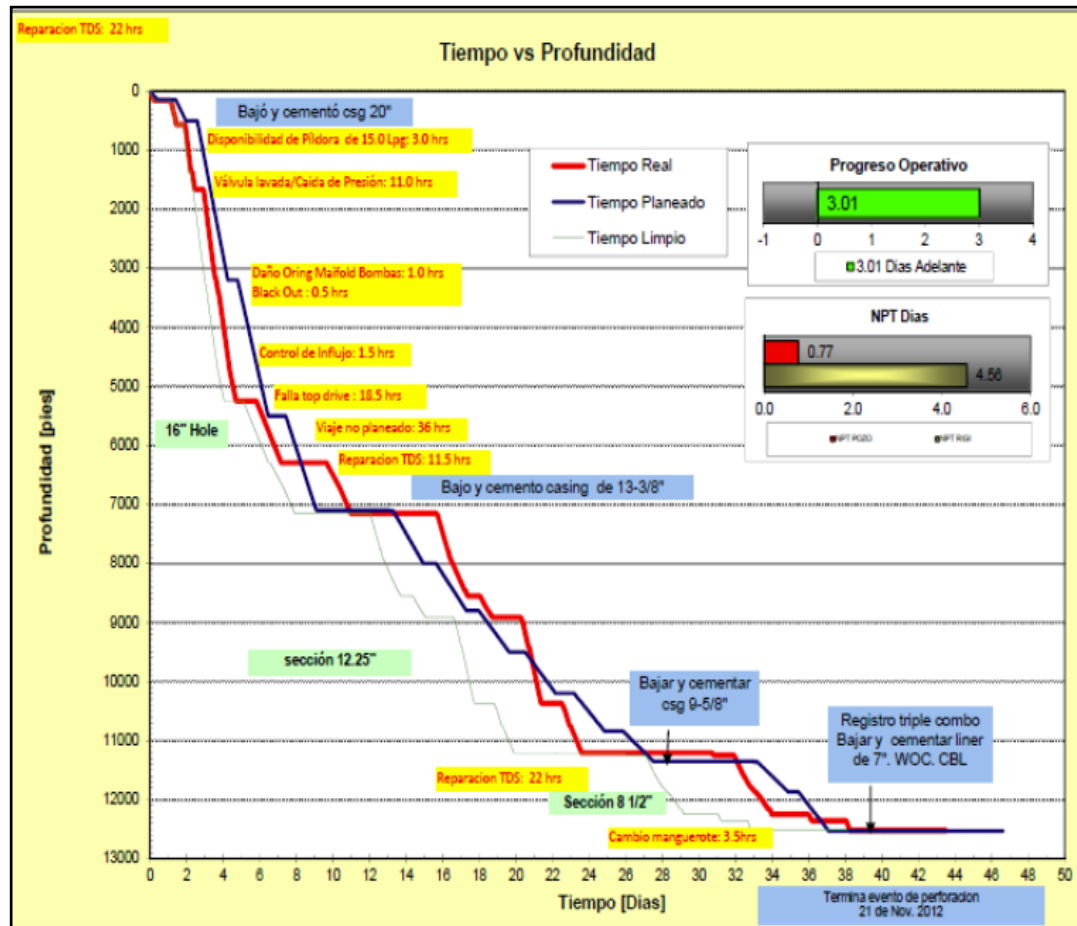


Figura 14. Curva de tiempo pozo Oso A

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Entre los principales problemas detectados se encuentran fallas en el Sistema Top Drive como se observa en la figura 16 y figura 17 en porcentajes.

De los cuales se derivan falla de los sellos de la caja de engranaje del equipo top drive y fallas en el cuello del cisne. Otros problemas detectados se registró en la sección 8 ½ pulgadas en donde hubo una pega de tubería, se trabajó la sarta tensionando, y bombeando píldora con lubricante hasta

liberar la sarta y sacar a superficie. También se registran problemas en las reparaciones de rig encontrando fallas en las bombas y manguerote del taladro. Además problemas en el hoyo generados por un influjo debido a que la presión de poro en ese punto es mayor a la de la columna hidrostática y no están controlando adecuadamente, se recomienda subir el peso de lodo con el que se está perforando

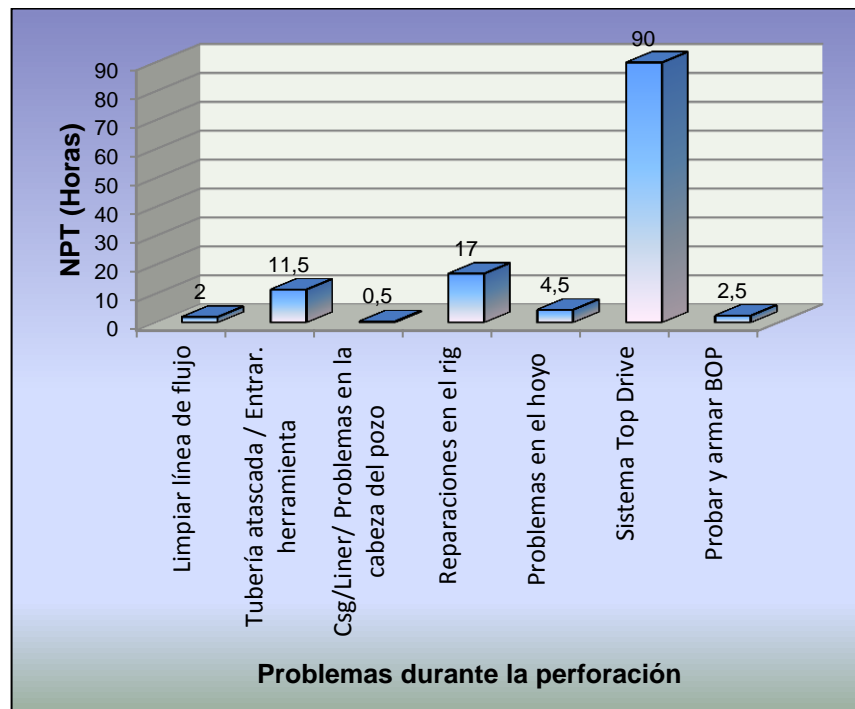


Figura 15. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso A

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

[DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT DE CADA POZO Actual.xlsx](#)

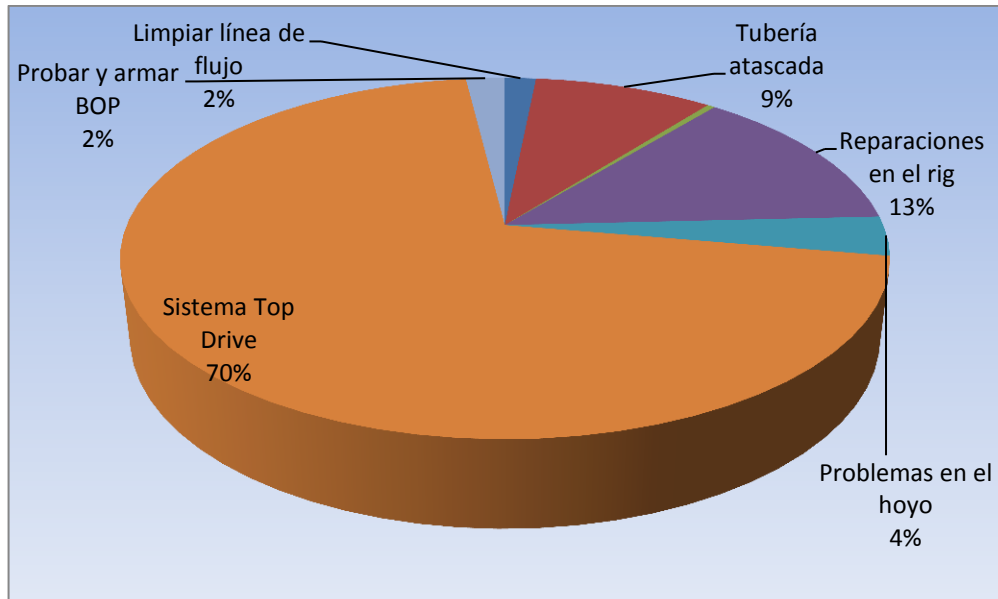


Figura 16. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso A

3.1.2 POZO OSO B

El pozo B es un pozo direccional de 47.857° de inclinación máxima, con un desplazamiento de 945.958 pies al objetivo primario Hollín Principal.

Este pozo presentó varios problemas, como se observa en la columna de tiempo de la Figura 18. Con un 5.19 días de NPT, siendo el principal una pega de tubería registrada en la sección 8 1/2 pulgadas, corriendo registro la sarta quedó atrapada en hollín principal a 9220 pies MD, se intentó despegar pero no tuvo éxito. Por lo que se decide pescar bajando con overshot de pesca de Wireline. Se engancha la herramienta en el segundo intento. Se rompe anillo para confirmar pescado en overshot. Tubería liberada con píldoras lubricantes, tensionamientos y rotación. Se recomienda mantener buenas prácticas de perforación y conexiones frente a zonas de riesgo, trabajar la sarta en sentido contrario previo a la pega, realizar simulaciones para ubicar bien el martillo de perforación y haga el trabajo de martilleo.

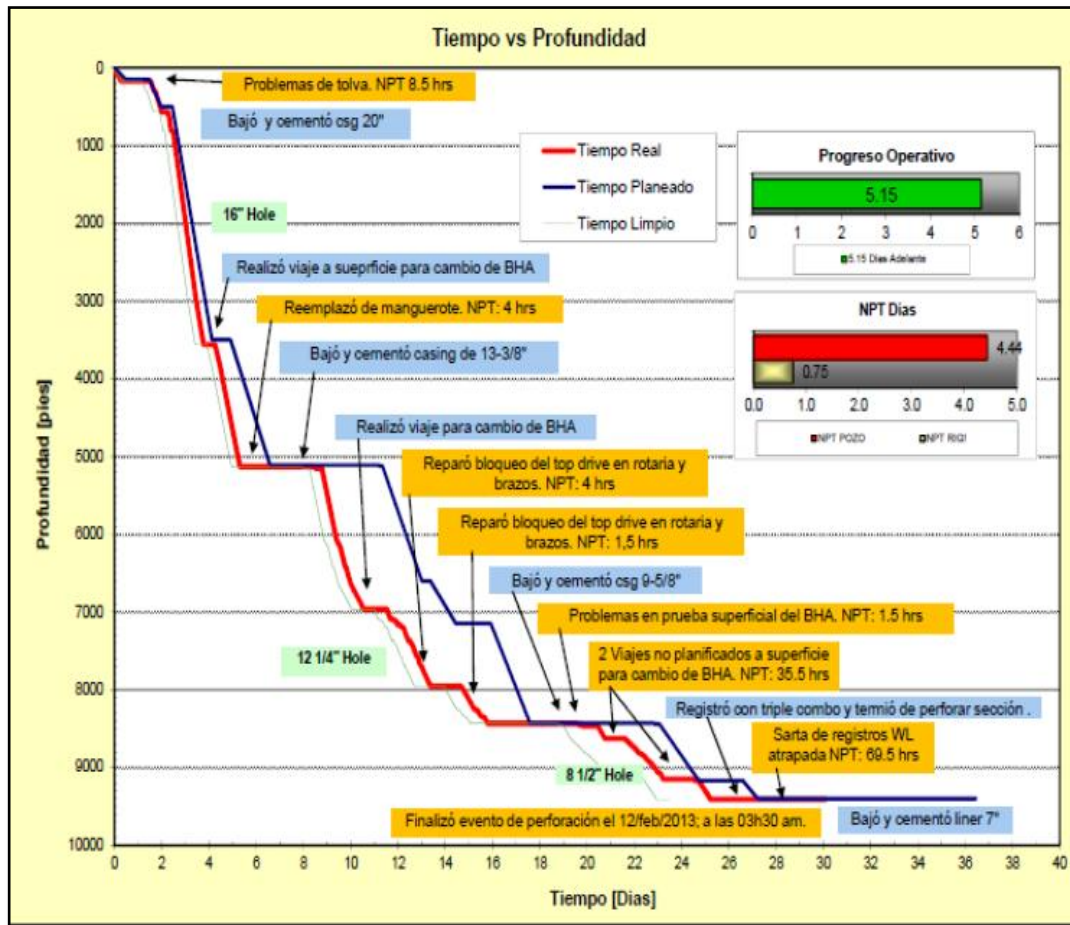


Figura 17. Curva de tiempo pozo Oso B

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Otros problemas se encontraron en el motor de fondo en donde hubo fallas en el BHA que no respondía y en la recepción de señal de las rpm del RSS por lo que se procede a circular y sacar a superficie para verificar. Otros pequeños problemas son detectados en los controles del Top drive. Como se observa en la figura 18 y figura 19 en porcentajes.

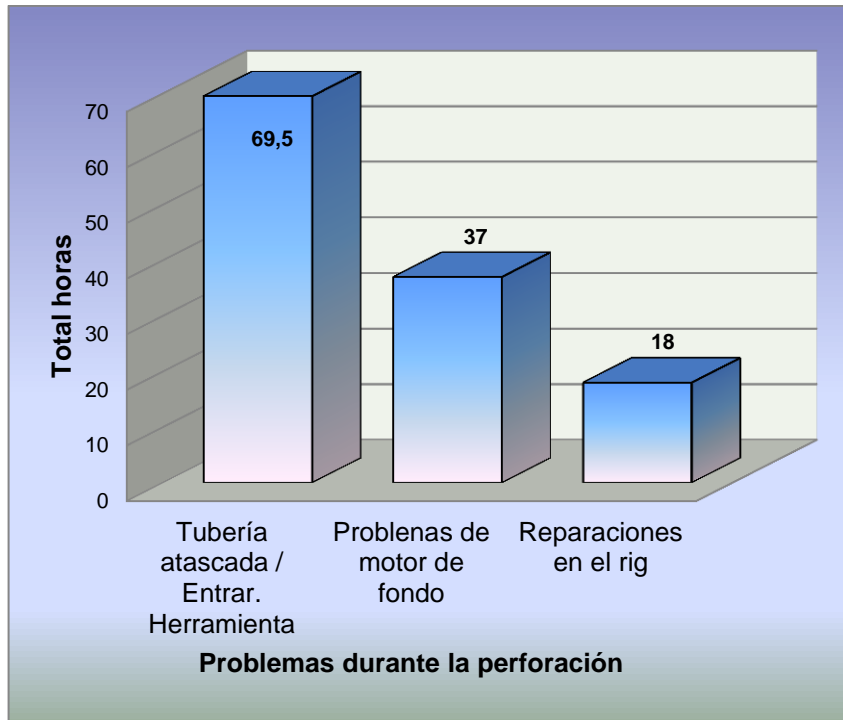


Figura 18. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso B

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

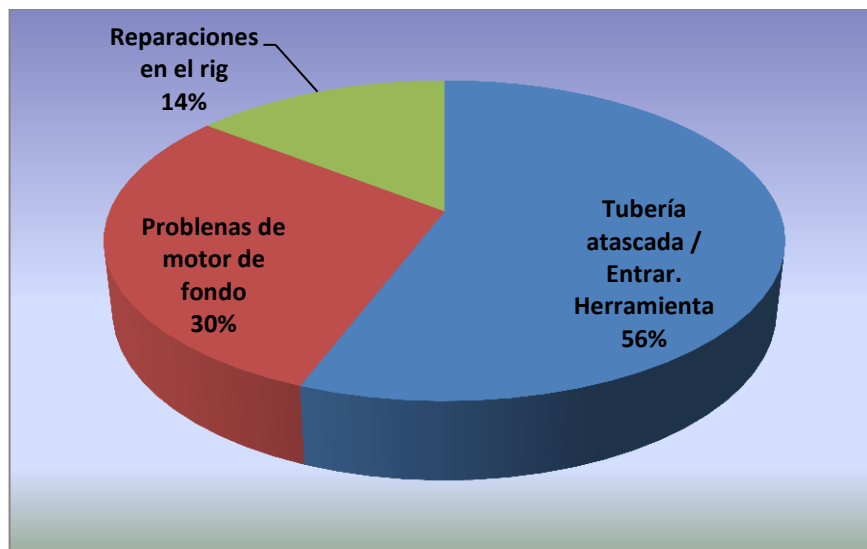


Figura 19. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso B

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.3 POZO OSO C

El pozo C es un pozo tipo “J”, con un desplazamiento de 2.615 pies al objetivo principal Hollín Principal y 2.884 pies a la profundidad total del pozo.

En la figura 21 se observa la curva de tiempo, fue un pozo con varios problemas especialmente al momento de bajar casing en la sección 16 pulgadas.

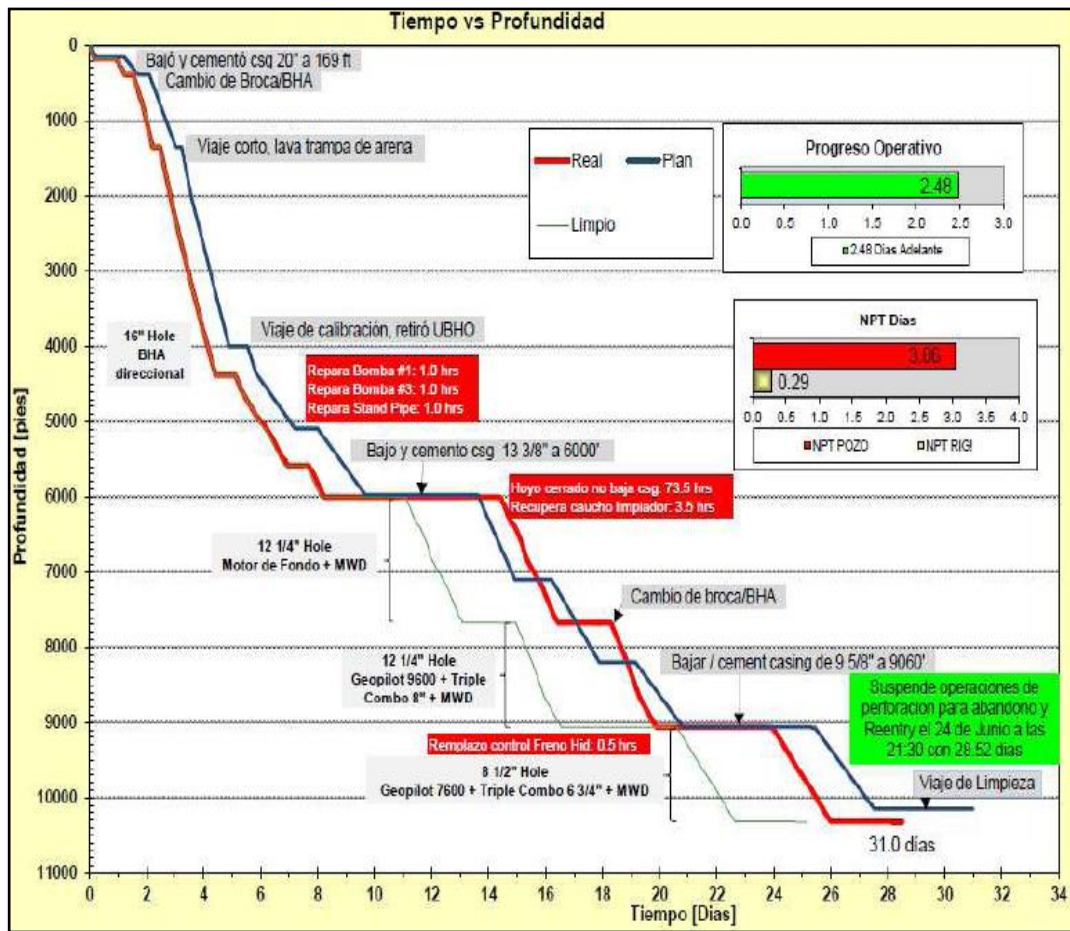


Figura 20. Curva de tiempo pozo Oso C

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

El problema que se encontró fue que el hoyo cerrado en la formación de Chalcana lo que no permitió correr casing de 13 3/8 pulgadas. Por lo que se intentó bajar con circulación sin éxito, sacó y desarmó casing de 13 3/8 pulgadas y se realizó viaje de acondicionamiento previo a la corrida del

casing con un NPT de 73.5 horas. Se recomienda revisar procedimientos de mezcla, aditivos utilizados para el lodo, propiedades de lodo y bombeo de píldoras comparar con pozos que no han tenido problemas.

También presento problemas en las bombas de lodos por lo que se procedió a realizar la reparación de las mismas. Se recomienda mantener repuestos nuevos en sitio. Otro problema que se detecto fue una fuga de lodo en stand pipe, se procedió a reparar con soldadura. Se recomienda programar cambio de la sección del stand pipe afectada.

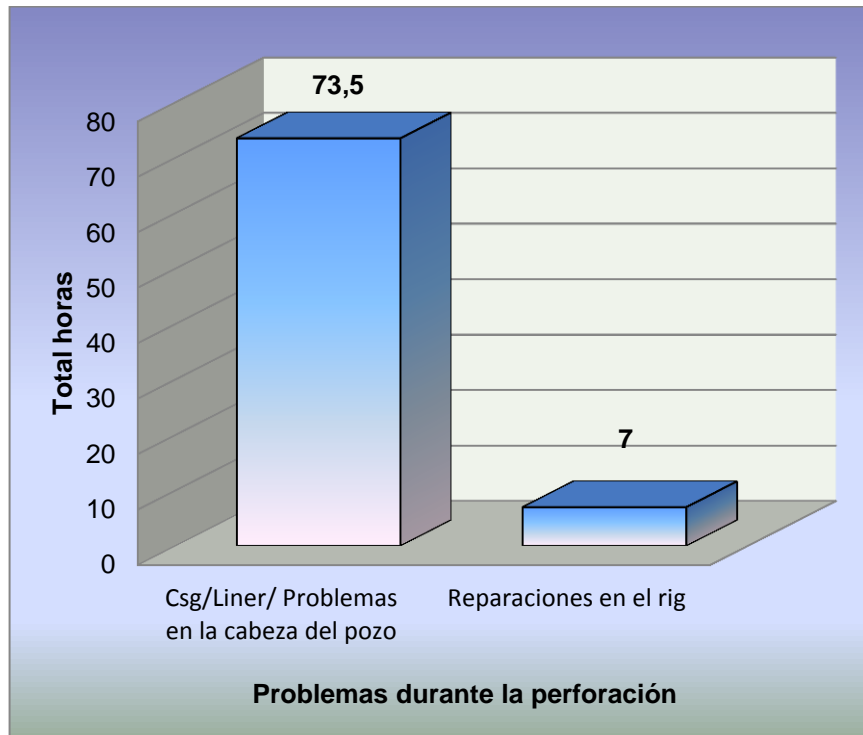


Figura 21. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso C

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

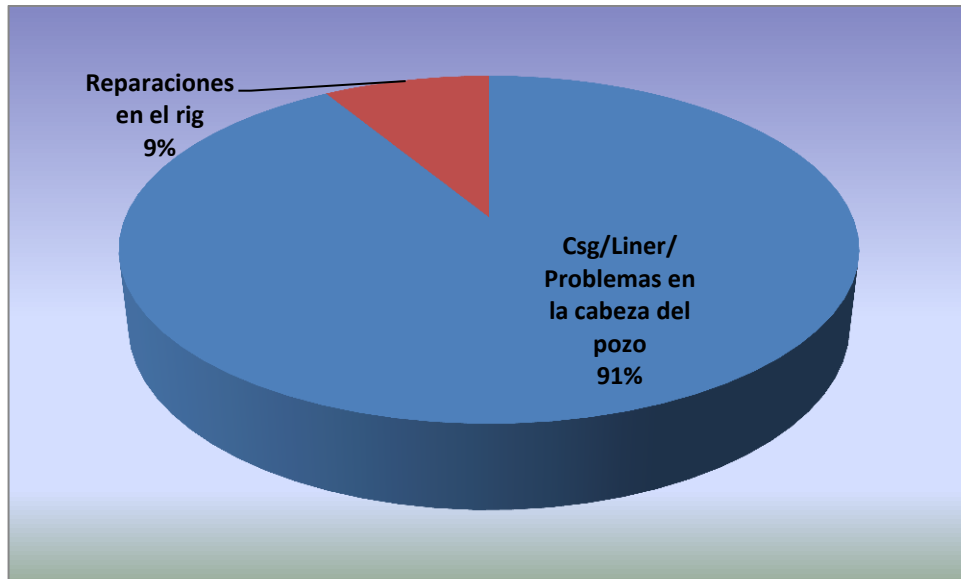


Figura 22. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso C

3.1.4 POZO OSO D

El pozo Oso D es un pozo tipo “J”, presento varios problemas entre los cuales tenemos. Taponamiento del Flow Line por presencia de Gumbo en sección de 16 pulgadas. Reparación de la Bomba. Wash out en DP de 5 pulgadas en sección de 12 ¼ pulgadas. Al observar el wash out a nivel de superficie desarmó la parada para continuar sacando con circulación debido a restricción. Se procedió a continuar chequeando durante los viajes posibles wash out en las conexiones. Verificar los procedimientos de reparación de la tubería de perforación de 5 1/2pulgadas. Al finalizar la cementación del casing de 9 5/8pulgadas, al momento de retirar la cabeza de cementación se observó que el pozo continuaba fluyendo internamente, por lo que se decidió inyectar nuevamente el fluido retornado y dejarlo con la presión observada al finalizar el desplazamiento del cemento, esperó inicialmente 2 horas, desfogó observando el mismo comportamiento. Por lo que fue necesario esperar 15 horas de tiempo de fraguado, esto pensando en la integridad del zapato.

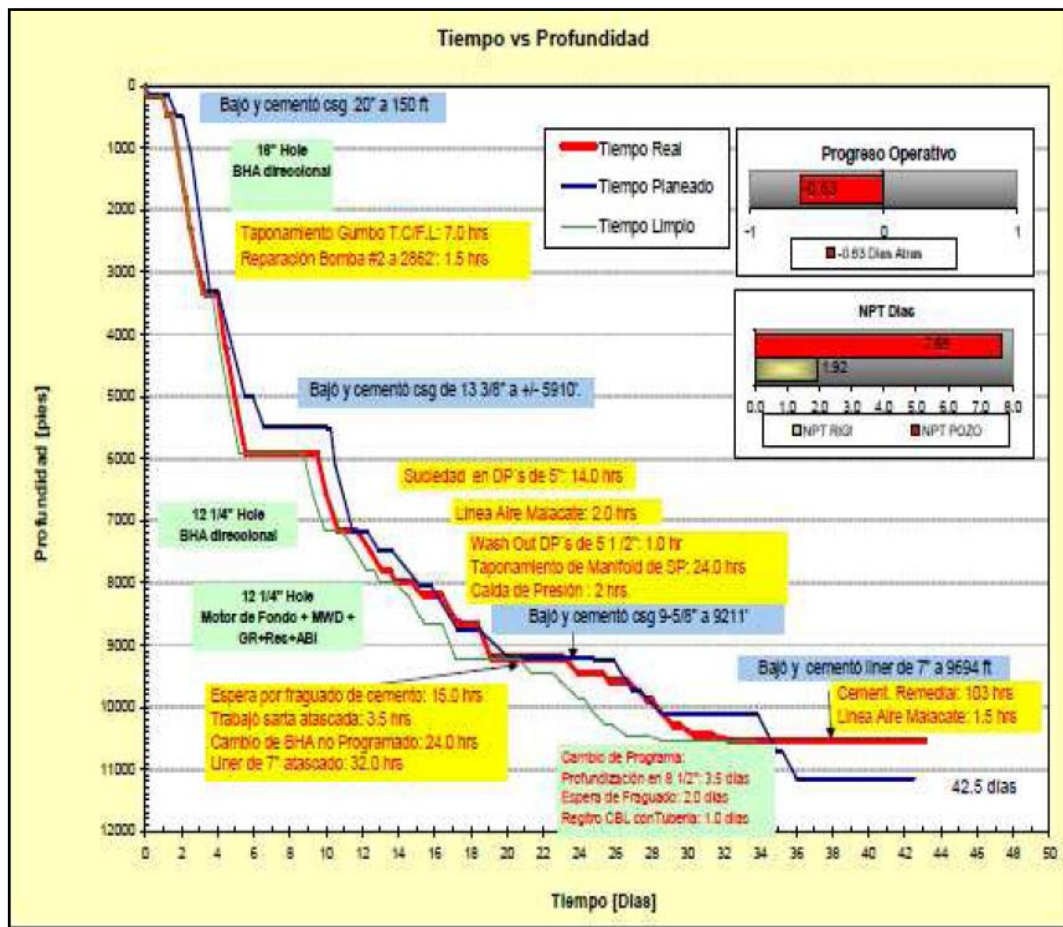


Figura 23. Curva de tiempo pozo Oso D

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Después de correr registro de cementación con tubería observó pobre cementación, realizó operaciones lentas con tubería para remediar la cementación sin éxito. La causa de este problema, realmente radica en no haber alcanzado el fondo con el Liner y de esa manera haber evitado la contaminación del cemento.

Luego de realizar el registro de cementación con tubería se determinó el pobre cemento a lo largo del liner de 7 pulgadas, en ese momento se decide por parte del activo, realizar una cementación forzada para mejorar la cementación, pensando en un posible daño del liner durante su vida productiva, ya que desde el punto de vista de aislamiento no había riegos ni

con hollín superior ni con la arenisca "U". Se procedió a realizar las operaciones correspondientes para efectuar una cementación remedial, la cual no fue exitosa debido a que no se logró establecer inyectividad.

Se descartó el squeeze y se procedió a acondicionar el pozo para completar la arenisca "T" principal.

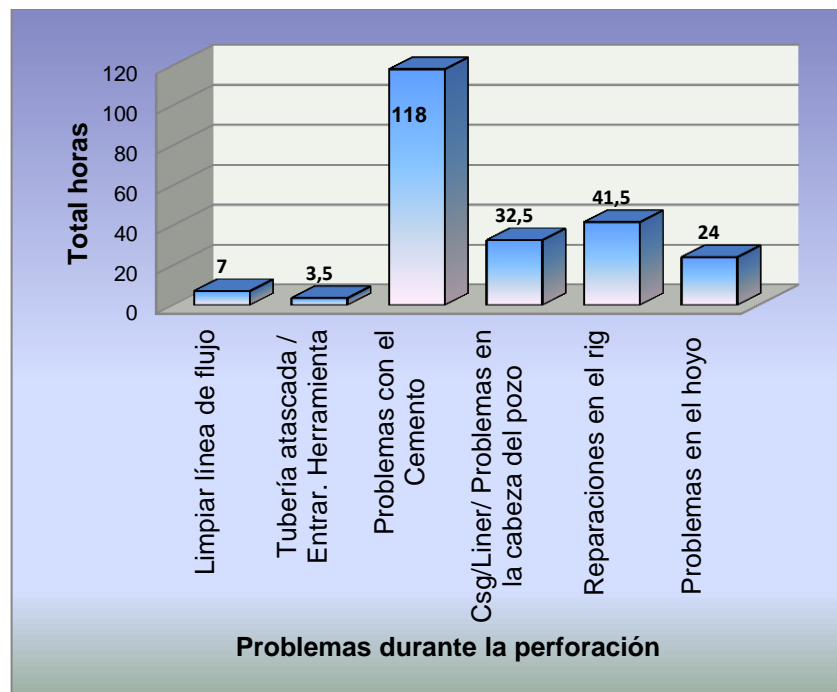


Figura 24. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso D

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

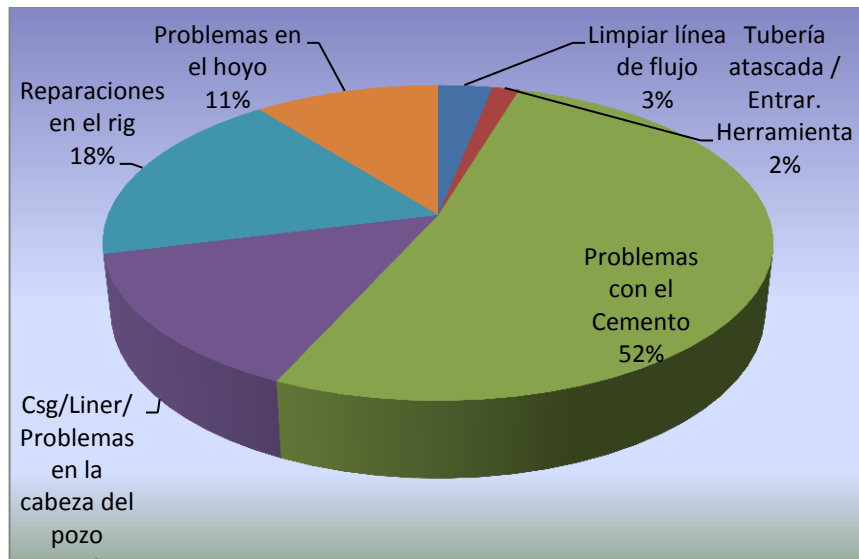


Figura 25.Distribución de los NPT en % del Pozo Oso D

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.5 POZO OSO E

El pozo E tuvo problemas generados por una falla en la válvula contrapresión utilizada en la sarta de perforación. Se sacó la broca a superficie, se destapó los jets y se bajó nuevamente a fondo.

También tuvo problemas en las bombas por lo que procedió a realizar las reparaciones correspondientes.

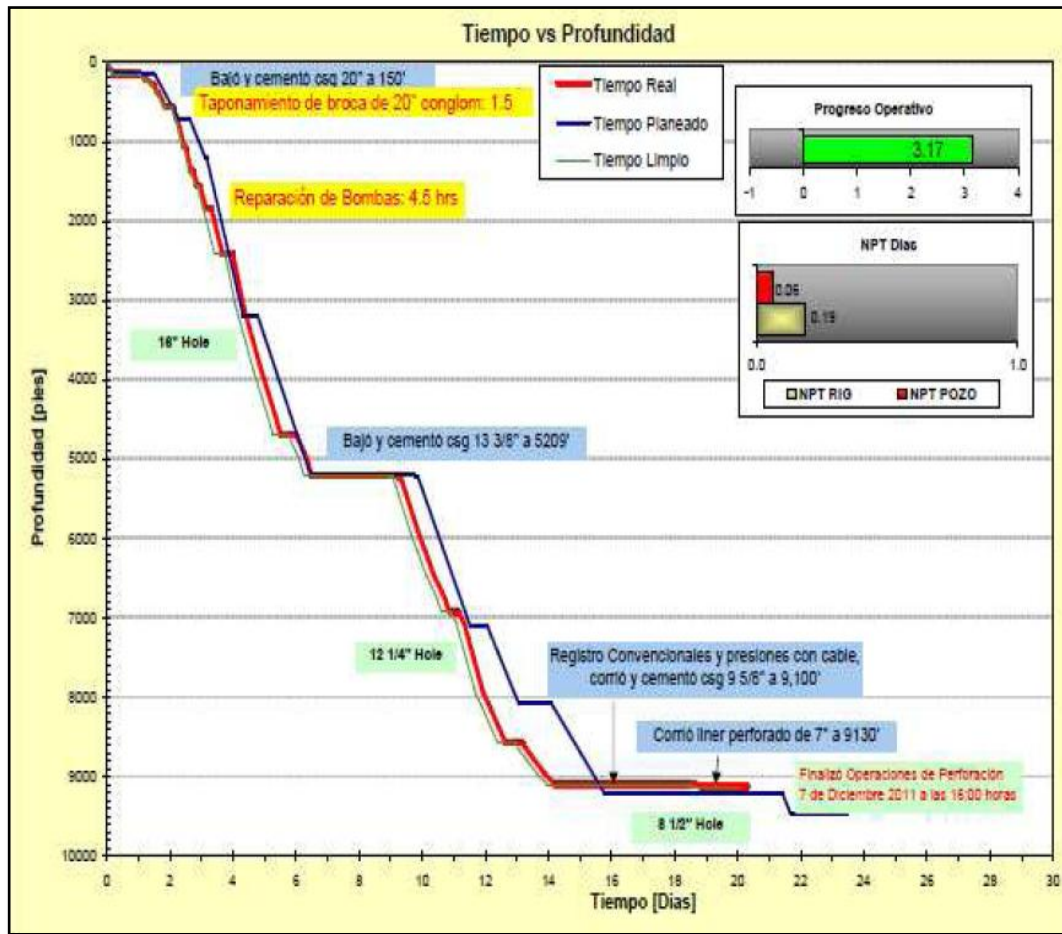


Figura 26. Curva de tiempo pozo Oso E

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

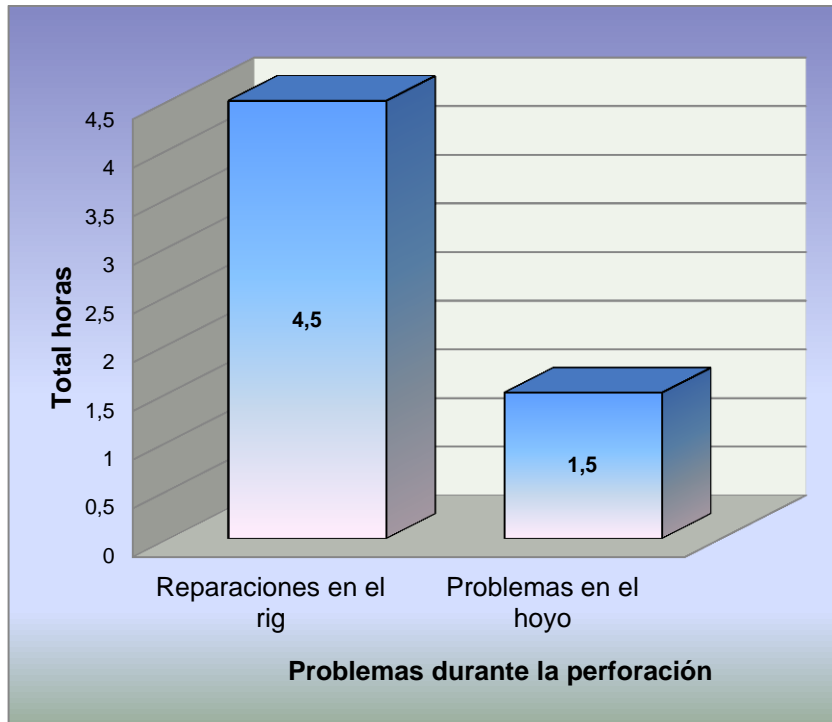


Figura 27. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso E

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

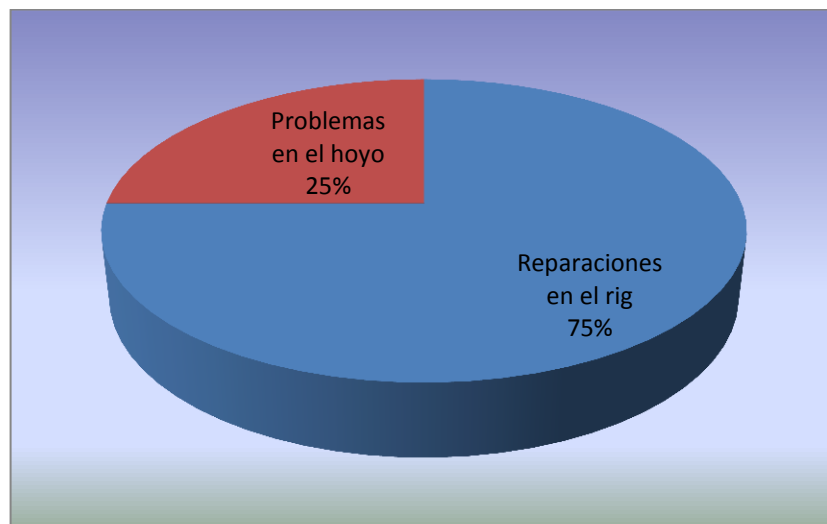


Figura 28. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso E

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.6 POZO OSO F

El Pozo Oso F presento muchos problemas el más importante y con mayor NPT es el que produjo al instalar el colgador. El desgaste de perfil de los engranajes por uso del mecanismo de rotación del liner, produjo que el liner se soltara del colgador, siendo necesario llevarlo a fondo empujado. Por lo que procedió a sacar el setting tool a superficie sin la herramienta expansora.

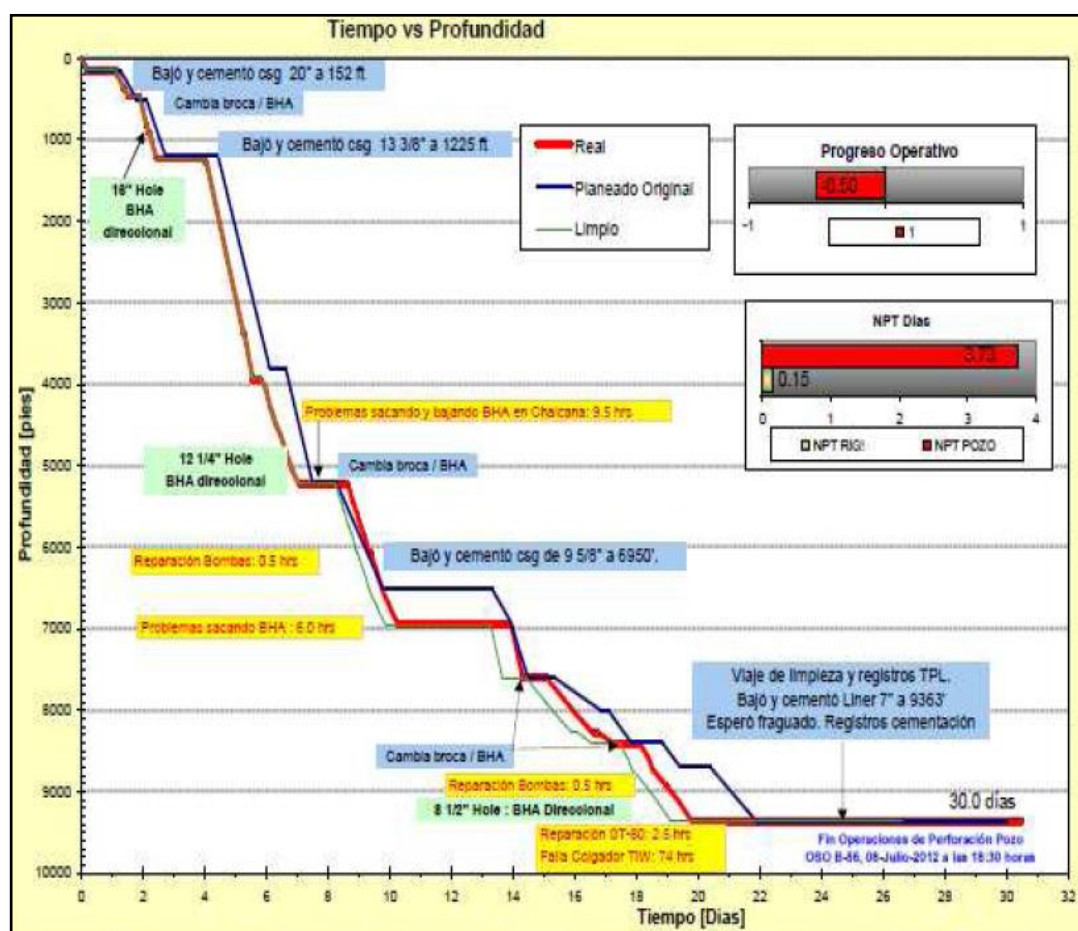


Figura 29. Curva de tiempo pozo Oso F

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

Se pescó herramienta expansora, bajó unidad de sellos sin éxito, realizó cementación con empaadura y desplazando volumen teórico, finalmente corrió tie back packer. Otros problemas que se presentaron fueron la

inestabilidad de la formación Chalcana con lodo semidisperso, por lo que se procedió a realizar viajes de calibración y para el cambio de broca con dificultad, fue necesario realizar back reaming. Problemas para bajar libre la sarta. Reparación de Bombas y liqueo en mangueras hidráulicas de llave hidráulica.

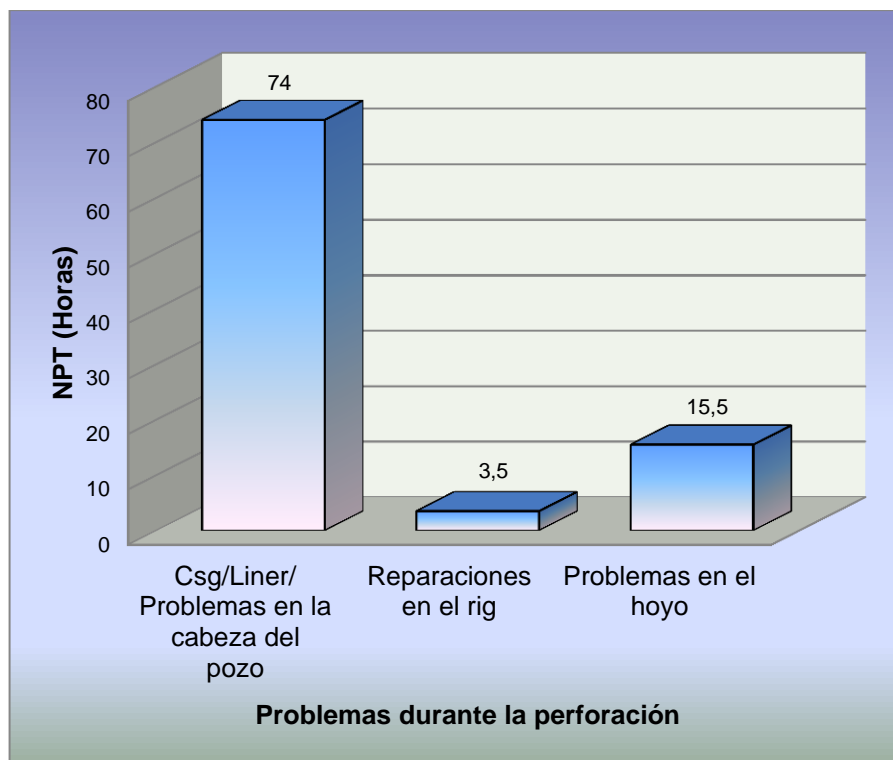


Figura 30. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso F

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

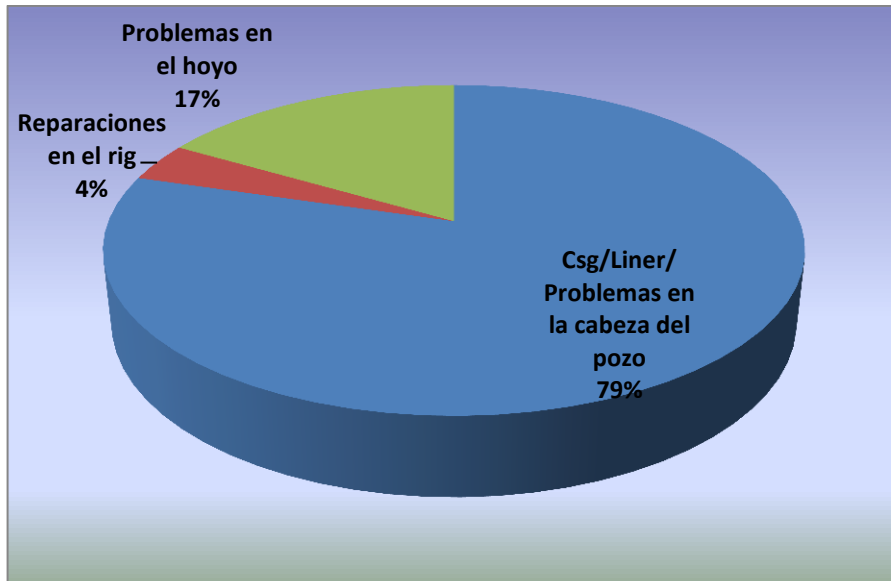


Figura 31. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso F

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.7 POZO OSO G

El pozo Oso G presento problemas al momento de instalar y probar mangueras de los jets, se observó fuga de lodo por parte inferior de niple campana 20pulgadas. Problemas de colisión con pozo aledaño por tendencia del BHA a ir hacia el Norte, por lo que se procedió a realizar viaje para cambio de BHA no planificado, incluyendo BHA direccional. Problemas con mordazas del TDS, fuga en la línea de descarga de la bomba de lodo #1, flow line y conductor tapado con gumbo y problemas con bomba de lodo #3, por lo que se realizó las reparaciones correspondientes.

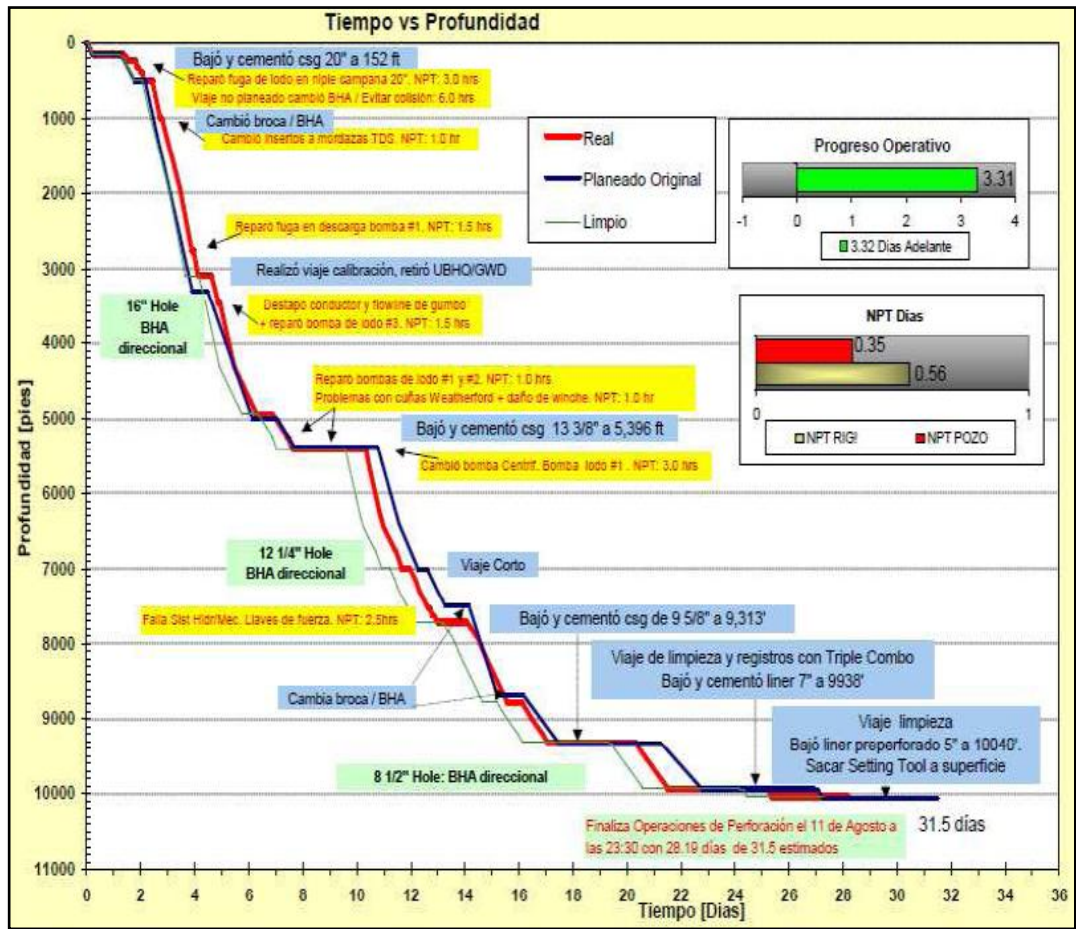


Figura 32. Curva de tiempo pozo Oso F

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

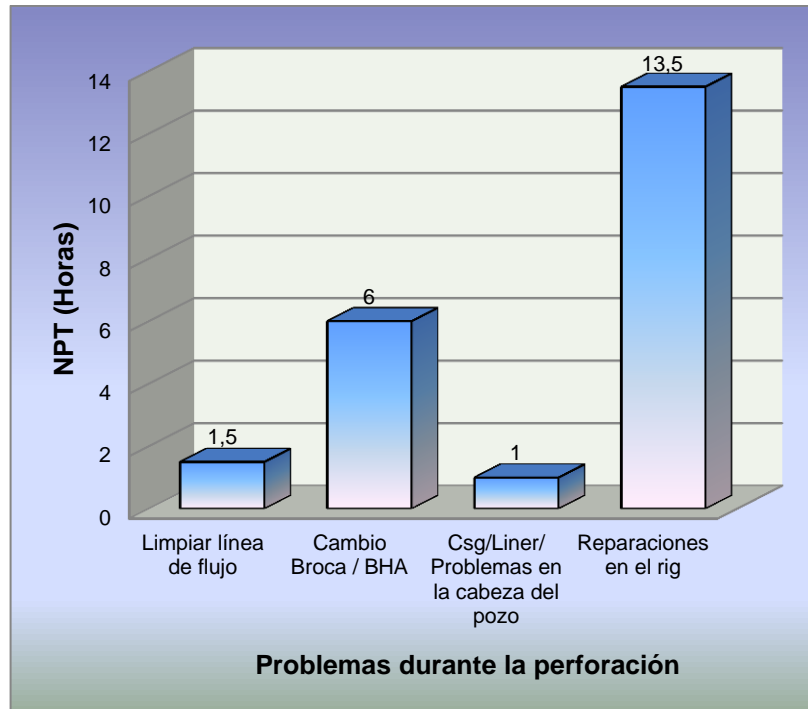


Figura 33. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso G

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

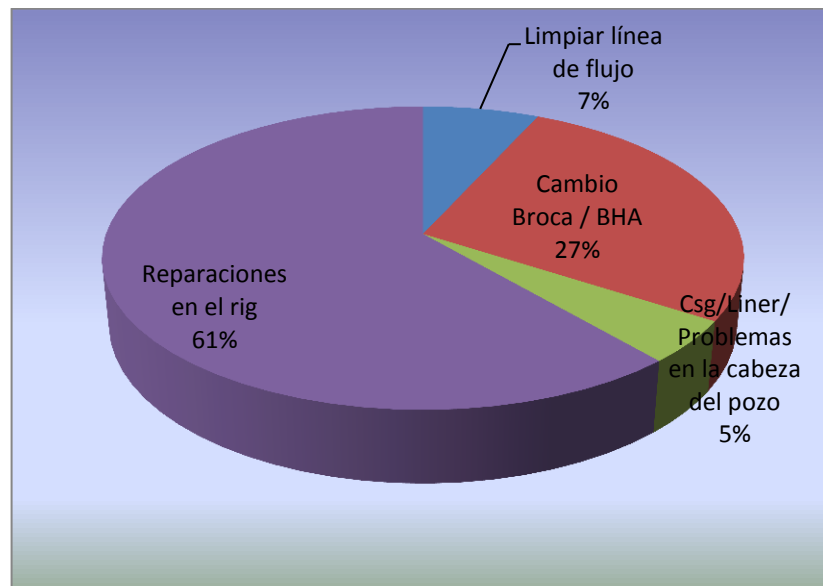


Figura 34. Distribución de los NPT en % del Pozo Oso G

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.8 POZO OSO H

Perforando sección de 26 pulgadas, se presentó socavamiento del cellar en perforación. Perforando sección de 26 pulgadas, conos de la broca tricónica bloqueados con boulders. Taponamiento con gumbo de la línea de flujo, campana y bolsillo perforando la sección de 16 pulgadas. Problemas en los viaje hoy reducido, baja rimando. Falla de la herramienta de MWD, se realizó viaje no programado para cambio de la herramienta.

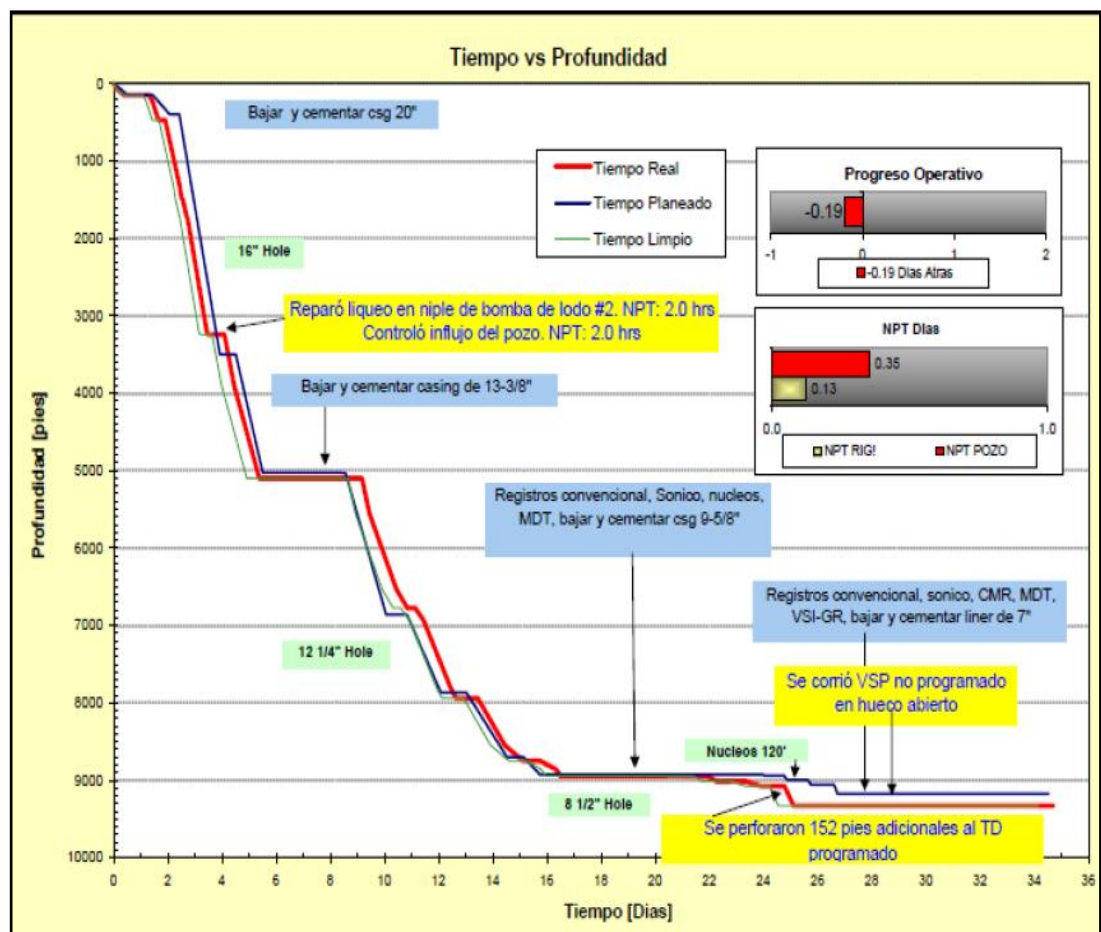


Figura 35. Curva de tiempo pozo Oso H

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

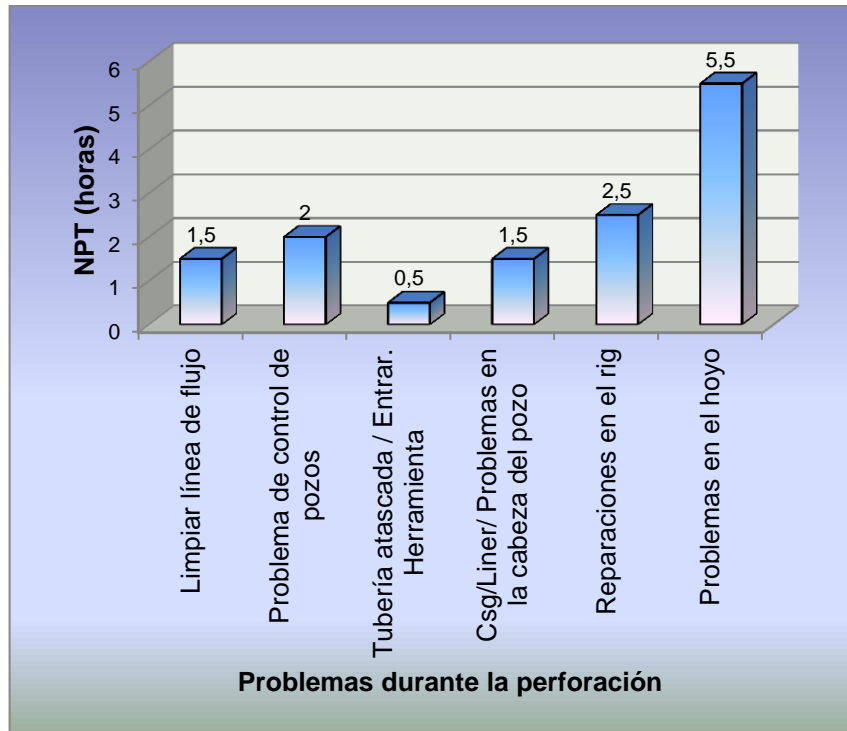


Figura 36. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso H

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

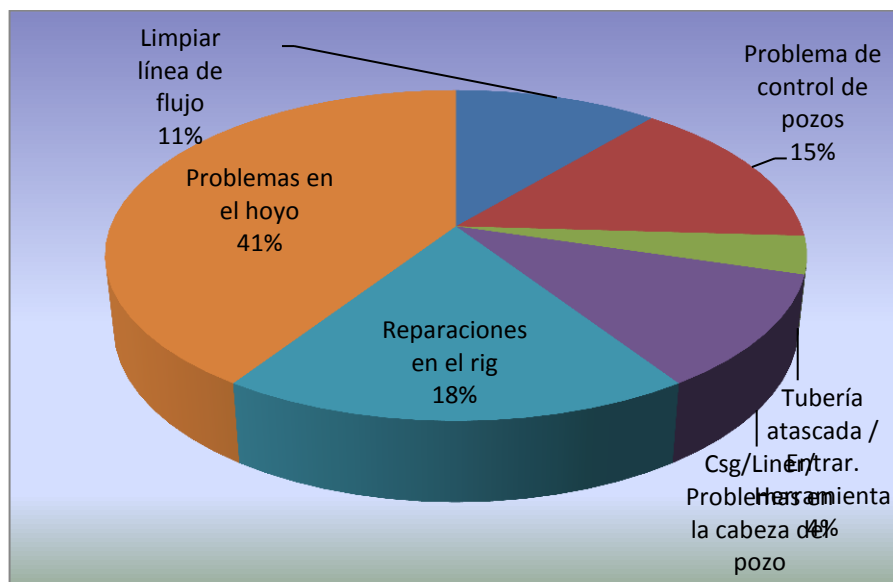


Figura 37. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso H

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

3.1.9 POZO OSO I

Sacando tubería observa restricciones y problemas de empaquetamiento en las lutitas de Napo Medio. Trabaja tubería y sube peso de lodo a 12.6 lpg. Continúa sacando tubería y a la profundidad de 8910 pies, queda atrapada sin bomba ni rotación.

Trabaja tubería atascada con martillo, (abajo y arriba) sin éxito. Luego de 10 días de trabajo continuo, con dos BHAs de Pesca de WTF, se bombeo una píldora con ácido y no funciona, y luego se desplazó el lodo por agua fresca y se trabajó la tubería por 1.5 horas y despego la misma, aunque esta operación no es común por el desbalance (cambio de hidrostática) que sufre el hoyo, se logra bajar la presión diferencial hidrostática y con ello disminuye la fuerza necesaria para despegar la tubería en la Arena, saca a superficie y recupera todas las herramientas de BHA # 8.

Hubo entonces dos incidentes, primero inestabilidad del hoyo por falta de peso de lodo, y luego por problemas de avance en la sacada de tubería y empaquetamientos y torques, la tubería se atasca y se pega por diferencial en la Arena Upper U y Main U, por lo que al colocar agua, la misma despega. Baja BHA de acondicionamiento del hoyo previo a la bajada de REV 9 5/8 pulgadas.

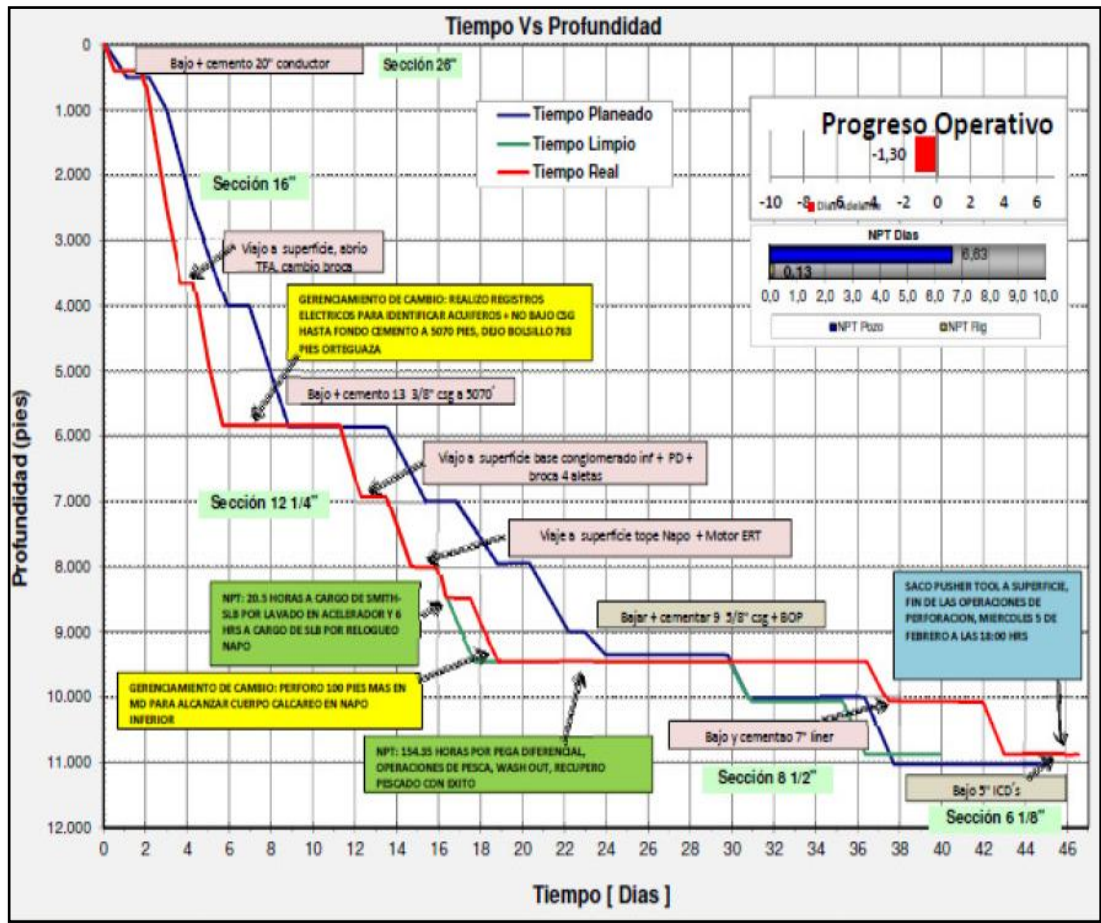


Figura 38. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I

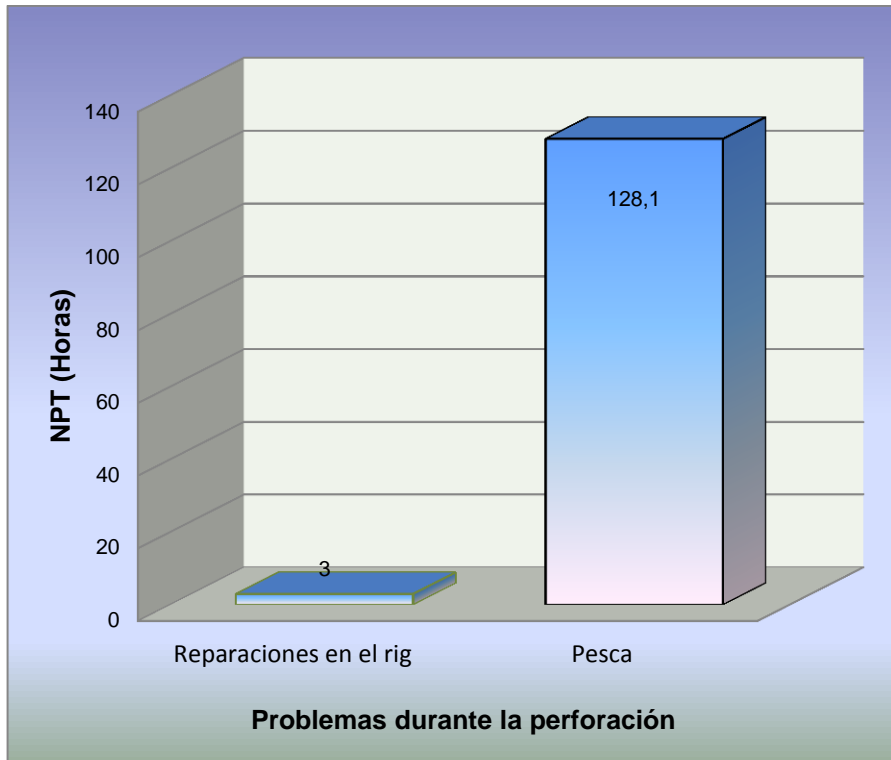


Figura 39. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

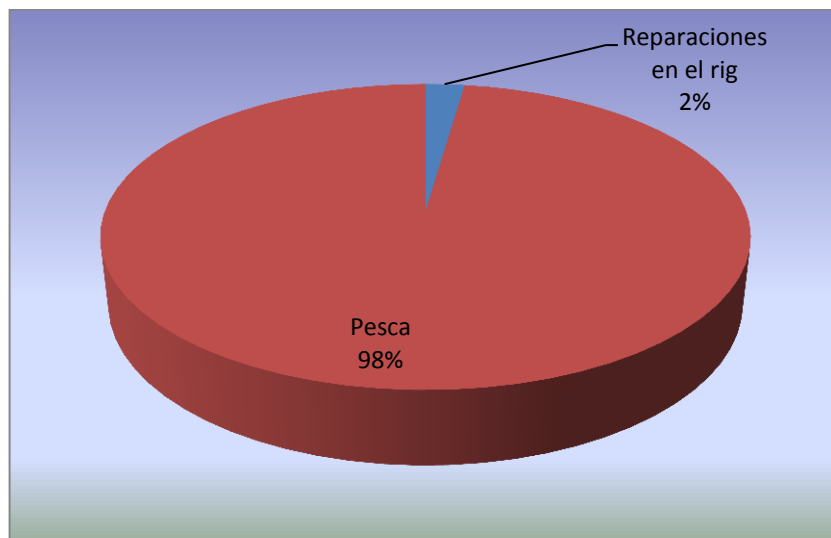


Figura 40. Distribución de los NPT en horas del Pozo Oso I

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

Mediante el análisis realizado a los 9 pozos se procedió a clasificar los problemas más relevantes por secciones. Además se determinó un costo aproximado que generan los NPT y se describe un cuadro de los principales problemas y lecciones aprendidas para minimizar los NPT.

4.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS NPT POR SECCIONES

4.2.1 NPT SECCIÓN 26 PULGADAS

En la sección 26 pulgadas no existen mayores NPT por lo que es la primera sección a perforarse, presentándose problemas y fallas en el manifold y bombas de lodo. Además se presentó una falla en válvula contrapresión utilizada en la sarta de perforación.

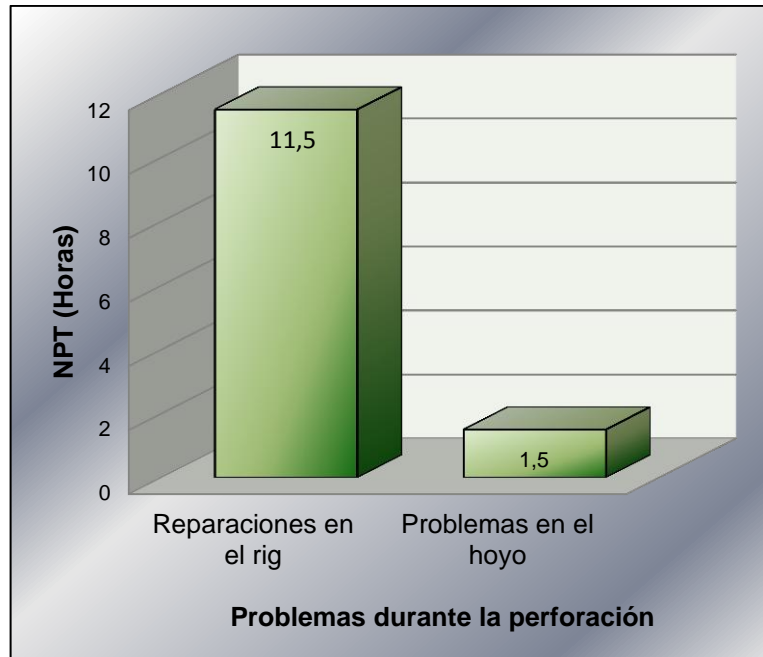


Figura 41. NPT de la sección 26 pulgadas

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.2.2 NPT SECCIÓN 16 PULGADAS

El principal problema suscitado en la sección 16 pulgadas es presentado al momento de correr el casing de 13 3/8pulgadas debido a que el Hoyo se encontró cerrado lo que no permitió realizar la actividad. Se procedió a realizar el viaje de acondicionamiento previo a la corrida del casing. Es recomendable revisar procedimientos de mezcla, aditivos utilizados para el lodo, propiedades de lodo y bombeo de píldoras.

Otro de los problemas que también se encontró fueron fallas en el top drive, en el cuello del cisne, también se generó un Black out por sobrecarga por lo que toco resetear TDS.

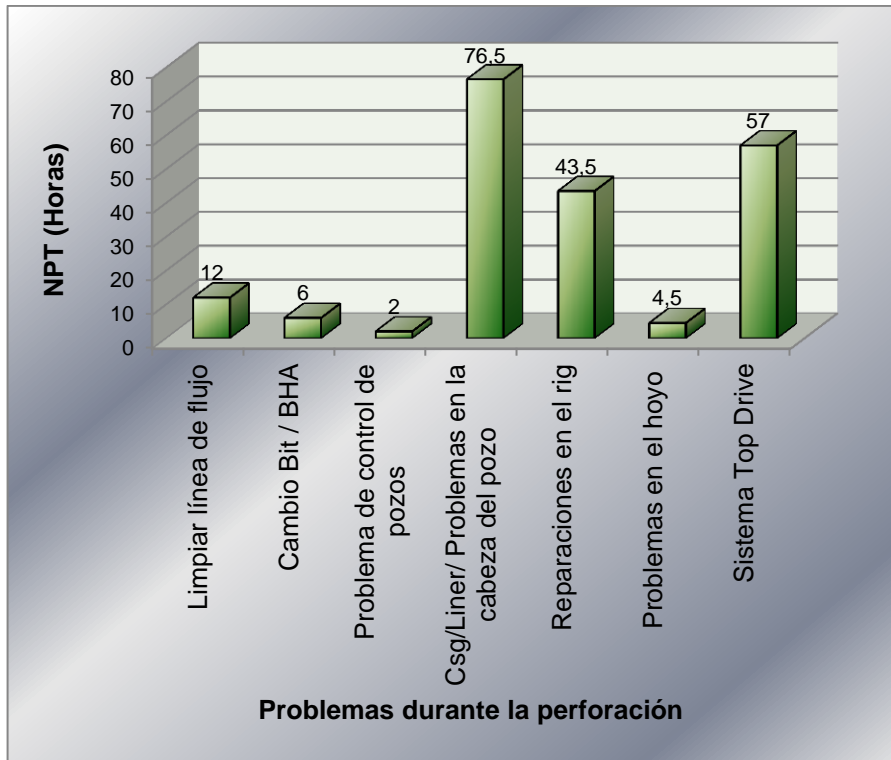


Figura 42. NPT de la sección 16 pulgadas

4.2.3 NPT SECCIÓN 12 ¼ PULGADAS

Al momento de sacar tubería se observó restricciones y problemas de empaquetamiento en las lutas de Napo Medio. Tubería atascada con martillo, (abajo y arriba) sin éxito.

Luego de 10 días de trabajo continuo, con dos BHAs de Pesca, se bombeo una píldora con ácido y no funciono, y luego se desplazó el lodo por agua fresca y se trabajó la tubería por 1.5 horas y despego la misma. Además se presentaron otras fallas en las bombas de lodo y liqueo de mangueras de la llave hidráulica.

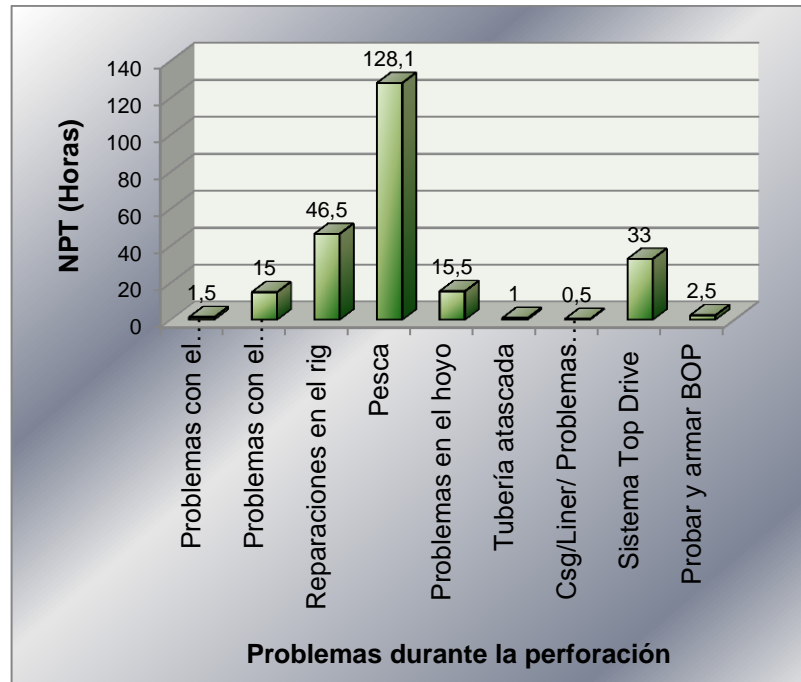


Figura 43. NPT de la sección 12 ¼ pulgadas

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.2.4 NPT SECCIÓN 8 ½ PULGADAS

En esta el mayor NPT se generó en la línea Csg / Liner. El primer suceso se dio bajando el liner de 7pulgadas a la profundidad de 9694pies, al momento de realizar la conexión observó atascamiento diferencial. Trabajó sarta en compresión, tensión y con torque sin éxito. Bombeó y esperó en remojo, compresión y torque efecto de píldora liberadora sin éxito. Decidió realizar la cementación del Liner a esta profundidad. Se recomienda que en pozos altamente inclinados deba ser instalado al menos un centralizador por tubo en todo el casing que va pasar por zonas de riesgo de pega diferencial, evitar el tiempo de exposición de hueco abierto y revisar los procedimientos para preparar lodo de alta densidad y en lo posible evitar trabajar con lodo usado en la sección anterior.

Otros de los problemas fueron en el desgaste de perfil de los engranajes por uso del mecanismo de rotación del liner, produjo que el liner se soltara del colgador, siendo necesario llevarlo a fondo empujado.

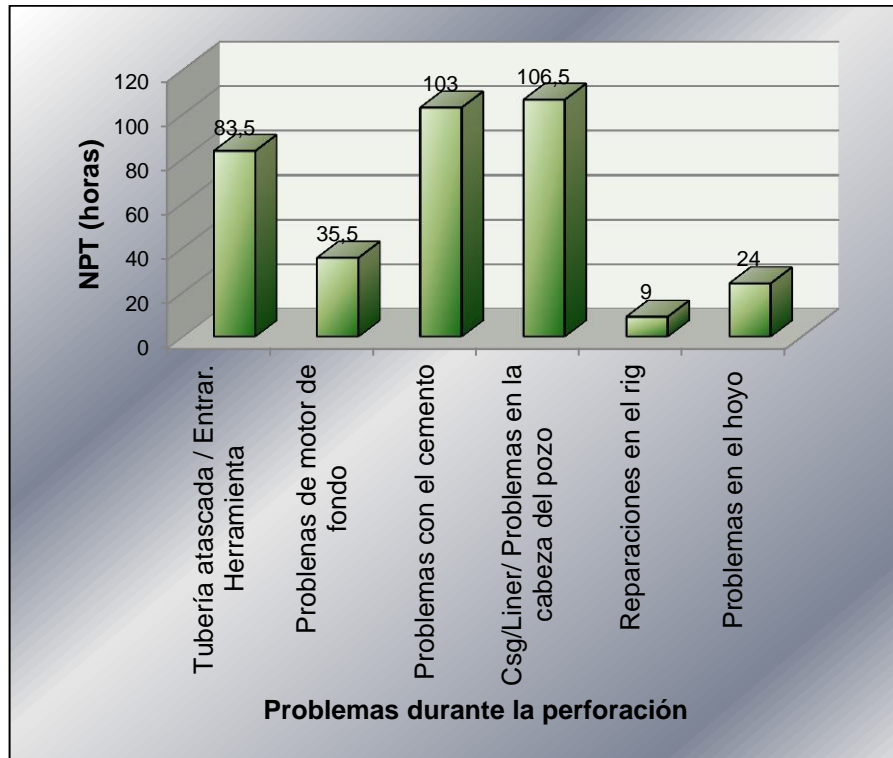


Figura 44. NPT de la sección 8 ½ pulgadas

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.3 COSTOS NPT POR POZO

Costo diario promedio aproximado para cada pozo: 188748.82 US \$/d. Los valores de NPT por pozo y las pérdidas económicas generadas se logran observar en la tabla 5.

Tabla 5. Costo aproximado día por NPT de cada pozo del Campo OSO

Nombre del Pozo	NPT (horas)	NPT (días)	Costo Aproximado día por los NPT (\$)
POZO OSO A	128	5.33	1006656
POZO OSO B	124.5	5.19	979130.25
POZO OSO C	80.5	3.35	633092.25
POZO OSO D	226.5	9.44	1781309.25
POZO OSO E	6	0.25	47187
POZO OSO F	93	3.88	731398.5
POZO OSO G	22	0.92	173019
POZO OSO H	13.5	0.56	106170.75
POZO OSO I	131.1	5.46	1031035.95

4.4 PORCENTAJES DE TIEMPO DE NPT CON RESPECTO AL TIEMPO DE PERFORACIÓN

Como se puede observar en la Tabla. 6 los porcentajes de NPT con respecto al tiempo de perforación varían entre 1.23 y 21.93 %.

Tabla 6. Porcentaje de NPT de los pozos seleccionados del Campo Oso

Nombre del Pozo	Tiempo Total de perforación	NPT (días)	Porcentaje de NPT con respecto al tiempo de perforación (%)
POZO OSO A	43.54	5.33	12.24
POZO OSO B	31.35	5.19	16.55
POZO OSO C	28.52	3.35	11.76
POZO OSO D	43.04	9.44	21.93
POZO OSO E	20.33	0.25	1.23
POZO OSO F	30.5	3.88	12.70
POZO OSO G	28.19	0.92	3.25
POZO OSO H	34.69	0.56	1.62
POZO OSO I	46.4	5.46	11.77

4.5 RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS OCACIONADOS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN PRESENTADOS DE LOS NUEVE POZOS ANALIZADOS DEL CAMPO OSO

Después de analizar nueve pozos del Campo Oso se llegó a determinar los mayores problemas presentados durante las operaciones de perforación. Presentándose al momento de bajar casing y liner generado por no acondicionar el hoyo adecuadamente y por exponer el hueco abierto demasiado tiempo.

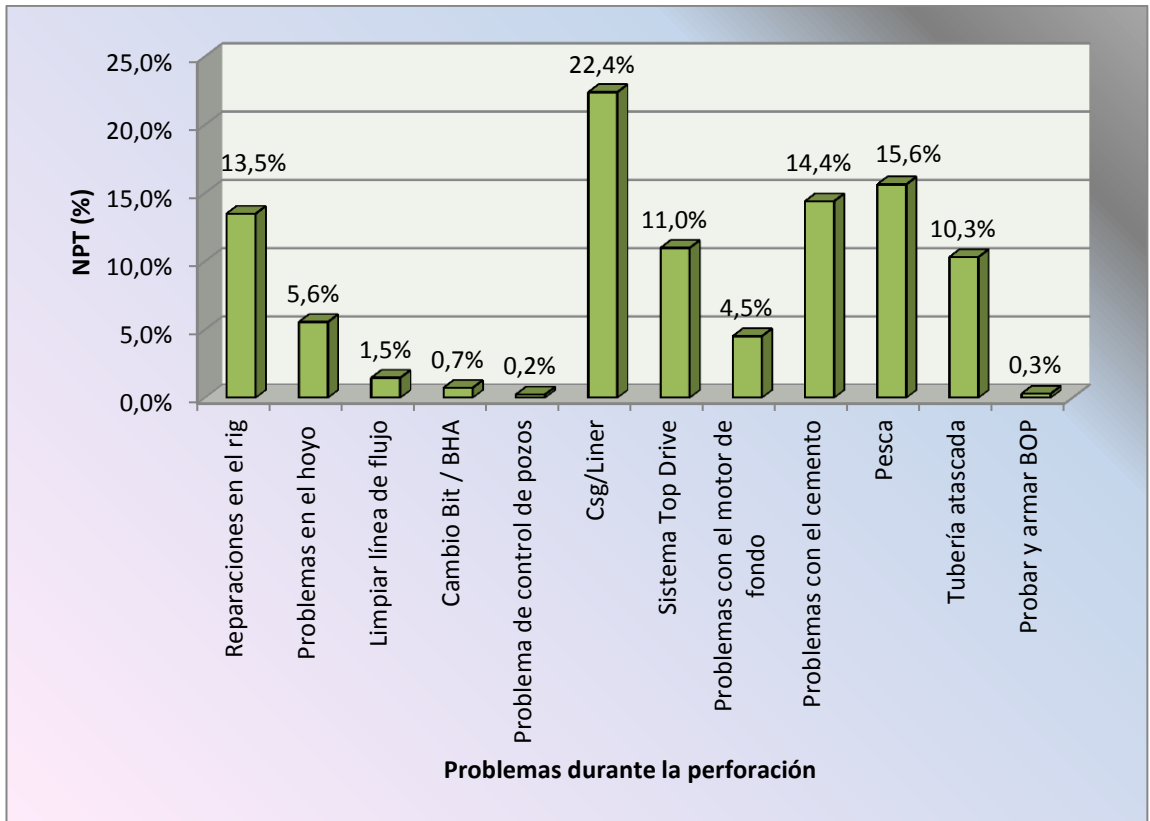


Figura 45. Principales problemas en ocasionados durante las operaciones de perforación del Campo Oso

Fuente: (ARCH, 2013-2014)

4.6 DESCRIPCIÓN DE UN CUADRO DINÁMICO CON LOS PROBLEMAS Y LECCIONES APRENDIDAS SUCITADAS DURANTE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN EN EL CAMPO OSO

4.6.4 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 26 PULGADAS

Tabla 7. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 26 pulgadas

SECCIÓN	CAUSA	ACCION	LECCIONES APRENDIDAS
26pulgadas	Dificultad para mezclar la barita.	Se paró la operación mientras se realizó limpieza del embudo y reubicación del jet.	Se debe realizar mantenimiento preventivo en concreto, para que no se repitan tiempos no productivos.
	Riesgo de colisión con pozos aledaños a nivel de superficie	Realizó viaje para cambio de BHA no planificado, incluir BHA direccional.	Durante la perforación de la sección de 26 pulgadas, trabajar con parámetros.
	Presencia de boulders muy grandes en la zona superficial.	Saco BHA más broca a superficie retiro Boulder de entre los conos bajó y continuó perforando.	Al observar bajos ROP en la sección de 26 pulgadas se debe sacar la sarta para verificar estado de la broca.
	Presencia de influjos y agua superficial, provoca desmoronamiento alrededor de cellar.	Retiro material arcillosa.	Previo a la recepción de la plataforma, revisar que los cellars entregados estén bien hechos y de acuerdo a los requerimientos de perforación.

4.6.5 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 16 PULGADAS

Tabla 8. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16 pulgadas

SECCIÓN	CAUSA	ACCION	LECCIONES APRENDIDAS
16 pulgadas	Influjo de agua	baja al fondo, bombear píldora pesada, controlar y sacar a superficie	Mantener píldora de control
	Caída de presión del sistema 1500-2000 psi.	Reviso sistema de circulación en superficie, saco BHA a superficie. Se observó válvula lavada en el manifold de las bombas de lodo lavada, cambio válvula	Realizar inspecciones visuales y realizar las correcciones respectivas de todo el equipo
	Daño Oring de Manifold de salida de bombas	Reemplazó Oring.	Mantener un plan de mantenimiento de los equipos del rig, y ejecutarlos
	Black out por sobrecarga	Requirió resetear TDS	Instalación de un limitador de potencia a nivel de consola de perforador
	Suabeo mientras se saca, influjo de agua	Circuló y acondicionó lodo entrando y saliendo a 13.0 lpg.	Bombear 150 bls de píldora de matado de 15.0 lpg previo al cambio del elevador de 5 pulgadas a 5 ½ pulgadas +/- a 1200 pies.
	Daño del cuello del cisne, del top drive, falla en las pruebas de presión.	Se realizó cambio del cuello del cisne por un nuevo enviado desde la base de Sinopec Coca.	Priorizar las inspecciones del top drive, para evitar futuras complicaciones y pérdidas de tiempo durante la perforación.

Continuación Tabla 9. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16pulgadas

16"	Falla de manguera hidráulica del casing drive system.	Reparó manguera	Revisar los equipos previos a su uso, solicitar certificados de inspección.
	Taponamiento de la línea de flujo con cemento. Cemento dentro del cellar	retiro cemento dentro del cellar, limpio para proceder con el trabajo de corte de casing y suelda de platinas	No se debe tener este tipo de eventos, si la cementación no es exitosa, el influjo de agua es fuerte y puede venirse el pozo, los trabajos para el control se vuelve incontrolable, produciendo un evento no programado para el control.
	Ruptura del manguerote	Se buscó el reemplazo de la pieza dañada en el rig más cercano.	A realizar cambios y mantenimiento preventivo y no correctivos, para evitar tener atrasos en reparaciones.
	Fallas de Bombas de Lodo	Reparó bombas de lodo #1 y #2	Mantener repuestos nuevos en sitio. Controlar ROP, dejar 2 bombas al pozo y cada 30 pies perforados parar la perforación y bombear agua con SAPP a través de los jets
	Fuga de Lodo en Stand pipe	Reparó con soldadura fuga en el stand pipe	Programar cambio de la sección del stand pipe afectada
	Hoyo Cerrado en la formación de Chalcana no permite correr casing de 13 3/8"	Intentó bajar con circulación sin éxito. Sacó y desarmó casing de 13 3/8". Realizó viaje de acondicionamiento previo a la corrida del casing.	Revisar procedimientos de mezcla, aditivos utilizados para el lodo, propiedades de lodo y bombeo de píldoras comparar con pozos que no han tenido problemas.

Continuación Tabla 10. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 16pulgadas

16 pulgadas	Caucho limpia tubería dejado en la sarta	Levantó 2200' de tubería donde recuperó el caucho a nivel del martillo de 6 ½"	Mejorar la supervisión del personal. Concientizar al personal de las tareas que ejecutan
	Material arcilloso al contacto con el agua forma un material pegajoso.	Limpiar y bombear píldoras de agua con sapp, dispersante 2,5 lbs*bl.	Revisar pozos vecinos para observar que porcentaje de arcilla se tiene y realizar control de parámetros.
	Falta de mantenimiento del rig.	Reparó fuga, continuó perforando.	Preparar y ejecutar mantenimientos preventivos del rig.
	Falla en la compuerta de la llave hidráulica de apriete.	Cambio de llave.	Verificar certificados de inspección de las herramientas a usar.
	Al colocar cuñas manuales en lugar de las neumáticas, se observó colapso de último revestidor de 13-3/8-54,5#.	Cambio de junta de casing dañada.	Una mala maniobra con la operación de corrida de casing puede conllevar a causar tiempos no productivos.

4.6.6 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 12 ¼ pulgadas

Tabla 11. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 12 ¼ pulgadas

SECCIÓN	CAUSA	ACCION	LECCIONES APRENDIDAS
12 ¼ pulgadas	Falla prueba de BOP	Cambio de anillo, realizó prueba OK	Mantener un buen stock de anillos nuevos para usar en entre el adapter spool y BOP.
	Falla Top drive	Reparo top drive	Mantener en buen estado el equipo con las inspecciones diarias, y mantenimientos preventivos y correctivos
	Pierde aceite por el pipe handler, no se puede rotar la sarta	Circuló conectando una válvula con 800-900 gpm, levanto peso de lodo a 13.5 lpg para sacar BHA y reparar TDS.	Mantener el equipo en buen estado de funcionamiento
	Bloqueo del twin stop del crown o matic.	paro la perforación, reparo automático	Tener un control del equipo y mantener los bloqueos en buen estado de funcionamiento.
	Falla de los sellos de la caja de engranaje del top drive.	Desarmo caja de engranaje, cambió los sellos, probo, Ok.	Necesita una reparación completa del top drive, se recomienda un over hall.
	Pega de tubería sin circulación y rotación	Recupera circulación colocando poco galonaje y rotación, martillando	Mantener buenas prácticas de perforación y conexiones frente a zonas de riesgo, trabajar la sarta en sentido contrario previo a la pega, realizar simulaciones para ubicar bien el martillo de perforación y haga el trabajo de martilleo.
	Bloqueo de los brazos del top drive.	Se buscó al técnico especialista en el rig más cercano.	A realizar cambios y mantenimiento preventivo y no correctivos, para evitar tener atrasos en reparaciones.
	Problemas en la prueba de superficie, al no detectar al sensor AFR.	Reinició configuración electrónica.	A no programar la herramienta con tiempos cortos lo que produce que luego el sensor se apague y no se lo reconozca

Continuación Tabla 12. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 12 1/4pulgadas

12 ¼ pulgadas	Atenuación de la señal por taponamiento de la línea que va al sensor.	Realizó todos los chequeos a nivel de superficie sin observar la causa, realizó viaje con todo el BHA a superficie, cambió todas las herramientas, hizo todas las pruebas rutinarias sin problemas, continuó bajando el BHA hasta por debajo del zapato de 13 3/8 pulgadas, donde realizó nuevamente prueba de las herramientas direccionales con circulación, observando los mismos problemas detectados previo al viaje. Chequeo nuevamente en superficie, al retirar el sensor (Trasdutor) la línea donde se encontraba alojado este, estaba completamente tapado. Se reubicó a una posición superior asegurando la línea completamente limpia. Se realizaron las pruebas nuevamente OK.	Cambiar a una posición superior la ubicación del transductor en el manifold del stand pipe y realizar mantenimiento periódico (limpieza al manifold del stand pipe) y rechequear las veces que sea posible estos sensores (transductores)
	Inestabilidad de la formación Chalcana con lodo semidisperso	Realizó viajes de calibración y para cambio de broca con dificultad, fue necesario realizar back reaming.	Revisar prácticas de bombeo de píldoras dispersas y aditivos para el lodo semidisperso con los pozos de buena estabilidad en las secciones de Chalcana.
	Falla de bombas de lodo Liqueo de mangueras de llave hidráulica	Realizó las reparaciones correspondientes	Continuar trabajando en mantenimiento preventivo de las partes mecánicas del taladro.
	Mientras se desliza a una rop de 7-8 rpm observo sarta pegada.	Trabajo la sarta arriba y abajo con circulación normal y acciono martillo liberando la sarta.	Mientras se desliza a una rop demasiado baja, levantar la sarta para no mantener por mucho tiempo la sarta sin mover.

4.6.7 DESCRIPCIÓN DE LOS PROBLEMAS EN LA SECCIÓN 8 ½ pulgadas

Tabla 13. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 8 ½ pulgadas

SECCIÓN	CAUSA	ACCION	LECCIONES APRENDIDAS
8 1/2 pulgadas	Ruptura del maguerote	Cambio manguerote por uno nuevo	Las presiones que se maneja en la perforación de los pozos del pad G son altas por el peso alto de lodo que se maneja, realizar revisiones del manguerote previo al inicio de la perforación.
	Pega de BHA con triple combo más broca PDC. Frente a las arenas de Hollín, sin rotación.	Trabajo la sarta tensionando, bombeo píldora con lubricante, 70 bls de pipe lax, tensiono hasta 520 klbs, y torqueo la sarta con 31 klbs. Liberó la sarta y saco a superficie	Mantener buenas prácticas de perforación y conexiones frente a zonas de riesgo, trabajar la sarta en sentido contrario previo a la pega, realizar simulaciones para ubicar bien el martillo de perforación y haga el trabajo de martilleo.
	Problemas con la recepción de señal de las rpm's del RSS.	Círculo y saco a superficie.	De preferencia usar motor de fondo para las primeras 40 hrs de perforación. Luego de lo cual analizar el uso del sistema RSS.
	BHA no responde para construir de acuerdo a programa	Círculo y saco a superficie.	A compensar mediante el adecuado uso del estabilizador de sarta o punto de apoyo en el EDL, el aumento en construcción del sistema RSS.
	Sarta de registros atrapada en hollín principal a 9220 pies MD.	Tensionó la sarta hasta 6 klbs	A evaluar la opción de bajar con TLC la sarta de registros.

Continuación Tabla 14. Problemas y lecciones aprendidas de la sección 8 1/2pulgadas

8 1/2 pulgadas	Daño del Geopilot por represionamiento mientras se realizó la maniobra de despegue.	Después de varias maniobras realizadas no exitosas para dar comandos al Geopilot, decidió realizar viaje a superficie para validar daños en superficie, encontrando que la camisa estabilizadora no rotatoria se había desplazado sobre la broca y salieron los sellos fallados.	Cada vez que se vaya a utilizar el Geopilot debemos analizar las condiciones del hoyo, el tipo de BHA utilizado previamente, en lo posible salir perforando con Geopilot máximo 15 pies por debajo del zapato de 9 5/8pulgadas. La densidad para perforar esta sección en el campo OSO no debe ser menor a 12.5 lpg incrementando a 12.8 lpg progresivamente en la base de la arenisca "T". A partir de Napo continuar perforando con 12.8 lpg hasta el final de la sección.
	Tiempo de Exposición del Hueco Abierto y falta de centralización.	Bajando el liner de 7pulgadas a la profundidad de 9694pies, al momento de realizar la conexión observó atascamiento diferencial. Trabajó sarta en compresión, tensión y con torque sin éxito. Bombeó y esperó en remojo, compresión y torque efecto de píldora liberadora sin éxito. Decidió realizar la cementación del Liner a esta profundidad.	En pozos altamente inclinados al menos un centralizador por tubo debe ser instalado en todo el casing que va pasar por zonas de riesgo de pega diferencial. Evitar el tiempo de exposición de hueco abierto. Revisar los procedimientos para preparar lodo de alta densidad y en lo posible evitar trabajar con lodo usado en la sección anterior.
	Desgaste de perfil de los engranajes por uso del mecanismo de rotación del liner, produjo que el liner se soltara del colgador, siendo necesario llevarlo a fondo empujado.	Sacó setting tool a superficie sin la herramienta expansora. Pescó herramienta expansora, bajó unidad de sellos sin éxito, realizó cementación con empackadura y desplazando volumen teórico, finalmente corrió tie back packer.	Mejorar el procedimiento de inspección de las herramientas del setting tool, perfiles y conecciones mecánicas. Reemplazar las herramientas de rotación del liner en el setting tool por un diseño mejorado.
	Daño en manguera hidráulica desgastada por uso.	Cambio de manguera.	Disponer de requisitos en el rig para los cambios respectivos.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al término de este trabajo, se han obtenido las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.4 CONCLUSIONES

- La actividad que generó mayor impacto, según el peso estadístico, y tiempos no productivos elevados en el Campo Oso, es la relacionada con la corrida del casing y del liner a cargo de las compañías de servicio.
- Los mayores Tiempos no productivos (NPT) son generados por el lodo de perforación por lo que surgen problemas como pega de tubería, influjo de agua, hoyos cerrados y problemas al bajar el casing.
- En la sección 26 pulgadas no se encontraron mayores problemas sin embargo se encontraron fallas en las bombas de lodo y válvulas.
- En la sección 16 pulgadas los mayores NPT registrados fueron al de correr el casing, fallas en el top drive y reparaciones en el rig.
- Los mayores NPT registrados en la sección 12 ¼ pulgadas se generaron por problemas de empaquetamiento por lo que se procede a pescar las herramientas, también hubieron fallas en el equipo top drive y en las bombas de lodos.

- En la sección 8 ½ pulgadas se presentaron varios problemas al momento de bajar el liner ocasionados por dejar por mayor tiempo de exposición del hueco abierto.
- El porcentaje de pérdida de los NPT de las operaciones de perforaciones se encuentra entre el 1.23 % y el 21.93 % como se muestra en la tabla 6.
- Se puede reducir los NPT y los costos generados por los mismos, si se realiza una correcta coordinación entre las compañías de servicio y la operadora.

5.5 RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda aplicar en las futuras perforaciones del Campo Oso las acciones correctivas y lecciones aprendidas propuestas por las compañías operadoras y de servicios.
- ✓ Es recomendable realizar un buen mantenimiento continuo al taladro, manteniendo actualizado las certificaciones de operatividad técnica de los diferentes componentes del taladro de perforación para minimizar problemas y prevenir accidentes.
- ✓ Se recomienda hacer viajes de calibre de hoyo cada 30 horas para mantener el hueco en buenas condiciones y evitar pegas de tubería o NPT por viajes largos con backreaming.
- ✓ Es importante señalar que cuando se saca tubería es necesario llenar el tanque de viaje, controlar la velocidad de sacada y mantener siempre el pozo lleno para evitar un desbalance de la presión hidrostática en el pozo. Ya sea solamente un tubo, el pozo debe estar

totalmente lleno para evitar un influjo hacia el pozo y luego a superficie.

- ✓ Realizar un programa de mantenimiento preventivo de instrumentación, para tener los manómetros de la consola del perforador en buen funcionamiento.
- ✓ Para los problemas de influjo de agua que presenta el Campo Oso se recomienda realizar viajes de calibre con densidad de lodo mayor a la manejada de 1.5 lpg a 2 lpg por encima de la densidad del fluido con el que se está perforando. Además es conveniente incrementar la densidad para los viajes hasta 13.2 lpg y al reinicio de perforación cuando es el caso, disminuir hasta 12.8 lpg.
- ✓ Mantener siempre encendida la bomba hacia los jets durante cualquier reparación del taladro para así evitar la acumulación de ripios en el flow line y un posible taponamiento del mismo.
- ✓ Durante los viajes a superficie con BHA rígidos, se recomienda el bombeo de píldoras con lubricante, para minimizar el efecto de la fricción entre los componentes del BHA y el hoyo. Esto contribuye a reducir los efectos de la fricción sobre torque, evitando posibles paros de rotaria.
- ✓ Antes de la corrida del casing se recomienda asegurarse de que el pozo se encuentre limpio, en buenas condiciones geométricas y el lodo con propiedades adecuadas de inhibición. También es importante llevar una velocidad de corrida de la tubería moderada para evitar arrastrar y acumular suciedad hacia el fondo.

BIBLIOGRAFÍA

ARCH. (2013). *Report final de Perforación.*

Baby , P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). *La Cuenca Oriente.* Quito.

CIEV, P. (2001). Pérdidas de Circulación.

EPTG, A. (1998). *Training to Reduce Unscheduled Events.*

Gandolfi, E. (2009). Manual de herramientas. Saipem.

García, A. (2001). *El taladro y sus componentes.*

Gutierrez, J. (2013). Análisis técnico de la problemática durante la perforación de pozos direccionales en la sección de 12 1/4 " aplicando a las formaciones orteguaza, tuyiyacu, tena, y napo de la cuenca oriente para optimizar la perforación de pozos futuros. Quito.

Hawker, D., & Vogt, K. (2002). *PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES EN EL POZO.* Calgary, Alberta, Canada.

Miranda, A. (2014). Análisis de la normativa pertinente para la implementación de un manual de inspección y mantenimiento de las bombas de lodos usadas en el proceso de perforación de pozos petroleros en la industria hidrocarburífera del ecuador.

Quelal, C. (2014). Análisis de la normativa pertinente para la implementación de un manual de inspección y mantenimiento del top drive usado en el proceso de perforación de un pozo petrolero en la industria hidrocarburífera del Ecuador.

Salas, R. (2010). Problemas operacionales durante la perforación de pozos. Cumaná.

SMITH. (2004). *Manual de Perforación de Pozos Petroleros.*

GLOSARIO

- **BHA.-** Iniciales de Bottom Hole Assembly, conjunto o ensamblaje de fondo. La parte de la conexión de tubos incluyendo cuellos de tubo y continuando de manera descendente.
- **BOP.-** Válvula preventora de presión, válvula operada hidráulicamente y controlada por el acumulador usado en el pozo.
- **Boulders.-** Roca de gran tamaño de grano por lo general no menos de 30 centímetros.
- **Casing.-** Tubería de aro que se coloca en un pozo de perforación o de gas a medida que avanza la perforación para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la perforación y para extraer petróleo si el pozo resulta ser productivo.
- **Cellar.-** Es un hoyo en el suelo donde el pozo es centrado debajo de la (BOP).
- **Centrador (Centralizers).-** Guías de acero en forma de resorte que ayudan a los tubos de revestimiento a mantenerse centrados en el pozo. Esto provee una capa uniforme de cemento alrededor de los tubos de revestimiento.
- **Columna estratigráfica.-** Es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.
- **Dog Leg.-** Un cambio brusco de dirección en el pozo.

- **Gumbo.-** Un tipo inespecífico de lutita que se vuelve pegajosa cuando se moja y se adhiere a las superficies de forma agresiva.
- **Estratigrafía.-** Es una rama de la Geología que estudia las rocas teniendo en cuenta la secuencia temporal y los materiales que la constituyen, el principal objetivo de la estratigrafía es ayudar a conocer propiedades de la roca como son su porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos.
- **Cesta de pesca (Junk Basket).-** Es un conjunto de tubos que va entre la barrena y el fondo del pozo atrapando desechos o partículas indeseables.
- **Caja de pesca (Junk Box).-** Parte de un equipo donde se almacenan varias cosas.
- **Litología.-** La litología es la parte de la geología que se encarga del estudio de las rocas, especialmente el tamaño de grano, tamaño de las partículas y sus características físicas y químicas.

Incluye también su composición, su textura, tipo de transporte así como su composición mineralógica, distribución espacial y material cementante.

- **Measure While Drilling (M.W.D.).-** Herramienta que se utiliza durante la perforación que permite realizar mediciones al mismo tiempo que se perfora (Temperatura, presiones, etc).
- **Overshot.-** Una herramienta de fondo de pozo se utiliza en las operaciones de pesca a participar en la superficie exterior de un tubo o herramienta. Una grapa, o mecanismo de deslizamiento similares,

en las garras de enchufe de pesca a los peces, lo que permite la aplicación de la fuerza de tracción y discordante acción.

- **Overpull.-** Margen de Sobretensión para la Sarta de Perforación.
- **Pez (Fish).-** Cualquier objeto indeseable perdido en el pozo que deberá removerse antes de que la perforación continúe.
- **Pescando (Fishing).-** Es el proceso requerido para remover el pez con equipo especial.
- **Presión del flujo (Flowing Pressure).-** Presión registrada en el cabezal del pozo de un pozo productivo.
- **Presión de formación.-** La presión que ejerce los fluidos de una formación, registrada en el pozo a nivel de la formación con el pozo cerrado.
- **Pérdida de circulación.-** Pérdida de una cantidad de lodo en el interior de la formación, generalmente en lechos cavernosos, fisurados o permeables.
- **Profundidad Total (Total Depth/TD) –** Profundidad máxima alcanzada en el pozo.
- **RSS (Sistemas Rotarios Dirigibles).-** Son sistemas de perforación y MWD integrados.

- **Sidetrack.-** desvío de un pozo, es el proceso por el cual es posible perforar un segundo pozo desde un hoyo ya existente. TVD.- Iniciales de true vertical depth, profundidad vertical verdadera.
- **Rimado.-** es una operación de perforación que se realiza en los viajes de BHA donde hay problemas e inconvenientes para que este pueda subir o bajar libremente por lo que se acondiciona el hoyo; mediante la operación de prender bombas para que haya circulación de fluido en el hoyo sumado a encender el top drive de manera de dar rotación a la sarta, esta operación en general toma más tiempo que una operación de viajes de BHA normal.
- **Stick-Slip.-** Es un caso extremadamente grave y persistente de la oscilación de torsión, en el que la broca momentáneamente se haya detenido por completo y luego se libera.
- **Tubo vertical (Stand of Pipe).-** La tubería vertical se levanta junto a la estructura de la torre y permite la conexión de la tubería superficial que viene desde las bombas de lodo hasta un extremo de la manguera de perforación.
- **Tubos de revestimiento (Casing).-** Tubos de acero unidos y encementados a la pared del pozo conforme la perforación progresa y previniendo que la pared del pozo se derrumbe ayudando que todas las extracciones de aceite y gas sean productivas.
- **Tubo atorado (Stuck Pipe).-** Tubos de perforación o de revestimiento que no se pueden sacar o meter al pozo como es deseado

- **Viaje de tie-back packer.**- Actividad relacionada a la colocación de una empaadura en el tope del liner (camisa) para lograr aislamiento mediante cementación y extensión del revestidor hasta la superficie. Incluye todos los viajes (limpieza, bajada de empaadura, etc.).