

**SELECCIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS PREVENTIVAS PARA DISMINUIR
LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DEBIDO A PEGA DE TUBERÍA POR
EMPAQUETAMIENTO PARA LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO CASTILLA DE
ECOPETROL S.A.**

**ALICE DANIELA MEDRANO GUERRERO
ANDRÉS FELIPE PÉREZ GUTIÉRREZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

**SELECCIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS PREVENTIVAS PARA DISMINUIR
LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DEBIDO A PEGA DE TUBERÍA POR
EMPAQUETAMIENTO PARA LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO CASTILLA DE
ECOPETROL S.A.**

**ALICE DANIELA MEDRANO GUERRERO
ANDRÉS FELIPE PÉREZ GUTIÉRREZ**

**Proyecto integral de grado para obrar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
CARLOS ESPINOSA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2017**

Nota de aceptación (Dirección de investigaciones)

Firma Docente Investigador

Firma Docente Jurado 1

Firma Docente Jurado 2

Bogotá D.C., Agosto 2017

DIRECTIVAS FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Investigaciones

Ing. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director (E) Programa Ingeniería de Petróleos

JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer principalmente a Dios por darnos la oportunidad de finalizar este proyecto satisfactoriamente y a la Universidad América por formarnos como profesionales íntegros para enfrentar el entorno laboral.

De igual forma agradecemos al Semillero de Investigación por brindarnos la confianza para el desarrollo de este trabajo de grado, especialmente al Doctor Armando Fernández y a la Ingeniera Eliana Mesa quienes estuvieron apoyándonos a lo largo de este proceso.

A nuestro director el Ingeniero Carlos Alberto Espinosa, le reconocemos el acompañamiento, paciencia y su colaboración para guiarnos en la elaboración del proyecto, a los docentes quienes nos transmitieron los conocimientos y experiencia a lo largo de la carrera, en especial a los Ingenieros Laydy Paola Mora, Rafael Siado y Adriangela Romero.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado principalmente a Dios por bendecirme día a día y darme la sabiduría, paciencia y fortaleza para llegar a este momento inolvidable e importante para mi vida.

A las personas que más amo en este mundo mis padres, por darme la vida, amor y enseñarme buenos valores que hacen de mí una mejor persona:

Mi padre Henry Medrano, por su esfuerzo, por guiarme, por ser mi ejemplo a seguir demostrándome que con perseverancia y constancia puedo lograr cada objetivo que me proponga, gracias por aconsejarme de la mejor manera y darme los recursos para cumplir mis sueños.

Mi madre Gloria Guerrero, por darme fuerzas para seguir adelante, por cuidarme, por su comprensión, por escucharme y entenderme y sobre todo por confiar y creer en mí, gracias por siempre sentirte orgullosa y motivarme con cada palabra que me dices.

A mi hermanita Laura, por apoyarme en todo, por compartir traspasadas y sobre todo por ser esa pequeña mamá que siempre está pensando en mi bienestar.

A mi novio Andrés Ariza por acompañarme y estar incondicionalmente para mí, a mis amigos por hacer de la vida universitaria algo inolvidable, y finalmente a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron en algo para que se cumpliera este sueño, especialmente a mis abuelos quienes siempre oran por mí y me motivaban con sus palabras de aliento para seguir adelante.

ALICE DANIELA MEDRANO GUERRERO

DEDICATORIA

Gracias a Dios hoy termino una etapa fundamental en mi vida, en la cual le agradezco por darme la bendición y sabiduría de sol a sol, además de poner en mi camino a personas que fueron indispensables para el desarrollo de mi vida universitaria.

A mi familia, la cual representa lo más importante en mi vida les dedico este triunfo, especialmente a mis padres a los que no me alcanzará la vida para agradecerles el soporte fundamental, ya que fueron el bastón en cual me apoyé desde el momento que comencé ascenso a esta gran montaña y que hoy desde la cumbre el sentimiento de gratitud es inestimable.

Al amor de mi vida, mi madre Fanny Gutiérrez, eres la persona que llena de felicidad mi vida, que por tu positivismo, esfuerzo y dedicación hoy soy lo que soy, y tengo el ejemplo de ser un guerrero de vida.

A mi padre William Pérez, del cual me siento infinitamente orgulloso por ser esa persona que me inculcó los valores esenciales y del cual he aprendido que los sueños se alcanzan luchando día a día.

Mi princesa, hermanita. Gracias por tu apoyo y que a pesar de tu corta edad me has enseñado cosas tan simples pero significativas. ¡Te amo manita!

A los dos pilares fundamentales de mi familia, mis abuelitas Elena Gómez y Flor Cárdenas son mi inspiración para afrontar con sabiduría cada adversidad. Agradezco a Dios por darme la oportunidad de tenerlas a mi lado.

ANDRÉS FELIPE PÉREZ GUTIÉRREZ

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
OBJETIVOS	21
1. GENERALIDADES DEL CAMPO	27
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	27
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	28
1.3.1 Columna Estratigráfica	28
1.3.2 Estratigrafía	31
1.3.2.1 Basamento	31
1.3.2.2 Formación Une	31
1.3.2.3 Formación Gacheta	31
1.3.2.4 Formación Guadalupe	31
1.3.2.5 Formación Barco	32
1.3.2.6 Formación Los Cuervos	32
1.3.2.7 Formación Mirador	32
1.3.2.8 Formación Carbonera	32
1.3.2.9 Formación León	34
1.3.2.10 Formación Caja o Guayabo	34
1.3.2.11 Formación Farallones	34
1.3.3 Geología estructural	34
1.3.4 Geología del petróleo	34
1.3.4.1 Roca Generadora	34
1.3.4.2 Roca Reservorio	35
1.3.4.3 Migración	35
1.3.4.4 Roca Sello	35
1.3.4.5 Trampa	35
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	36
1.4.1 Reseña histórica de producción	36
1.4.2 Método de producción	36
1.4.2.1 Sistema de levantamiento	36
1.4.3 Tiempo de producción	36
1.4.4 Número de pozos	37
1.4.5 Producción histórica de petróleo	37
2. PEGA DE TUBERÍA	38
2.1 MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA	38
2.2 PEGA MECÁNICA	39
2.2.1 Empaquetamiento / Puenteo	39
2.2.1.1 Recortes depositados	39

2.2.1.2 Inestabilidad de la formación	41
2.2.1.3 Formaciones fracturadas y falladas	42
2.2.1.4 Formaciones no consolidadas	43
2.2.1.5 Cemento o basura en el pozo	44
2.2.2 Geometría del pozo	45
2.2.2.1 Ojo de llave	45
2.2.2.2 Pozo por debajo del calibre	47
2.2.2.3 BHA rígido	48
2.2.2.4 Formaciones móviles	49
2.2.2.5 Bordos y micropatas de perro	50
2.3 PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL	51
3. DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ	53
3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA	53
3.2 DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ POZO X	55
3.2.1 Metodología aplicada al Pozo Castilla X	55
3.2.2 Información general del Pozo Castilla X	56
3.2.3 Estado mecánico del Pozo X	57
3.2.4 Descripción de la perforación del Pozo Castilla X	59
3.2.5 Diagnóstico causa raíz Pozo Castilla X	60
3.2.5.1 Revisión de información	60
3.2.5.2 Análisis causa raíz del Pozo Castilla X	67
3.3 DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ POZO Y	71
3.3.1 Metodología aplicada al Pozo Castilla Y	71
3.3.2 Información general del Pozo Castilla Y	72
3.3.3 Estado mecánico del Pozo Castilla Y	73
3.3.4 Descripción de la perforación del Pozo Castilla Y	74
3.3.5 Diagnóstico causa raíz Pozo Castilla Y	76
3.3.5.1 Revisión de la información	76
3.3.5.2 Análisis diagnóstico causa raíz del Pozo Castilla Y	85
4. IMPACTOS GENERADOS POR LA PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO	90
4.1 IMPACTOS GENERADOS EN EL POZO X	90
4.1.1 Impactos generados por sección perforada del Pozo X	90
4.1.2 Impactos en tiempos no productivos en el Pozo X	92
4.1.3 Impactos económicos en el Pozo X	94
4.1.4 Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo X	95
4.2 IMPACTOS GENERADOS EN EL POZO Y	97
4.2.1 Impactos generados por sección perforada del pozo Y	97
4.2.2 Impactos en tiempos no productivos en el Pozo Y	99
4.2.3 Impactos económicos en el Pozo Y	101
4.2.4 Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo Y	102
4.3 CONCLUSIÓN DE IMPACTOS GENERADOS	104

5.	MEJORES PRÁCTICAS	106
5.1	ESTRATIGRAFÍA DE LOS POZOS X & Y	106
5.1.1	Correlación estratigráfica	107
5.2	MEJORES PRÁCTICAS PARA EL CAMPO CASTILLA	110
5.2.1	Limpieza de pozo	110
5.2.2	Estabilidad de formaciones.	111
5.2.3	Plan direccional	111
5.3	MEJORES PRÁCTICAS ACTUALES	111
5.3.1	SPE (183717)	111
5.3.1.1	Limpieza de pozo	112
5.3.1.2	Otras prácticas de perforación.	113
5.3.2	SPE (160875)	114
5.3.2.1	Limpieza de pozo	115
5.3.2.2	Inestabilidad del pozo	115
5.3.3	SPE (160845)	116
5.3.3.1	Limpieza de pozo	116
5.3.3.2	Monitoreo de viajes	116
5.3.3.3	Trabajo en puntos apretados	116
6.	CONCLUSIONES	117
7.	RECOMENDACIONES	118
	BIBLIOGRAFÍA	119
	ANEXOS	122

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ficha técnica del Pozo X	57
Tabla 2. Secciones perforadas del Pozo X sidetrack	57
Tabla 3. Descripción de las secciones perforadas del Pozo X	59
Tabla 4. Hoja de trabajo Amoco True para el Pozo X	66
Tabla 5. Formación Carbonera para el Pozo X	68
Tabla 6. Formación Guadalupe para el Pozo X	68
Tabla 7. Ficha técnica del Pozo Y sidetrack	72
Tabla 8. Secciones perforadas del Pozo Y sidetrack	72
Tabla 9. Descripción de las secciones perforadas del Pozo Y	74
Tabla 10. Hoja de trabajo Amoco True para el Pozo Y	84
Tabla 11. Formación Guadalupe para el Pozo Y	86
Tabla 12. Costos por sección perforada y completada del Pozo X	90
Tabla 13. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo X	92
Tabla 14. Impactos de los eventos sobre el costo de perforación en el Pozo X	94
Tabla 15. Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo X	95
Tabla 16. Costos por sección perforada y completada del Pozo Y	97
Tabla 17. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación del Pozo Y	99
Tabla 18. Impactos de los eventos sobre el costo de perforación en el Pozo Y	101
Tabla 19. Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo Y	102
Tabla 20. Topes de Pozos X & Y	106
Tabla 21. Parámetros recomendados para limpieza de pozos desviados	113

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Castilla	29
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de lo Cuenca Llanos Orientales	30
Figura 3. Corte geológico Cuenca Llanos Orientales	35
Figura 4. Clasificación general de la Pega de tubería	38
Figura 5. Recortes depositados	39
Figura 6. Cama de recortes	40
Figura 7. Arcilla reactiva	41
Figura 8. Lutita presurizada	41
Figura 9. Formaciones fracturadas y falladas	42
Figura 10. Formación no consolidada	43
Figura 11. Bloques de cemento	44
Figura 12. Cemento fresco	44
Figura 13. Asentamiento ojo de llave (a)	45
Figura 14. Asentamiento ojo de llave (b)	46
Figura 15. Pozo por debajo del calibre	47
Figura 16. Conjunto rígido	48
Figura 17. Formación móvil	49
Figura 18. Bordes	50
Figura 19. Mecanismo de pega por presión diferencial (a)	51
Figura 20. Mecanismo de pega por presión diferencial (b)	52
Figura 21. Diagrama de la Metodología Tripod Beta	54
Figura 22. Diagrama Metodología Tripod Beta para el Pozo X	56
Figura 23. Estado mecánico Pozo X-ST	58
Figura 24. Línea del tiempo de la sección 8 ½" del Pozo X	62
Figura 25. Daily Drilling Report 03/05/2014	67
Figura 26. Diagrama Metodología Tripod Beta para el Pozo Y	71
Figura 27. Estado mecánico del Pozo Y-ST con pescado	73
Figura 28. Línea de tiempo de la sección 8 ½" del Pozo Y	79
Figura 29. Daily Drilling Report 01/08/2015	85
Figura 30. Plan direccional perforación Pozo Y	88
Figura 31. Distribución de costos por sección perforada del Pozo X	91
Figura 32. Distribución de impactos de eventos en el tiempo del Pozo X	93
Figura 33. Distribución de eventos no planeados sobre los costos del Pozo X	95
Figura 34. Distribución porcentual de los eventos no planeados en el Pozo X	96
Figura 35. Distribución de costos por sección perforada del Pozo Y	98
Figura 36. Distribución de impactos de eventos en el tiempo del Pozo Y	100
Figura 37. Distribución de eventos no planeados sobre los costos del Pozo Y	102
Figura 38. Distribución porcentual de los eventos no planeados en el Pozo Y	103
Figura 39. Correlación de las formaciones de los Pozos X & Y	107
Figura 40. Distancia de Pozo X a Pozo Y	109
Figura 41. Esfuerzos ortogonales	115

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Recortes depositados	39
Cuadro 2. Inestabilidad de la Formación	41
Cuadro 3. Formaciones fracturadas y falladas	42
Cuadro 4. Formaciones no consolidadas	43
Cuadro 5. Cemento o basura en el pozo	44
Cuadro 6. Ojo de llave	45
Cuadro 7. Pozo por debajo del calibre	47
Cuadro 8. BHA rígido	48
Cuadro 9. Formaciones móviles	49
Cuadro 10. Bordes y micropatas de perro	50
Cuadro 11. Pega por presión diferencial	51
Cuadro 12. Diagnóstico causa raíz del Pozo X	70
Cuadro 13. Diagnóstico causa raíz del Pozo Y	89

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción histórica de crudo del Campo Castilla	37
Gráfica 2. Geopresiones del Pozo X	69
Gráfica 3. Geopresiones del Pozo Y	87
Gráfica 4. Tiempo por sección perforada y completada del Pozo X	91
Gráfica 5. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo X	93
Gráfica 6. Costos de los eventos presentados en la perforación en el Pozo X	94
Gráfica 7. NPT de los eventos no planeados en la perforación del Pozo X	96
Gráfica 8. Tiempo por sección perforada y completada del Pozo Y	98
Gráfica 9. Impactos de eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo Y	100
Gráfica 10. Costos de los eventos presentados en la perforación del Pozo Y	101
Gráfica 11. NPT de los eventos no planeados en la perforación en el Pozo Y	103
Gráfica 12. Costos planeados y ejecutados en el Pozo X	104
Gráfica 13. Costos planeados y ejecutados en el Pozo Y	104
Gráfica 14. Costos planeados y ejecutados en los Pozos (X & Y)	105

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Diagnóstico causa raíz del Pozo Castilla V	123
Anexo B. Diagnóstico causa raíz del Pozo Castilla W	125
Anexo C. Diagnóstico causa raíz del Pozo Castilla Z	127
Anexo D. BHA de control direccional del Pozo X	129
Anexo E. BHA de acondicionamiento del Pozo X	130
Anexo F. BHA de pesca del Pozo X	131
Anexo G. BHA de limpieza del Pozo X	132
Anexo H. BHA de control direccional del Pozo Y	133
Anexo I. BHA convencional del Pozo Y	134
Anexo J. BHA de pesca del Pozo Y	135
Anexo K. BHA de control de pérdidas del Pozo Y	136

ABREVIATURAS

'	Pies, <i>Foot</i>
"	Pulgadas, <i>Inch</i>
°	Grados, <i>Degrees</i>
AZI	Azimut
bbbl	Barril, <i>Barrel</i>
BHA	Ensamble de fondo, <i>Bottom Hole Assembly</i>
BOPD	Barriles de petróleo por día, <i>Barrels of Oil Per Day</i>
bph	Barriles por hora, <i>Barrels of Oil Per Hour</i>
DC	Portamecha, <i>Drill Collar</i>
DL	Pata de perro, <i>Dog Leg</i> (°/100 ft)
DLS	Severidad de la pata de perro, <i>Dog Leg Severity</i> (°/100 ft)
DP	Tubería de Perforación, <i>Drill Pipe</i>
ECD	Densidad Equivalente de Circulación, <i>Equivalent Circulating Density</i>
Ft	Pies, <i>Foot</i>
GPM	Galones por Minuto, <i>Gallons Per Minute</i>
ID	Diámetro interno, <i>Internal Diameter</i> (pulgadas)
H	Horas, <i>Hours</i>
HWDP	Tubería pesada de perforación, <i>Heavy Weight Drill Pipe</i>
INC	Inclinación (°)
Klb	Kilo libra
Klbf	Kilo libra fuerza
Km	Kilómetros
KOP	Punto de desviación, <i>Kick Off Point</i>
Lbs	Libras, <i>Pounds</i>
LCM	Material para pérdida de circulación, <i>Lost Circulation Material</i>
LGS	Sólidos de baja gravedad específica, <i>Low Gravity Solid</i>
m	Metros, <i>Meters</i>
MD	Profundidad medida, <i>Measured Depth</i>
min	Minutos, <i>Minutes</i>
MW	Densidad del fluido de perforación, <i>Mud Weight</i>
MWD	Medición mientras perfora, <i>Measure While Drilling</i>
NPT	Tiempos no productivos, <i>Non Productive Times</i>
PDC	Broca de diamantes policristalinos compactos, <i>Polycrystalline Diamond Compact</i>
ppb	Libras por barril, <i>Pounds Per Barrel</i>
ppg	Libras Por galón, <i>Pounds Per Gallon</i>
Q	Caudal, <i>Flow rate</i> (gpm)
ROP	Rata de penetración, <i>Rate Of Penetration</i> (ft/h)
ROPavg	Rata de penetración promedio, <i>Rate Of Penetration Average</i> (ft/h)

ROPeffect	Rata de penetración efectiva, <i>Rate Of Penetration Effective</i> (ft/h)
RPM	Revoluciones por minuto, <i>Revolutions per minute</i> (rpm)
seg	Segundos, <i>seconds</i>
ST	Desviación de la trayectoria del pozo, <i>Sidetrack</i>
SPP	Presión de la circulación, <i>Stand Pipe Pressure</i> (PSI)
T	Temperatura (°F)
TD	Profundidad total, <i>Total Depth</i>
TFA	Área total de flujo, <i>Total Flow Area</i> (pulgada cuadrada)
TQ	Torque (Klbf/ft)
TVD	Profundidad vertical real, <i>True Vertical Depth</i> (ft)
USD	Dólar estadounidense, <i>United States Dollar</i> (\$)
WOB	Peso sobre la broca, <i>Weigt On Bit</i> (klbf)
W/DOWN	Peso sobre la broca bajando, <i>Weigt On Bit Down</i> (klbf)
W/UP	Peso sobre la broca subiendo, <i>Weigt On Bit Up</i> (klbf)
W/ROT	Peso sobre la broca rotando, <i>Weigt On Bit Rotation</i> (klbf)

RESUMEN

En este proyecto se selecciona mejores prácticas para la perforación de nuevos pozos en el Campo Castilla, ya que basado con la experiencia de Ecopetrol S.A. en la operación del campo, la pega de tubería por empaquetamiento es uno de los problemas operacionales con mayor porcentaje de ocurrencia. De acuerdo con lo anterior, el proyecto se desarrolla en 5 etapas.

En la primera etapa, se realiza el capítulo geológico del Campo Castilla, con el fin de entrar en contexto acerca de la ubicación espacial y temporal de este. Igualmente, se define sus características geológicas.

En la segunda etapa, se realiza la revisión de las bases teóricas. En donde, se definen los tipos de pega de tubería y se enfatiza en la pega mecánica, puntualmente en el empaquetamiento. En esta etapa se describe cada causa que conlleva al empaquetamiento, estableciendo la razón por la cual se presenta, sus señales de advertencia y la prevención según la academia.

En la tercera etapa, se realiza el diagnóstico causa raíz de los pozos de estudio (X & Y) aplicando la metodología Tripod Beta Modificada, con el fin de determinar: las causas, amenazas, barreras de defensa y el evento que ocurrió. Además, se utiliza la hoja de caracterización de Amoco True, para corroborar que la pega presentada en los pozos fue por empaquetamiento.

La cuarta etapa, hace referencia a los impactos económicos y de tiempo que se generaron por el empaquetamiento en los pozos de estudio (X & Y). A partir de la información de los pozos, se analiza cada sección perforada con respecto al tiempo invertido y los costos generados. En donde se evidencia que, durante la perforación de los dos pozos en conjunto, el tiempo ejecutado con respecto al planeado tuvo incremento del 56% y presentaron sobrecostos del 239%.

Para finalizar, en la quinta etapa se seleccionan las mejores prácticas preventivas, con respecto a los problemas presentados en los pozos de estudio. Estas mejores prácticas se clasifican de acuerdo con las siguientes variables: limpieza de pozo, estabilidad de la formación y plan direccional. Finalmente, se seleccionan tres artículos científicos con estudios similares a los del proyecto, en los cuales se presentan mejores prácticas preventivas que se estudian y se aplican en la industria petrolera actualmente.

Palabras clave: Campo Castilla, empaquetamiento, mejores prácticas, NPT, pega tubería.

INTRODUCCIÓN

Durante las operaciones de perforación siempre están latentes los problemas asociados a pega de tubería, en el cual, su primera señal de advertencia es cuando el movimiento rotacional o vertical de la sarta se ve restringido por fuerzas en el hueco, esto llamado hueco apretado; que luego por la no adecuada corrección ocurre la pega de tubería, que básicamente es cuando ya no se puede mover la sarta fuera del hueco, suspendiendo así las operaciones planeadas.

En la actualidad, la crisis petrolera ha tenido efecto significativo en el área de perforación reduciendo sus actividades. Según el informe estadístico petrolero de la ACP, en el año 2014 se perforaron 113 pozos exploratorios (A2 y A3) y en el año 2016 solo se perforaron 16 pozos, es decir, se redujo el 86% de esta operación en el país. Esta situación ha llevado a que las empresas como ECOPETROL S.A. realice esta operación cada vez más eficiente y con menos tiempos no productivos, para así poder reducir los costos y mantener rentable la realización de sus proyectos. El problema que más afecta la eficiencia de la perforación, es la pega de la tubería por empaquetamiento debido a su frecuencia y el alto costo que representa para la industria petrolera, este inconveniente que como todos se pueden prevenir o corregir, la mejor opción y la más viable para atacarlo es desde la prevención. Por esta razón, es necesario enfocarse en la prevención.

De acuerdo con lo anterior, este proyecto tiene como objetivo principal la selección de mejores prácticas preventivas para disminuir los tiempos no productivos debido a pega de tubería por empaquetamiento para la perforación de nuevos pozos en el Campo Castilla, en cual se desarrolla en cuatro etapas. En la primera etapa, se realiza la selección del objeto de estudio, los cuales se escogieron de un análisis estadístico realizado por el Semillero de Investigación Nuevas Tecnologías de Perforación en el año 2015. En donde, de una población de 160 pozos, y bajo los criterios de selección: costo de perforación, duración de la perforación y duración de los tiempos no planeados, se obtuvieron 15 pozos. Dentro de los cuales, se seleccionan ocho pozos con los mayores problemas operativos presentados durante su perforación. Posteriormente, Ecopetrol S.A. suministra información de cinco pozos, de los ocho nombrados anteriormente. De la población de cinco pozos del proyecto, se escogen los pozos en donde se presentaron los eventos de pega de tubería por empaquetamiento, los cuales son: Pozo Castilla X y Pozo Castilla Y. En la segunda etapa, se efectúa el diagnóstico de la causa raíz de la pega de tubería presentada en los pozos de estudio, basado en la metodología Tripod Beta Modificada. Luego, en la tercera etapa se evalúan los impactos generados por los problemas presentados en los pozos de estudio. Finalmente, en la cuarta etapa se seleccionan mejores prácticas basadas en: limpieza de pozo, estabilidad de la formación y plan direccional. Adicionalmente, se presentan prácticas estudiadas y ejecutadas actualmente en la industria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Seleccionar mejores prácticas preventivas para la disminución de los tiempos no productivos debido a pega de tubería por empaquetamiento para la perforación en el Campo Castilla de Ecopetrol S.A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades geológicas de los pozos X, Y & Z del Campo Castilla.
2. Describir los tipos de pegas presentados en la perforación de los pozos X, Y & Z del Campo Castilla.
3. Elaborar diagnóstico de las causas raíz de las pegas de tubería por empaquetamiento ocasionadas en los pozos X, Y & Z del Campo Castilla.
4. Analizar los impactos generados por la pega de tubería por empaquetamiento presentada en los pozos X, Y & Z del Campo Castilla.
5. Seleccionar las oportunidades de mejora en las prácticas operacionales para la disminución de los tiempos no planeados generados por pega de tubería por empaquetamiento en los pozos X, Y & Z del Campo Castilla.

GLOSARIO

ABANDONO DE POZO: actividad final en la operación de un pozo, en la cual se cierra permanente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente cuando el pozo deja de producir o deja de ser rentable.

ACRE: medida de superficie que equivale a 43.560 pies cuadrados.

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: ángulo medido en grados del pozo con respecto al eje vertical.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena, su tamaño de grano es de 1/16 a 2 mm, y tiene textura detrítica, está compuesta fundamentalmente de cuarzo y pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. El material cementante que mantiene unido a los granos de la arenisca suele estar compuesto de sílice, carbonato de calcio u óxido de hierro.

ARRASTRE: se presenta en la perforación, y se refiere a la fuerza que se genera entre las superficies de contacto de las conexiones de tubería y las paredes del pozo causado por el deslizamiento de la sarta de perforación.

AZIMUT: ángulo medido en el plano horizontal, el cual representa la dirección del pozo con relación al Norte verdadero.

BHA CONVENCIONAL: *bottom hole assembly*, es la proporción inferior de la sarta de perforación que incluye la broca, drill collars y estabilizadores; el cual es utilizado en pozos que no requieren control direccional.

BHA DIRECCIONAL: componente de la sarta de perforación que permite tener control direccional del pozo, está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y la tubería de perforación, que a diferencia de un BHA convencional este lo compone un motor en fondo, herramientas de medida (MWD, LWD), entre otros.

BROCA TRICONICA: broca de tres conos, los cuales giran alrededor de sus ejes a medida que la broca lo hace en el fondo. Los conos son principalmente de: dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno.

CALIZA: roca sedimentaria formada por la precipitación del carbonato de calcio, en las regiones batiales y abisales de los fondos marinos. Compuesta esencialmente de carbonato de calcio - calcita ($CaCO_3$), pose un tamaño de grano de 1/16 a 2 mm.

CAMPO: zona con una cantidad de pozos considerable, de los que se extrae hidrocarburos provenientes del subsuelo.

CAVING: se refiere a la medida de los cortes de formación generados durante la perforación, es expresado en barriles por hora.

CLUSTER: área en la que está dividido un campo petrolífero, la cual está constituida por un conjunto determinado de pozos.

DAILY DRILLING REPORT: reporte en el cual se encuentra la información general del pozo y además se describen: actividades diarias de la perforación, estado, costos y secciones del pozo, entre otros.

DAÑO DE FORMACIÓN: o daño de yacimiento, es la alteración de las características originales de una formación productiva, modificando la permeabilidad original del yacimiento obteniendo como resultado neto reducción en la capacidad de flujo.

DESPRENDIMIENTO: colapso parcial o completo de las paredes de un pozo, de formaciones incompetentes y no consolidadas en el momento de la perforación.

DOG LEG: cambio de ángulo de inclinación y dirección sobre una longitud determinada en un pozo.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos (en forma de suspensiones de sólidos, mezclas y emulsiones de líquidos, gases y sólidos) que en conjunto cumplen funciones determinadas en la perforación y completamiento de pozos.

FORMACIÓN: representa la unidad litogenética fundamental en la clasificación local y regional de las rocas.

FRACTURA DE FORMACIONES: rocas como calizas o carbón, son naturalmente frágiles, al ser perforadas colapsan dentro del hueco. Se puede detectar al observar rotaciones altas de penetración, torque alto y errático.

GEOLOGÍA: es la ciencia que estudia la tierra, en todos sus aspectos y alcances, su origen, constitución, evolución, los procesos que se realizan en ella tanto interna como externamente a través del tiempo geológico. La geología hace uso de muchas otras ciencias dando origen sus divisiones para comprender todos los fenómenos que se realizan en la tierra.

HUECO APRETADO: corresponde a una sección del pozo, usualmente descubierto, en donde componentes de la sarta de perforación de mayor diámetro (como juntas, estabilizadores y la broca) podrían experimentar resistencia cuando el perforador trata de pasar a través de estas secciones.

LITOLOGÍA: parte de la geología que describe las características de las formaciones como: composición mineralógica, tamaño de grano, tipo de roca, discontinuidades entre otros

LUTITA: roca sedimentaria formada por la consolidación de partículas muy finas, arcillas (arcilla y limo), posee un tamaño de grano menor a 1/256 mm, tienen una textura plástica, presenta estructura laminar, muy fina, friable. Constituyen más de la mitad de todas las rocas sedimentarias.

MEJORES PRÁCTICAS: conjunto de acciones desarrolladas con la aplicación de ciertos conocimientos con el fin de optimizar o corregir un proceso.

OJO DE LLAVE: *key seat*, ocurre cuando la tubería de perforación rota contra la pared del hueco descubierto en el mismo sitio, creando un aumento del diámetro. En donde al momento de sacar la tubería, el BHA puede quedarse pegado en estas secciones.

PEGA DE TUBERÍA: situación en la que la tubería de perforación queda atascada en el pozo imposibilitando su movilidad.

PEGA POR EMPAQUETAMIENTO: ocurre cuando partículas sólidas de la formación caen dentro del pozo, asentándose y llenando el espacio anular alrededor de la sarta de perforación, imposibilitando su movimiento.

PEGA POR GEOMETRÍA DE POZO: sucede cuando existe una combinación de la geometría del pozo y los cambios bruscos en la dirección del mismo con la rigidez en el ensamblaje de fondo y la posición de los estabilizadores, lo que complica el paso de la sarta a través de estas secciones del pozo y quede atrapada.

PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL: ocurre cuando la sarta de perforación se pone en contacto con una formación permeable y porosa, sumada a una condición de presión hidrostática de la columna del fluido de perforación mucho mayor que la presión de formación, provocando el atascamiento e la tubería.

PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN: o pérdida de retornos, es el resultado de la migración por invasión o fracturación del fluido de perforación dentro de la formación a través de medios porosos, fisuras, cavernas o dentro de fracturas.

PESCA: operaciones realizadas para recuperar del pozo las secciones de tubería, herramientas o basura obstruyente, que están pegados o que han caído al pozo.

PESCADO: herramienta o parte de la sarta de perforación que quedó atrapada dentro del pozo.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: es la fuerza por unidad de área que ejerce el fluido en reposo sobre las paredes del recipiente que lo contiene y sobre cualquier cuerpo que se encuentre sumergido.

PUNTO CEDENTE: *yield Point*, resistencia al flujo por fricción química. Medida de las fuerzas electroquímicas o de atracción de un fluido.

PUNTO DE INICIO DEL DESVIO (KOP): *kick off point*, profundidad en la cual comienza el desvío del pozo, es decir, punto donde se inicia la construcción de ángulo de inclinación.

REPORTE FINAL DE LODOS (RECAP): informe final de fluidos de perforación que cuenta con el resumen ejecutivo de la operación de un pozo. En el cual se encuentra todo lo relacionado a las características, propiedades, cantidad, costo del fluido de perforación empleado en la perforación.

RECORTES: pequeños fragmentos de formación que resultan de la acción de la broca de cortar, romper, aplastar y/o triturar formaciones rocosas.

REOLOGÍA: ciencia que estudia la deformación y flujo de la materia, está relacionada con la capacidad de limpieza, suspensión y transporte de los fluidos de perforación.

REVOQUE: residuo depositado sobre un medio permeable cuando una lechada como un fluido de perforación, es forzado contra un medio bajo presión, las propiedades del revoque como el espesor (indicado en 1/32”), resbalamiento y permeabilidad son importantes, ya que el revoque que se forma en zonas permeables del pozo puede causar atascamiento de la tubería.

ROP: velocidad de penetración con la que la broca puede romper la roca que se encuentra por debajo de la misma y de ese modo profundizar el pozo. La ROP se presenta en pie perforado por hora (ft/h).

SIDETRACK: operación de construcción de una nueva trayectoria de pozo debido a la imposibilidad de continuar con la perforación planeada inicialmente, por pérdida del pozo debido a problemas operacionales no previstos.

SURVEY: medición de los parámetros direccionales que definen la trayectoria del pozo, la cual se realiza por medio de instrumentos de registro. Estos parámetros son: inclinación, dirección y profundidad medida. Este registro se realiza cada 100 ft.

TIEMPOS NO PRODUCTIVOS: son los tiempos correspondientes al detener la perforación del pozo por algún problema presentado, en la mayoría de los casos es por pega de tubería, estos tiempos conllevan a un aumento de costos, que finalmente hacen que los pozos se vuelvan menos rentables.

TORQUE: fuerza mecánica generada por el top drive o mesa rotatoria la cual hace que la broca gire y pueda atravesar todas las formaciones planeadas.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO

En el presente capítulo se expone las generalidades geológicas, localización y la historia de producción del Campo Castilla perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En la década de 1960, mediante un contrato de concesión el Ministerio de Minas otorgó el Bloque Cubarral a la compañía Chevron para fines de exploración y explotación el cual está localizado entre los municipios de Castilla la Nueva y Acacias, en el cual se perforó el Pozo Castilla 1 en 1969¹, de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el pozo alcanzó una profundidad de 7347 ft; y presentó crudo pesado de las formaciones Mirador (10° API), Guadalupe y Une (13,7°API), debido a este hallazgo de este tipo de crudo y la deficiencia de infraestructura del país, solo hasta 1977 fue posible la explotación comercial de este bloque.

Posteriormente en 1975, el contrato de concesión paso a ser de asociación o también llamado el contrato cincuenta-cincuenta, con la compañía Ecopetrol, el cual tuvo una vigencia de 25 años.

En el año 2000, Chevron hizo entrega del bloque a Ecopetrol S.A., la cual inició con la realización de sísmica y estudios para mejorar la producción del Campo.

Este campo produce a partir de las areniscas de Une y Gacheta, el área productiva del Campo calculada por Ecopetrol es de 11.000 acres.

Actualmente el Campo Castilla² es administrado por la compañía operadora Ecopetrol S.A, es el campo con mayor producción diaria (aproximadamente 81.000 BOPD) a cargo de la operadora, y es el segundo más importante en producción de petróleo en el país después de Campo Rubiales.

¹ ANH. Información geológica y geofísica. [en línea][citado el 24 de enero del 2017]. Disponible en internet [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

² ECOPETROL. Campo Castilla. [en línea][citado el 24 de enero del 2017]. Disponible en internet <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

El Campo Castilla representó alrededor del 12% de la producción del país con 76.171 BOPD en el año 2015 y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A. según el análisis de la firma “Valora Inversiones”.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla está localizado al Sur Occidente de la Cuenca de los Llanos Orientales, en el Municipio Castilla La Nueva, Meta; Noroeste de Colombia. Es una depresión topográfica plana³, de orientación Suroeste - Noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 m, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. La cuenca cubre una extensión de 225.603 Km² (22'560.327 hectáreas), de los cuales 45 Km² corresponden al Campo Castilla de área productiva. Sus límites geomorfológicos son la Cuenca Apure - Barinas, al norte (de la cual se separa por el límite internacional de Colombia con Venezuela); la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al Sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.

Para ir al Campo Castilla desde la Ciudad de Bogotá por vía terrestre, se debe llegar primero a la Ciudad de Villavicencio, haciendo un recorrido de aproximadamente 95 Km desde Usme (Sureste de Bogotá), tomando la ruta número 40. Luego de llegar a Villavicencio, se debe tomar la ruta 65 y realizar un recorrido de 42 Km hacia el Sur para llegar al municipio de Guamal (vía Villavicencio – Acacías – Guamal). Finalmente, desde Guamal, se toma la vía secundaria que conduce al Municipio de Castilla la Nueva (con recorrido de 12 Km), donde se encuentra ubicado el campo, como se observa en la **Figura 1**.

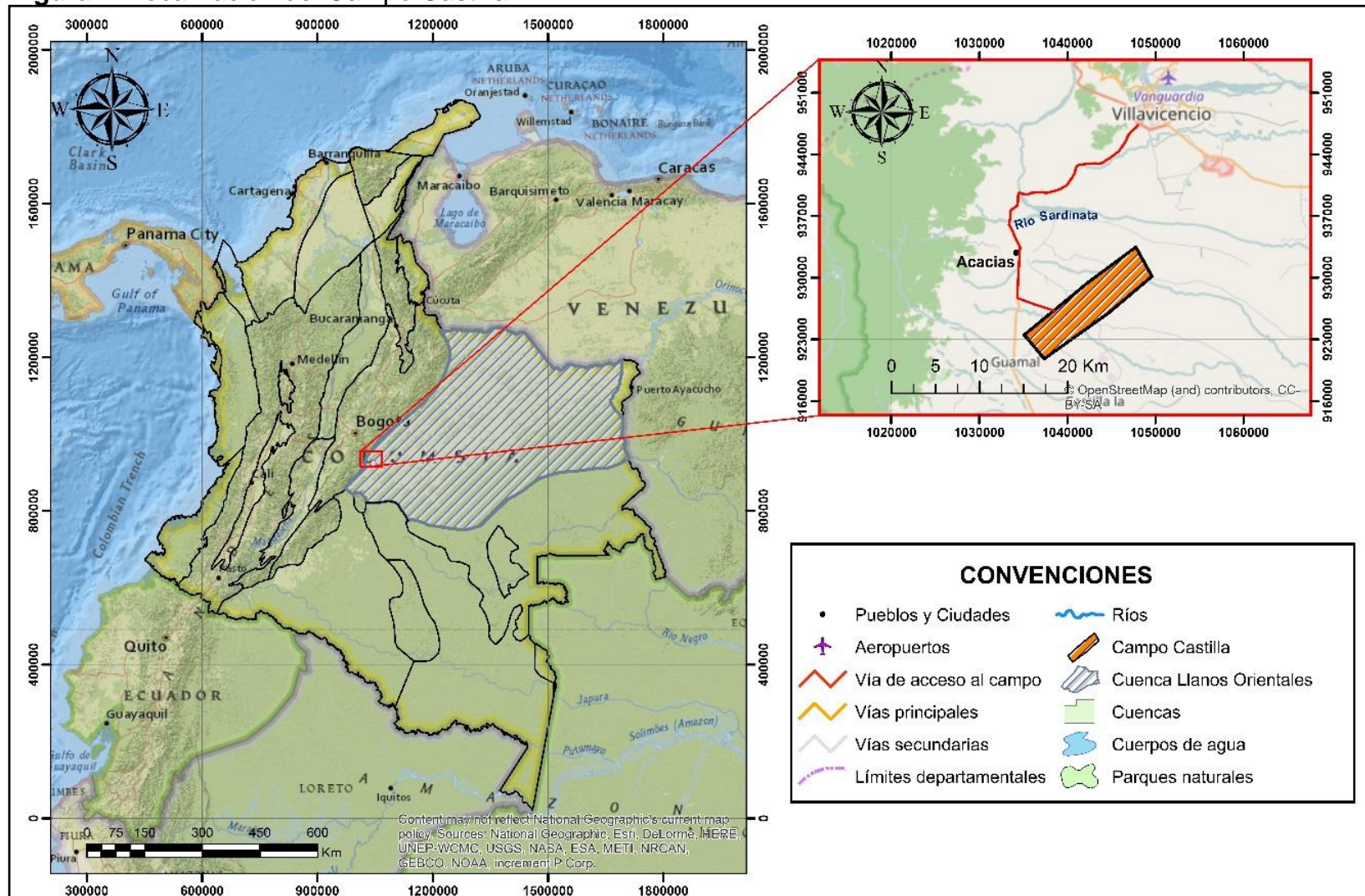
1.3 MARCO GEOLÓGICO

En este numeral se describe la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, su estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2**, se presenta la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, en esta se muestra una secuencia sedimentaria depositada en orden cronológico (de la más antigua a la más reciente) iniciando en el Periodo Jurásico y terminando en el Periodo Neógeno.

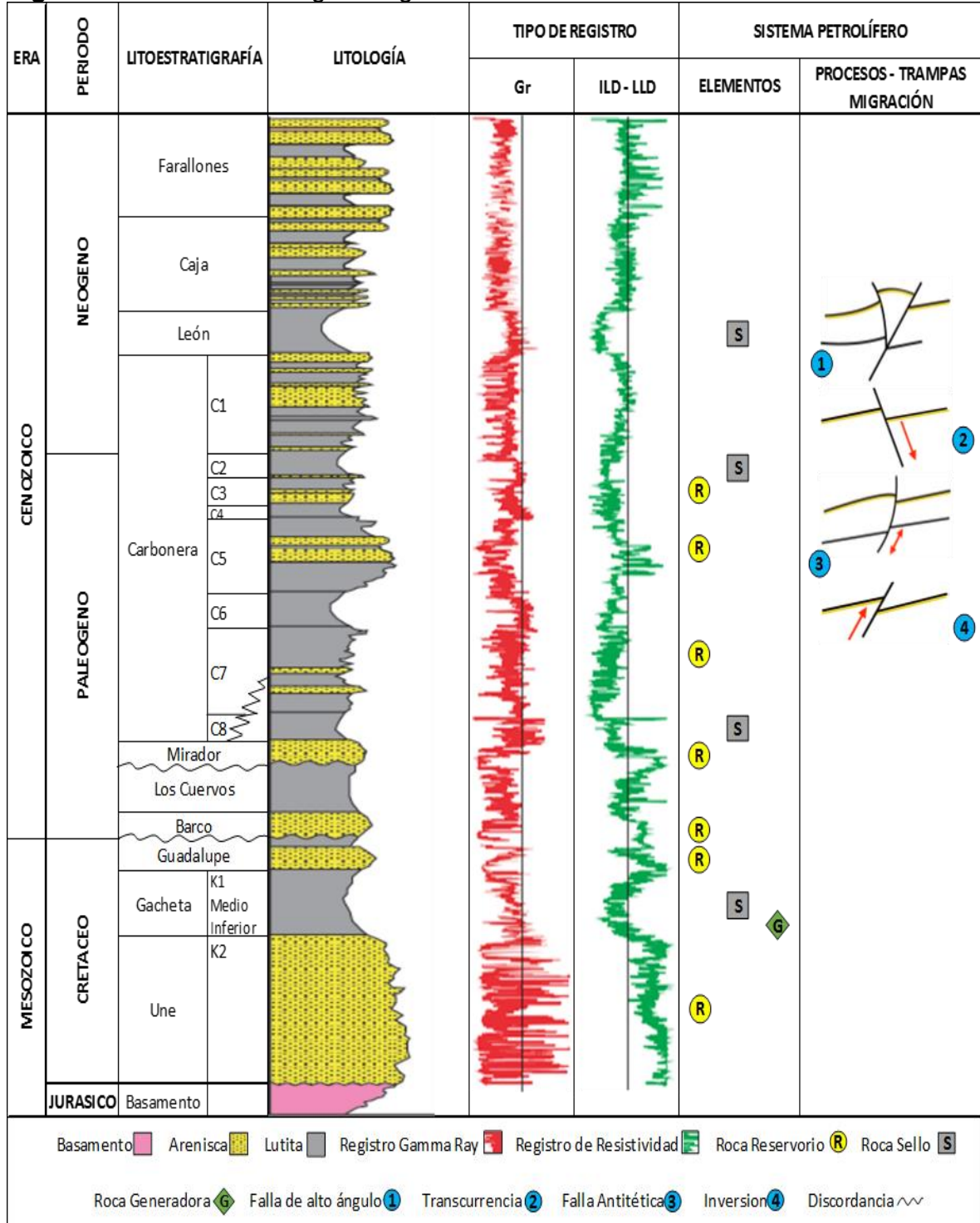
³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS.CUENCA LLANOS ORIENTALES. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos - Diciembre 2012

Figura 1. Localización del Campo Castilla.



Fuente. ARCGIS. Modificado por autores.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de lo Cuenca Llanos Orientales.



Fuente ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre 2012. Pag 46. [Citado 31 Enero, 2017]. Modificada por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se describe las formaciones geológicas que se encuentran en la Cuenca de los Llanos Orientales según su orden cronológico de depositación desde la base hasta el tope, basado en el léxico estratigráfico de Julivert, léxico estratigráfico de Porta y en el documento Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos de la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

1.3.2.1 Basamento. Según la ANH⁴, en el área del Meta se reportan dos tipos de basamento (Obando y Pérez, 1988): un basamento ígneo-metamórfico de composición diorítica - sienítica, presentando fallamiento normal que provocó un relieve positivo que controló los depósitos pre-ordovícicos; y otro de filitas y cuarcitas, las cuales podrían ser prolongación del macizo de Quetame, bajo la secuencia sedimentaria.

1.3.2.2 Formación Une. Según Julivert⁵ y la ANH⁶, la edad de esta formación corresponde al Albiano - Cenomaniano, está formada en su mayoría por areniscas cuarzosas cuyo espesor se estima de 50 a 350 ft, los bancos gruesos de arenisca van separados por bancos más o menos delgados de lutita endurecida y limolitas carbonosas. Como referencia se tiene en la parte alta del conjunto un débil nivel de antracita la cual es explotada en el Rio Une en la región de Ubaque, se encuentra comprendida entre la Formación Fόμεque y Chipaque que se superpone.

1.3.2.3 Formación Gacheta. Según la ANH⁷, está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas, con contenido variable de glauconita; presenta a veces pequeños niveles calcáreos. Esta formación se acuña o no está presente por erosión en el oriente y suroriente de la cuenca. El espesor máximo encontrado en el sector suroccidental de la cuenca, es superior a 600 ft. Esta formación representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste, sobre el Escudo de Guyana. Esto implica que el límite de erosión o deposición oriental se localiza siempre más al este que los límites sedimentarios de las formaciones Une y Guadalupe. Esta formación es productora en varios campos de la cuenca.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Según Hettner⁸, la edad de esta formación corresponde al Coniciano superior o Santoniano Maestrichtiano inferior, está formada por areniscas y capas arcilloso-silíceas. El límite inferior con Guadalupe es el contacto con la Formación Villeta, donde hay presencia de algunos niveles calizos

⁴ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Diciembre 2012. Pg 41. [Citado 31 Enero, 2017] Modificada por los autores.

⁵ JULIVERT Manual. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1968. p.460

⁶ *Ibid.*, p. 48

⁷ *Ibid.*, p. 48

⁸ *Ibid.*, p. 267

y en su parte superior limita con la Formación Guaduas que está comprendida por sedimentos arcillosos rojos y abigarrados.

1.3.2.5 Formación Barco. Según Porta⁹, la edad de esta formación corresponde al Paleoceno, está compuesta principalmente por areniscas, lutitas y arcillitas intercaladas, las areniscas presentan un espesor de 10 a 66 ft, son grises, arcillosas, de grano muy fino a medio, bien calibradas, con estratificación cruzada, localmente contienen abundantes láminas micáceo-carbonáceas y de lutitas. Las lutitas y arcillitas son generalmente grises en parte limosas, micáceas y carbonáceas, localmente ricas en diminutos glóbulos de siderita. El espesor de la formación varía entre 492 y 212 ft. El petróleo se obtiene de las areniscas de esta unidad en el flanco este del Anticlinal Petrólea y en el área Tibú-Socuavó.

1.3.2.6 Formación Los Cuervos. Según Porta¹⁰, la edad de esta formación corresponde del Paleoceno superior al Eoceno inferior, está compuesta principalmente por *shales* carbonáceas, arcillitas intercaladas con limolitas micaceocarbonosas, areniscas de grano fino y carbones, su contacto superior es discordante con la Formación Mirador.

1.3.2.7 Formación Mirador. Según la ANH¹¹, la edad de la formación corresponde al Eoceno tardío, está compuesto por areniscas las cuales constituyen el reservorio más importante de la cuenca, poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente grano decreciente, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia. Su límite basal coincide con una de las principales discordancias, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. El espesor de la Formación Mirador aumenta hacia el Occidente, hasta alcanzar 950 ft.

1.3.2.8 Formación Carbonera. Según Porta¹², la edad de la formación corresponde al Eoceno medio- Oligoceno inferior, el nombre de esta formación deriva de la Quebrada Carbonera, afluente al Río Zulia, en el flanco oriental del Anticlinal La Petrolea. La sección tipo de halla en dicha Quebrada y se presentan arcillitas con areniscas y algunos lechos de lignito en la parte inferior y superior; los espesores de la formación son variables en superficie y oscilan alrededor de los 1.640 ft. Dicha formación descansa sobre la Formación Mirador e infrayace a la Formación León, y aunque la formación es considerada de origen no marino, contiene algunas capas de origen marino.

⁹ PORTA Jaime. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1974. p.82

¹⁰ *Ibíd.*, p.333

¹¹ ANH, Op., Cit., p.49

¹² *Ibíd.*, p.112

Según la ANH¹³, Ecopetrol usa las unidades operaciones: Lutita E4, Unidad T1, Lutita E (Unidad C2) y Areniscas Superiores de Carbonera (Unidad C1), se describirán a continuación de base a tope, estas unidades se van depositando a medida que se avanza hacia el Sureste y Este de la cuenca.

- **Unidad C8.** Está a continuación del tope de la Formación Mirador presenta un espesor variable, desde los 50 ft en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 ft a lo largo del de la montaña
- **Unidad C7.** Presenta areniscas depositadas en un ambiente marino somero deltaico y continental, son de grano fino a medio y a veces conglomeratico, están separadas por niveles de arcillolita y pueden alcanzar un espesor de 250 a 280 ft en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C6.** Se compone de arcillas y su espesor varía en un promedio de 100 a 150 ft en la zona central de la cuenca.
- **Unidad C5.** Se compone de una alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de grano medio y a veces grueso, en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita. Su espesor total varía desde 50 a 300 ft.
- **Unidad C4.** Presenta una alternancia de capas de areniscas, limolitas y lutitas, tiene un espesor promedio comprendido entre 150 y 300 ft en la parte central de la cuenca.
- **Unidad C3.** Se compone por una alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, y algunas limolitas y arcillolitas, y algunas veces se presentan niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca, su espesor promedio es de 150 ft.
- **Unidad C2.** Se comporta como un sello, está exclusivamente compuesto por lutitas y algunas limolitas, su espesor esta entre 100 y 200 ft en la parte media de la cuenca, en sus límites Norte y Noreste de la cuenca el porcentaje de la arena aumenta, relacionándose con un ambiente deltaico.
- **Unidad C1.** Es la última de las secuencias arenosas y se encuentra sellada por lutitas de la Formación León, presenta una alternancia de cuerpos arenosos, que se separan por niveles delgados de limolitas y lutitas, su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 ft antes del Piedemonte.

¹³ ANH, Op., Cit., p. 50-52

1.3.2.9 Formación León. Según Porta¹⁴, la edad de la formación corresponde al Oligoceno Superior, está formada principalmente por *shales* y capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. En la parte superior e inferior los *shales* tienden a pasar a limos. El espesor de la formación es variable de 1.673 ft a 2.575 ft, su límite inferior queda definido por los niveles arenosos de la Formación Carbonera, y el límite superior está determinado por la aparición de los niveles arenosos de la base de la Formación Guayabo suprayacente.

1.3.2.10 Formación Caja o Guayabo. Según ANH¹⁵, está compuesta por una alternancia de arcillolitas muy solubles y areniscas mal seleccionadas, de finas a muy gruesas, a veces presenta niveles de conglomerados, y hacia el tope ocasionalmente muestra niveles carbonosos. En la parte central de cuenca está representada por una sección de 2.000 a 8.000 ft, en el área del Meta esta formación tiene mayor dominio continental.

1.3.2.11 Formación Farallones. Según Julivert¹⁶, la edad de formación corresponde al Devónico - Carbonífero, es un conjunto que se apoya discordantemente sobre el Grupo Quetame o sobre la Granodiorita de la Mina, inicia con un conglomerado basal de 197 ft de espesor al que se superponen 2.428 ft de sedimentos formados por arcillas, calizas y limitas.

1.3.3 Geología estructural. A continuación, se presenta la geología estructural de la Cuenca Llanos Orientales, representado en el corte geológico como se puede observar en la **Figura 3** donde se ilustra la localización y disposición de las capas litológicas y sus límites, en sentido Noroeste-Sudeste y del periodo Jurásico al Neógeno.

1.3.4 Geología del petróleo. Según la ANH¹⁷, existe aproximadamente más de 1.500 MMBO de petróleo para producir. Caño-Limón y Castilla son los campos que tienen mayores producciones, seguidos por los Campos Apiay, Tame, Rubiales y más de cincuenta campos menores.

1.3.4.1 Roca Generadora. Las rocas de la fuente para la Cuenca de Antepaís del Llanos se localizan debajo del flanco este de la Cordillera Oriental. La roca generadora principal es lutitas mixtas marinas-continentales de la Formación Gachetá con querogeno tipo II y III, TOC que oscilan entre 1-3% y 150-300 ft de espesor efectivo.

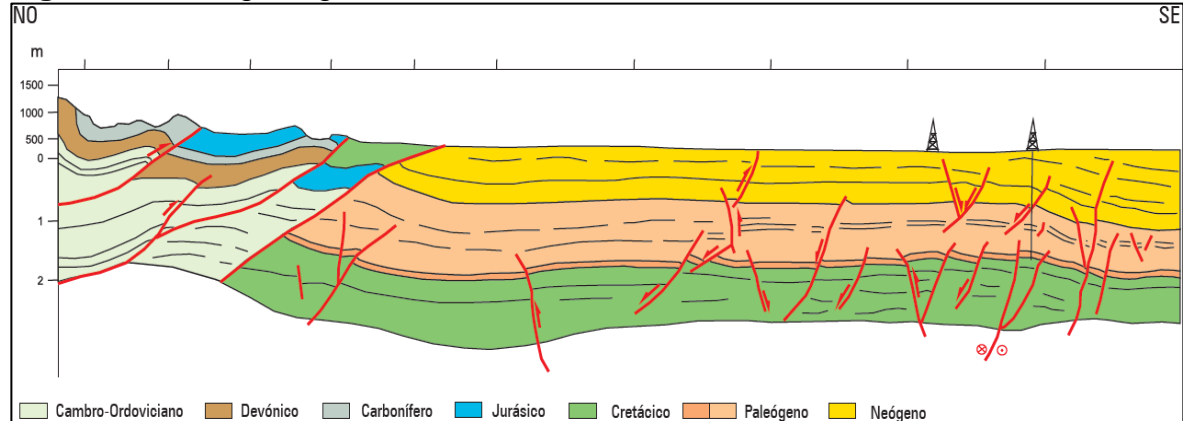
¹⁴ PORTA, Op., Cit., p.324

¹⁵ ANH, Op., Cit., p. 52

¹⁶ JULIVERT, Op., Cit., p 245

¹⁷ ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. Pg 71

Figura 3. Corte geológico Cuenca Llanos Orientales.



Fuente ANH. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Diciembre 2007. Pag 40. [Citado 31 Enero, 2017].

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las areniscas del periodo Paleógeno, Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador son excelentes Reservorios. Dentro de la secuencia del Cretácico, varios intervalos de arenisca son también excelentes almacenadoras. El espesor sedimentario aumenta en dirección Este-Oeste. La porosidad disminuye en la misma dirección de 30% a 10%. Los espesores prospectivos varían de unos pocos pies a 180 ft, dependiendo de la ubicación del pozo dentro de la cuenca. La gravedad API varía entre 12° y 42°.

1.3.4.3 Migración. Según la ANH¹⁸, existen dos pulsos de migración, el primero ocurre desde Eoceno Superior hasta Oligoceno y el segundo pulso de migración comenzó desde el Mioceno y continúa en el presente.

1.3.4.4 Roca Sello. La Unidad C8 de la Formación Carbonera ha sido tradicionalmente considerada como el sello regional de la cuenca, pero debido a su extensión el mejor sello es la Unidad Carbonera C2. Las Unidades Carbonera numeradas pares son reconocidas como sellos locales, así como las Formaciones de Gacheta y Guadalupe cretáceas que pueden ser auto sellantes.

1.3.4.5 Trampa. Según la ANH¹⁹, la perforación exploratoria se ha concentrado en fallas normales (antitéticas). Los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve y las trampas estratigráficas (acuñamiento, paleohighs, canales, etc) son objetivos de exploración de alto potencial.

¹⁸ ANH. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en internet: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

¹⁹ *Ibíd.*, p. 1

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En este numeral se hace una descripción de la historia de producción del campo, el método de producción, tiempo de producción, número de pozos y el histórico de producción del Campo Castilla de Ecopetrol S.A.

1.4.1 Reseña histórica de producción. Luego del descubrimiento del potencial del campo se presentan varios hechos relevantes:

- 1969: Se comprueba gran cantidad de reservas mediante el Pozo Castilla 1, el cual arrojó muestras de crudo pesado no explotable por la limitada tecnología e infraestructura de la zona.
- 1975: El hallazgo de crudo pesado en el campo limitó la operación a pocos barriles de petróleo por día.
- 1975-2000: En estos 25 años de mantener el contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol se extrajeron 94 millones de barriles de crudo. Su producción estaba cerca de los 20.000 barriles por día de petróleo.
- 2000 – 2016: En el año 2000 Ecopetrol asumió el control del Campo Castilla por vencimiento del contrato de asociación, en esta temporada la producción alcanzó límites diarios de producción aproximadamente 81.000 BOPD.

1.4.2 Método de producción. El mecanismo de empuje para las formaciones Une y Gacheta es un acuífero activo, dada su alta energía todavía hay pozos produciendo por flujo natural.

Por otro lado, en los pozos donde la energía del yacimiento se ha depletado se extrae mediante sistemas artificiales:

1.4.2.1 Sistema de levantamiento. Los sistemas de levantamiento artificiales más comunes en el Campo Castilla son bombeo electro sumergible y bombeo mecánico²⁰.

1.4.3 Tiempo de producción. El Campo Castilla inició su producción desde el año de 1969, después de aproximadamente de 47 años de explotación del campo fue de cerca de 81.000 barriles de petróleo por día. Las reservas probadas desarrolladas remanentes para las Formaciones Une y Gacheta son de 100'000.000 bbl.

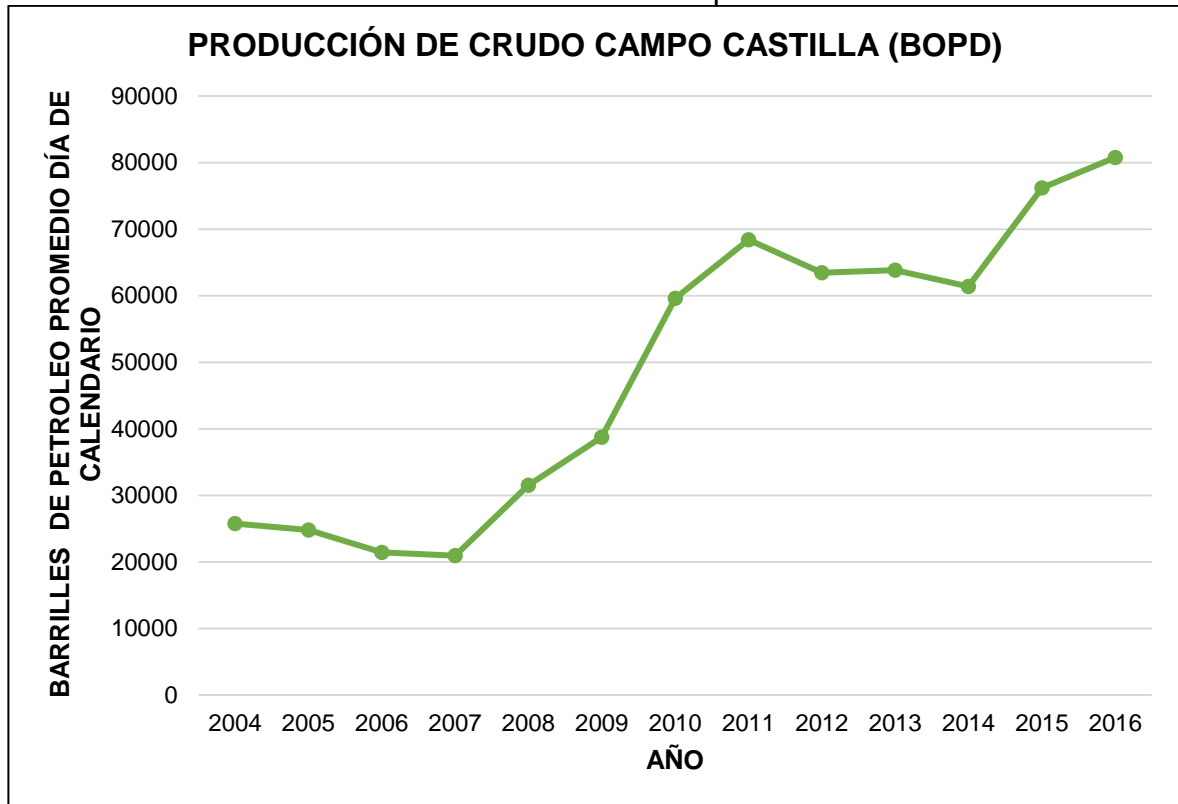
²⁰ Ecopetrol. Carta petrolera. Empresa. [en línea] [citado febrero 10 de 2017]. Disponible en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

1.4.4 Número de pozos. En la actualidad, con las campañas de perforación realizadas desde el descubrimiento del Campo Castilla se han perforado aproximadamente 503 pozos a junio de 2016:

- 33 pozos exploratorios.
- 470 pozos de desarrollo.

1.4.5 Producción histórica de petróleo. La tasa promedio de producción diaria del campo ha mostrado un comportamiento variable. En la **Gráfica 1**, se presenta la producción histórica de crudo desde el 2004, posterior a la creación de la ANH. En donde, desde el año 2004 al 2007 se observa una tendencia decreciente y se llega al punto más bajo de producción promedio (20.932 BOPD) en los últimos 12 años, por el contrario, del año 2014 al 2016 se ha caracterizado por mostrar una tendencia creciente, presentado el pico más alto de producción (80.767 BOPD).

Gráfica 1. Producción histórica de crudo del Campo Castilla.



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. IEP enero 2017, Hoja Prod. X Campo BPDC [en línea] [citado febrero 10 de 2017]. Disponible de Word Wide Web: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>. Modificado por los autores.

2. PEGA DE TUBERÍA

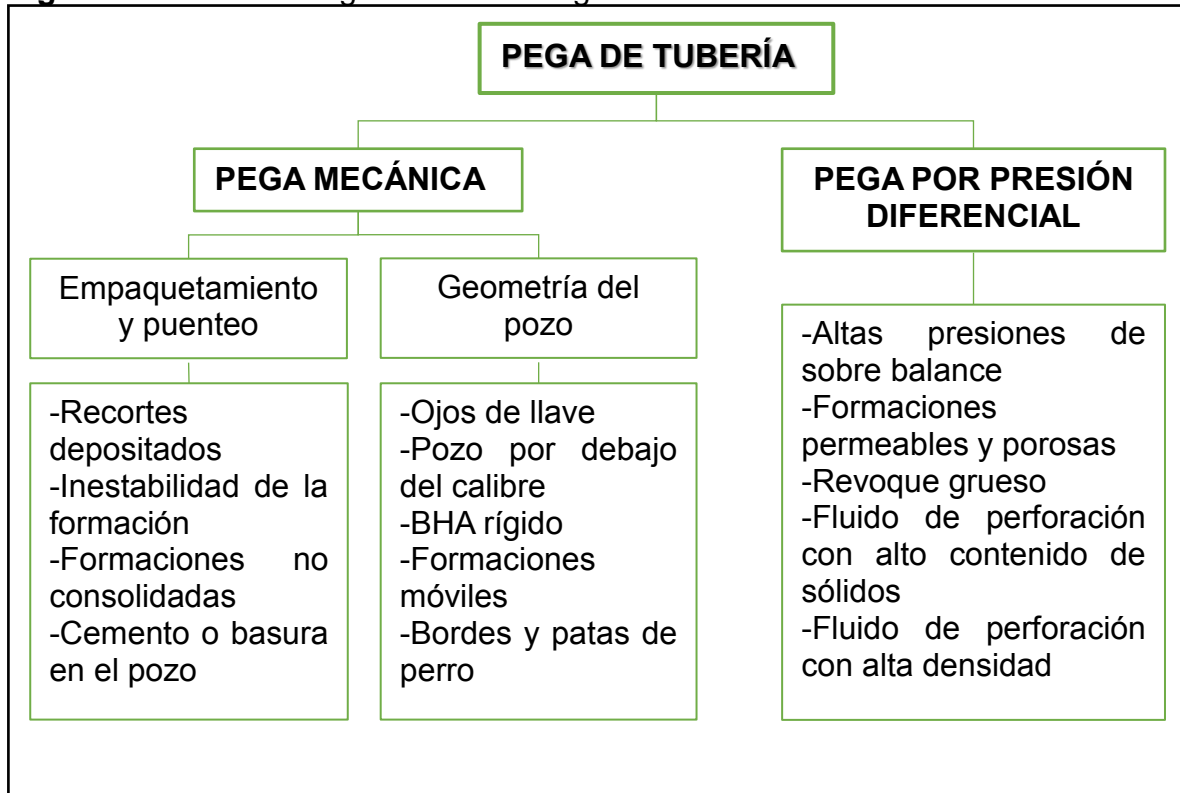
En este capítulo se muestran los tipos de pega de tubería que se pueden presentar durante las operaciones de perforación, sus causas, señales de advertencia y sus respectivas acciones preventivas.

2.1 MECANISMOS DE PEGA DE TUBERÍA

La pega de tubería representa uno de los problemas de perforación más comunes y más graves. La gravedad del problema varía desde un ligero aumento de los costos hasta complicaciones graves que pueden tener resultados considerablemente negativos, tal como la pérdida de la sarta de perforación o la pérdida parcial del pozo. Un gran porcentaje de casos de pega de tubería terminan exigiendo que se desvíe el pozo alrededor de la pega de tubería, llamada pescado, y que se perfore de nuevo el intervalo. La prevención y la corrección de los problemas de pega de tubería dependen de la causa del problema.

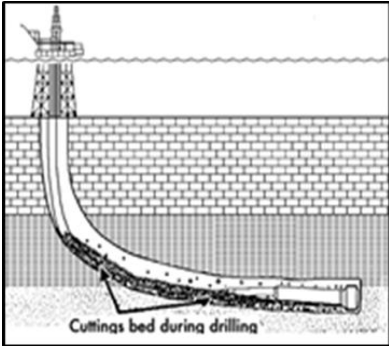
A continuación, en la **Figura 4** se muestra la clasificación de las pegas de tubería y sus causas principales que se explican en detalle más adelante.

Figura 4. Clasificación general de la Pega de tubería.



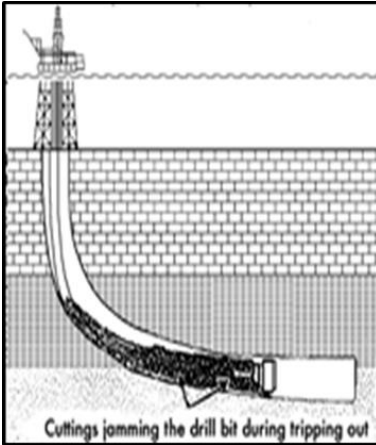
Fuente. INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Drilling Fluids Manual. Dallas, 2001. p.453-500. Modificado por autores.

Cuadro 1. Recortes depositados.

2.2 PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.1 Empaquetamiento / Puenteo	2.2.1.1 Recortes depositados ²¹	-Altas ROPs en comparación a la capacidad de limpieza, genera mayor volumen de recortes de los que pueden ser circulados mecánicamente a partir del espacio anular, como se observa en la Figura 5 .	-Relleno en el fondo después de realizar las conexiones y los viajes.	-Mantener la reología apropiada del fluido de perforación de acuerdo con el tamaño del pozo, la ROP y la inclinación del pozo.	<p>Figura 5. Recortes depositados.</p> 
	-Falta de suspensión y transporte de los recortes hacia la superficie con una reología del fluido de perforación inadecuada.	-La cantidad de retornos en las zarandas es pequeña en relación con La ROP y el tamaño del pozo.	-En pozos verticales, limpiar el pozo con fluido de perforación de alta viscosidad.		
	-Trayectorias de pozo muy desviadas, ya que los pozos de alto ángulo son más difíciles de limpiar. Los sólidos perforados tienden a caer en la parte baja del pozo, esto resulta en la formación de camas de recortes que son difíciles de eliminar.	-Aumento de sólidos de baja gravedad específica (LGS) y posible aumento de la densidad y/o viscosidad del fluido de perforación.	-En pozos desviados, limpiar con píldoras de baja y alta viscosidad. Circular siempre hasta que las píldoras regresen a la superficie y que las zarandas estén limpias.		

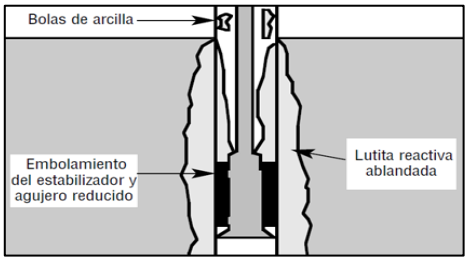
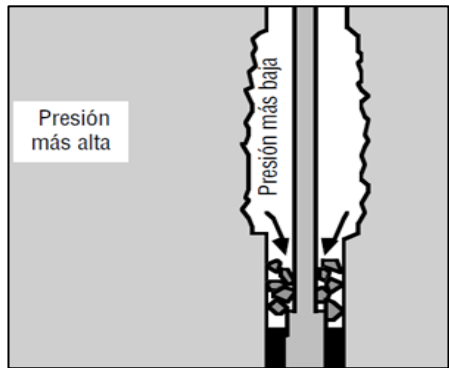
²¹ INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Drilling Fluids Manual. Dallas, 2001. p.453

Cuadro 1. (Continuación)

PEGA MECÁNICA				
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
2.2.1 Empaquetamiento / Punteo	2.2.1.1 Recortes depositados	<ul style="list-style-type: none"> -Desprendimiento y obturación de formaciones inestables alrededor de la sarta de perforación, estas formaciones suelen ser arcillas y lutitas, como se observa en la Figura 6. 	<ul style="list-style-type: none"> -Aumento del torque y arrastre. -Sobretensión en las conexiones y durante el retiro de la tubería. 	<p>Figura 6. Cama de recortes.</p> 
	<ul style="list-style-type: none"> -Circulación insuficiente para limpiar el pozo antes de sacar la tubería o de realizar conexiones. Cuando se interrumpe la circulación, los recortes pueden depositarse alrededor del BHA y obturar el pozo, causando la pega de tubería. 	<ul style="list-style-type: none"> -Aumento de presión de bombeo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Usar una hidráulica optimizada que sea compatible con el tamaño respectivo del pozo, la inclinación y la ROP. -Realizar un viaje de limpieza después de todas las corridas largas con motor de fondo. -Usar el movimiento de la sarta (rotación y movimiento alternativo) durante la circulación a la velocidad máxima, para perturbar las camas de recortes e incorporarlas de nuevo dentro del flujo. -Emplear velocidades de circulación más altas siempre. 	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 453. Modificado por los autores.

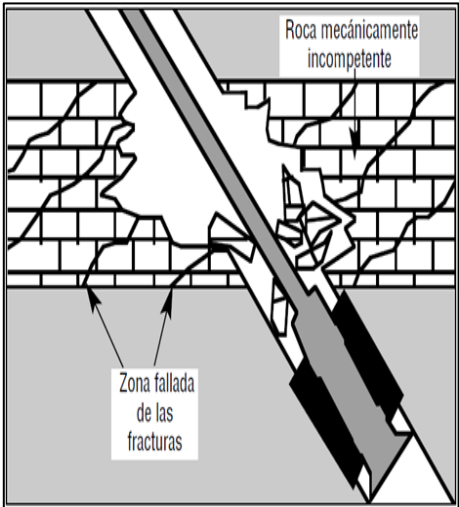
Cuadro 2. Inestabilidad de la Formación.

PEGA MECÁNICA				
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
2.2.1 Empaquetamiento / Punteo 2.2.1.2 Inestabilidad de la formación ²²	Arcillas reactivas	-Arcillas sensibles al agua perforadas con insuficiente inhibición., como se observa en la Figura 7.	-Aumento de la viscosidad de embudo, punto cedente, densidad del fluido de perforación. -Densidad del fluido de perforación más alta en pozos horizontales que en pozos verticales. -Mantener las propiedades del fluido de perforación adecuadas.	Figura 7. Arcilla reactiva. 
	Lutitas presurizadas	-Perforar lutitas presurizadas y sometidas a esfuerzos mecánicos (peso de sobrecarga, esfuerzos in situ, ángulo de los planos de estratificación y esfuerzos tectónicos) como se observa en la Figura 8. -Densidad del fluido de perforación insuficiente.	-Aumento torque y arrastre. -Ajustar profundidad del zapato de la tubería de revestimiento por debajo de las formaciones problemáticas.	Figura 8. Lutita presurizada. 

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 454. Modificado por los autores.

²² Op., Cit., p. 454

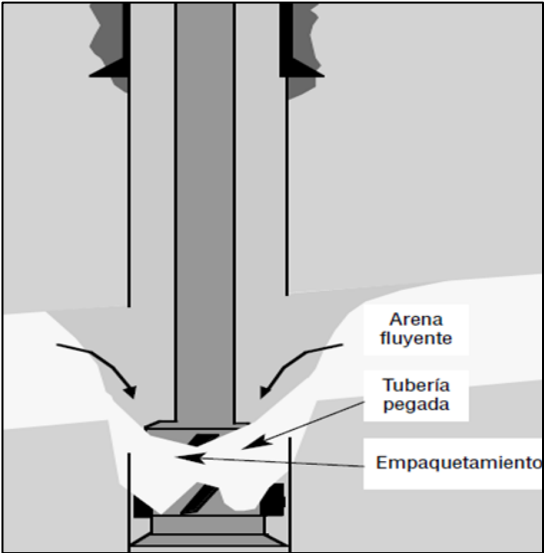
Cuadro 3. Formaciones fracturadas y falladas.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.1 Empaquetamiento / Puente	2.2.1.3 Formaciones fracturadas y falladas ²³	-Perforar formaciones frágiles que son mecánicamente incompetentes como se observa en la Figura 9 .	-Puede ocurrir durante los viajes, posiblemente mientras se perfora.	-Minimizar las pérdidas de filtrado de fluido de perforación. -Circular el pozo hasta estar limpio antes de continuar la perforación.	<p>Figura 9. Formaciones fracturadas y falladas.</p> 
		-Pedazos de formación caen dentro del pozo y pegan la sarta de perforación.	-Se puede presentar torque y arrastre repentino y errático.	-Reducir la velocidad del viaje antes de que el BHA entre a la zona sospechosa.	
		-Son especialmente inestables cuando los planos de estratificación se inclinan hacia abajo con altos ángulos.	-La circulación puede ser restringida.	-En caso de detectar derrumbe: interrumpir perforación, limpiar el pozo con fluido de perforación viscoso, aumentar densidad y modificar reología.	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 454. Modificado por los autores.

²³ Op., Cit., p. 454

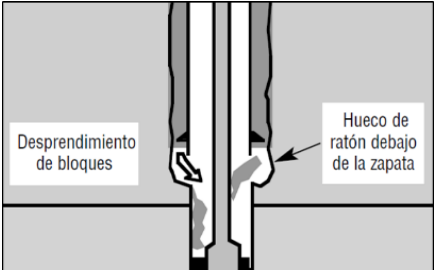
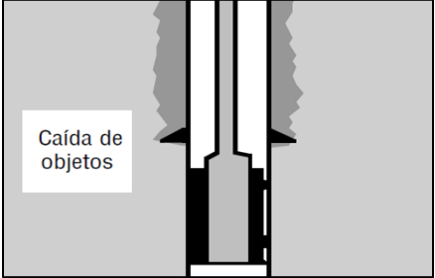
Cuadro 4. Formaciones no consolidadas.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.1 Empaquetamiento / Puenteo	2.2.1.4 Formaciones no consolidadas ²⁴	-La perforación de arena o grava no consolidada, estas caen frecuentemente dentro del pozo obturando la sarta de tubería, como se observa en la Figura 10.	-Incrementa torque, arrastre, fluctuaciones en la presión de la bomba y sin circulación.	-Utilizar píldoras de alta viscosidad y proporcionar revoque de buena calidad.	<p>Figura 10. Formación no consolidada.</p> 
		-Revoque de mala calidad.	-Equipos de control de sólidos sobrecargados de retornos que no corresponden a la ROP.	-Minimizar la velocidad del viaje.	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 455. Modificado por los autores.

²⁴ Op., Cit., p. 455

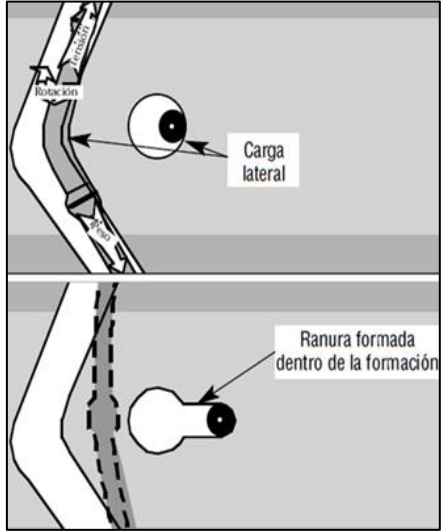
Cuadro 5. Cemento o basura en el pozo.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.1 Empaquetamiento / Puenteo	2.2.1.5 Cemento o basura en el pozo ²⁵	-El cemento pierde estabilidad alrededor del zapato como se observa en la Figura 11.	-Aumento de torque y arrastre.	-Dejar suficiente tiempo para el fraguado del cemento antes de seguir perforando.	<p>Figura 11. Bloques de cemento.</p>  <p>Figura 12. Cemento fresco.</p> 
	-Si se baja el BHA dentro de un cemento fresco, mientras fragua (el cemento tiene una reología alta) el cemento estará fraguando rápidamente si se aplica presión.	-Derrumbes de cemento en las zarandas.	-Mantener una distancia suficiente entre los pozos de referencia.	-Comenzar lavando dos juntas de tubería en pie antes del tope teórico de cementación.	
	-Basura metálica puede caer del piso del equipo de perforación, como se observa en la Figura 12.	-Torque errático.	-Controlar la perforación al limpiar saliendo del cemento fresco.	-Mantener el piso del equipo de perforación en buenas condiciones de operación.	
	-Rotura del equipo de fondo o trozos de materiales tubulares y equipos desbastados.	-Circulación altamente restringida o imposible.			
		-Ripios metálicos en las zarandas.			

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 456. Modificado por los autores.

²⁵ Op., Cit., p. 456

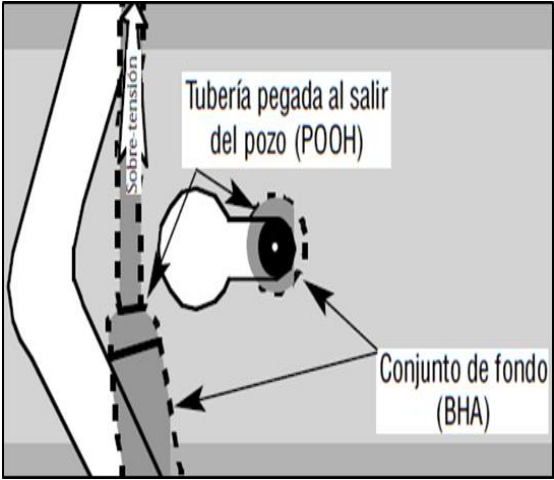
Cuadro 6. Ojo de llave.

PEGA MECÁNICA				
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
2.2.2 Geometría del pozo ²⁶	2.2.2.1 Ojo de llave ²⁷	<p>-La sarta de perforación roza contra la formación en la parte interior de una pata de perro.</p> <p>-Ocurre solo cuando se retira la tubería del hueco.</p>	<p>-Minimizar la severidad de los doglegs.</p> <p>-Planear un KOP lo más profundo posible.</p>	<p>Figura 13. Asentamiento ojo de llave (a).</p> 
		<p>-La tensión mantiene la sarta de perforación contra el pozo mientras que la rotación y el movimiento de la tubería forman una ranura en el lado del pozo como se observa en la Figura 13.</p> <p>-Cuanto más largo sea el intervalo por debajo de la pata de perro y marcada la pata de perro, más grande será la carga lateral y más rápido el desarrollo de un asentamiento ojo de llave.</p> <p>-Circulación no restringida.</p>	<p>-Minimizar la rotación a través de estas zonas, con motores en fondo.</p>	

²⁶ Op., Cit., p. 457

²⁷ Ibid., p.457

Cuadro 6. (Continuación)

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.2 Geometría del pozo	2.2.2.1 Ojo de llave	<p>-Ocurre cuando la tubería se pega dentro de la estrecha ranura del ojo de llave al ser levantada, esto solamente cuando se está moviendo la tubería, como se observa en la Figura 14.</p> <p>-Cambios abruptos en el ángulo o dirección en formaciones suaves a duras.</p> <p>-La tubería también puede ser pegada por presión diferencial después de pegarse en el ojo de llave.</p>	<p>-Movimiento libre de la sarta por debajo del ojo de llave sino se pega.</p> <p>-Sobretensión repentina cuando el BHA alcanza la profundidad del dogleg.</p>	<p>-Limitar sobretensión en intervalos sospechosos.</p> <p>-Planear, rimado y/o viajes de limpieza si el dogleg está presente.</p> <p>-Correr rimador o limpiador de ojo de llave si hay sospechas.</p>	<p>Figura 14. Asentamiento ojo de llave (b).</p> 

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 457. Modificado por los autores.

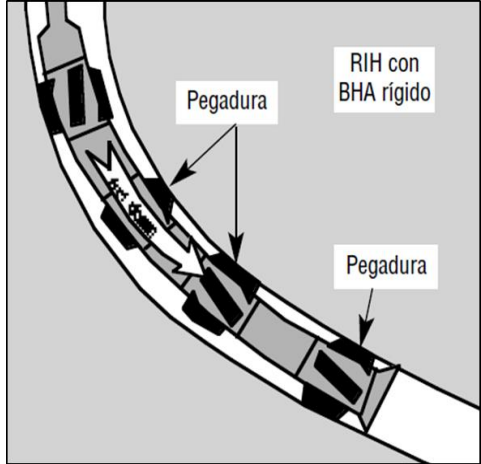
Cuadro 7. Pozo por debajo del calibre.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.2 Geometría del pozo	2.2.2.2 Pozo por debajo del calibre ²⁸	-Las secciones abrasivas del pozo no sólo desafilan las brocas, sino que reducen el calibre del pozo y de los estabilizadores como se observa en la Figura 15 .	-Solamente ocurre cuando se mete la tubería.	-Calibrar la broca y estabilizadores una vez se saquen del hueco.	<p>Figura 15. Pozo por debajo del calibre.</p>
		-Una corrida de la broca demasiado profunda dentro de las formaciones abrasivas resulta en un pozo por debajo del calibre.	-Repentino peso de asentamiento.	-Nunca forzar la broca a través de un punto apretado.	
		-La introducción de un conjunto de diámetro completo dentro de un pozo por debajo del calibre puede pegar la sarta de perforación.	-La circulación no está restringida.	-Disminuir la velocidad de viaje antes que el BHA entre a la zona sospechosa.	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 457. Modificado por los autores.

²⁸ Op., Cit., p. 457

Cuadro 8. BHA rígido.

PEGA MECÁNICA				
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
2.2.2 Geometría del pozo	2.2.2.3 BHA rígido ²⁹	<p>-Los pozos perforados con un BHA flexible parecen estar rectos cuando se saca la tubería, pero si se mete un BHA más rígido el pozo recién perforado actuará como si estuviera por debajo del calibre como se observa en la Figura 16.</p>	<p>-Es probable que ocurra cuando se está metiendo tubería.</p> <p>-Circulación no está restringida.</p>	<p>Figura 16. Conjunto rígido</p> 
		<p>-BHA rígidos no pueden adaptarse a los grandes cambios de ángulo/dirección del pozo y pueden pegarse.</p>	<p>-El BHA a la profundidad donde hay cambios de dirección y de ángulo.</p>	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 457. Modificado por los autores.

²⁹ Op., Cit., p. 457

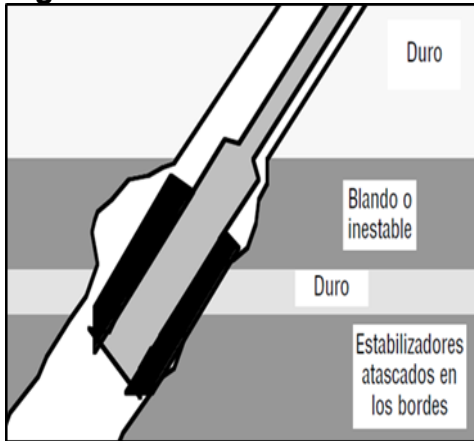
Cuadro 9. Formaciones móviles.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.2 Geometría del pozo	2.2.2.4 Formaciones móviles ³⁰	-El peso de sobrecarga o los esfuerzos tectónicos pueden apretar la lutita blanda dentro del pozo, causando la pega del BHA.	-Ocurre cuando se está sacando la tubería del pozo. -Posiblemente cuando se mete tubería que ha estado mucho tiempo por fuera del pozo.	-Seleccionar un fluido de perforación correcto. -Mantener suficiente densidad del fluido de perforación.	<p>Figura 17. Formación móvil.</p>
		-La magnitud de los esfuerzos y por lo tanto la velocidad de movimiento varía de una región a otra, pero es generalmente más grande para las formaciones ubicadas por debajo de 6.500 ft (2.000 m) como se observa en la Figura 17.	-Mientras se perfora y la formación se mueve rápidamente. -La circulación no es restringida o es posible una ligera restricción.	-Planificar frecuentes viajes de limpieza y rimado. -Reducir la velocidad de viaje antes que el BHA entre en la zona sospechosa -Minimizar el tiempo de exposición del hueco abierto.	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 458. Modificado por los autores.

³⁰ Op., Cit., p. 458

Cuadro 10. Bordes y micropatas de perro.

PEGA MECÁNICA					
TIPO DE PEGA DE TUBERÍA	CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA	
2.2.2 Geometría del pozo	2.2.2.5 Bordes y micropatas de perro ³¹	<p>-Estos son formados cuando se encuentran sucesivas formaciones duras/blandas interestratificadas. Las formaciones blandas se derrumban por varios motivos (por ej. hidráulica excesiva, falta de inhibición), mientras que las rocas duras mantienen su calibre, como se observa en la Figura 18.</p>	<p>-Puede ocurrir cuando se esté levantando para hacer una conexión, es posible que se presente en los viajes.</p> <p>-Circulación sin restricción.</p>	<p>-Rimar hacia afuera con frecuencia cuando esté perforando en formaciones duras y blandas.</p> <p>-Minimizar los cambios de dirección y de ángulo.</p> <p>-Minimizar los cambios del BHA.</p> <p>-Disminuir velocidad de viaje antes de que entre el BHA a la zona sospechosa.</p>	<p>Figura 18. Bordes.</p>  <p>El diagrama muestra un BHA (Barril de Herramienta) perforando un terreno con estratos alternados de 'Duro' y 'Blando o inestable'. Se observan 'Bordes' y 'micropatas de perro' (perforaciones secundarias) que se forman al pasar de un estrato duro a uno blando. Una etiqueta indica 'Estabilizadores atascados en los bordes'.</p>
		<p>-Esta situación es agravada por formaciones buzantes y cambios frecuentes de ángulo y dirección. Las aletas del estabilizador pueden pegarse por debajo de los bordes durante el retiro o levantamiento de las conexiones.</p>			

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 458. Modificado por los autores.

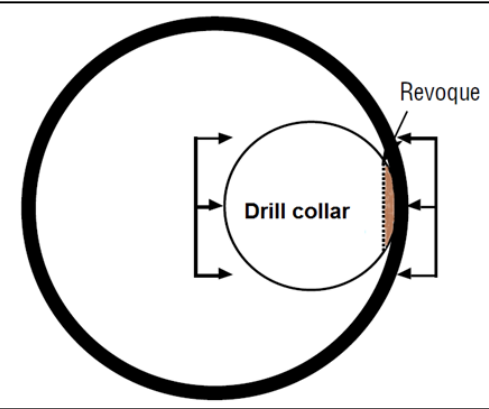
³¹ Op., Cit., p. 458

Cuadro 11. Pega por presión diferencial.

2.3 PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL³²			
CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
<p>-La presión hidrostática del fluido de perforación excede la presión de la formación adyacente, como se observa en la Figura 19.</p>	<p>-Arenas con baja presión.</p> <p>-Ocurre después de un periodo de no mover la sarta.</p>	<p>-Reducir la presión de sobre balance manteniendo la densidad del fluido de perforación al nivel más bajo.</p> <p>-Reducir el área de contacto (pozo y la tubería) usando la longitud más corta de los drill collar necesarios para el peso requerido sobre la broca. Reducir el área de contacto usando pequeños drill collar en espiral o cuadrados.</p>	<p>Figura 19. Mecanismo de pega por presión diferencial (a).</p>
<p>-La formación es permeable (generalmente arenisca) en combinación con presión diferencial resulta en la pérdida de filtrado hacia la formación y en la deposición de un revoque.</p>	<p>-La sarta no puede ser movida ni rotada.</p> <p>-Incremento de torque y peso de asentamiento para comenzar movimiento de la sarta.</p>	<p>-Usar estabilizadores y tubería de perforación extra pesada para complementar el peso de los drill collar.</p> <p>-Reducir el espesor del revoque. Los revoques gruesos aumentan el área de contacto entre la tubería y el costado del pozo, causando una reducción del diámetro del pozo.</p> <p>-Mantener una baja filtración.</p>	

³² Op., Cit., p. 459

Cuadro 11. (Continuación)

PEGA POR PRESIÓN DIFERENCIAL			
CAUSAS	SEÑALES DE ADVERTENCIA	PREVENCIÓN	GRÁFICA
<p>-Cuando la tubería se pega por presión diferencial, casi siempre hay una circulación libre alrededor de la zona pegada. Cuando un revoque se forma sobre la formación, este revoque aumenta el área de contacto entre el pozo y la tubería de perforación, como se observa en la Figura 20.</p>	<p>-Incremento de sobretensión después de sarta estática.</p> <p>-Secciones de BHA largas y sin estabilizadores.</p>	<p>-Controlar la ROP excesiva para limitar la concentración de sólidos perforados y el aumento del peso del fluido de perforación en el espacio anular.</p> <p>-Minimizar el coeficiente de fricción del fluido de perforación manteniendo un revoque de buena calidad.</p>	<p>Figura 20. Mecanismo de pega por presión diferencial (b).</p> 
<p>-El exceso de sólidos perforados y el alto filtrado aumentan el espesor del revoque y el coeficiente de fricción, haciendo que sea más difícil golpear o tirar de la tubería de perforación para liberarla.</p>	<p>-La circulación es restringida.</p>	<p>-Mantener la tubería en movimiento cuando sea posible.</p> <p>-Utilizar los martillos de perforación, cuando sea posible.</p>	

Fuente: Instituto Americano del Petróleo. Drilling fluids manual Energy. 2001.p 459. Modificado por los autores.

3. DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ

Antes de efectuar el diagnóstico de causa raíz se realiza una fase previa de selección de la población de estudio, de la siguiente manera: primero, a partir de un análisis estadístico realizado por el Semillero de Investigación Nuevas Tecnologías de Perforación en el año 2015, de una población de 160 pozos, y bajo los criterios de selección: costo de perforación, duración de la perforación y duración de los tiempos no planeados, se obtuvieron 15 pozos. Dentro de los cuales, se seleccionan ocho pozos con los mayores problemas operativos presentados durante su perforación. Posteriormente, Ecopetrol S.A. suministró información de cinco pozos, de los ocho nombrados anteriormente. La cual representa la población de estudio. A partir de esta población de cinco Pozos (V, W, X, Y & Z) del Campo Castilla, perforados durante las campañas de los años 2014 y 2015, se efectúa el diagnóstico causa raíz en tres etapas.

En la primera etapa, se realiza la recolección de la información de cada pozo y su posterior organización. En la segunda etapa de selección de los pozos de estudio, se hace la revisión y evaluación de la información, en donde se identifica el problema y se evidencia que, en los Pozos X, Y & Z se presentaron eventos pega de tubería, pero solo en los Pozos X & Y la pega fue por empaquetamiento. Dado que, en el Pozo Z se presentó pega del liner de 7" durante su corrida mas no durante su perforación. Es por esto, que se selecciona como muestra solo los Pozos X & Y, es decir, el objeto de estudio del proyecto. Además, se realiza al análisis de los eventos presentados durante la perforación de los Pozos (V, W y Z), los cuales hacen parte de los anexos (A, B, C). En la tercera etapa, se procede finalmente a realizar el diagnóstico de la causa raíz, basado en la metodología Tripod Beta Modificada detallada a continuación:

3.1 METODOLOGÍA TRIPOD BETA MODIFICADA

A través de la metodología Tripod Beta Modificado se identifican los problemas presentados, a partir de la respuesta de las siguientes preguntas: ¿Qué pasó? la cual se basa en realizar una cadena de acontecimientos que ocurrieron en el incidente, ¿Cómo sucedió? en el cual se identifican las fallas que no lograron poner fin a esta cadena de acontecimientos y ¿Por qué sucedió? Para analizar la razón del fracaso de las fallas identificadas.

La metodología Tripod Beta³³ empezó a ser investigada a finales del año 1980 e inicios del año 1990 por las universidades de Leiden y Manchester, las cuales fueron financiadas por la compañía Shell.

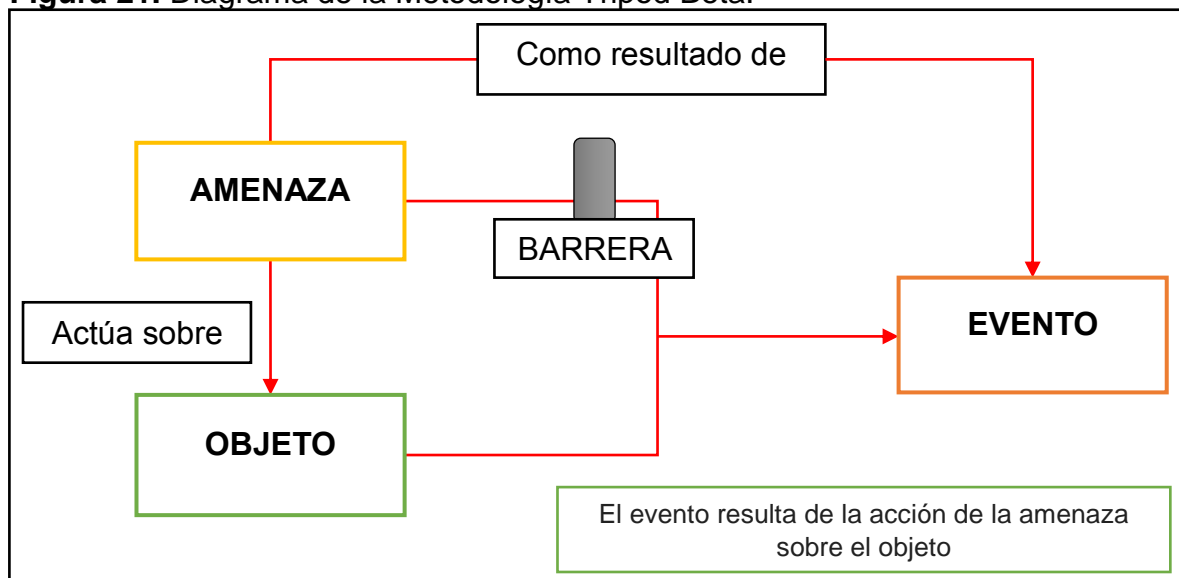
³³ EPEX, The history of Tripod Beta. [en línea] 2015 [citado Julio 18 del 2017] Disponible en: <http://www.learnfromaccidents.com/about-tripod-beta>

En 1998, Shell transfirió los derechos de autor de la metodología tripod beta a *Stichting Tripod Foundation* (STF) la cual es un organismo de caridad regulado por la legislación holandesa, en este mismo año se inició un mayor desarrollo de la metodología en cuanto al proceso, software y el material de capacitación. El propósito de STF es promover las mejores prácticas en la comprensión y prevención de incidentes a través del uso de la metodología Tripod Beta, en el año 2012 la fundación se asoció en el Instituto de Energía en el Reino Unido para seguir promoviendo su propósito.

Por otra parte, el análisis de la metodología tripod beta modificada³⁴ es usada para realizar un análisis de incidentes paralelamente con el proceso que se esté realizando, ayudando de esta manera a los investigadores a recopilar información y hechos, que dan aviso a posibles fallas que se estén presentando. El beneficio de esta metodología es que al detectar las fallas o anomalías que se estén presentando en el proceso, estas se pueden resolver mientras el proceso sigue activo. Esta metodología se centra en el mecanismo de accidente en el proceso físico y lo usa como una estructura para identificar los controles y las barreras de defensa que faltaron o fallaron, también es usada para proporcionar pruebas de fallas del sistema, las consecuencias reales y potenciales, y la realización de acciones correctivas prioritariamente, en relación con el riesgo de la rentabilidad del proyecto.

A continuación, se presenta en la **Figura 21**, el diagrama de la Metodología, el cual es la base para realizar el análisis causa raíz de los pozos de estudio.

Figura 21. Diagrama de la Metodología Tripod Beta.



Fuente: Metodología tripod beta [en línea] <http://www.learnfromaccidents.com/free-information>. Modificado por los autores.

³⁴ JA Doran. Trípede-BETA: Investigación y análisis de incidentes. 1996. SPE-35971-MS

Según la **Figura 21**. El diagrama de metodología Tripod Beta Modificado tiene las siguientes partes:

- **Objeto:** hace referencia a aquel elemento que existe y es afectado por un peligro o amenaza. En este caso corresponde a los pozos de estudio (Pozo X y Pozo Y).
- **Amenaza:** es el peligro que afecta al objeto y hace que se alteren sus condiciones y/o propiedades, y lo obliga a cambiar parcial o totalmente. En el caso de perforación de los pozos de estudio, las amenazas pueden ser las variables teóricas dependientes que pueden generar la pega por empaquetamiento como: condiciones específicas de la formación, inadecuada densidad del fluido de perforación, aumento de presión de la formación, variación de la tendencia torque, cantidad de sólidos generados, ineficiente limpieza del pozo, entre otras.
- **Evento:** acontecimiento causado por el cambio de estado del objeto que se ve negativamente afectado por la amenaza, en esta investigación corresponde a la pega de tubería por empaquetamiento.

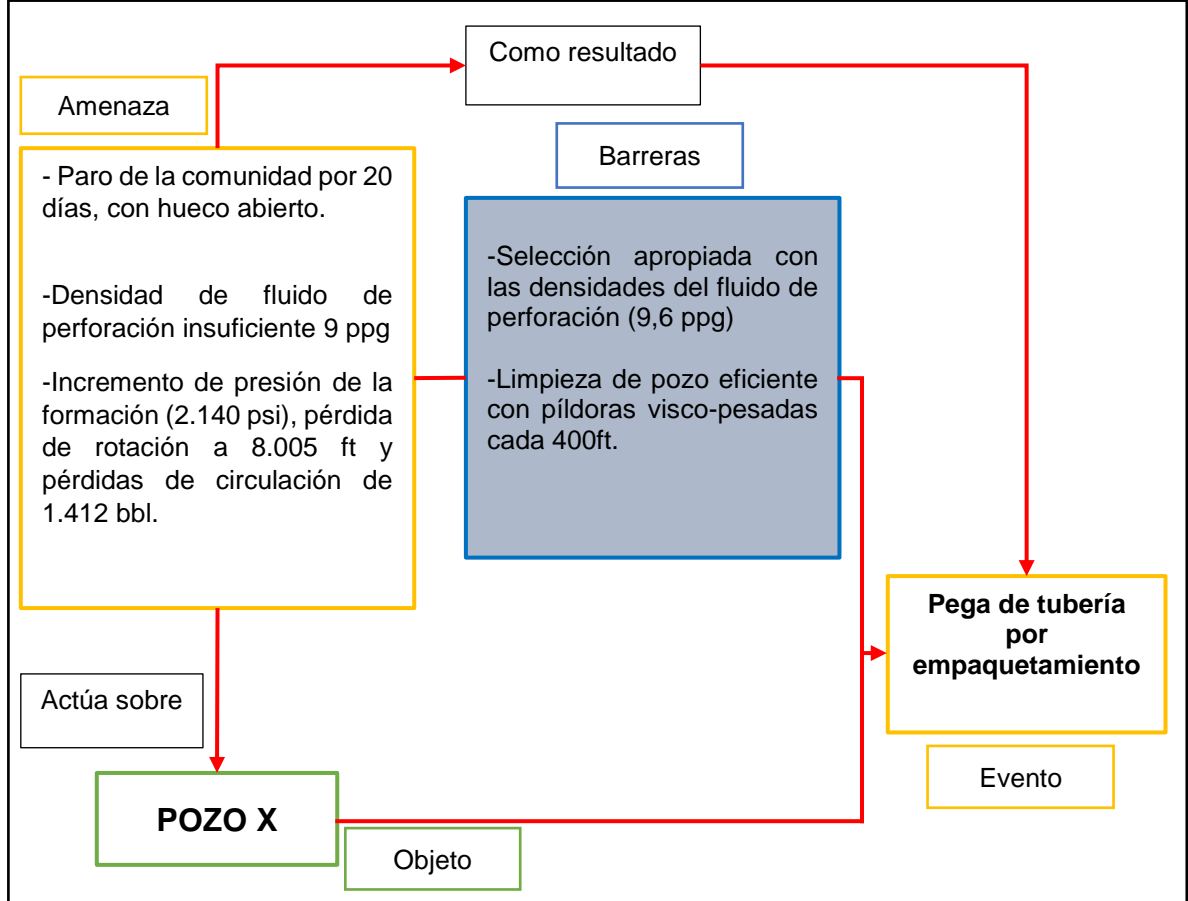
A continuación, se presenta el objeto, la amenaza y el evento de los pozos correspondientes a estudio, y se responderá a las preguntas: ¿Qué paso?, ¿Cómo paso?, ¿Por qué paso?

3.2 DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ POZO X

3.2.1 Metodología aplicada al Pozo Castilla X. A continuación, se presenta la metodología trabajada en el Pozo Castilla X, la información correspondiente al pozo, el estado mecánico, la descripción de la perforación y el diagnóstico causa raíz realizada en el pozo de estudio.

- **Objeto:** Pozo X
- **Amenaza:** el paro de la comunidad por 20 días, hizo que el pozo se envejeciera y fuera más susceptible a distintos problemas. Además, el uso de una densidad de fluido de perforación insuficiente de 9 ppg cuando se requería 9,6 ppg, generó una inestabilidad de hueco, ya que no se pudo sostener la pared del pozo a 8.005 ft en la sección 8 ½”.
- **Evento:** la amenaza afecta al objeto ocasionando una pega de tubería por empaquetamiento. Como se observa en la Figura 22, el cual es una explicación de como se aplica la metodología Tripod Beta para el análisis de cada uno de los pozos, muestra las amenazas que actuaron sobre el Pozo X, por las cuales se presentó la pega por empaquetamiento a 8.005 ft.

Figura 22. Diagrama Metodología Tripod Beta para el Pozo X.



Fuente: Ecopetrol S.A. Recap final. 2014. Modificado por autores.

3.2.2 Información general del Pozo Castilla X. El Pozo Castilla X localizado en el Clúster 65, se ubica en la Cuenca de los Llanos Orientales, el objetivo del Pozo Castilla X fue planeado para alcanzar y producir de la Formación K1 inferior, el pozo se perforó desde 36 ft hasta la profundidad de 10.671 ft.

Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 79 días, dentro de los cuales se presentaron problemas operacionales que provocaron tiempos no productivos asociados a la realización de actividades no planeadas.

A continuación, en la **Tabla 1** se muestra la ficha técnica del Pozo X del Campo Castilla de Ecopetrol S.A. y en la **Tabla 2** muestra las secciones perforadas en el Pozo X con sidetrack, como medida correctiva para la pega de tubería por empaquetamiento ocurrida a 8.005 ft MD, está información fue recopilada del informe final mud logging.

Tabla 1. Ficha técnica del Pozo X.

POZO:	Castilla X
OPERADOR:	Ecopetrol S.A.
CUENCA:	Llanos Orientales
DEPARTAMENTO:	Meta
MUNICIPIO:	Castilla la Nueva
OBJETIVO PRIMARIO:	Formación K1 inferior
CLASIFICACIÓN:	Desarrollo-Productor
PERFIL DEL POZO:	Tipo J
PROFUNDIDAD FINAL:	10.671 ft MD / 7.126 ft TVD
KOP:	4467,5 ft MD
DESVIACIÓN MAXIMA:	89,5°
INICIÓ PERFORACIÓN:	Enero 24 de 2014 (16:00 h)
FINALIZÓ PERFORACIÓN:	Abril 28 de 2014 (17:30 h)

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe final mudlogging. 2014.

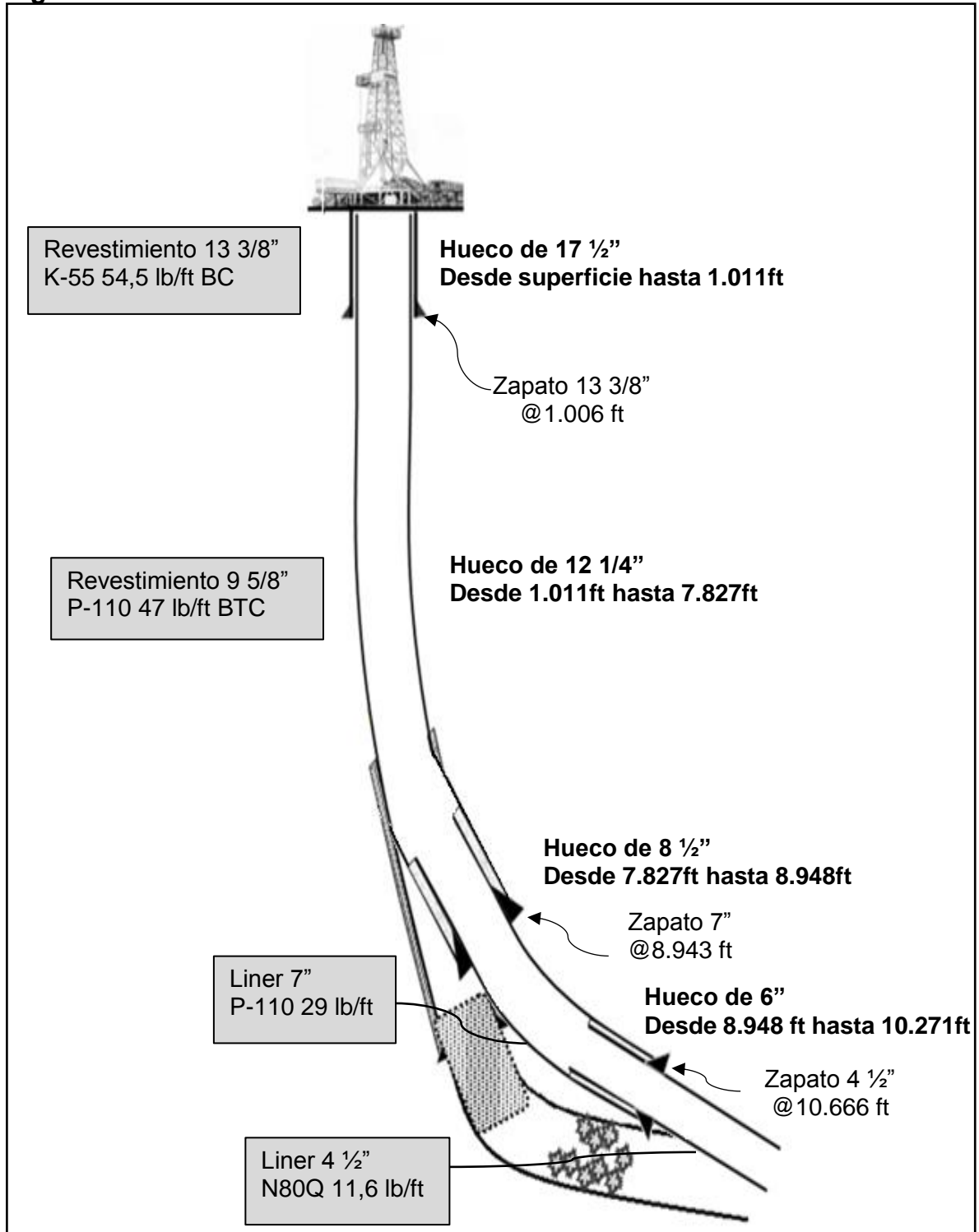
Tabla 2. Secciones perforadas del Pozo X sidetrack.

SECCIÓN	PROFUNDIDA D INICIAL (MD)	PROFUNDIDA D FINAL (MD)	PROFUNDIDA D INICIAL (TVD)	PROFUNDIDA D FINAL (TVD)
17 ½"	0'	1011'	0'	1011'
12 ¼"	1011'	7827'	1011'	6888'
8 ½"	7827'	7942'	6888'	6919'
8 ½ - ST"	7942'	8948'	6919'	7029'
6"	8948'	10671'	7029'	7126'

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe final mudlogging. 2014.

3.2.3 Estado mecánico del Pozo X. En la **Figura 23**, se presenta el estado mecánico del Pozo X, donde se encuentran las cinco secciones perforadas 17 ½", 12 ¼", 8 ½", 8 ½" ST-1 y 6", donde se observa el diámetro del hueco con su respectivo revestimiento empleado en el pozo, al igual que las profundidades hasta las que se perforó. Además, se evidencia el KOP del sidetrack a 7.942 ft MD.

Figura 23. Estado mecánico Pozo X-ST.



Fuente: Ecopetrol S.A. Programa de perforación. 2014.

3.2.4 Descripción de la perforación del Pozo Castilla X. El Pozo X se perforó direccionalmente en cinco secciones 17 ½", 12 ¼", 8 ½", 8 ½" ST-1 y 6". A continuación, en la **Tabla 3** se muestra la de la perforación por sección:

Tabla 3. Descripción de las secciones perforadas del Pozo X.

SECCIÓN	PARÁMETROS OPERACIONALES	DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN
<p>Primera sección: 17 ½"</p> <p>Formación: -Guayabo</p>	<p>Q: 108-480 gpm</p> <p>WOB: 3-30 klbf</p> <p>RPM: 50-120</p> <p>SPP: 50-280 psi</p> <p>TQ: 1-7 klbf/ft</p>	<p>Se perforó inicialmente hasta 128 ft con broca tricónica, luego, con broca PDC se perforó desde los 128 ft hasta 1.011 ft. En esta perforación se usó Spud Mud el cual es un fluido de perforación de base agua que se usa para grandes diámetros, bajas profundidades, y suministra una adecuada limpieza del pozo, no se presentaron inconvenientes en esta sección.</p>
<p>Segunda sección: 12 ¼"</p> <p>Formación: -Areniscas superiores -Lutita E -Unidad C1 -Areniscas Carbonera -Unidad C2 -Lutita E3 -Unidad T1 -Lutita E4 -Unidad T2</p>	<p>Q: 390-820 gpm</p> <p>WOB: 5-30klbf</p> <p>RPM: 40-60</p> <p>SPP: 550-4.100 psi</p> <p>TQ: 10-14 klbs-ft</p>	<p>Se perforó desde 1.011 ft hasta 7.827 ft TVD: 6888 ft, con una inclinación de 74,06 °, en esta perforación se usó Boremax, ya que al pasar por la Formación Guayabo, Areniscas Superior, Areniscas de Carbonera, este fluido de perforación es efectivo para eliminar la arcilla y reducir el contenido de sólidos, lo que proporcionó estabilidad al pozo, en esta sección se observaron pérdidas de circulación, las cuales llegaron a 1.412 bbl en total, por esta razón se decidió bombear píldoras de 30 a 35 ppb con material LCM (Barofibre y Carbonato de diferente granulometría).</p>
<p>Tercera sección: 8 ½"</p> <p>Formación: -Unidad K1 superior</p>	<p>Q: 390-820 gpm</p> <p>WOB: 15-22 klbf</p> <p>RPM: 100</p> <p>SPP: 1.700-1.850 psi</p>	<p>Se perforó desde 7.827 ft hasta 9.222 ft, se usó fluido de perforación Baradril-N de 9 ppg, el cual fue diseñado para mantener las características físicas del yacimiento. Cuando se estaba perforando hasta 8.244 ft se presentó un paro de la comunidad, lo que ocasionó que el pozo quedara expuesto por 20 días, en esta sección fue donde se presentó la pega de tubería por empaquetamiento, este evento ocurrió a la profundidad de 8.005 ft.</p>

Tabla 3. (Continuación)

Sección	Parámetros operacionales	Descripción de la perforación
<p>Cuarta sección: 8 ½"-ST</p> <p>Formación: -Unidad K1 superior</p>	<p>Q: 340-450 gpm</p> <p>WOB: 6-25 klbf</p> <p>RPM: 90-130</p> <p>SPP: 1.700-2.150 psi</p>	<p>En esta sección se siguió perforando hasta 8948 ft, se presentaron intentos de empaquetamiento y pérdida rotaria durante los viajes de acondicionamiento, se decidió aumentar la densidad del fluido hasta 9,6 ppg y el hueco después de este último valor no volvió a presentar inestabilidad.</p>
<p>Quinta sección: 6"</p> <p>Formación: -Unidad K1 inferior</p>	<p>Q: 250-260 gpm</p> <p>SSP: 1.600-2.200 psi</p> <p>WOB: 2-12 klbf</p> <p>RPM: 40-120</p>	<p>En esta sección se acondicionó el fluido de perforación de la sección anterior de 9,6 ppg a 8,8 ppg, en el reutilizaron 300 bbl, hubo intento de empaquetamiento y persistían problemas de inestabilidad de pozo, así que a 9.545 ft se decidió incrementar la densidad del fluido de perforación hasta 9,5 ppg, y finalmente se alcanzó la estabilidad del pozo y se siguió perforando hasta 10.671 ft.</p>

Fuente: Ecopetrol S.A. Recap final. 2014.

3.2.5 Diagnóstico causa raíz Pozo Castilla X. En esta sección se analiza el diagnóstico de causa raíz del Pozo X, basado en la revisión de la información contenida en: el programa de perforación, el recap de fluido de perforación, el informe final mudlogging y el registro de evaluación de formaciones.

3.2.5.1 Revisión de información. La tercera sección se perforó con broca PDC 8 1/2" y BHA direccional desde 7.827 ft hasta 9.222 ft. El fluido de perforación usado en esta sección fue Baradril-N de 9 ppg el cual estaba diseñado específicamente para preservar las características físicas del yacimiento, ya que este combina la acción de los agentes puenteantes como el carbonato de calcio, con un fluido libre de sólidos en el cual el filtrado no reacciona con los minerales de la roca del yacimiento.

Esta sección estaba planeada hasta una profundidad total (TD) de 10.700 ft, sin embargo, cuando se había perforado hasta una profundidad de 8.244 ft se presentó un paro de la comunidad, lo cual ocasionó que el hueco quedara expuesto por un tiempo prolongado de 20 días. Una vez se reinició las operaciones, se realizó viaje de acondicionamiento, el cual tuvo bastantes restricciones con intentos de empaquetamiento.

Posterior a este viaje, se bajó con BHA direccional y se continuó perforando hasta 9.222 ft con control direccional en la Formación K1 Superior. A esta profundidad se decidió realizar viaje de acondicionamiento hasta el zapato a 7.822 ft en donde se presentó diversos puntos apretados los cuales fueron trabajados con un Overpull máximo de 40 Klb. Durante el viaje se recomendó el bombeo de píldoras pesadas (dos puntos por encima de la densidad del fluido de perforación – 11 ppg). A 8.548 ft se logró establecer parámetros normales de circulación con 400 GPM, 2.080 PSI y 80 RPM.

Se decidió realizar el bombeo de dos píldoras viscoso pesadas de 11 ppg con un tiempo de separación entre las mismas de 40 min, esto se realizó a una profundidad de 8.500 ft., los cuales fueron trabajados y se realizaron circulaciones con el fin de reestablecer los parámetros normales de circulación y rotación. Al observarse la recuperación de parámetros estables se decidió continuar sacando tubería hasta que a 8.005 ft se presentó pega de tubería por empaquetamiento con incremento de presión, pérdida de rotación y circulación.

Se trabajó sarta de manera continua, activando el martillo hacía abajo cargando el jar el cual es un dispositivo mecánico utilizado para generar una carga de impacto sobre otro componente de fondo de pozo, este componente se usa especialmente cuando hay atascamiento de la tubería, en este caso se usó con 190-60 klb e intentó rotar y circular incrementando presión hasta 400 psi sin éxito, trabajó con torque de 22 klbf/ft, se martilló hacia arriba hasta 230 klbs.

Posterior a la pega se realizó back off eléctrico a 7.645 ft, y se observó liberación de peso de la sarta de 220 a 210 klbs. Luego, se bajó lavando con wash pipe desde 7.642 ft hasta 7.891 ft. Durante los trabajos de lavado de tubería (wash pipe) se incrementó la concentración de lubricante hasta 8,4 lbs/bbl con la finalidad de disminuir el coeficiente de fricción entre la herramienta de lavado de tubería y el pescado y herramienta de lavado de tubería y casing 9 5/8 pulgadas. Bajo sarta de pesca desde superficie hasta 7.643 ft y se procedió a realizar la pesca con los siguientes parámetros Q: 50 gpm, SPP: 300 psi. La operación de pesca fue exitosa.

Se bajó BHA de acondicionamiento decidiéndose incrementar el peso del fluido de perforación a 9,2 ppg. Durante el viaje de acondicionamiento se presentaron repetidas restricciones por lo que se decidió colocar un tapón de cemento. El tope teórico del cemento quedó a 7.622 ft. Por este motivo el fluido sufrió contaminación con cemento, la cual fue tratada con Bicarbonato de Sodio.

A continuación, en la **Figura 24** se muestra la línea del tiempo de la perforación de la tercera sección de 8 ½” desde 7.827 ft hasta 9.222 ft del Pozo Castilla X. La perforación de sección se inició desde el día 15 de la perforación (7 de Febrero del 2014) y finalizó el día 26 de la perforación.

Figura 24. Línea del tiempo de la sección 8 ½" del Pozo X.

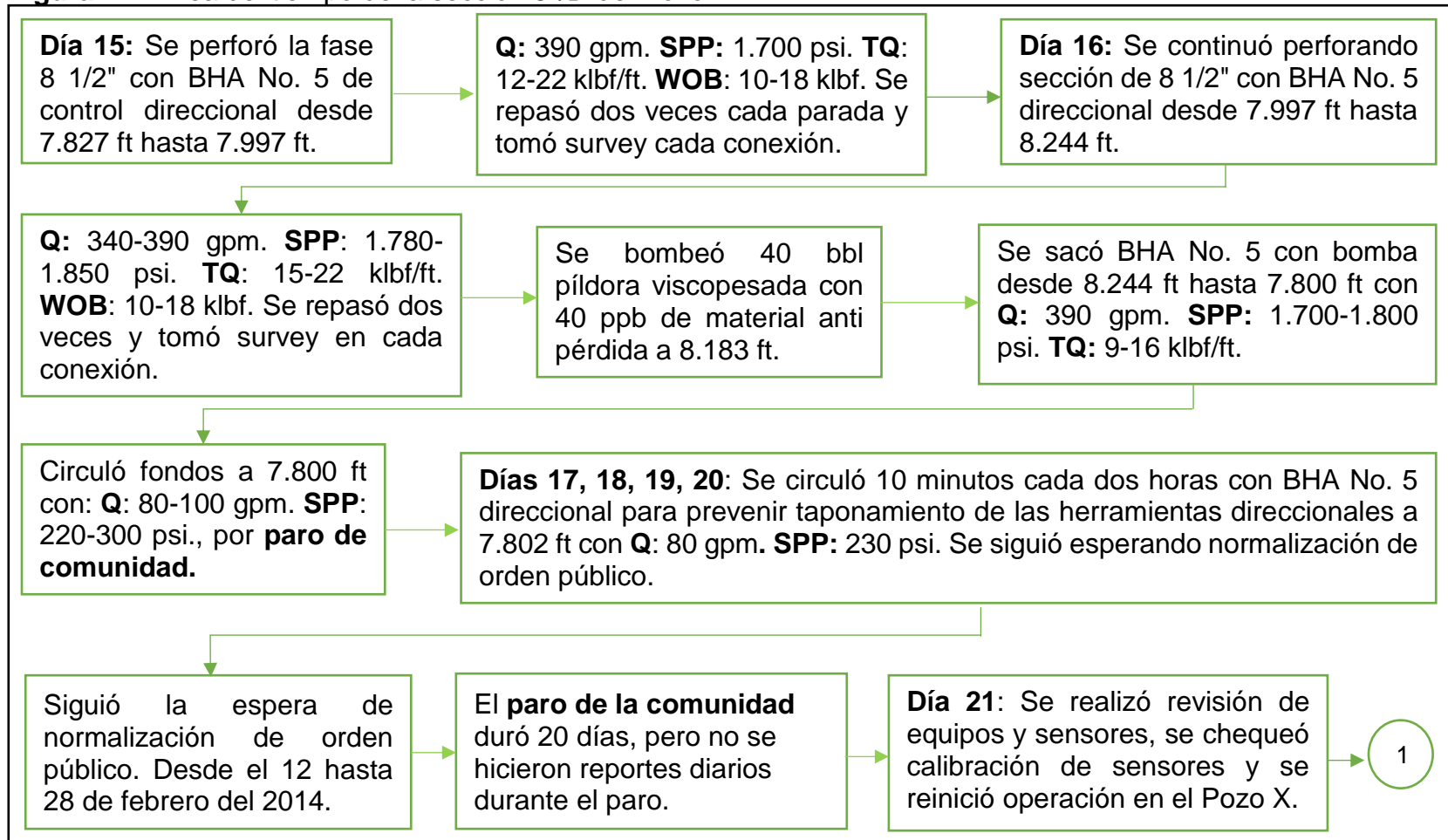


Figura 24. (Continuación)

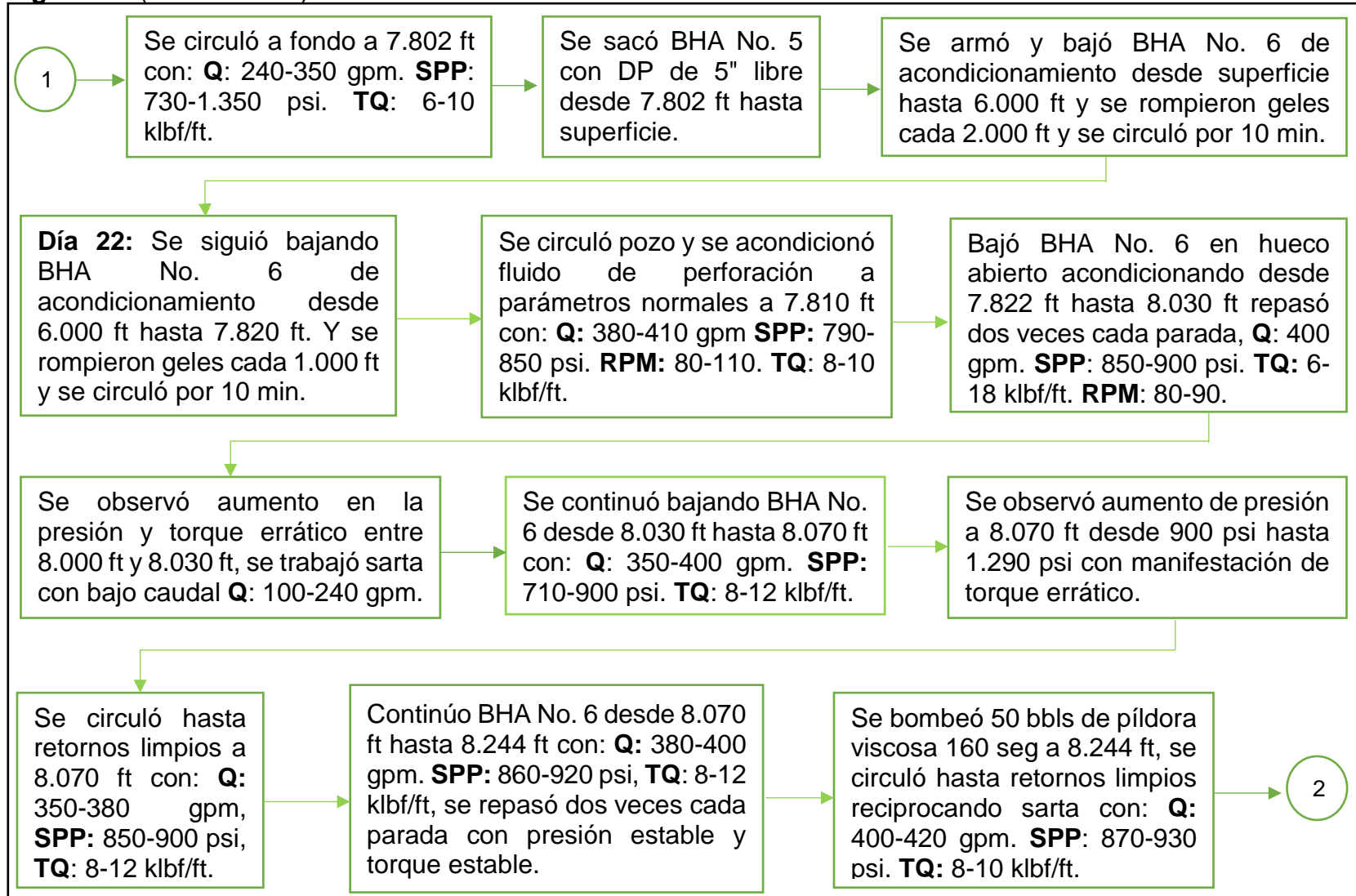
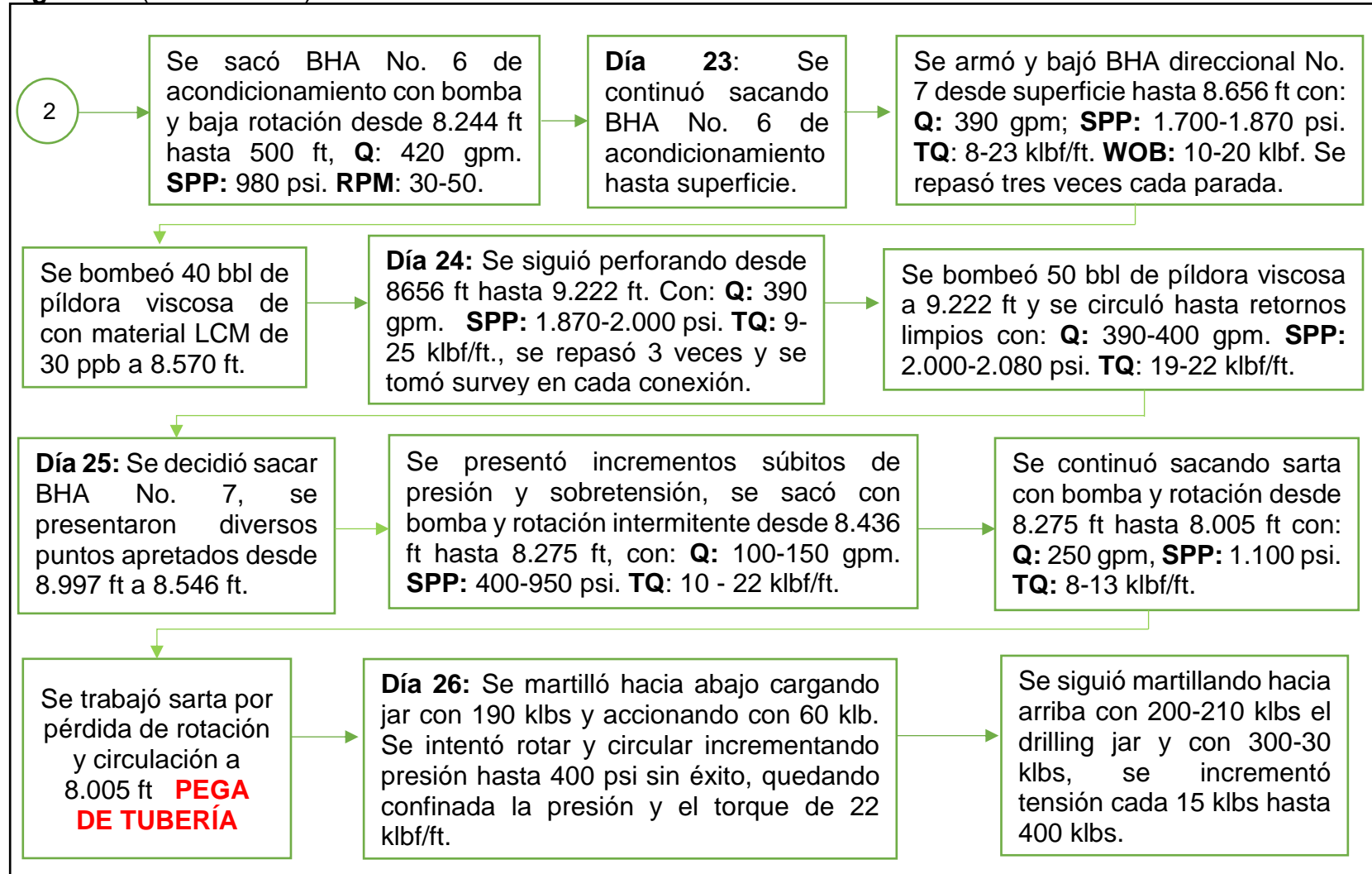


Figura 24. (Continuación)



Fuente: Ecopetrol S.A. Daily Drilling Report. 2014.

Con el fin de establecer el tipo de pega de tubería presentado en los pozos de estudio se utiliza la hoja de trabajo de Amoco True, la cual fue creada y desarrollada en el año 1994 por la empresa Amoco Production Company, la actual BP. Esta hoja se usa para determinar el tipo de pega de manera ágil y practica durante operación y así tomar la mejor decisión para remediar y/o corregir este evento presentado en la perforación. El procedimiento para definir el mecanismo de pega de tubería es el siguiente:

- Primero, se responden las siguientes preguntas: ¿Movimiento de la tubería antes de la pega?, ¿Movimiento de la tubería después de la pega?, ¿Rotación de la tubería después de la pega?, ¿Presión de circulación después de la pega?
- Segundo, en el momento de responder las preguntas se selecciona o se señala la fila que contenga la respuesta.
- Tercero, se realiza la suma por columna de los valores seleccionados en el paso anterior.
- Cuarto, se señala la columna con el mayor valor obtenido y se establece de esta forma el tipo de pega de tubería a la cual corresponde.

Para el caso del Pozo X, se realiza el procedimiento anterior y se responden las preguntas, de acuerdo con la información contenida en el Daily Drilling Report y resumida en la línea del tiempo presentada anteriormente, seleccionando las respuestas con color rojo.

A continuación, en la **Tabla 4** se define el tipo de pega presentada a 8.005 ft en el Pozo X.

Tabla 4. Hoja de trabajo Amoco True para el Pozo X.


MECANISMO DE PEGA DE TUBERÍA (según Amoco TRUE)			
¿Movimiento de la tubería antes de la pega?	Empaquetamiento / Punteo	Presión diferencial	Geometría del pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la tubería después de la pega?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
¿Rotación de la tubería después de la pega?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
¿Presión de circulación después de la pega?			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
Totales	4	0	2

Fuente: AMOCO. Technology & training. 1996. Pag 54. Modificado por autores.

El resultado de la tabla anterior indica que la pega de tubería presentada en el Pozo X fue por empaquetamiento, debido a que los movimientos de la tubería antes de la pega se realizaron hacia arriba, ya que se estaba sacando tubería (BHA N°7), después de que ocurrió la pega el movimiento hacia abajo de la tubería fue imposible al igual que la rotación, y finalmente la presión de circulación después de presentarse la pega de tubería fue imposible, esto corrobora la información anterior de que el evento presentado en el pozo fue pega de tubería por empaquetamiento a 8.005 ft.

En la **Figura 25**, se presenta el reporte diario de perforación correspondiente al día 5 de marzo del 2014, en el cual está registrado el momento en que se presentó la pega de tubería por empaquetamiento; la cual esta clasificada como un actividad no planeada, la cual es denotada con la letra “N”.

Figura 25. Daily Drilling Report 03/05/2014.

 ECOPETROL S.A Daily Executive Report									
Well: CASTILLA 270					Reporte no.: 41			Fecha del Reporte: 3/5/2014	
Wellbore No.: OH			Well Name: CASTILLA- v			Common Name: CASTILLA v			
Project: CASTILLA			Site: CLUSTER 0065			Rig Name/No.: PIONEER 055/55			
Nombre del Evento: PERFORACIÓN			Fecha de Inicio*: 1/24/2014		Fecha de Finalización: 5/2/2014		Fecha del inicio de la Perforación: 1/24/2014		
AFE No.: 2							Currency:		
Active datum: ROTARY TABLE @1,443.01ft (above Mean Sea Level)						UWI: CAST0270			
OPERATION SUMMARY									
Desde *	Duration	Fase*	Código o*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*	
17:00	2.00	0010	1500	1503	P	9,222.0	9,222.0	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS @ 8436', CON: Q= 290 GPM, P= 1700 PSI, 80 - 100 RPM, TQ= 10 - 23 KLB-FT.	
19:00	3.00	0010	1100	1101	P	9,222.0	9,222.0	INTENTÓ SACAR BHA N°7 DIRECCIONAL CON TUBERÍA DP 5" CON CIRCULACIÓN SIN ÉXITO, PRESENTANDO INCREMENTOS SUBITOS DE PRESIÓN Y SOBRETENSIÓN, SACÓ CON BOMBA Y ROTACIÓN INTERMITENTE DESDE 8436' HASTA 8275', CON: Q= 100 - 150 GPM, P= 400 - 950 PSI, 40 - 80 RPM, TQ= 10 - 22 KLB-FT. CONTINUÓ SACANDO SARTA CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 8275' HASTA 8005', Q= 250 GPM, P= 1100 PSI, 60 - 80 RPM Y TQ= 8 - 13 KLB-FT.	
22:00	2.00	0010	1100	1115	N	9,222.0	9,222.0	TRABAJO SARTA POR PERDIDA DE ROTACIÓN Y CIRCULACION @ 8005'. MARTILLÓ HACIA ABAJO CARGANDO JAR CON 190 KLBS Y ACCIONANDO CON 60 KLB. INTENTO ROTAR Y CIRCULAR INCREMENTANDO PRESIÓN HASTA 400 PSI SIN EXITO, QUEDANDO ATRAPADA LA PRESION Y EL TORQUE.	

Fuente: Ecopetrol S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por autores.

3.2.5.2 Análisis causa raíz del Pozo Castilla X. A continuación, se presenta el análisis de las causas raíz del Pozo Castilla X, en el cual se muestra los problemas que se presentaron en el pozo, enfocándose en los eventos de pega por empaquetamiento.

Después de analizar la información presentada en el Pozo Castilla X, se evidenció varios problemas como: el paro de la comunidad ocurrido por 20 días, pérdidas de circulación por filtración y el evento de pega de tubería por empaquetamiento, lo que generó un aumento de tiempos no productivos que conllevo a sobrecostos en la perforación de este pozo.

De acuerdo con la información suministrada en el Daily Drilling Report, programa de perforación y en el Recap final de mud logging, se evidencia que las formaciones que presentaron problemas fueron Formación Guadalupe (Unidad T2) en donde hubo pérdidas de circulación y la Formación Guadalupe (Formación K1 Superior) en donde se presentó la pega de tubería por empaquetamiento, estas formaciones se encuentran a las siguientes profundidades como se observa en la **Tabla 5 y 6:**

Tabla 5. Formación Carbonera para el Pozo X.

FORMACIÓN CARBONERA		
UNIDAD	INTERVALO (MD)	INTERVALO (TVD)
T2	7.827 ft – 7.968 ft	6.888 ft – 6.931 ft

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2014

Tabla 6. Formación Guadalupe para el Pozo X.

FORMACIÓN GUADALUPE		
UNIDAD	INTERVALO (MD)	INTERVALO (TVD)
K1 SUPERIOR	7.968 ft – 9.422 ft	6.931 ft – 7.101 ft

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2014

La litología que se encuentra en la Unidad T2 a 7.827 ft que fue la profundidad a la cual se presentaron las pérdidas de circulación, está compuesta por intercalaciones limolita carbonosa y arenisca, y en la Unidad K1 superior en la que se presentó la pega de tubería por empaquetamiento a la profundidad de 8.005 ft, estaba compuesta por intercalaciones de arenisca y lutita, las cuales evidencian no estar consolidadas según el reporte diario, por ende tenían tendencia a desmoronarse dentro del pozo.

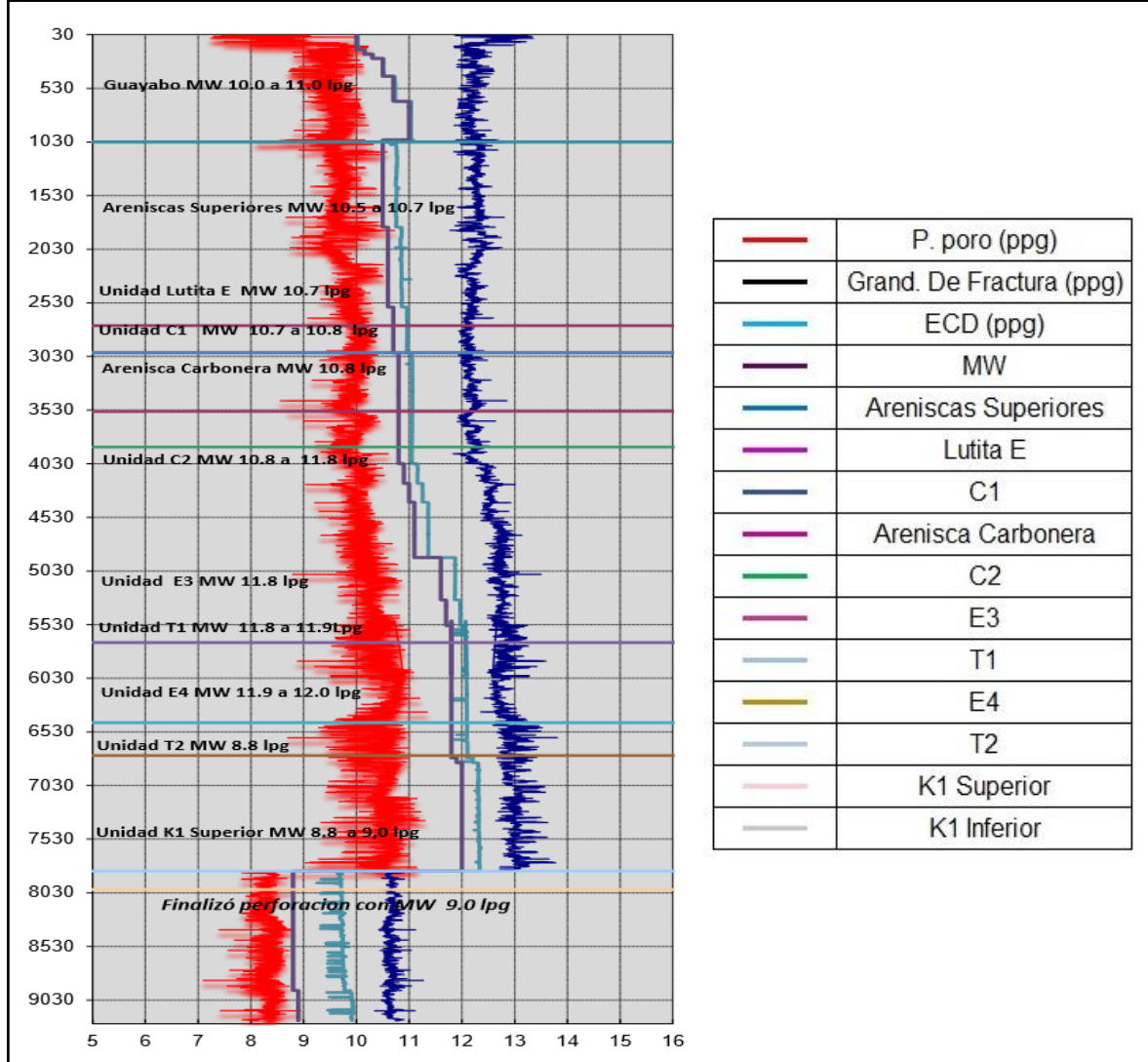
Antes de que se presentara la pega de tubería por empaquetamiento se estaba perforando con el BHA No. 7 con control direccional desde 8.656 ft MD hasta 9.222 ft MD, con los siguientes parámetros:

- Q: 390 gpm
- SPP: 1.870-2.050 psi
- WOB: 15-20 Klbf
- RPM sup: 100-110
- TQ: 9-23 Klbf/ft
- ROP: 36,5 ft/h

El volumen total de pérdidas de circulación presentadas en el Pozo X, a una profundidad de 7.827 ft MD, fue de 1.412 bbl, con una tasa promedio de 10 bbl/h, las cuales se clasifican como pérdidas por filtración.

En la **Gráfica 2**, se observa el gradiente de presiones, en donde se presenta un comportamiento normal con una densidad del fluido de perforación (12 ppg) menor al ECD (12,3 ppg).

Gráfica 2. Geopresiones del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 201a

A continuación, se presenta el **Cuadro 12**, en el cual se muestra el ¿qué pasó?, en donde se encuentra el Objeto, la Amenaza y el Evento; el ¿cómo pasó? en el cual hacen parte las barreras de defensa y finalmente ¿por qué pasó? en donde se explica la causa inmediata, la precondición y la causa subyacente.

Cuadro 12. Diagnóstico causa raíz del Pozo X.

¿QUÉ PASÓ EN EL POZO?	¿CÓMO PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?	¿POR QUÉ PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?		
	BARRERAS DE DEFENSA	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
OBJETO: POZO X AMENAZA: INEFICIENTE DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN EN LA LITOLOGÍA PROBLEMÁTICA. EVENTO: PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO	Buena comunicación con la comunidad en la cual se encuentra el Pozo Castilla X.	Ocasionó varios puntos apretados (desde 7.922 ft hasta 7.996 ft) dando al evento de pega de tubería.	Paro de la comunidad por 20 días.	Envejecimiento del pozo por 20 días.
	Prácticas de limpieza de píldoras pesadas.	Pérdidas de circulación por filtración a 7.827 ft MD y fueron de 1.412 bbl en total.	Acumulación de material LCM	Tasa de pérdida 80 bph, con las siguientes condiciones Q:800 gpm P:3.600 psi TQ:10-18 Klb
	Uso de la densidad de fluido de perforación apropiada para la formación.	Inestabilidad de la formación a 8.005 ft MD.	Densidad usada inapropiada (9,0 ppg) y la planeada era (9,6 ppg).	Litología problemática K1 Superior compuesta por: 60% Arenisca 20% Limolita 20% Lutita

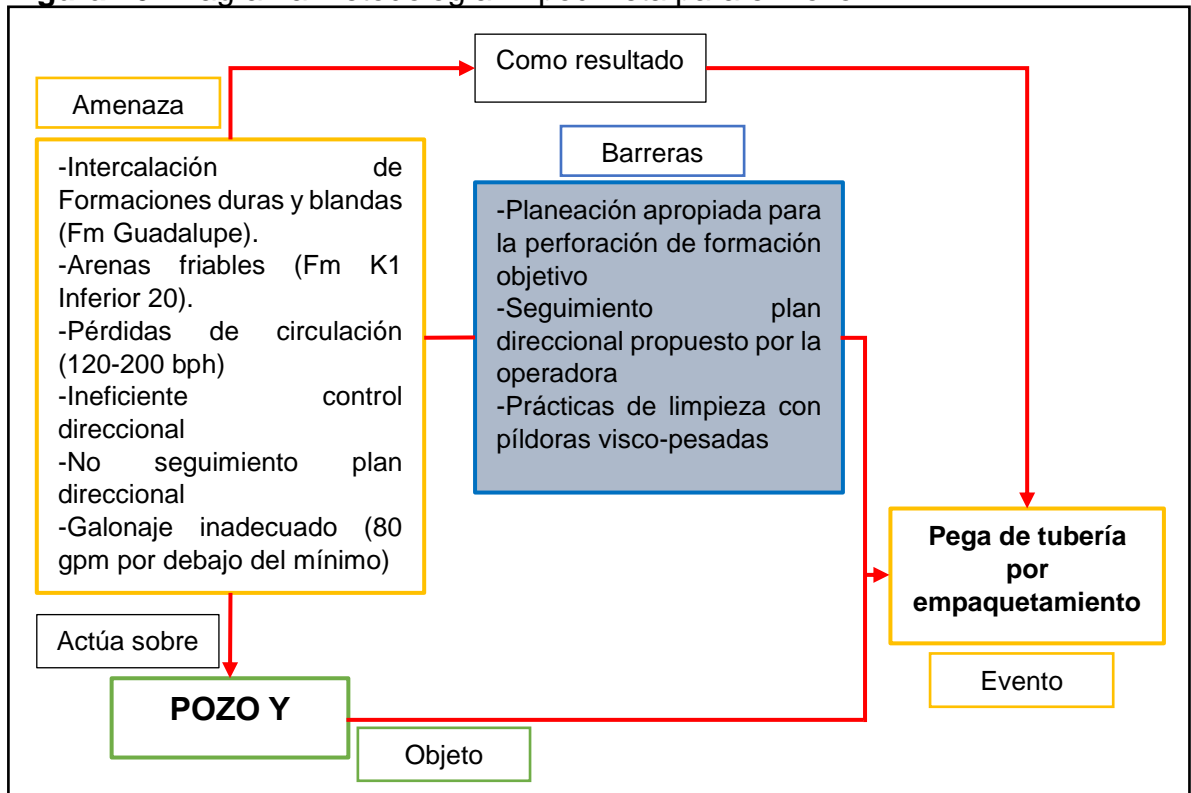
Fuente: Ecopetrol S.A. Daily Drilling Report. 2014.Modificado por autores.

3.3 DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ POZO Y

3.3.1 Metodología aplicada al Pozo Castilla Y. A continuación, se presenta la metodología trabajada en el Pozo Castilla X, la información correspondiente al pozo, el estado mecánico, la descripción de la perforación y el diagnóstico causa raíz realizado en el pozo de estudio.

- **Objeto:** Pozo Y
- **Amenaza:** debido a la alta complejidad geológica que tuvo que atravesar el pozo se presentaron intercalación de formaciones duras y blandas en la fase de estudio que causó un deficiente control direccional y con esto el no seguimiento del plan de perforación propuesto inicialmente, también se tiene como amenaza las arenas friables en la formación objetivo, en donde posteriormente se presenta el evento de pérdida de los retornos provocando un galonaje inadecuado para circulación de pozo.
- **Evento:** la amenaza afecta al objeto ocasionando una pega de tubería por empaquetamiento. Como se observa en la **Figura 26**, el cual representa la aplicación de la metodología Tripo Beta.

Figura 26. Diagrama Metodología Tripod Beta para el Pozo Y.



Fuente: Ecopetrol S.A. Recap final. 2015. Modificado por autores.

3.3.2 Información general del Pozo Castilla Y. El Pozo Castilla Y localizado en el Clúster 87, fue planeado para alcanzar y producir de la Formación K1 Inferior 20; pozo tipo geonavegado que se perforó desde 44 ft hasta la profundidad de 9.286 ft.

A continuación, se presenta la **Tabla 7** referente a la ficha técnica, la cual contiene la información general del pozo de estudio. Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 54 días, dentro de los cuales se presentaron problemas operacionales que provocaron tiempos no productivos asociados a la realización de actividades no planeadas, como lo fue la pega de tubería por empaquetamiento, presentada en la perforación de la tercera sección (8½”) a una profundidad de 7.711 ft MD. En consecuencia, se produjo un pescado y la realización de sidetrack como medida correctiva para poder alcanzar el objetivo propuesto.

Tabla 7. Ficha técnica del Pozo Y sidetrack.

POZO:	Castilla Y
OPERADOR:	Ecopetrol S.A.
CUENCA:	Llanos Orientales
DEPARTAMENTO:	Meta
MUNICIPIO:	Castilla la Nueva
OBJETIVO PRIMARIO:	Formación K1 inferior 20
CLASIFICACIÓN:	Desarrollo-Productor
PERFIL DEL POZO:	Tipo horizontal
PROFUNDIDAD FINAL:	9.286 ft MD / 6.876 ft TVD
INICIÓ PERFORACIÓN:	Diciembre 13 de 2014 (12:00 h)
FINALIZÓ PERFORACIÓN:	Febrero 5 de 2015 (17:00 h)

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015

El Pozo Y inicialmente se tenía planeado perforarlo en tres fases, pero debido los problemas presentados y al sidetrack se perforó en cuatro fases de 17 ½”, 12¼ - 13”, 8½” x 9” y 8½” como se observa en la **Tabla 8**, secciones perforadas del Pozo Y.

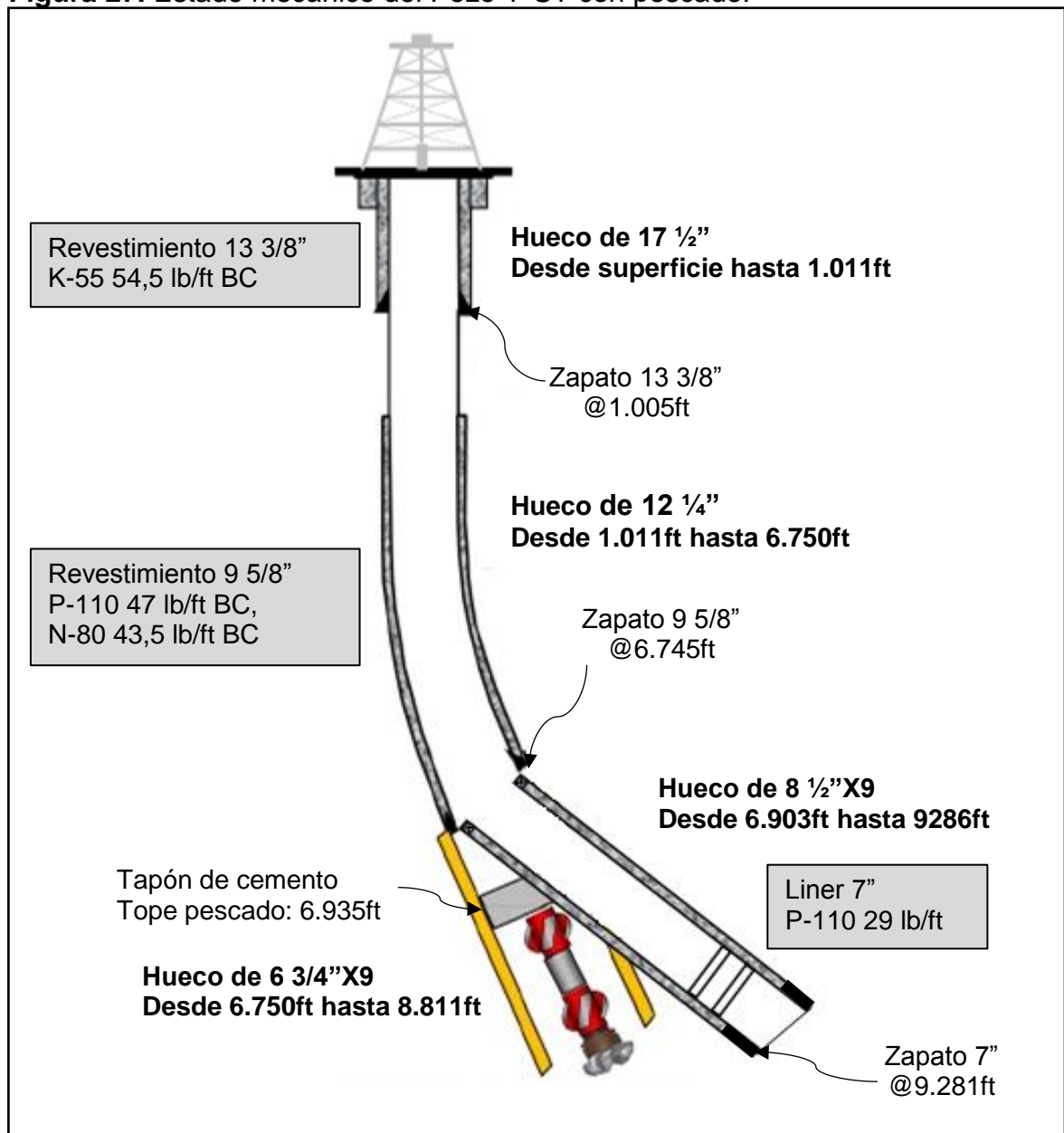
Tabla 8. Secciones perforadas del Pozo Y sidetrack.

SECCIÓN	PROFUNDIDAD INICIAL (MD)	PROFUNDIDAD FINAL (MD)	PROFUNDIDAD INICIAL (TVD)	PROFUNDIDAD FINAL (TVD)
17 ½”	36’	1011’	0’	1011’
12 ¼”	1011’	6750’	1011’	6454’
8 ½”	6773’	6892’	6454’	6536’
8 ½”-ST	8743’	9286’	6536’	6866’

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015

3.3.3 Estado mecánico del Pozo Castilla Y. La pega de tubería por empaquetamiento presentada a una profundidad de 7.711 ft MD, momento en que se estaba sacando la sarta fuera del pozo. La sarta se trabajó mecánicamente martillando sin tener éxito, por lo que se decidió bajar con sonda y pescar tubería, se determinó punto libre y se logró pescar 6.944 ft, dejando 767 ft de pescado para luego bajar con punta libre, bombeando tapón de cemento balanceado como se observa en la **Figura 27**, la cual representa el estado mecánico del Pozo Y-ST con el pescado abandonado.

Figura 27. Estado mecánico del Pozo Y-ST con pescado.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015

3.3.4 Descripción de la perforación del Pozo Castilla Y. El Pozo Y se perforó finalmente en cuatro secciones, a continuación, en la **Tabla 9**, donde se muestran los parámetros operacionales y la descripción de la perforación de cada sección.

Tabla 9. Descripción de las secciones perforadas del Pozo Y.

SECCIÓN	PARÁMETROS OPERACIONALES	DESCRIPCIÓN DE LA PERFORACIÓN
<p>Primera sección: 17 ½"</p> <p>Formación: -Areniscas Superiores</p>	<p>ROP: 88-208 ft/h</p> <p>Q: 80-800 gpm</p> <p>WOB: 4-10 Klbf</p> <p>RPM: 50-120</p> <p>SPP: 20-1.580 psi</p> <p>MW: 10-10,5 ppg</p>	<p>Se perforó inicialmente desde 36 ft hasta 1.011 ft con broca triconica de 17½ ". El sistema de fluido utilizado para perforar esta sección fue el Spud mud, mezclando inicialmente 340 bbl de fluido de 10,5 lpg y reutilizando 900 bbl de fluido de perforación Boremax/Baradril-N del pozo anterior (1.240 bbl durante toda la sección). Se utilizó Barita para mantener la densidad del fluido de acuerdo con el programa y curva de densidad propuesta entre 10,0 y 10,5 ppg. Durante la perforación se bombeó y circuló píldora viscosa en la profundidad del revestimiento para asegurar la limpieza del hueco y facilitar las maniobras de viaje y corrida del revestimiento.</p>
<p>Segunda sección: 12 ¼"</p> <p>Formación: -Lutita E -Unidad C1 -Areniscas Carbonera -Unidad C2 -Lutita E3 -Unidad T1 -Lutita E4 -Unidad T2</p>	<p>ROP: 29-51 ft/h</p> <p>Q: 350-1.000 gpm</p> <p>WOB: 4-30 Klbf</p> <p>RPM: 40-80</p> <p>SPP: 1.000-3.400 psi</p> <p>MW: 9-12 ppg</p>	<p>El volumen total preparado para la perforación de la fase fue de 2.448,3 bbl de sistema de fluido Boremax Y Baradril-N. Se presentaron pérdidas de fluido debido a la fuerte humectación de los cortes retirados. La densidad inicial del fluido fue de 10,5 ppg y se fue incrementando de acuerdo a la ventana de densidad propuesta hasta 12 ppg. La torta generada siempre se mantuvo en óptimas condiciones. Para optimizar la limpieza del hueco se bombearon píldoras viscosas-pesadas (Angulo >30º) aproximadamente cada 300 ft – 400 ft y cuando fue necesario, se emplearon con resultados favorables ya que disminuyeron la carga de cortes en el anular.</p>

Tabla 9. (Continuación)

Sección	Parámetros operacionales	Descripción de la perforación
<p>Tercera sección: 8 ½"</p> <p>Formación: -Unidad K1 Superior -Unidad K1 inferior</p>	<p>ROP: 33 ft/h</p> <p>Q: 500-530 gpm</p> <p>WOB: 5-15 Klbf</p> <p>RPM: 70-120</p> <p>SPP: 1.000-3.400 psi</p> <p>MW: 9 ppg</p>	<p>En vista de las pérdidas de circulación observadas los volúmenes preparados excedieron considerablemente a los programados para un total de 22.258 bbl, de los cuales 18.650 bbl se perdieron en la formación. Para remediar esta situación se prepararon una serie de píldoras LCM. La densidad del fluido Baradril-N en esta sección fue de 9 ppg. En esta sección ocurre la pega de tubería por empaquetamiento.</p>
<p>Cuarta sección: 8 ½"-ST</p> <p>Formación: -Unidad K1 inferior</p>	<p>ROP: 13-40 ft/h</p> <p>Q: 300-427 gpm</p> <p>WOB: 3-25 Klbf</p> <p>RPM: 25-30</p> <p>SPP: 930-1.600 psi</p> <p>MW: 9 ppg</p>	<p>Para realizar el drill out del tapón de cemento y la apertura de la ventana del sidetrack, se utilizó el fluido degradado por el cemento en circuito corto: tanque inteligente – succión 1. Luego de perforar hasta 6.793 ft, se realizó el desplazamiento del fluido degradado por fluido Baradril-N de 8,9 ppg. Navegando dentro de la Formación K1 Inferior a partir de 8.690 ft se presentan pérdidas parciales de fluido entre 20 y 55 bph. La densidad inicial del fluido Baradril-N fue de 9 ppg. El control de filtrado se mantuvo entre 4,5 -5,8 cc/ 30 min. Considerando que la trayectoria del pozo fue horizontal, se trabajó la reología del fluido de tal manera que evitara la formación de camas de cortes. Así mismo, se monitoreó de manera continua la limpieza del hueco, con una carga de cortes a través del anular en niveles inferiores al 3%.</p>

Fuente: ECOPETROL S.A. Recap de lodos. 2015

3.3.5 Diagnóstico causa raíz Pozo Castilla Y. En esta sección se analiza el diagnóstico de causa raíz del Pozo Y, basado en la revisión de la información contenida en: el programa de perforación, el daily drilling report, incident log castilla, el recap de fluido de perforación, el informe final mudlogging y el registro de evaluación de formaciones.

3.3.5.1 Revisión de la información. Para la revisión del programa de perforación, se presenta los objetivos planeados, recomendaciones, problemas potenciales y acciones correctivas, fluido de perforación y prácticas de limpieza y de viajes, los cuales se presentan a continuación:

Para la tercera fase de 8½" x 9" (desde 6.788 ft hasta TD), se tenía planeado construir una curva a razón de 2,54°/100 ft desde 6.781 ft hasta 7.288 ft hasta alcanzar una inclinación de 69,68° y un azimuth 238°, en este punto se estimaba que se aterrice el pozo en la arena de interés K1 inferior 20, para luego continuar la geo-navegación construyendo una curva a razón de 2,54°/100 ft desde 7.288 ft hasta 8.012 ft hasta alcanzar una inclinación de 88° y un azimuth 238°, manteniendo la trayectoria en la arena de interés perforando sin exceder 1° de DLS desde 8.012 ft aproximadamente hasta TD (9.712 ft MD y 6.889 ft TVD).

En esta sección se sugirió realizar viajes de calibración al hueco cada 1.500 ft MD perforados aproximadamente: a 8.328 ft se circula hasta retornos limpios y sacar BHA direccional hasta el zapato del casing de 9 5/8" y bajar nuevamente a fondo y a TD se circula hasta retornos limpios y sacar BHA direccional hasta superficie, para bajar el liner 7". Además, se debía realizar estaciones de circulación cada 500 ft aproximadamente, teniendo en cuenta la litología que se encuentre la broca y circular los fondos arriba necesarios para la limpieza del hueco según el ángulo de inclinación para descargar el anular (correr hidráulicas cada 100 ft).

Como recomendaciones, problemas potenciales y acciones correctivas presentados en el programa de perforación se tienen:

- Densidad del fluido de perforación durante la fase de 9,0-9,2 ppg garantizando la adición de Carbonatos.
- En caso de pérdidas de circulación mayores a 60 bph se debe parar y controlar las pérdidas.
- En pozos de alto ángulo la trayectoria real debe ir lo más similar al plan direccional.
- La combinación de Carbonatos de Calcio de diferente tamaño de partícula dando un efectivo sellamiento en la parte fracturada de las formaciones.

- Una vez se esté en la profundidad de cada viaje corto y en TD circular con 550-560 gpm si el pozo lo permite y las máximas rpm 130.
- Se debe realizar un pre-spud para la fase de 8 ½" x 9".

En cuanto a las prácticas de limpieza planeada, se sugirió en el programa de perforación por parte de la operadora lo siguiente:

- El rango de caudal manejado si no se presentan pérdidas y sin controlar ROP sería de 440-570 gpm junto con el bombeo de píldoras de limpieza cada 250 ft durante la perforación del hueco. Se debe parar para realizar una circulación intermedia hasta retornos limpios cada 500 ft para mejorar la limpieza de acuerdo con las simulaciones obtenidas y experiencias anteriormente vistas en otros pozos.
- Evitar detenerse a circular en zonas de la Formación K1 o donde se presenten lutitas para evitar erosionar estas zonas generando washout que complican los viajes. Además, variar y cuidar los parámetros de perforación en estas mismas zonas evitando generar inestabilidad mecánica.
- Mantener las concentraciones programadas de inhibidor Clayseal plus y controladores de filtrado para mantener la estabilidad que pueda generarse a través de la filtración de fluidos hacia la formación.
- Aumentar los valores de lecturas de baja 6 rpm a valores entre 1-1,2 veces el diámetro de hueco (para efectos de cálculos utilizar valor de 9") para mantener un YS mínimo de 9-10 lbf/100ft², minimizando la velocidad de asentamiento de cortes en la cara baja del pozo.
- Píldoras cada parada perforada con concentraciones de 10 ppb de Carbonato de Calcio M40-100, 10 ppb de Carbonato de Calcio M200 y 10 ppb Barofibre fino.
- Si se observan pérdidas de circulación arriba de 60 bbl/h, se recomienda sacar a superficie para bajar con BHA convencional para bombear píldoras LCM con alta concentración y/o especializadas, controlar la rata de pérdida y poder continuar con la operación planeada.

Para las prácticas en los viajes se tenía propuesto:

- Para trabajos con ensanchadores es necesario realizar circulaciones intermedias antes y después de atravesar paquetes de lutitas, combinado con bombeo de píldoras viscoso-pesadas para retirar del pozo cortes de tamaño

mayores a 0,5" que se almacenan en cavernas que se forman por la misma naturaleza de estas formaciones.

- Mantener la concentración y adiciones constantes de carbonatos M600, M325 y Barofibre Fine combinado con controlador de filtrado para generar estabilidad mecánica en las lutitas durante la perforación y viajes.
- Eliminar el backreaming durante cualquier viaje con este tipo de ensamblaje que genera alta inestabilidad y generación de volúmenes de cortes de gran tamaño.
- Durante los viajes de tubería se han observado fuertes restricciones para salir en los paquetes de lutita de K1, sobre todo en intercalaciones de limolita-lutita-arena y adicionalmente teniendo en esta zona la construcción direccional que se debe hacer en este punto generando escalonamientos que complican el paso de la sarta por esta zona.

Para la revisión del Daily Drilling Report se presentan los eventos planeados y no planeados ejecutados durante la perforación de la tercera fase; la cual comienza con la perforación de la Unidad K1 Superior y termina en la Unidad K1 Inferior 20.

Los cuales se muestran a continuación en el **Figura 28** la línea del tiempo.

Figura 28. Línea de tiempo de la sección 8 ½" del Pozo Y.

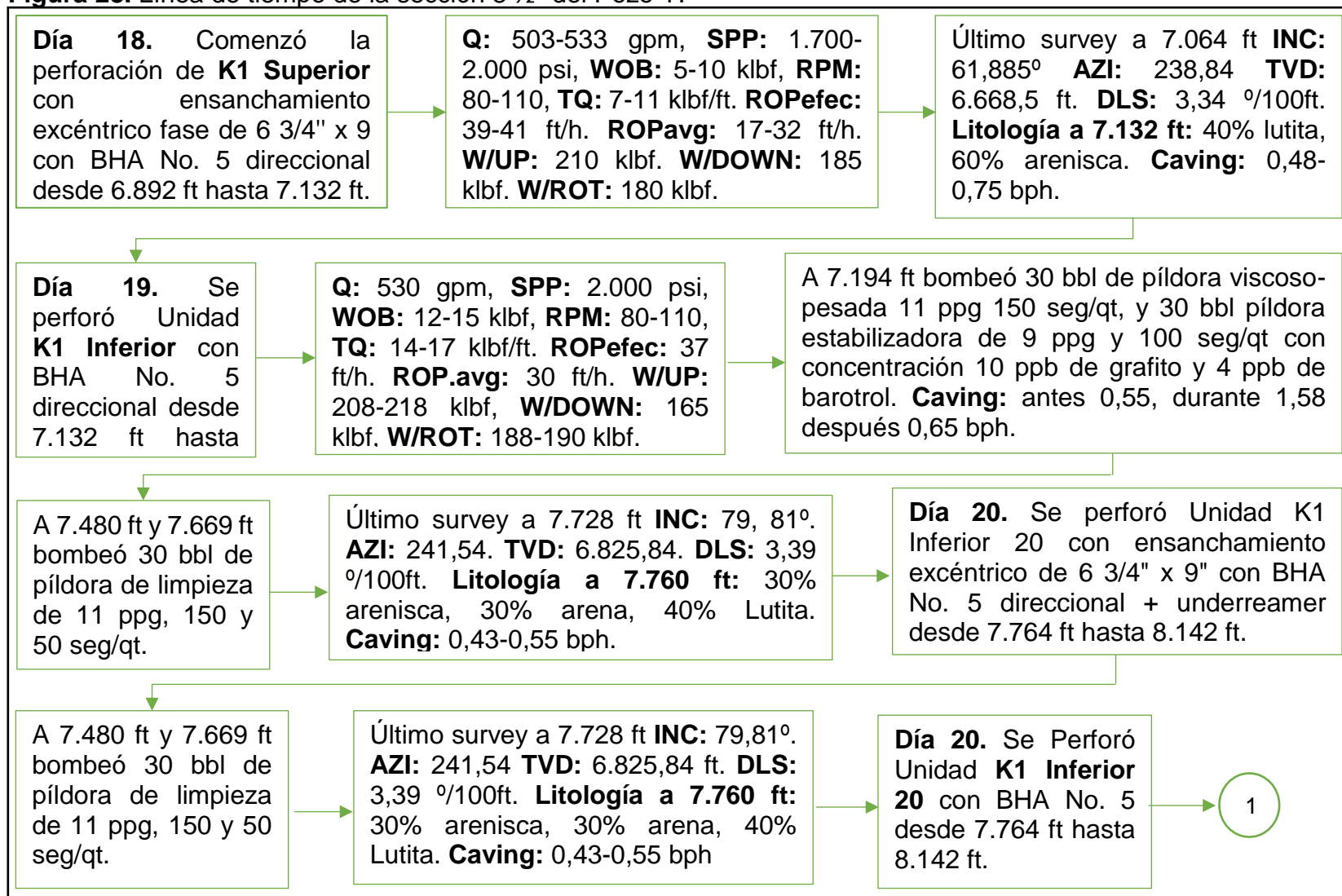


Figura 28. (Continuación)

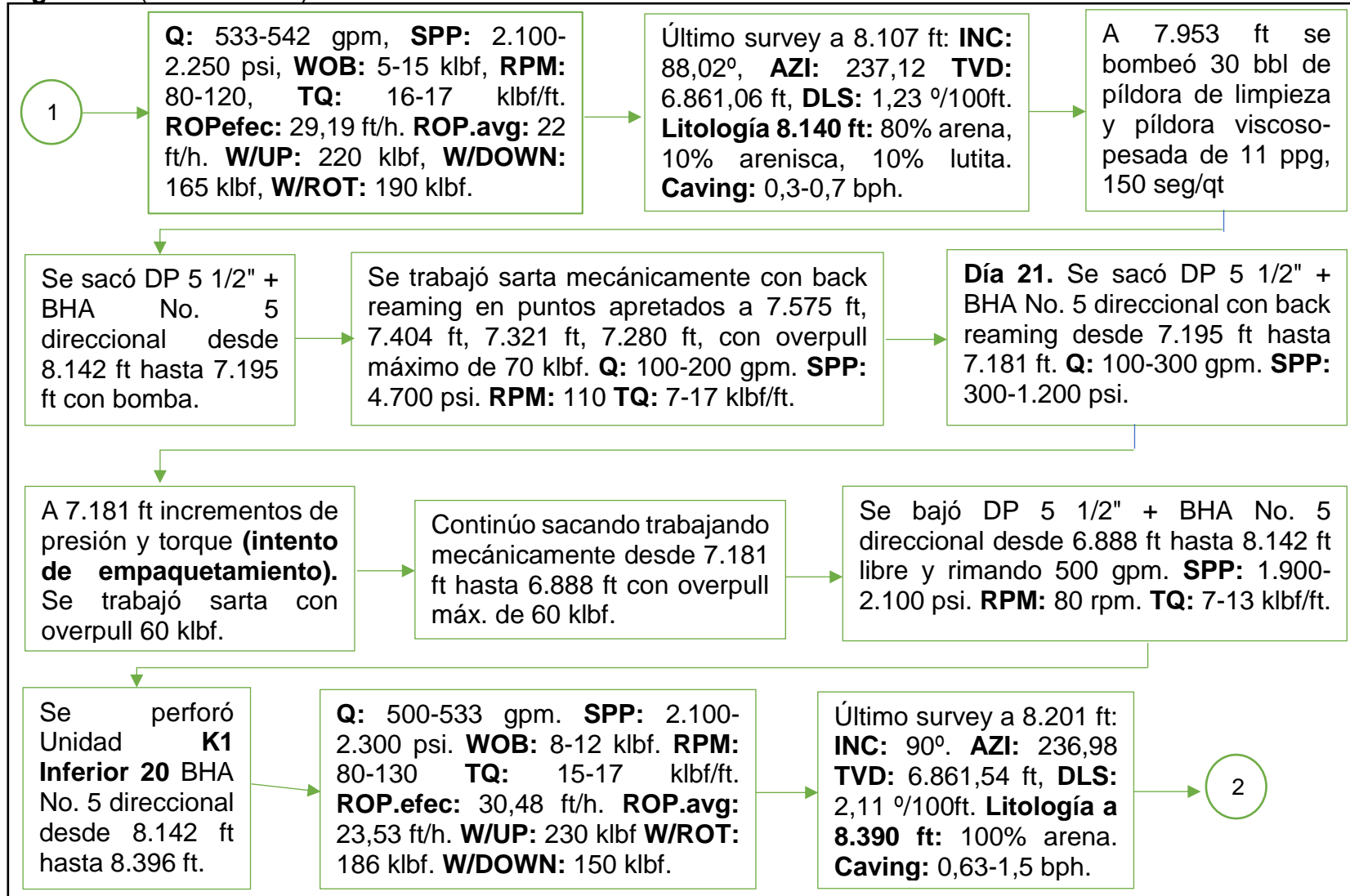


Figura 28. (Continuación)

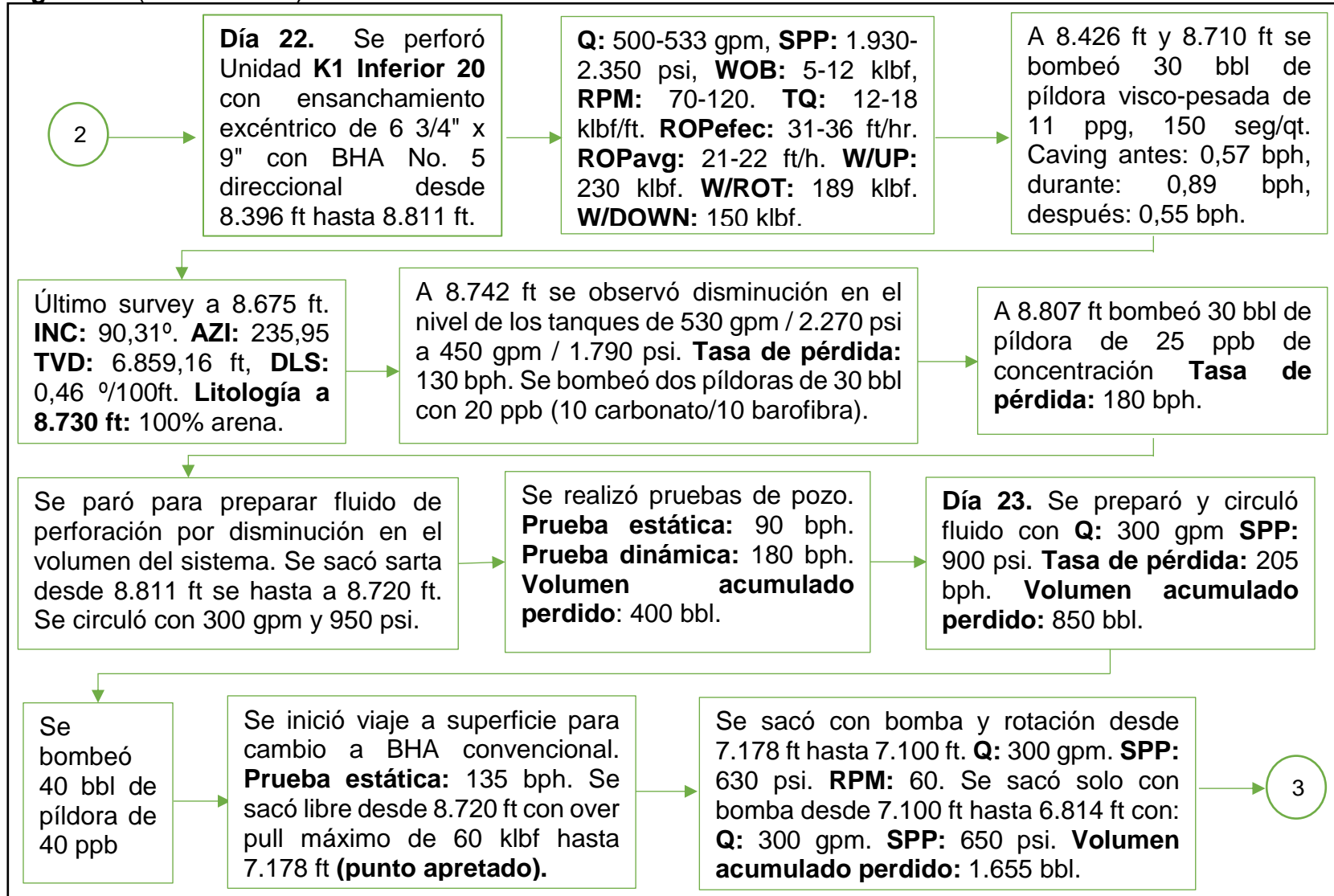


Figura 28. (Continuación)

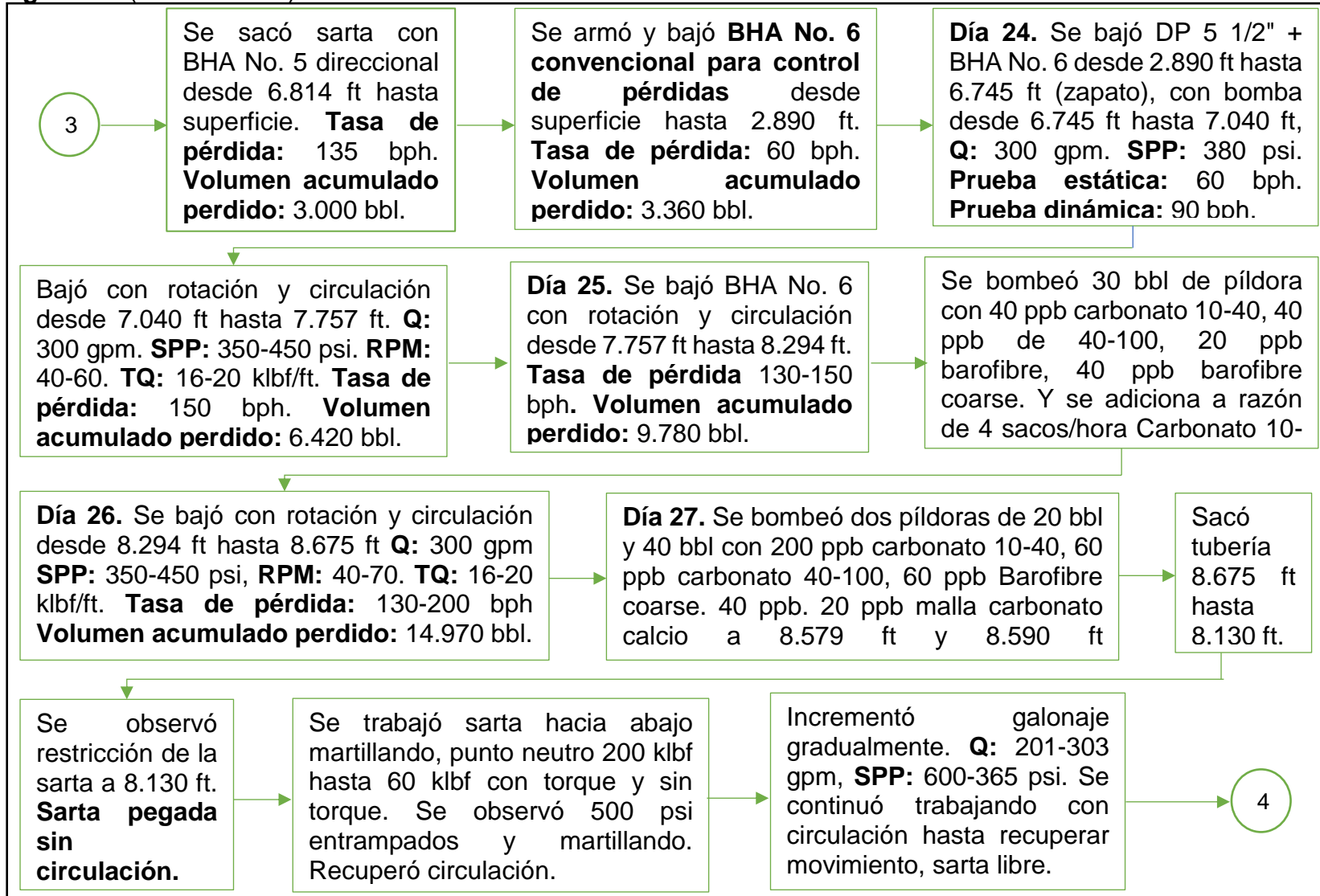
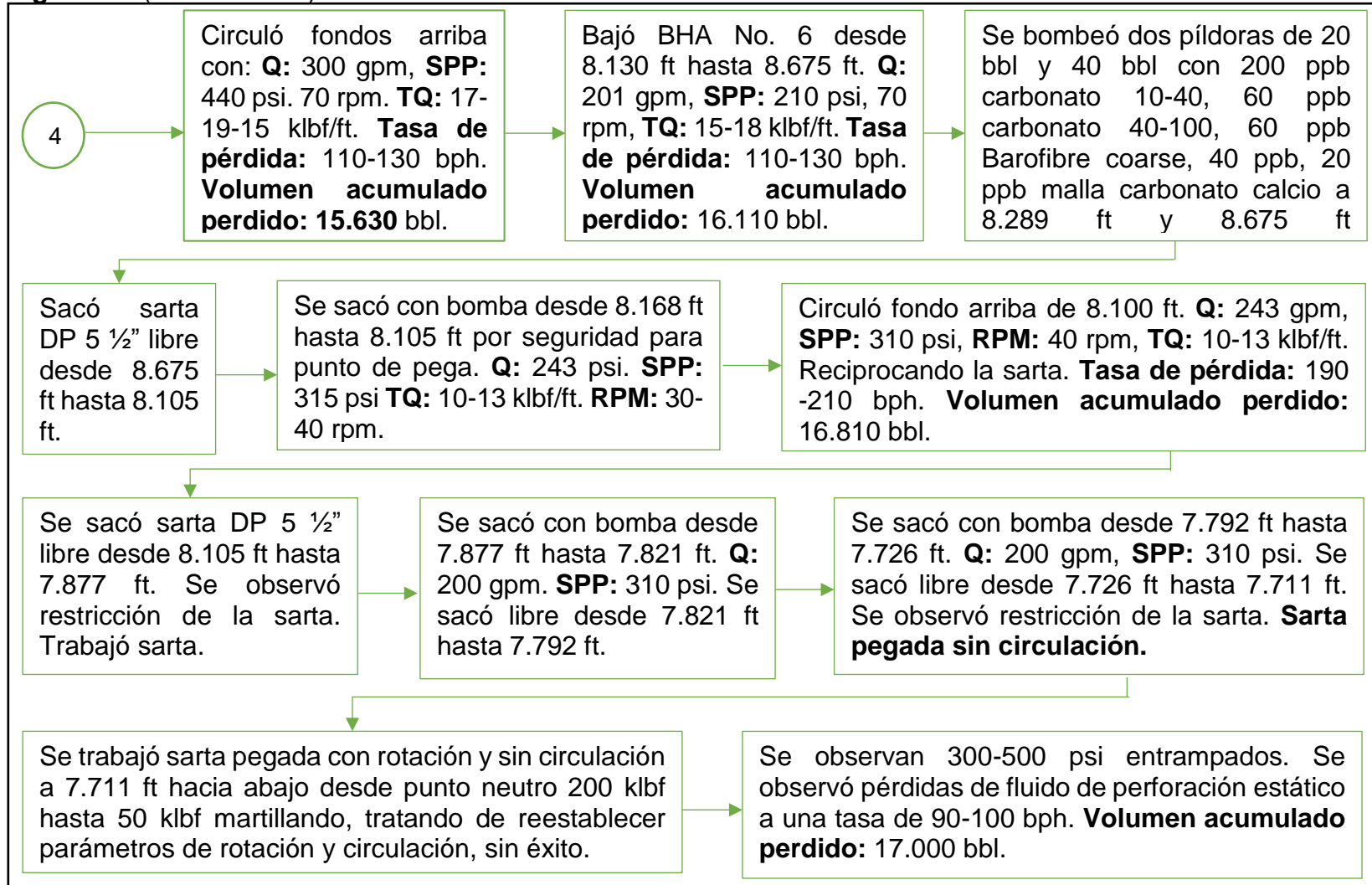


Figura 28. (Continuación)



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015.

Para definir el tipo de pega de tubería presentado en el Pozo Y, se realiza el mismo procedimiento del Pozo X, como se observa en la **Tabla 10**. En donde, al sumar los valores de cada columna se establece que el mecanismo de pega presentado a una profundidad de 7.711 ft MD fue por empaquetamiento, debido a que tuvo el máximo valor (seis) en comparación de las demás columnas.

Tabla 10. Hoja de trabajo Amoco True para el Pozo Y.

MECANISMO DE PEGA DE TUBERÍA (según Amoco TRUE)			
¿Movimiento de la tubería antes de la pega?	Empaquetamiento / Punteo	Presión diferencial	Geometría del pozo
Movimiento hacia arriba	2	0	2
Rotación hacia arriba	0	0	2
Movimiento hacia abajo	1	0	2
Rotación hacia abajo	0	0	2
Estático	2	2	0
¿Movimiento de la tubería después de la pega?			
Libre hacia abajo	0	0	2
Limitado hacia abajo	1	0	2
Imposible hacia abajo	0	0	0
¿Rotación de la tubería después de la pega?			
Rotación libre	0	0	2
Rotación limitada	2	0	2
Rotación imposible	0	0	0
¿Presión de circulación después de la pega?			
Circulación libre	0	2	2
Circulación limitada	2	0	0
Circulación imposible	2	0	0
Totales	6	0	4

Fuente: AMOCO. Technology & training. 1996. Pag 54. Modificado por autores.

En la **Figura 29**, se presenta el reporte diario de perforación correspondiente al día 8 de enero de 2015, en el cual esta registrado el momento en que se presentó la pega de tubería por empaquetamiento; la cual esta clasificada como un actividad no planeada "N".

Figura 29. Daily Drilling Report 01/08/2015.

ecopETROL		ECOPEPETROL S.A		Daily Executive Report				
Well: CASTILLA Y		Reporte no.: 27		Fecha del Reporte: 1/8/2015				
Wellbore No.: OH		Well Name: CASTILLA-Y		Common Name: CASTILLA Y				
Project: CASTILLA		Site: CLUSTER 0087		Rig Name/No.: NABORS 992/992				
Nombre del Evento: PERFORACIÓN		Fecha de Inicio*: 12/13/2014		Fecha de Finalización: 2/13/2015		Fecha del inicio de la Perforación: 12/13/2014		
AFE No.: 2						Currency:		
Active datum: ROTARY TABLE @1,361.00ft (above Mean Sea Level)				UWI: CAST0357				
OPERATION SUMMARY								
Desde*	Duration	Fase*	Código*	Subcódigo*	P/N*	MD from (ft)	MD to (ft)	Operación*
22:00	1.50	0010	1100	1116	N	8,811.0	8,811.0	SACÓ SARTA DP 5 1/2" LIBRE DESDE 8105' HASTA 7877'. OBSERVÓ RESTRICCIÓN DE LA SARTA. TRABAJÓ SARTA. OK. SACÓ CON BOMBA DESDE 7877' HASTA 7821'. CON: Q: 200 GPM. SPP: 310 PSI. SACÓ LIBRE DESDE 7821' HASTA 7792'. SACÓ CON BOMBA DESDE 7792' HASTA 7726'. CON: Q: 200 GPM SPP: 310 PSI. SACÓ LIBRE DESDE 7726' HASTA 7711'. OBSERVÓ RESTRICCIÓN DE LA SARTA. SARTA PEGADA SIN CIRCULACIÓN.
23:30	0.50	0010	1100	1115	N	8,811.0	8,811.0	TRABAJÓ SARTA PEGADA CON ROTACIÓN Y SIN CIRCULACIÓN A 7711' HACIA ABAJO DESDE PUNTO NEUTRO 200 KLBS HASTA 50 KLBS. MARTILLANDO, TRATANDO DE RESTABLECER PARAMETROS DE ROTACIÓN Y CIRCULACIÓN. SIN ÉXITO. SE OBSERVAN 300-500 PSI ENTRAMPADOS. OBSERVÓ PÉRDIDAS DE LODO ESTÁTICO A UNA TASA DE 90-100 BPH. TOTAL BARRILES PÉRDIDOS 17000 BLS (00:00 HRS).

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificado por los autores

3.3.5.2 Análisis diagnóstico causa raíz del Pozo Castilla Y. Teniendo en cuenta la revisión de la información contenida en el programa de perforación, Daily Drilling Report, el informe final de mudlogging y recap del fluido de perforación se analiza a continuación las causas que llevaron a que se presentara la pega por empaquetamiento en el Pozo Y y con ello el aumento de los costos asociados a los tiempos no productivos de la operación; esto presentado durante la perforación y ensanchamiento de la sección de 8½" a 9" en la Formación Guadalupe.

A continuación, en la **Tabla 11**, se presenta la división por Unidad de la Formación Guadalupe encontrada en la perforación del pozo.

Tabla 11. Formación Guadalupe para el Pozo Y.

FORMACIÓN GUADALUPE		
UNIDAD	INTERVALO (MD)	INTERVALO (TVD)
K1 SUPERIOR	6.805 ft – 7.193 ft	6.490 ft – 6.695 ft
K1 INFERIOR	7.193 ft	6.695 ft

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015

Primero, es importante resaltar la litología de la Unidad K1 perteneciente a la formación Guadalupe. Esta está representada por intercalaciones de lutita, arenisca y arena, que como se evidencia en el reporte diario de perforación su composición varía a determinada profundidad. Estas lutitas representadas en el informe final de mudlogging, se caracterizan por ser firmes, fisiles, subtabulares, sublaminares a laminares, subastillosas, en partes limosa, no calcárea por lo cual se tenía que tener bastante precaución en la perforación de esta sección donde utilizaron como único inhibidor químico el Clay seal plus para estabilizar los estratos lutíticos y los niveles de arcillolita reactivos presentes sin riesgo a generar daños en la formación. La concentración volumétrica del inhibidor se mantuvo dentro del rango programado (2-3 ppb) al inicio de la perforación.

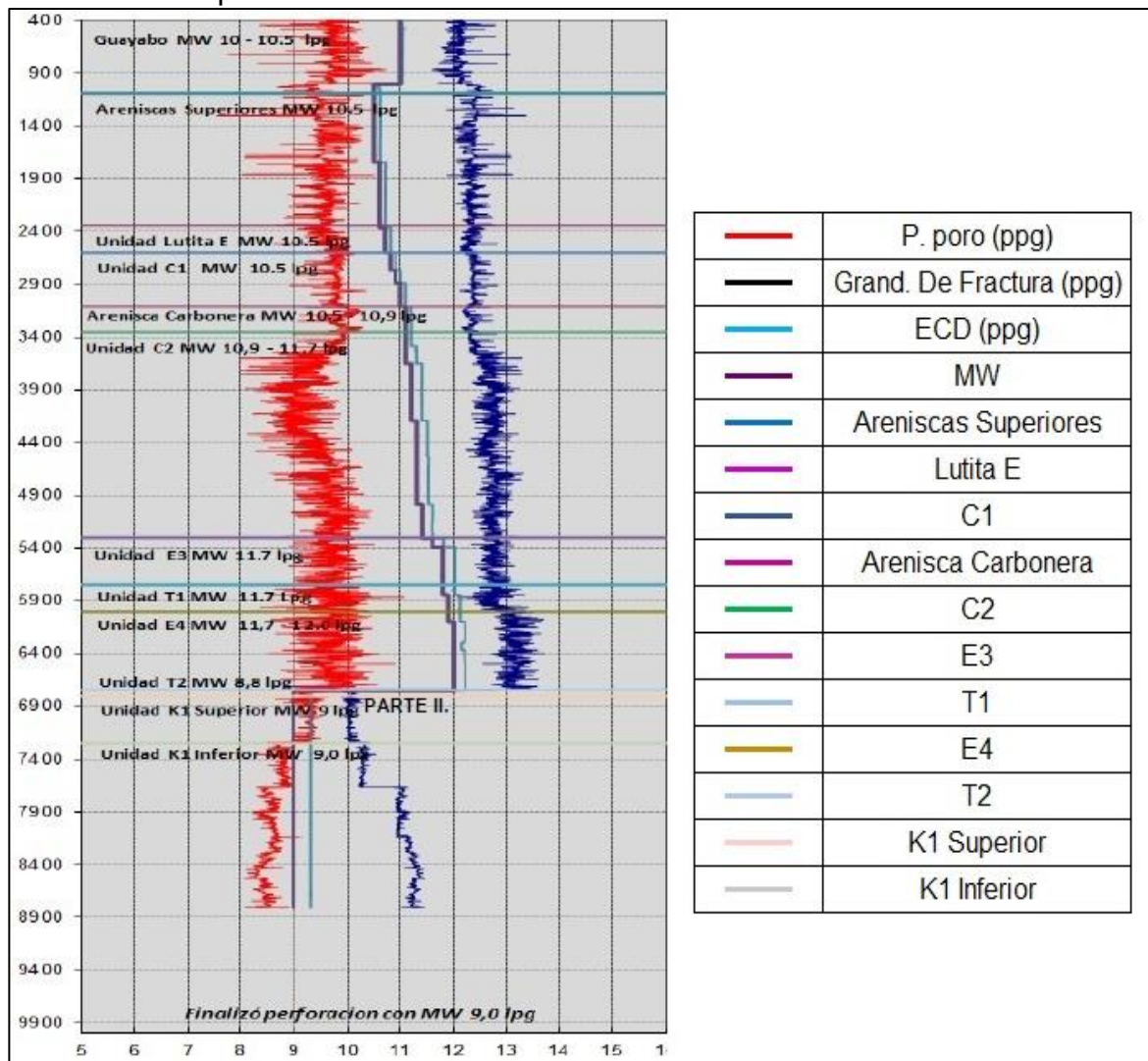
En cuanto a las areniscas presente en la Unidad K1, se caracterizan por ser cuarzosas, blancas, pardo claro, friables, sub blocosas, grano-soportadas, de grano fino, menor grano medio, subredondeado a subangular, subesférico, buena selección; estas areniscas se presentaron desde el inicio de la perforación de la fase en intercalaciones con lutita (50% lutita-50% arenisca) hasta una profundidad aproximada de 8.201 ft. Por último, desde 8.201 ft hasta 8.675 ft se presentó una composición de 100% arena; está caracterizada por ser cuarzosa, de grano medio a fino, translucido, incoloro, subangular a subredondeado, subesférico, moderada selección.

Antes de la toma del último survey a la profundidad de 8.675 ft, se venía perforando Unidad K1 inferior 20 con ensanchamiento excéntrico de 6 3/4" x 9" con BHA No. 5 direccional desde 8.710 ft hasta 8.751 ft, con los siguientes parámetros:

- Q: 533 gpm
- SPP: 2.250-2.350 psi
- WOB: 5-10 klb
- RPMsup: 70-110
- TQ: 12-18 klb/ft
- ROPefec 36 ft/h
- ROPavg: 22 ft/h

La litología en este punto como se mostró anteriormente está representada por Arena (100%) en la cual se presentó la pérdida de circulación expuesta en la revisión de la información, este problema tuvo pérdidas severas de fluido de perforación en dichas arenas perforadas (>100 bph; 120-200 bph promedio) clasificadas como pérdidas parciales que no pudieron ser controladas a pesar del bombeo de píldoras con concentraciones de hasta 200 ppb de LCM las cuales según el **Gráfica 3**, de geopresiones se atribuyen a pérdidas inducidas y porqué durante el ensanchamiento del hueco 8½" x 9" se retiró el revoque que tenía el pozo ya que el ECD se encuentra lejos de la presión de fractura y de la presión de poro, que luego desencadenó en la pega de tubería por empaquetamiento debido a que por controlar las pérdidas de circulación se descuidó la limpieza del pozo y con esto la acumulación de camas cortes en el mismo.

Gráfica 3. Geopresiones del Pozo Y.



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015.

Segundo, el control direccional que se dio en la perforación de esta fase, no fue el mejor debido a que no se cumplió con el programa propuesto. En donde se tenía planeado la perforación de esta sección con varios requerimientos, entre ellos el Dog Leg debía ser de 2,54°/100 ft desde 6.801 ft (MD) hasta 8.012 ft (MD) en donde se esperaba que el pozo ya alcanzaba la inclinación y dirección planeada para posteriormente geonavegar en la formación objetivo como se observa en la **Figura 30**, pero esto no se cumplió y se ejecutó en unos intervalos diferente Dog Leg (@7.159 DL=4,54°/100 ft, @7.358 DL=2,28°/100 ft, entre otros), esto debido a la complejidad geológica la Unidad K1, ya que presenta bastantes intercalaciones arenisca y lutita provocando cambios bruscos en la inclinación y dirección del pozo.

Figura 30. Plan direccional perforación Pozo Y.

Plan Report for Castilla Y - Version 2.0											
Measured Depth (ft)	Inclination (°)	Azimuth (°)	TVD below System (ft)	Vertical Depth (ft)	Local Coordinates (ft)		Map Coordinates (m)		Dogleg Rate (°/100ft)	Vertical Section (ft)	Comments
					Northing	Easting	Northing	Easting			
6,766.91	56.80	238.00	-5,096.36	6,458.00	485.63 S	777.16 W	918,797.65	1,046,620.66	3.27	916.41	End of Build @ 6766.91ft MD - Casing 9 5/8" @ 6766.91ft MD
6,768.52	56.80	238.00	-5,097.24	6,458.88	486.34 S	778.30 W	918,797.43	1,046,620.31	0.00	917.76	TOPE_T2
6,781.91	56.80	238.00	-5,104.57	6,466.21	492.28 S	787.81 W	918,795.62	1,046,617.42	0.00	928.97	Continue Build @ 6781.91ft MD
6,800.00	57.26	238.00	-5,114.42	6,476.06	500.32 S	800.68 W	918,793.17	1,046,613.49	2.54	944.14	
6,801.50	57.30	238.00	-5,115.23	6,476.87	500.99 S	801.75 W	918,792.97	1,046,613.17	2.54	945.41	TOPE_K1_SUP
6,900.00	59.80	238.00	-5,166.62	6,528.26	545.51 S	873.01 W	918,779.40	1,046,591.45	2.54	1,029.43	
7,000.00	62.34	238.00	-5,214.98	6,576.62	591.89 S	947.22 W	918,765.26	1,046,568.83	2.54	1,116.95	
7,100.00	64.89	238.00	-5,259.42	6,621.06	639.35 S	1,023.19 W	918,750.80	1,046,545.67	2.54	1,206.52	
7,200.00	67.43	238.00	-5,299.83	6,661.47	687.82 S	1,100.76 W	918,736.02	1,046,522.03	2.54	1,297.98	
7,288.36	69.68	238.00	-5,332.14	6,693.78	731.39 S	1,170.50 W	918,722.74	1,046,500.77	2.54	1,380.22	TOPE_K1_INF
7,300.00	69.97	238.00	-5,336.16	6,697.80	737.18 S	1,179.77 W	918,720.98	1,046,497.95	2.54	1,391.14	
7,400.00	72.51	238.00	-5,368.31	6,729.95	787.35 S	1,260.06 W	918,705.69	1,046,473.47	2.54	1,485.83	
7,500.00	75.06	238.01	-5,396.23	6,757.87	838.22 S	1,341.49 W	918,690.18	1,046,448.65	2.54	1,581.84	DLB=2.54°/100ft
7,600.00	77.60	238.01	-5,419.86	6,781.50	889.70 S	1,423.89 W	918,674.49	1,046,423.54	2.54	1,679.00	
7,700.00	80.14	238.01	-5,439.16	6,800.80	941.66 S	1,507.10 W	918,658.65	1,046,398.18	2.54	1,777.11	
7,800.00	82.68	238.01	-5,454.09	6,815.73	994.06 S	1,590.96 W	918,642.68	1,046,372.62	2.54	1,875.98	
7,900.00	85.23	238.01	-5,464.62	6,826.26	1,046.74 S	1,675.29 W	918,626.62	1,046,346.91	2.54	1,975.42	
8,000.00	87.77	238.01	-5,470.73	6,832.37	1,099.62 S	1,759.94 W	918,610.51	1,046,321.11	2.54	2,075.22	
8,012.43	88.09	238.01	-5,471.18	6,832.82	1,106.20 S	1,770.47 W	918,608.50	1,046,317.90	2.54	2,087.64	End of Build @ 8012.43ft MD - Target /CAS-357

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Programa de perforación Pozo Y. 2014

Tercero, a pesar de que se bombearon al pozo píldoras visco-pesadas para el control de la limpieza no fue suficiente debido a una hidráulica inadecuada por caudales bajos, ya que en el plan de perforación gracias a las lecciones aprendidas en la perforación de otros pozos en el Campo, se recomendaba en el momento de presentarse una pérdida de circulación de mayor a los 50 bbl/h tenía que manejar ROP a 25-30 ft/h y el galonaje en un rango de 380-440 GPM para controlarla, esto no se cumplió y se manejó un caudal de 300 GPM y ROP 31,8 ft/h, causando una ineficiente limpieza debido a que por la ROP excesiva en comparación con la planeada, la cual genera más cortes en el espacio anular los cuales no son transportados eficientemente hasta superficie con dicho caudal, que llevó evidentemente al evento de pega de tubería.

A continuación, se presenta el **Cuadro 13**, en el cual se muestra el ¿qué pasó?, en donde se encuentra el Objeto, el Amenaza y el Evento; el ¿cómo pasó? en el cual hacen parte las barreras de defensa y finalmente ¿por qué pasó? en donde se explica la causa inmediata, la precondition y la causa subyacente.

Cuadro 13. Diagnóstico causa raíz del Pozo Y.

¿QUÉ PASÓ EN EL POZO?	¿CÓMO PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?	¿POR QUÉ PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?		
	BARRERAS DE DEFENSA	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
OBJETO: POZO Y AMENAZA: ARENAS FRIABLES E INTERCALACIÓN DE FORMACIONES DURAS Y BLANDAS EVENTO: PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO	Planeación apropiada para la perforación de formación objetivo (K1 Inferior).	Pérdidas de circulación (120-200 bph).	Arenas friables de K1 inferior a 8.730 ft MD (100% arena).	Formación naturalmente fracturada.
	Seguimiento plan direccional propuesto por la operadora.	Dog legs inapropiados creando tortuosidad del pozo (2° por encima del planeado).	Litológicas problemáticas (Formación Guadalupe: K1 Superior y K1 Inferior).	Inadecuado control direccional.
	Prácticas de limpieza de píldoras pesadas.	Acumulación de cama de recortes y material LCM (píldoras de hasta 200 ppb).	Incrementos de presión y torque, e intento de empaquetamiento (a 7.181 ft MD).	Pérdidas de circulación parciales (120-200 bph) con un volumen total perdido: 17.000 bbl.

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificado por los autores.

4. IMPACTOS GENERADOS POR LA PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO

En este capítulo se presentan los impactos generados en los Pozos X & Y, los cuales están relacionados con los sobre costos generados y los tiempos no productivos presentados por el evento de pega de tubería por empaquetamiento.

4.1 IMPACTOS GENERADOS EN EL POZO X

A partir de la información suministrada del Daily Executive Report³⁵, se evidenció que el costo autorizado para la perforación del Pozo X fue de USD \$4'013.211 y el costo real invertido fue de USD \$10'122.322 lo cual demuestra que los problemas presentados causando tiempos no productivos y su correspondiente medida correctiva la cual fue el sidetrack realizado (8 ½"-ST) hicieron que costara más del doble la perforación del Pozo X (USD \$6'109.111).

4.1.1 Impactos generados por sección perforada del Pozo X. El pozo X, fue perforado en cinco secciones (17 ½", 12 ¼", 8 ½", 8 ½" ST-1 y 6") como se muestra en la **Tabla 12**, cada una de las secciones tiene un tiempo asociado en días, para un total de 99 días de perforación, donde se evidencia que la sección 8 ½" fue la que gasto más tiempo (56 días) y por ende tuvo un costo mayor (USD \$4'143.015,32) que resultó en un 40,93% del costo total del Pozo X.

Tabla 12. Costos por sección perforada y completada del Pozo X.

SECCIÓN	TIEMPO ASOCIADO (Días)	COSTO	GASTO
17 ½"	3	USD \$482.563,33	4,77%
12 ¼"	11	USD \$1'750.779,84	17,30%
8 ½"	56	USD \$4'143.015,32	40,93%
8 ½"-ST	16	USD \$1'938.360,67	19,15%
6"	13	USD \$1'807.603,86	17,86%
TOTAL	99	USD \$10'122.323,02	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

En la **Figura 31**, se presenta el porcentaje de cada sección con respecto al costo total del Pozo X, el costo de la sección 8 ½" representa el 40,93% del costo total del pozo, esto debido a que en esta fase se presentó el problema de pega de tubería por empaquetamiento, siendo el inconveniente más significativo.

³⁵ Daily Executive Report, Reporte diario de Ecopetrol S.A. del Pozo X: se presentan todas las acciones y actividades que se hacen en la perforación de cada pozo.

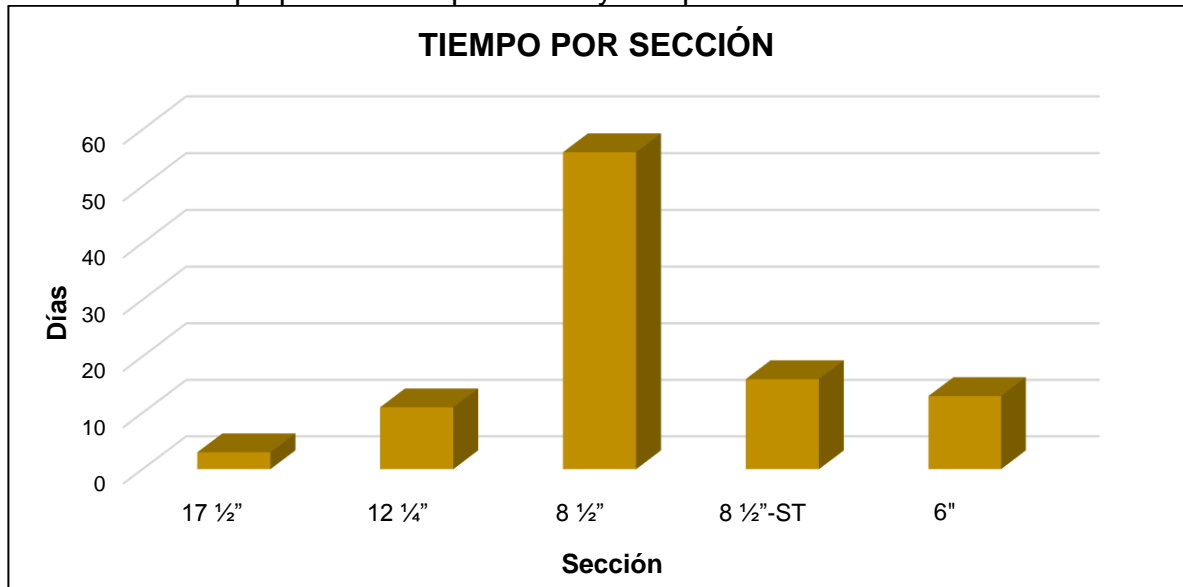
Figura 31. Distribución de costos por sección perforada del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

A continuación, en la **Gráfica 4** se presentan los tiempos gastados en la perforación con respecto a cada sección, en donde la tercera sección de 8 1/2" con 56 días empleados fue la mayor debido al paro de comunidad y el evento de pega de tubería por empaquetamiento. Seguida de la sección de 8 1/2"-ST la cual tuvo un total de 16 días de operación.

Gráfica 4. Tiempo por sección perforada y completada del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

En la perforación del Pozo X, se evidenciaron tiempos no productivos que conllevaron a sobrecostos. Los eventos no planeados fueron: pérdidas de circulación, paro de comunidad, pega de tubería por empaquetamiento, trabajo de sarta en puntos apretados, intentos de empaquetamiento entre otros. Los eventos no planeados que causaron mayor tiempo y costos fueron:

- Pérdidas de circulación
- Paro de comunidad
- Pega de tubería por empaquetamiento

4.1.2 Impactos en tiempos no productivos en el Pozo X. Debido a los contratiempos durante la perforación del Pozo X, se generaron mayores tiempos no planeados al inicio, que provocó el incumplimiento de lo proyectado en el programa de perforación según la operadora. En la **Tabla 13** presenta los tiempos asociados a cada evento presentado (planeado y no planeado) en lo planeado se gastaron 41 días (41,41%) y en los eventos no planeados 58 días (58,58%), cada uno de los eventos está asociado a un porcentaje con respecto al tiempo total de perforación del Pozo X, en donde evidencia que el evento no planeado de pega de tubería por empaquetamiento tuvo un 34,34% sobre el tiempo total de perforación de Pozo X.

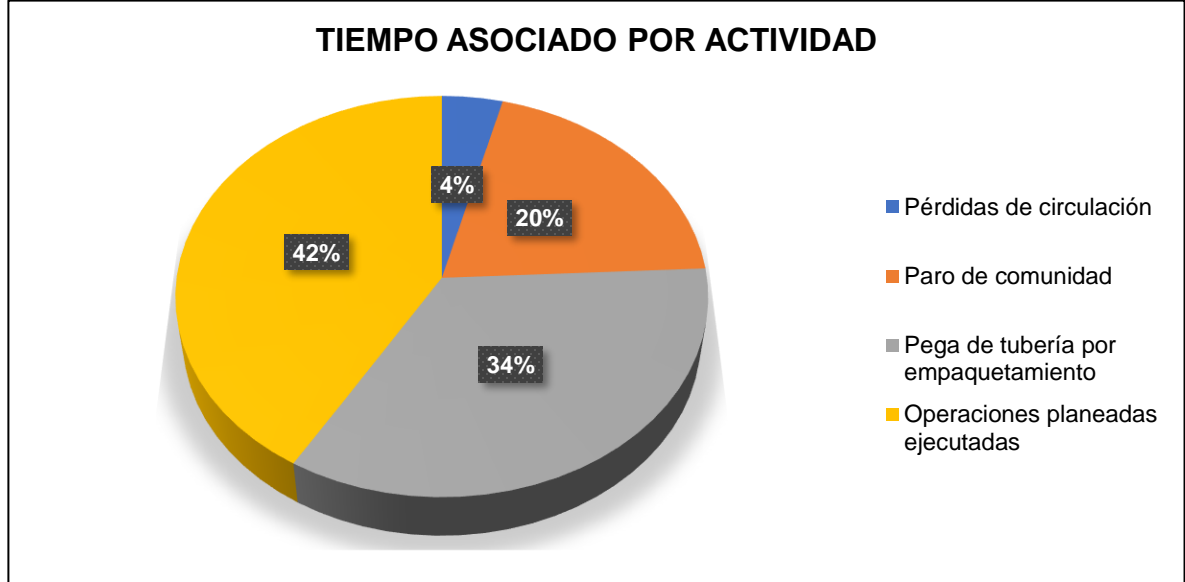
Tabla 13. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo X.

EVENTO	TIEMPO ASOCIADO (Días)	FRACCIÓN
Pérdidas de circulación	4	4,04%
Paro de comunidad	20	20,20%
Pega de tubería por empaquetamiento	34	34,34%
Operaciones planeadas ejecutadas	41	41,41%
COSTO TOTAL DEL POZO	99	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

A continuación, en la **Figura 32** se presentan los eventos planeados y no planeados con respecto a la relación obtenida en la tabla anterior, la cual muestra el porcentaje de cada evento con respecto al tiempo total invertido en el Pozo X, en donde se evidencia que el 34% (34 días) del tiempo total de perforación del pozo, fue en el evento de pega de tubería a 8.005 ft MD, y el 42% (41 días) fue por las operaciones planeadas ejecutadas.

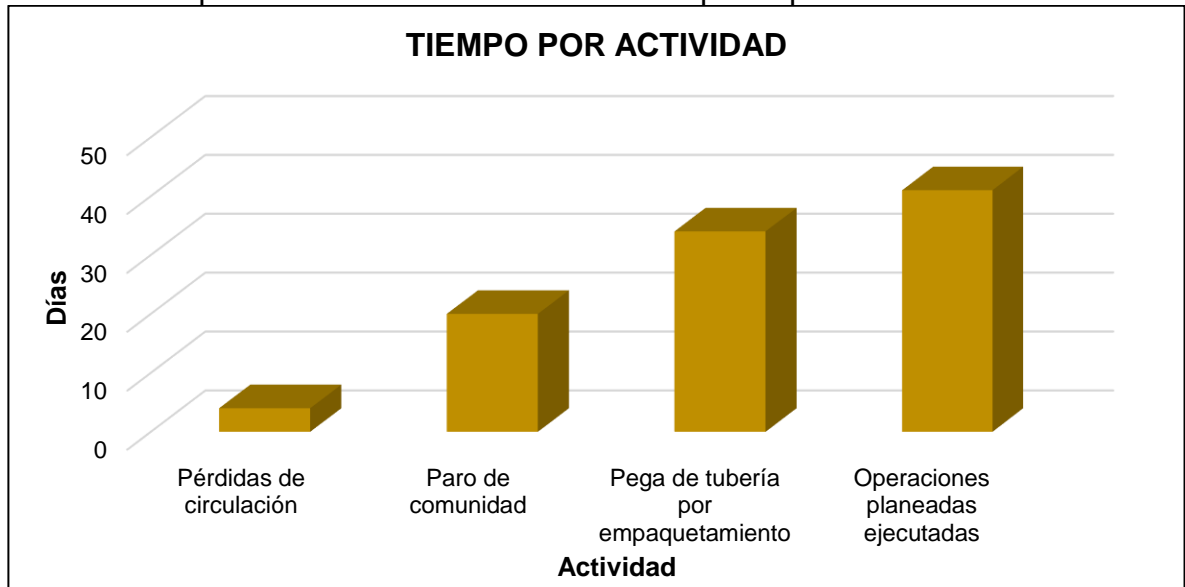
Figura 32. Distribución de impactos de eventos en el tiempo del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 5**, se muestran los eventos presentados en el Pozo X, en donde se incluyen planeados y no planeados con respecto a los tiempos invertidos en cada uno de ellos, en donde la pega de tubería por empaquetamiento tuvo una duración de 34 días, este tiempo fue el más alto con respecto a las actividades no planeadas en la perforación.

Gráfica 5. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

4.1.3 Impactos económicos en el Pozo X. Cada evento en el Pozo X está asociado al costo respectivo en donde se evidencia que las operaciones ejecutadas tuvieron un costo de USD \$5'620.215,26, el gasto se hace una relación del costo de cada evento con respecto al costo total del Pozo X, en donde el 44,48% (USD \$4'502.107,76) del costo total del pozo fue por operaciones no planeadas, de ese porcentaje el 31,09% (USD \$3'147.235,90) fue por el evento de pega de tubería. (ver Tabla 14).

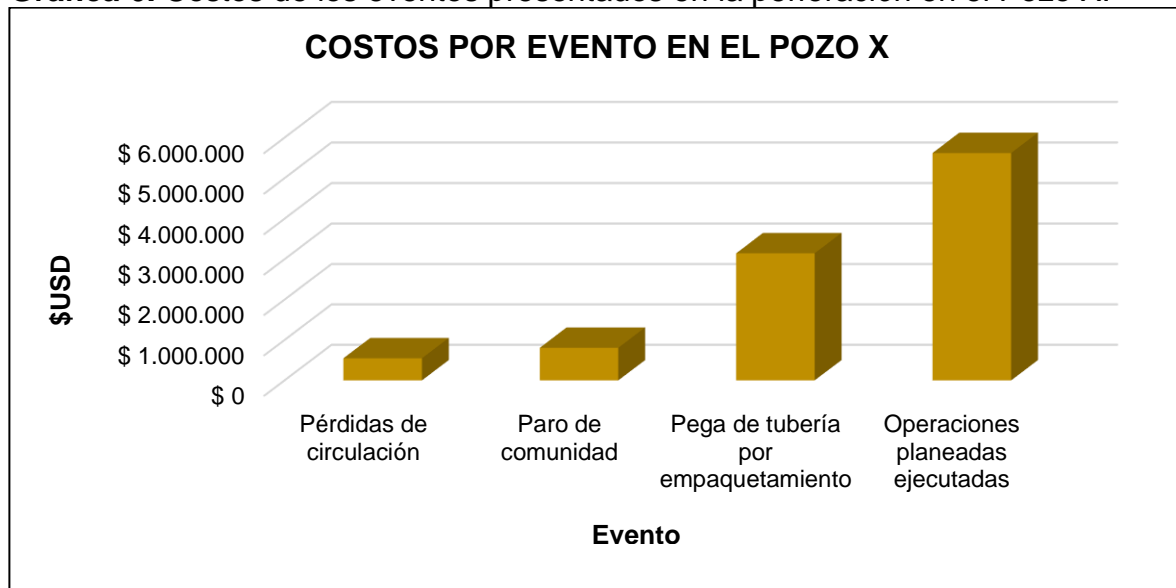
Tabla 14. Impactos de los eventos sobre el costo de perforación en el Pozo X.

EVENTO	COSTO	GASTO
Pérdidas de circulación	USD \$547.437,98	5,41%
Paro de comunidad	USD \$807.433,88	7,98%
Pega de tubería por empaquetamiento	USD \$3'147.235,90	31,09%
Operaciones planeadas ejecutadas	USD \$5'620.215,26	55,52%
COSTO TOTAL DEL POZO	USD \$10'122.323,02	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

Y en la **Gráfica 6**, es la representación de la tabla anterior en donde se muestra los costos por eventos presentados en la perforación del Pozo X, en el cual las operaciones no planeadas tuvieron un costo de USD \$4'502.107,76.

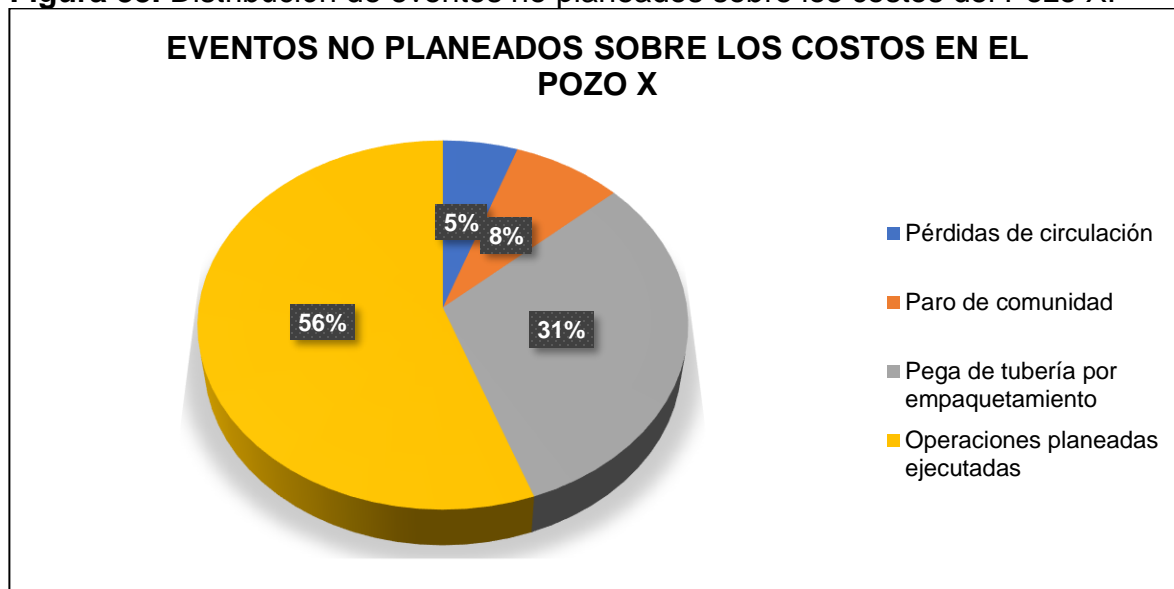
Gráfica 6. Costos de los eventos presentados en la perforación en el Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

En la **Figura 33**, se muestran los porcentajes correspondientes a cada evento presentado (planeado y no planeado) con respecto al costo total del Pozo X, se evidencia que el 31% (USD \$3'147.235,90) del costo total del pozo, fue por el evento de pega de tubería por empaquetamiento, el cual es alto con respecto a los otros eventos presentados en el pozo de estudio.

Figura 33. Distribución de eventos no planeados sobre los costos del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

4.1.4 Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo X. En la **Tabla 15**, se muestran los eventos no planeados, las pérdidas de circulación se presentaron en la sección 12 ¼" y tuvieron un total de 1.412 bbl que representó un costo de USD \$547.437,98, y en la sección 8 ½" se presentó el paro de comunidad que tuvo una duración de 20 días en los cuales el pozo quedó expuesto y se envejeció y tuvo un costo de USD \$807.433,88, y al reiniciar operaciones ocasionó que se presentara la pega de tubería por empaquetamiento.

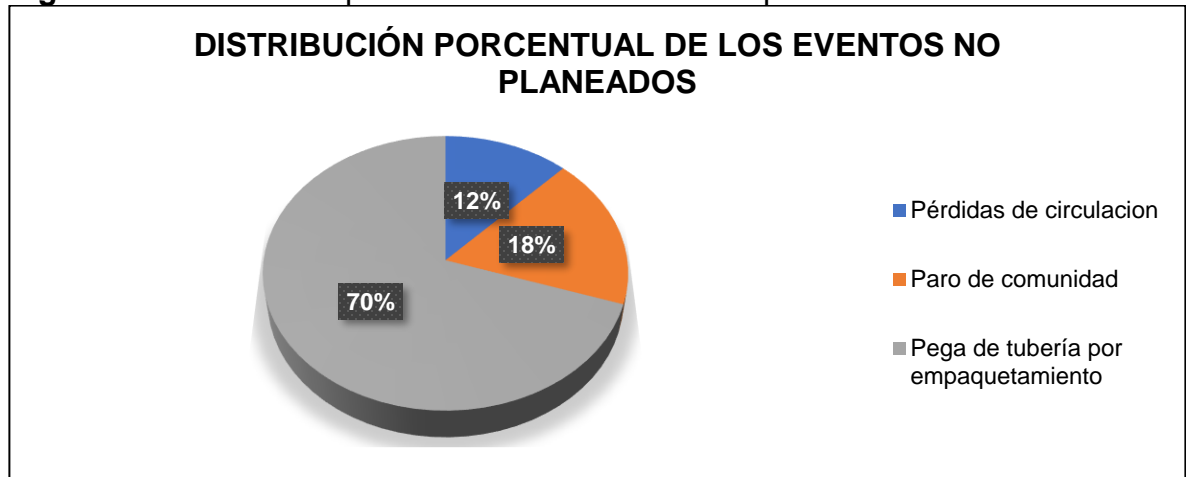
Tabla 15. Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo X.

EVENTO	TIEMPO ASOCIADO (Días)	COSTO	GASTO
Pérdidas de circulación	4	USD \$547.437,98	12,16%
Paro de comunidad	20	USD \$807.433,88	17,93%
Pega de tubería por empaquetamiento	34	USD \$3'147.235,90	69,91%
TOTAL	58	USD \$4'502.107,76	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

A continuación, en la **Figura 34** se presenta la fracción de cada evento no planeado con respecto al costo total de los eventos no planeados, en donde se evidencia que el 70% (USD \$ 3'147.235,90) de los costos de los eventos no planeados fue por la pega de tubería por empaquetamiento que ocurrió a 8.005 ft MD, la cual tuvo una duración de 34 días en los cuales se incluyó desde el día que se presentó la pega de tubería conteniendo operaciones asociadas como: actividades de pesca recuperando la totalidad de la sarta, acondicionamiento de hueco debido problemas de la inestabilidad que se seguían presentando, tapón de cemento (tope a 7.622 ft MD) y realización del sidetrack.

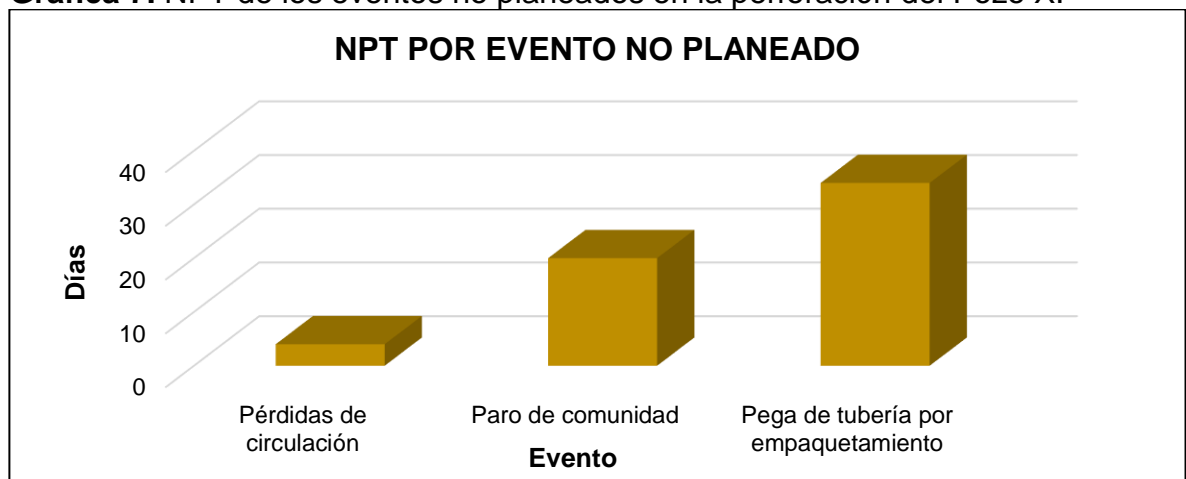
Figura 34. Distribución porcentual de los eventos no planeados en el Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

Finalmente, se presenta en la **Gráfica 7** los tiempos no productivos asociados a cada evento no planeado, el evento de pega de tubería (34 días).

Gráfica 7. NPT de los eventos no planeados en la perforación del Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores.

4.2 IMPACTOS GENERADOS EN EL POZO Y

El Pozo Y fue planeado para alcanzar y producir la Unidad K1 Inferior 20. Según su programa de perforación, fue proyectado para perforarlo en 17 días y completado en dos días, en donde se estimaba que su costo total fuera de USD \$3'753.974; esto no se cumplió debido a tiempos no productivos asociados problemas operacionales presentados durante su perforación, generando un impacto económico evidenciado en sus sobrecostos (USD \$4'595.461,92).

4.2.1 Impactos generados por sección perforada del pozo Y. En la **Tabla 16**, se presenta el tiempo gastado (días) por sección con su respectivo costo, en donde se evidencia que al terminar la sección de 12 ¼" en el día 18 de operación, ya se había incumplido con el programa planeado ya que la perforación del Pozo Y se había proyectado para 17 días.

Finalmente, el pozo se perforó y se completó en 63 días, en donde al término de la segunda sección (12 ¼") ya se había gastado el 71,34% (USD \$2'753.311) del costo planeado inicialmente. El costo total del Pozo Y fue de USD \$8'454.883.

Tabla 16. Costos por sección perforada y completada del Pozo Y.

SECCIÓN	TIEMPO ASOCIADO (Días)	COSTO	GASTO
17 ½"	3	USD \$506.053,00	5,99%
12 ¼"	15	USD \$2'247.258,00	26,58%
8 ½"	18	USD \$3'044.413,00	36,01%
8 ½"-ST	27	USD \$2'657.159,00	31,43%
TOTAL	63	USD \$8'454.883,00	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

A continuación, se presenta la **Figura 35**, la cual representa gráficamente el porcentaje de cada sección sobre el costo total. La sección de 8 ½" tuvo los costos más elevados con un 36,01% (USD \$3'044.413,00) del costo final de pozo, debido a que en esta sección se presentó el problema más significativo, como lo fue la pega de tubería por empaquetamiento.

Seguida por la sección de 8 ½"-ST, la cual fue la medida correctiva después de presentarse el pescado producto de la pega de tubería, esta sección tuvo un costo del 31,43% (USD \$2'657.159,00) del costo total del pozo.

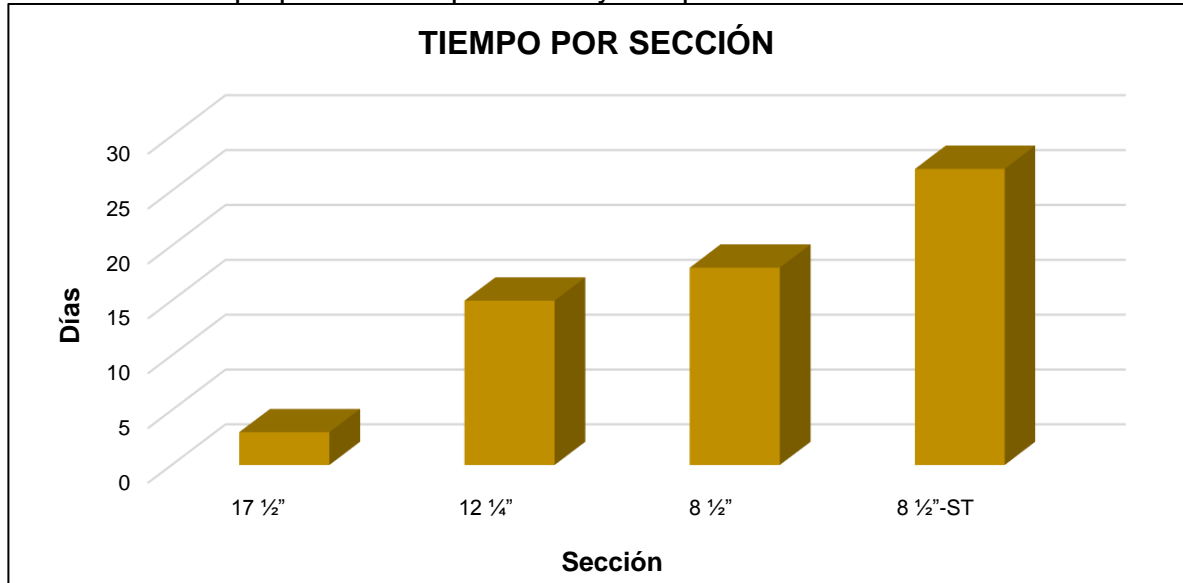
Figura 35. Distribución de costos por sección perforada del Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

Finalmente, la **Gráfica 8** muestra el tiempo de operación en cada sección del Pozo Y, siendo la sección 8 1/2"-ST la que tomó más tiempo en finalizar (27 días), a pesar de que no fue la más costosa (USD \$2'657.159,00), después le sigue la sección 8 1/2" la cual tuvo una duración de 18 días.

Gráfica 8. Tiempo por sección perforada y completada del Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

Durante la perforación del Pozo Y, se presentaron diversos eventos que ocasionaron tanto impactos en tiempos como en costos. Estos eventos no planeados fueron: pérdidas circulación, pega de tubería por empaquetamiento, apoyo del liner de 7", trabajo de sarta en puntos apretados, intentos de empaquetamiento, pausa de la actividad por tormenta eléctrica entre otros. Los eventos no planeados que causaron mayor tiempo y por ende mayores costos fueron:

- Pérdidas de circulación
- Pega de tubería por empaquetamiento
- Apoyo liner 7"

4.2.2 Impactos en tiempos no productivos en el Pozo Y. Debido a los imprevistos durante la perforación del Pozo Y, se generaron tiempos extras no planeados inicialmente, que provocó el no cumplimiento con lo proyectado en el programa de perforación. Estos tiempos no planeados causados por los eventos ya mencionados, en donde el problema que generó más tiempo fue la pega de tubería por empaquetamiento como se observa en la **Tabla 17**, la cual muestra la duración de cada evento con su determinado porcentaje respecto a los demás.

La pega de tubería por empaquetamiento representa el 41,27% del tiempo total de perforación, es decir, casi la mitad de los 63 días de operación, un valor muy elevado que evidentemente tuvo consecuencias económicas elevadas.

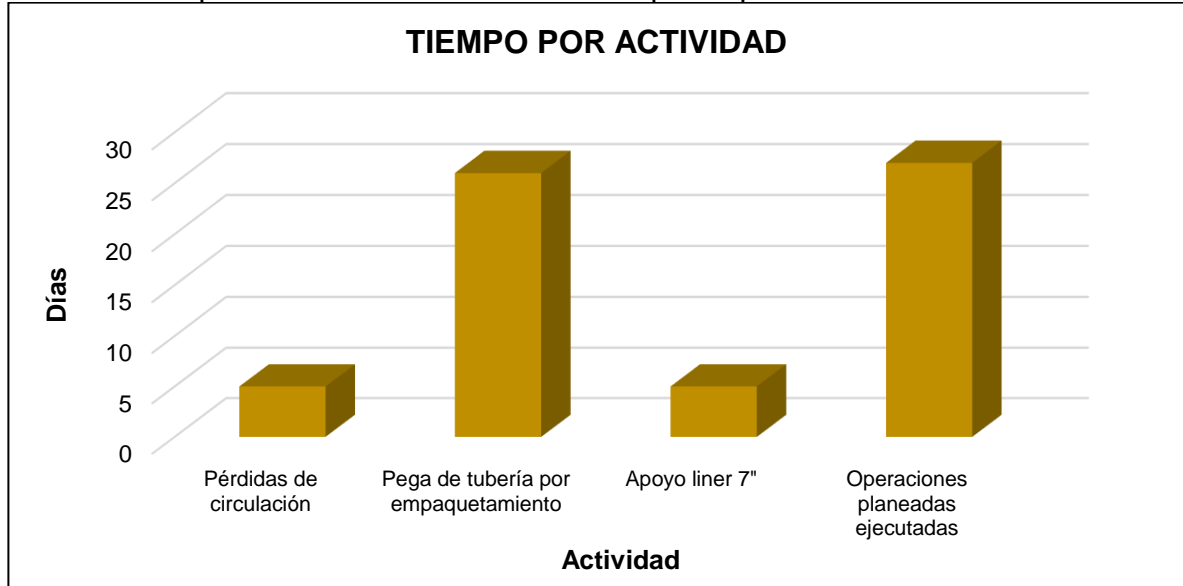
Tabla 17. Impactos de los eventos sobre el tiempo de perforación del Pozo Y.

EVENTO	TIEMPO ASOCIADO (Días)	FRACCIÓN
Pérdidas de circulación	5	7,94%
Pega de tubería por empaquetamiento	26	41,27%
Apoyo liner 7"	5	7,94%
Operaciones planeadas ejecutadas	27	42,86%
COSTO TOTAL DEL POZO	63	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

A continuación, la **Gráfica 9** muestra la representación a través de columnas del tiempo (en días) de cada evento, en el cual se evidencia que las operaciones planeadas tuvieron un total de 27 días de ejecución, seguida del evento de pega de tubería por empaquetamiento que tuvo 26 días.

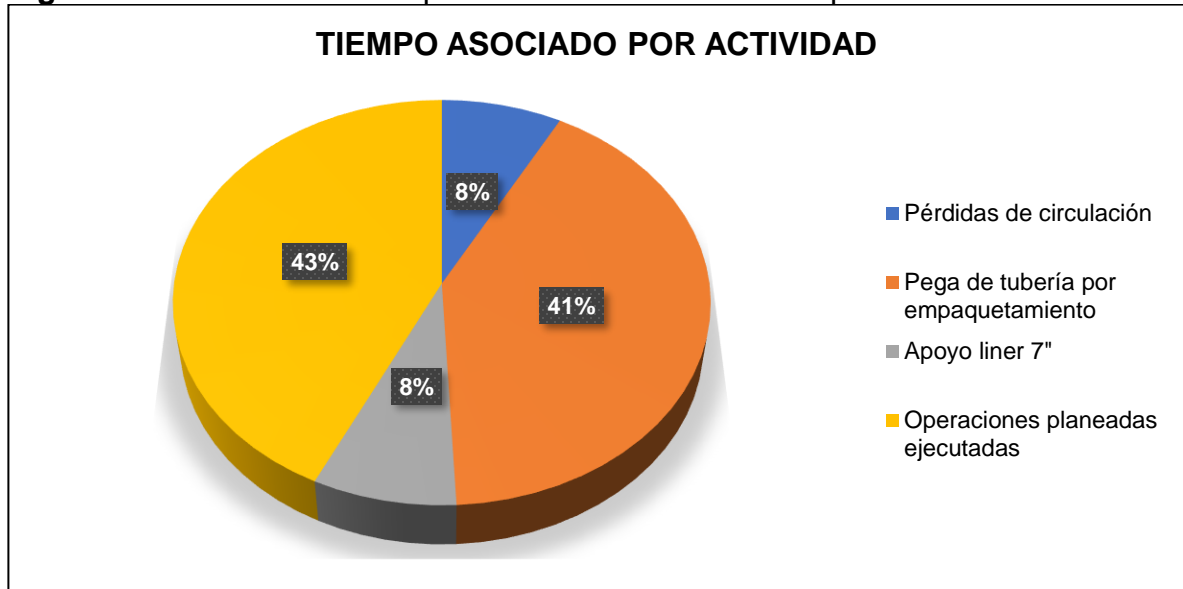
Gráfica 9. Impactos de eventos sobre el tiempo de perforación en el Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

Las operaciones planeadas y ejecutadas en el Pozo Y para alcanzar el objetivo representan el 43% (27 días) del total del tiempo invertido en la perforación, es decir, que los problemas operacionales representan el 57% (36 días). Concluyendo que más de la mitad del tiempo empleado fue para los eventos no planeados y el procedimiento para su corrección. Lo que significa una necesidad evidente en la selección de mejores prácticas para mitigar estos impactos (Ver **Figura 36**).

Figura 36. Distribución de impactos de eventos en el tiempo del Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

4.2.3 Impactos económicos en el Pozo Y. El evento no planeado que mayores costos generó durante la perforación fue la pega de tubería por empaquetamiento (a 7.711 ft MD) con USD \$2'638.779 representando el 31,21% del costo final del pozo y más de la mitad de los costos por las operaciones planeadas ejecutadas (55,67% del costo de las operaciones planeadas ejecutadas). Evidentemente siendo el problema que más impactos de tiempo y sobrecostos causó. La **Tabla 18** muestra los costos finales del Pozo Y por cada evento.

Tabla 18. Impactos de los eventos sobre el costo de perforación en el Pozo Y.

EVENTO	COSTO	GASTO
Pérdidas de circulación	USD \$716.220	8,47%
Pega de tubería por empaquetamiento	USD \$2'638.779	31,21%
Apoyo liner 7"	USD \$392.771	4,65%
Operaciones planeadas ejecutadas	USD \$4'707.113	55,67%
COSTO TOTAL DEL POZO	USD \$8'454.883,00	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

La **Gráfica 10**, es la representación de la tabla anterior la cual muestra los costos por eventos presentados en la perforación del Pozo Y, en esta se evidencia que las operaciones planeadas y ejecutadas tuvieron un costo total de USD \$4'707.113, y las operaciones no planeadas tuvieron un costo total de USD \$3'747.770.

Gráfica 10. Costos de los eventos presentados en la perforación del Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

En la **Figura 37**, se observa la representación gráfica por porcentajes de los eventos presentados en la perforación del Pozo Y, en donde las operaciones planeadas inicialmente y ejecutadas costaron USD \$4'707.113 representando un 55,67% de costo final del pozo, y a pesar de que en estas operaciones no se incluye los problemas presentados en la perforación, su costo fue mayor al presupuestado inicialmente.

Figura 37. Distribución de eventos no planeados sobre los costos del Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

4.2.4 Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo Y. Los problemas operacionales que mayor impacto generaron en la perforación fueron: pérdidas de circulación, pega de tubería por empaquetamiento y apoyo liner 7" cuando se disponía a asentarlos en la zona de producción. El evento que generó mayores tiempos no productivos y por ende mayores costos como se observa en la **Tabla 19**, fue el evento de pega de tubería por empaquetamiento en el momento en que se estaba realizando un viaje a superficie, este tuvo un costo de USD \$2'638.779.

Tabla 19. Impactos económicos de eventos no planeados en el Pozo Y.

EVENTO	TIEMPO ASOCIADO (Días)	COSTO	GASTO
Pérdidas de circulación	5	USD \$716.220,00	19,11%
Pega de tubería por empaquetamiento	26	USD \$2'638.779,00	70,41%
Apoyo liner 7"	5	USD \$392.771,00	10,48%
TOTAL	36	USD \$3'747.770,00	100,00%

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

La pega de tubería representa el 70,41% del total de los costos generados por actividades no planeadas o problemas en la perforación como se presenta en la **Figura 38**. Para su representación gráfica se incluyó en cada problema los días y costos desde el momento en que se presentaron hasta cuando se corrigió o se pudo controlar el problema. Para el evento de pega de tubería por empaquetamiento, se toma en cuenta desde el instante en que se presentó hasta las operaciones ejecutadas para volver a retomar la perforación de acuerdo con el programa, es decir, incluyendo operaciones asociadas a este como: operaciones de pesca, operaciones de cementación del pescado dejado en fondo y la realización del sidetrack.

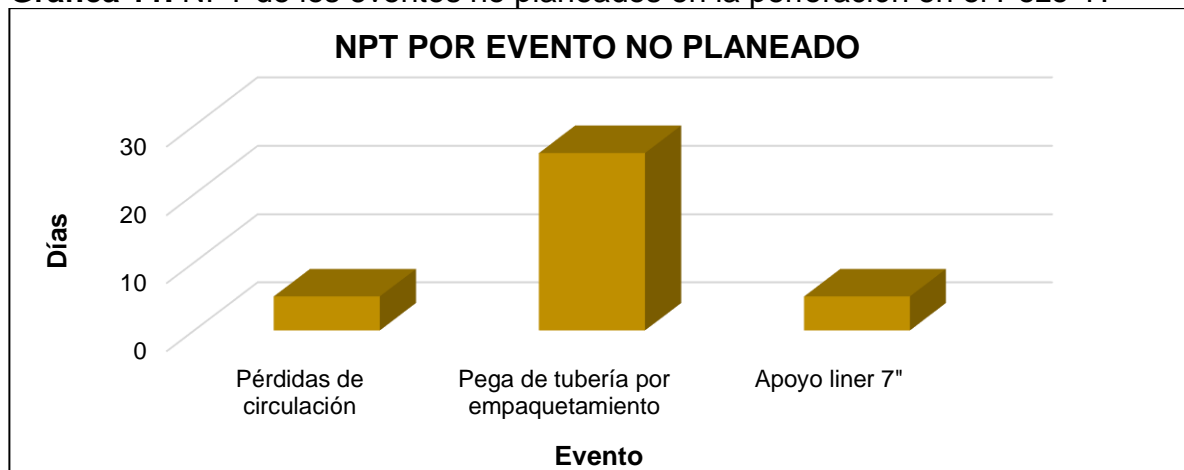
Figura 38. Distribución porcentual de los eventos no planeados en el Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

Finalmente, se presenta en la **Gráfica 11** los tiempos no productivos asociados a cada evento no planeado, el evento de pega de tubería (26 días).

Gráfica 11. NPT de los eventos no planeados en la perforación en el Pozo Y.

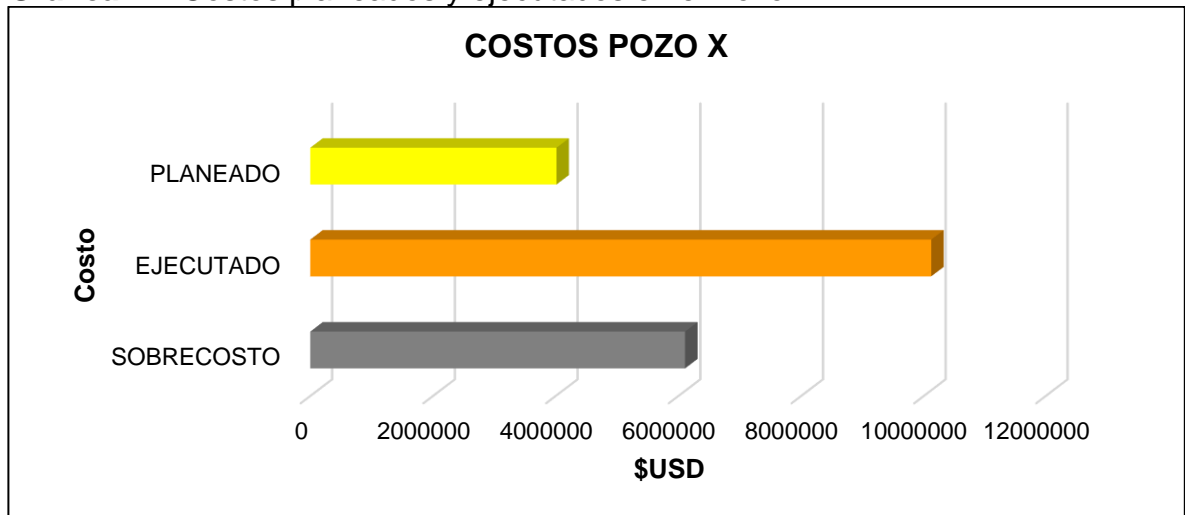


Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

4.3 CONCLUSIÓN DE IMPACTOS GENERADOS

Con lo analizado anteriormente, se evidencia el gran impacto que tuvo la pega de tubería por empaquetamiento en los dos pozos de estudio, causando incumplimiento con lo inicialmente proyectado. En donde el costo invertido en comparación con lo planeado fue considerablemente elevado. La **Gráfica 12**, representa la relación entre los costos planeados y ejecutados para el pozo X, el cual tuvo un sobrecosto del 252,23%.

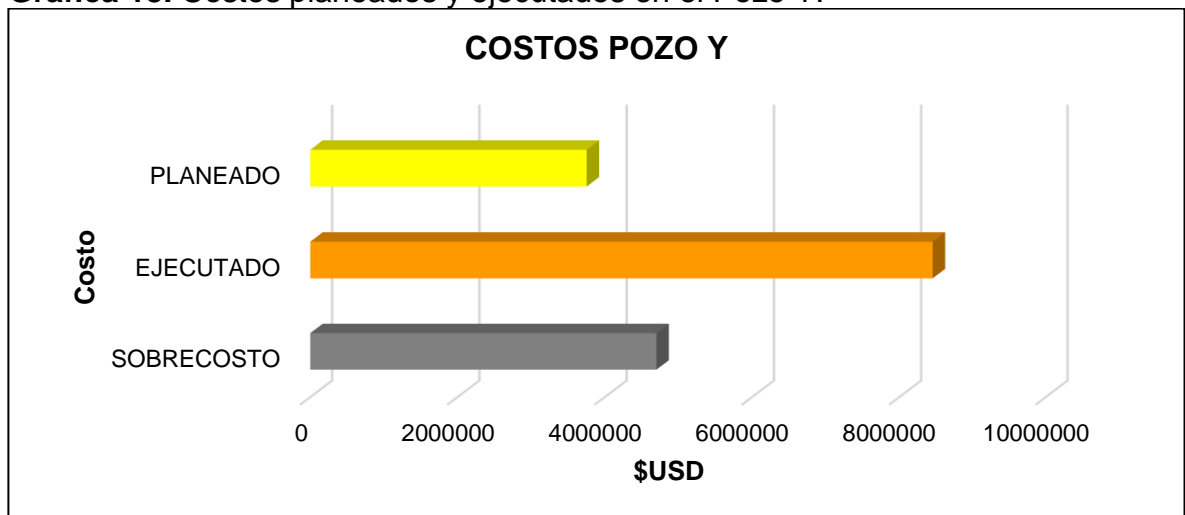
Gráfica 12. Costos planeados y ejecutados en el Pozo X.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificada por los autores.

Para el caso del Pozo Y, se presenta un sobrecosto 225.22% con respecto al inicialmente planeado (**Ver Gráfica 13**).

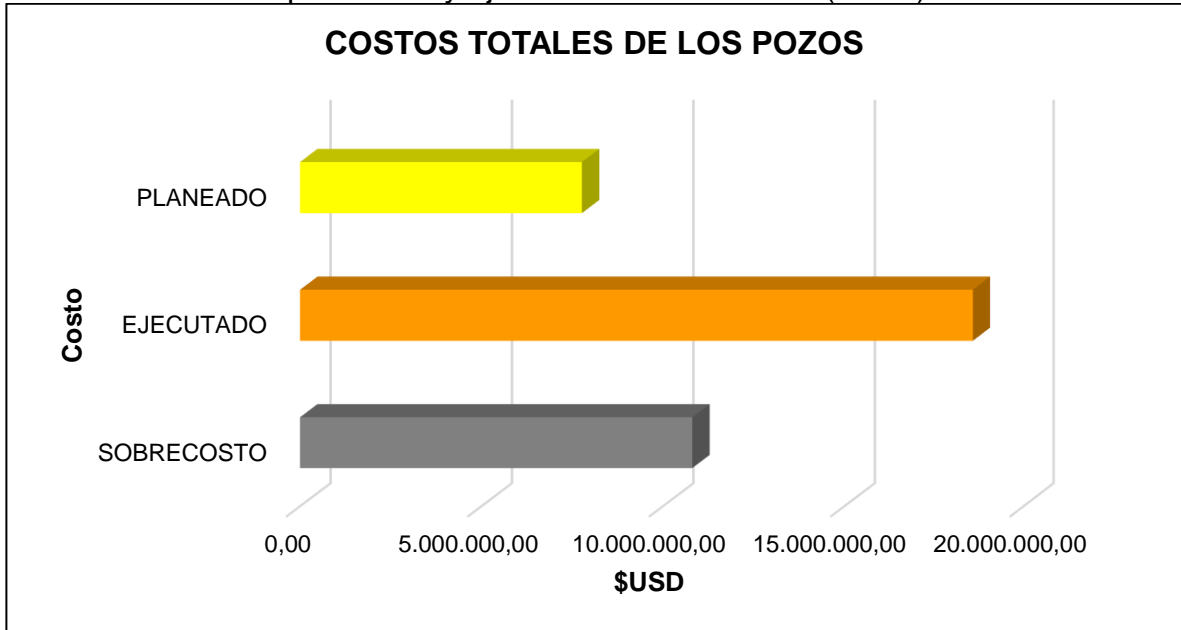
Gráfica 13. Costos planeados y ejecutados en el Pozo Y.



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2015. Modificada por los autores.

Finalmente, el costo total de los pozos fue de USD \$18,577,206 que en comparación con lo planeado (USD \$7,767,185), tuvo un aumento de USD \$10,810,021 presentando un sobrecosto total del 239%, cómo se observa en la **Gráfica 14**.

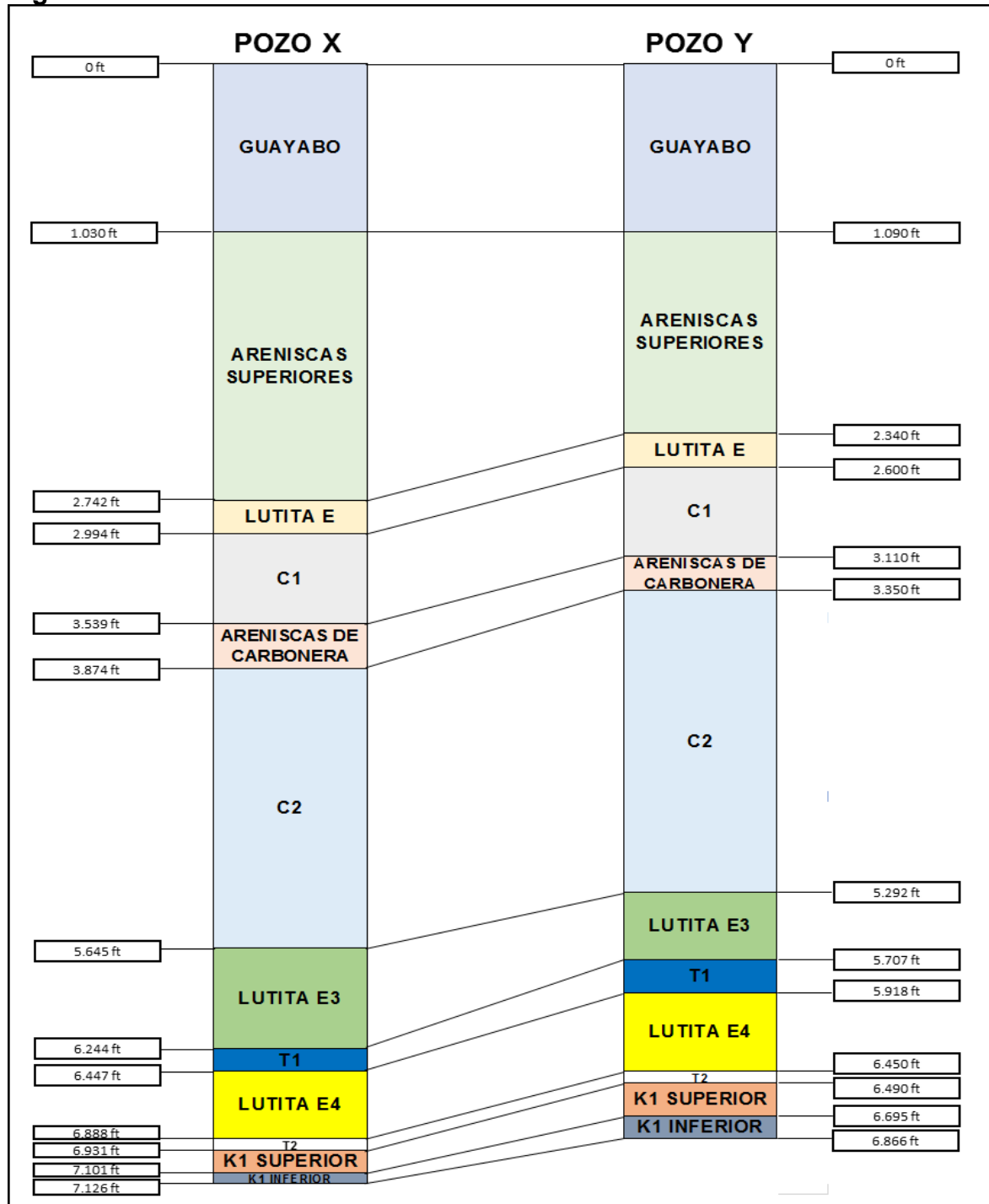
Gráfica 14. Costos planeados y ejecutados en los Pozos (X & Y).



Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014, 2015. Modificada por los autores.

5.1.1 Correlación estratigráfica. Con base en la estratigrafía presentada en los Pozos X & Y, se realizó la correlación de las formaciones perforadas en dichos pozos, como se observa en la **Figura 39**.

Figura 39. Correlación de las formaciones de los Pozos X & Y.



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe final mudlogging. 2014 y 2015

Con base en las muestras recolectadas durante la perforación de los dos pozos de estudio se pudo determinar la litoestratigrafía de las formaciones, como se muestra en la **Figura 39**. En donde se observa que desde superficie hasta la Formación Guadalupe (Unidad K1 inferior) a 7126 ft se muestra el mismo comportamiento de depositación, el cual se evidencia con la presencia de espesores similares.

Los pozos de estudio fueron perforados en clusters diferentes y a una distancia de pozo a pozo de 4,22 Km, como se observa en la **Figura 40**. La única diferencia notable en el momento de correlacionar los pozos, es la variación de los topes de cada formación esto debido posibles procesos de fallamiento o acuñamiento.

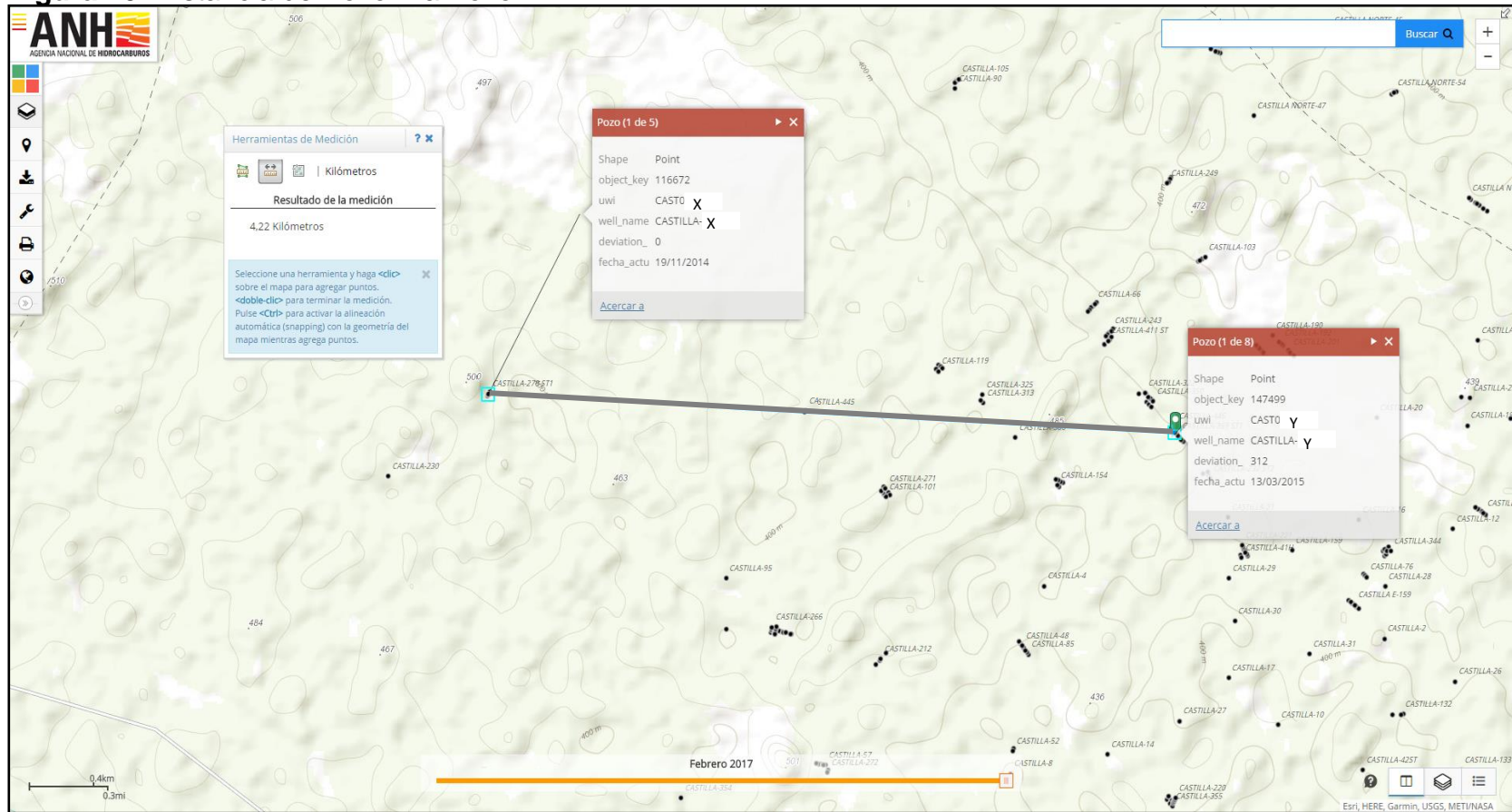
Debido a la alta complejidad geológica del Cuenca de los Llanos Orientales específicamente en el Campo Castilla, durante la perforación del Pozo X y del Pozo Y se presentaron problemas operacionales en las Formaciones Carbonera y Guadalupe.

En el Pozo X, en la Formación Carbonera (Unidad T2) se evidenció litología problemática que generó en el intervalo de 5135 ft a 7715 ft MD, un total de 26 puntos apretados, intentos de empaquetamiento desde 7600 ft a 7827 ft MD y pérdidas de circulación a 7827 ft para un total de pérdidas de 1412 bbl.

Para ambos pozos, en la Formación Guadalupe Unidad K1 superior se siguieron presentando puntos apretados (Pozo X 22 puntos desde 7847 ft MD hasta 9127 ft MD y Pozo Y siete puntos desde 6888 ft MD hasta 7178 ft MD) en donde el trabajo mecánico de la sarta de perforación fue más riguroso, debido a que los dos pozos estaban construyendo ángulo, esto se evidenció en los surveys tomados en cada pozo (inclinación Pozo X 74° y Pozo Y 62°), también se presentaron intentos de empaquetamiento (Pozo X siete puntos desde 8450 ft MD hasta 8690 ft MD y el Pozo Y dos puntos apretados desde 7181 ft MD hasta 7990 ft MD), generando para el Pozo X pega de tubería por empaquetamiento a 8005 ft.

En el Pozo Y, en la Formación Guadalupe Unidad K1 inferior se presentaron cinco puntos apretados desde 7271 ft MD hasta 7575 ft MD y un intento de empaquetamiento a 7990 ft MD, además, se presentaron pérdidas de circulación a una profundidad de 8742 ft MD para un total de 18340 bbl, que finalmente conllevó al evento de pega de tubería por empaquetamiento a 7711 ft MD.

Figura 40. Distancia de Pozo X a Pozo Y.



Fuente: Geovisor ANH 2017. Modificado por los autores

5.2 MEJORES PRÁCTICAS PARA EL CAMPO CASTILLA

Debido al problema de pega de tubería por empaquetamiento presentado en los pozos de estudio, en la Formación Guadalupe, las mejores prácticas que se recomiendan con base a las lecciones aprendidas son:

5.2.1 Limpieza de pozo. Para realizar una adecuada remoción de los cortes generados en el pozo se recomiendan las siguientes prácticas:

- Para pozos con un ángulo menor de 35° en la sección 8 ½” maximizar la velocidad anular, con un galonaje mínimo de 300 gpm y una ROP máxima de 240 ft/h.
- Para pozos con un ángulo mayor de 35° en la sección 8 ½” es necesario controlar la ROP planeada y maximizar la velocidad anular, con un galonaje mínimo de 450 a 500 gpm y una ROP máxima de 100 a 125 ft/h.
- Para pozos con perfiles con alta inclinación como el Pozo X y Y, es importante realizar los viajes de acondicionamiento en la Formación Guadalupe debido a la presencia de intercalación de lutita, arenisca y arena a la hora de circular; utilizar RPM mayores a 45, en el caso de motores de fondo y mayores a 80 en caso de sistemas rotatorios. Esto con el fin de optimizar la banda transportadora de cortes.
- El uso de caudal óptimo (utilizar el máximo permitido) que garanticen la limpieza del hueco y buen control direccional.
- Registrar tendencias del torque y arrastre por si existen indicios de una limpieza inadecuada del hueco.
- Se debe tener cavings por debajo de 1 bph antes de tomar la decisión de sacar tubería, así se garantiza una buena limpieza del hueco.
- Antes de iniciar el viaje, se recomienda circular un tren de píldoras: dispersa con material abrasivo seguido de una píldora pesada de 14 lpg, esta práctica ha mostrado buenos resultados en los tiempos de viaje debido a que se asegura que el BHA esté libre de arcilla y que el pozo quede limpio.
- Bajar un registro con las herramientas LWD, que permita la medición en tiempo real de la presión en fondo de pozo. Esta herramienta también puede calcular el ECD, lo que ayudara a un monitoreo constante de esta variable, y así evitar sobre pasar la presión de fractura.

5.2.2 Estabilidad de formaciones. Para que el pozo no se derrumbe o se desmorone se deben tener en cuentas las siguientes mejores prácticas:

- Minimizar el tiempo de exposición de hueco abierto. Cuatro días es el tiempo de exposición estadísticamente³⁶ establecido a lo largo de las formaciones de lutitas.
- Mantener la densidad del fluido de perforación óptima en cada sección perforada de acuerdo a la formación. En el caso del Pozo X, la densidad optima debe ser 9.6 ppg para la sección 8 ½" (9.222 ft), según a las lecciones aprendidas de este pozo. Esto debido a que, si se perfora con una densidad del fluido de perforación por debajo del necesario, se desestabiliza las lutitas y provoca tortuosidad en los viajes.
- Llevar el seguimiento de la litología en viajes de acondicionamiento para dar aviso de posibles sidetrack y dar solución inmediata al problema.

5.2.3 Plan direccional. Debido a que los pozos X y Y, presentaron una tortuosidad media (índice de dificultad direccional mayor 6.3) se deben tener en cuenta las siguientes mejores prácticas:

- Durante la perforación de las fases de 12 ¼" y 8 ½" se debe evitar dogleg de más de 3°/100 ft de esta manera se evita maximizar la tortuosidad del pozo con el fin de facilitar el viaje de acondicionamiento y la posterior bajada de revestimiento de 9 5/8" y 7".
- En viajes de acondicionamiento se debe observar el comportamiento minucioso de la presión y cavings para verificar posible rotura de sarta de perforación por posibles wash out que conlleven a pérdida de tiempo por actividades de pesca.

5.3 MEJORES PRÁCTICAS ACTUALES

A continuación, se presentan mejores prácticas estudiadas e implementadas en la industria actualmente, a partir de artículos científicos como: SPE-183717, SPE-160875, SPE-160845.

5.3.1 SPE (183717). Según el paper publicado por SPE "*Mejores prácticas para prevenir incidentes de pega de tubería en formaciones de lutitas offshore*", Saudi Aramco se enfoca más en prevenir el evento de pega de tubería por empaquetamiento que tratar de liberar la tubería después de haberse presentado el evento. Este artículo se puede aplicar en el trabajo a pesar de que se basa en

³⁶ ALJUBRAN, M.J. AL-YAMI, MADAN. Best practices to prevent stuck pipe incidents in offshore shaly formations. 2017. SPE-183717-MS

perforación costa afuera, ya que su estudio se fundamenta en lutitas con características similares a las contenidas en formaciones problemáticas de los pozos de estudio. A continuación, se presenta una lista de las mejores prácticas según sus causas principales:

5.3.1.1 Limpieza de pozo. La evaluación visual (en las zarandas) de los volúmenes de los cortes y su forma, refleja el tamaño relativo del pozo y sus condiciones con respecto a la ROP. La proporción típica recolectada para los recortes está en un rango de 1 a 2.2 del volumen teórico del pozo. Otros indicadores de problemas de limpieza de pozo incluyen:

- **Redondez de los cortes.** A mayores tasas de trituración por la sarta de perforación en fondo, se evidencia una mayor redondez de los cortes. Esto normalmente indica que la reología del fluido de perforación no es la adecuada para transportar los recortes de fondo a superficie, esto con respecto a la ROP.
- **Torque y arrastre “T&D”.** El incremento errático en estas lecturas, o los picos anormales después de hacer las conexiones es un indicador de limpieza inefectiva del pozo.
- **Subir y bajar tubería “Pick-up and Slack-off”.** Si se incrementa el WOB sacando la tubería o se disminuye al bajar, indica que camas de recortes se están acumulando en la zona curva u horizontal del pozo y progresivamente hacia la parte superior de la sección de construcción de ángulo.
- **Presión de standpipe.** Picos abruptos de presión o tendencia a su incremento para una misma tasa de circulación indica una limpieza inadecuada, esto depende de la formación que se esté perforando.
- **Efecto pistón.** Sucede cuando se está bajando tubería a alta velocidad, se observa que la sarta de perforación es impulsada afuera del pozo, esto ocurre cuando la presión de circulación en la broca se eleva en presencia de excesiva acumulación de camas de recortes., indicando una mala limpieza.

Cuando uno de los anteriores problemas se presenta, es prudente revisar el sistema de fluido de perforación y confirmar su calidad deseada. Las mejores prácticas deben tomarse cuando se prepara el sistema de fluido de perforación y mientras se observa este comportamiento en el pozo durante las operaciones:

- **Propiedades del fluido de perforación.** El fluido de perforación base aceite (OBM) es recomendado especialmente cuando hay presencia de lutitas inestables. Este disminuye la fricción, añade lubricidad, reduce la invasión de filtrado e inhibe el hinchamiento de la lutita, evitando su desprendimiento dentro del pozo. En pozos desviados se necesita mantener una reología de fluido de

perforación baja (6 -10 lb/100 ft²) y un mínimo de sólidos de baja gravedad, para esto se recomienda utilizar equipo de control de sólidos de forma regular para controlar los sólidos sin bajar el peso del fluido de perforación.

- **Velocidad de flujo.** Se debe circular con la máxima tasa de flujo ya que la velocidad anular es el factor más importante en la limpieza de los pozos desviados. La **Tabla 21** muestra un conjunto de parámetros recomendados para pozos desviados de 8 1/2" o 6 1/8". Si la velocidad de flujo indicada no es alcanzada, se debe optimizar la ROP para limpiar el pozo.

Tabla 21. Parámetros recomendados para limpieza de pozos desviados.

Tamaño de Pozo (pulgadas)	ROP promedio (ft/h)	Caudal de flujo mínimo (GPM)	RPM	Velocidad anular (ft/min)
8 1/2	80-120	550	100-120	165
6 1/8	80-120	280	100-120	160

Fuente: ALJUBRAN, M.J. AL-YAMI, MADAN. Best practices to prevent stuck pipe incidents in offshore shaly formations. Pág 9. 2017. SPE-183717-MS

- **Tándem de limpieza.** La limpieza de pozo es lograda gracias a la apropiada y continua circulación y no únicamente por los barridos. Con tres píldoras de limpieza de baja viscosidad/alta densidad (15-35 lbf/ft³ por encima del sistema de fluido de perforación activo) son altamente recomendados en pozos desviados ángulos por encima de 35°. Se recomienda bombear tres píldoras de limpieza (+/- 300 ft del tamaño anular más grande) después de perforar cada parada, y desviar los cortes que retorna fuera del sistema activo del fluido para evitar la alteración de sus propiedades. Este tándem de limpieza no es recomendado cuando aparecen problemas de inestabilidad del pozo.
- **Backreaming.** Se debe evitar para la limpieza del pozo ya que daña el filtrado de la torta del fluido de perforación e incrementa el riesgo de pega de tubería por empaquetamiento.
- **Rotación.** La rotación de la sarta de perforación incrementa la limpieza del pozo, perturbando los recortes en el fondo de pozo. Se debe mantener una rotación óptima de la sarta de perforación con un mínimo de 120 rpm y minimizar el deslizamiento cuando se perfora con motor direccional dirigible.

5.3.1.2 Otras prácticas de perforación. Se establece otras prácticas para proporcionar el buen estado del pozo.

- **Análisis de tendencia.** Se debe prestar mucha atención a las tendencias del registro (Masterlog) durante la perforación, específicamente al WOB, torque,

RPM, caudal y presión de la bomba. Si el pozo empieza a desmoronarse entonces la presión de la bomba comenzara a reducirse. Si el caudal se reduce entonces la presión tendera a incrementar, pero no aparecerá, aunque esté ocurriendo en relación con los cambios de caudal.

- **Viajes de acondicionamiento.** Cuando se utiliza un motor dirigible en fondo “*steerable mud motor*”, luego de deslizar las camas de cortes más gruesos se tienden a acumular. Para esto, se recomienda hacer viajes de acondicionamiento después de cada 1500 ft perforados.
- **Surgencia y suaveo.** La velocidad debe ser controlada cuando se mueve la tubería y se circula para limpieza, con el fin de evitar fracturar o desestabilizar las capas de lutitas. Se recomienda levantar (+/- 5 min/parada) y bajar (+/- 2 min /parada) la sarta de perforación.
- **Desprendimiento o derrumbe.** Mantener la densidad del fluido de perforación dentro de la geo mecánica propuesto de la ventana de lodo es extremadamente crítico cuando se perfora a través de las capas de lutitas. La reducción de la densidad del fluido de perforación no puede ser tolerada, y debe aumentarse lentamente con el TVD de acuerdo con la ventana de fluido de perforación, para así evitar problemas graves de inestabilidad de lutitas.
- **BHA.** Se recomienda minimizar la longitud del BHA cuando sea posible y reemplazar los drill collars con tubería pesada de perforación para reducir la rigidez. También observar la profundidad del BHA mientras se saca del pozo para anticipar donde puede causar arrastre excesivo ocasionando alta severidad de los DLS (mayores a 3°/100).
- **Límites de sobretensión “overpull”.** determinar los límites de sobretensión antes de sacar la tubería del pozo. Esto permite tomar mejores decisiones si el arrastre excesivo y la sobretensión fueron encontrados mientras se sacaba la tubería del pozo.

5.3.2 SPE (160875). Según el paper publicado por SPE “*Prevención pega de tubería soluciones en profundidad de perforación de gas; nuevos enfoques*”, en Saudi Aramco la división de ingeniería de perforación y una empresa de servicios desarrollado conjuntamente nuevos procedimientos y técnicas que han demostrado ser eficaces en la reducción de pega de tubería por empaquetamiento.

Saudi Aramco identificó la mala limpieza de pozo como el principal motivo de incidentes de pega de tubería por empaquetamiento para lo cual proponen los siguientes procedimientos para mejores prácticas con referencia a la planificación, la perforación, los viajes, y trabajos en puntos apretados:

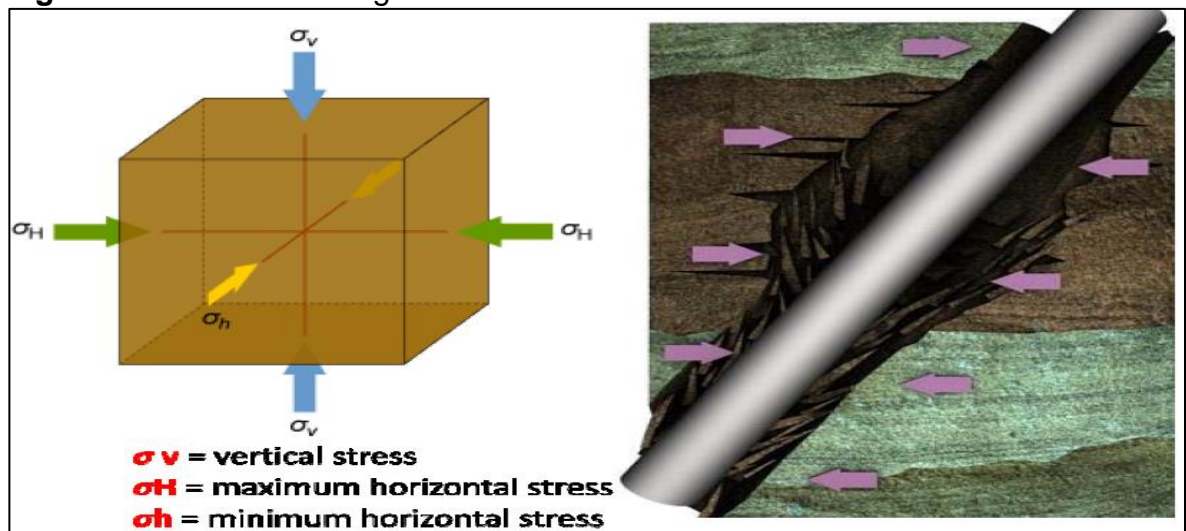
5.3.2.1 Limpieza de pozo. Para la limpieza de pozo se propone:

- Simulación de torque y arrastre (T&D), el monitoreo en tiempo real del torque y arrastre ayudan a determinar la eficiencia de la limpieza del pozo, para obtener resultados efectivos, es necesario la creación de un modelo teórico de T&D para el Campo Castilla para así supervisar las tendencias e identificar desviación con el modelo teórico.
- Monitoreo de la densidad de circulación equivalente (ECD), el cual es un indicador de la carga del anular, es decir, si hay más cortes en el pozo, mayor será la lectura del ECD.
- Uso de sistemas rotatorios dirigibles (PRSS) además de los beneficios como el ahorro de tiempo, reducción de la tortuosidad y una mejor limpieza del pozo.

5.3.2.2 Inestabilidad del pozo. Referente a mantener la estabilidad de la pared del pozo, se plantea lo siguiente:

- Registro de presión de formación (*FPWD*). Realizar registro de presión de formación mientras se perfora para entender mejor la distribución la presión en la formación.
- Creación de modelo geo mecánico (MEM) para evitar la perforación en la dirección de mínimo esfuerzo horizontal para mantener la estabilidad del pozo y evitar la inducción de fracturas. Este esfuerzo horizontal es producto de la tectónica y la heterogeneidad de roca, que dan lugar a una desigualdad de tensiones horizontales, como se muestra en la **Figura 41**.

Figura 41. Esfuerzos ortogonales.



Fuente: GUZMAN, MOHAMED, ORBAN, GANDA. Stuck pipe prevention solutions in deep gas drilling. Pag 9. 2012. SPE 160875

5.3.3 SPE (160845). De acuerdo con el paper publicado por SPE *“Mejores prácticas pega de tubería, un enfoque desafiante para reducir los costos de pega de tubería”* en Saudi Aramco, el reciente incremento en la actividad de perforación en reservorios agotados, aumentó el riesgo de que se presente eventos de pega de tubería por empaquetamiento, para lo cual formularon las siguientes prácticas basadas en: limpieza de pozo, monitoreo de viajes y trabajo en puntos apretados.

5.3.3.1 Limpieza de pozo. Se proponen tres pasos:

1. Circular tres fondos arriba con la misma tasa de perforación y rotar la tubería con un mínimo de 70 RPM, para evitar que los sólidos se queden en la parte baja del pozo.
2. Bombear un tándem de píldoras de baja viscosidad seguida por una píldora pesada, para que la acción de limpieza del flujo sea en sobre la parte alta del pozo. Las píldoras pesadas tendrán un efecto de levantamiento para los cortes en la parte baja del pozo.
3. Mantener la rotación de la tubería mientras se circula las píldoras fuera del pozo, ya que esta es la manera más efectiva de remover los cortes.

5.3.3.2 Monitoreo de viajes. Se plantean tres pasos:

1. Usar la información recolectada durante las conexiones para monitorear el viaje.
2. Cualquier cambio en la tendencia del WOB es un indicador de una condición de problema en el pozo; más probablemente la mala limpieza.
3. Si este es una señal del problema, no exceder el límite de overpull y mover la sarta hacia abajo.

5.3.3.3 Trabajo en puntos apretados. Se proponen los siguientes pasos:

1. Si se presentan puntos apretados, sacar una parada y limpiar el pozo como en la práctica presentada para la limpieza y luego intente bajar de nuevo. Si los puntos apretados persisten, comience a realizar back reaming saliendo del pozo.
2. Realizar back reaming con el mismo caudal de perforación y con RPM de 60 a 80. Una vez comenzado el back reaming, es necesario continuar haciéndolo hasta el zapato. Mantener el límite de la velocidad del back reaming de acuerdo con las condiciones del pozo, sin exceder los límites de overpull durante los viajes.
3. En el zapato, circular para limpiar el pozo y continuar sacando tubería.

6. CONCLUSIONES

- Según el análisis realizado en la población de los cinco pozos estudiados, se evidenció y se corroboró que la pega de tubería por empaquetamiento representa el mayor porcentaje de ocurrencia a nivel mundial.
- De acuerdo con la información suministrada por ECOPEPETROL S.A. se establece la importancia de una planeación debidamente estudiada para la perforación en la Formación Guadalupe, para evitar problemas de pérdidas de circulación (18.340 bbl de fluido de perforación perdido en el Pozo Y) y con esto impedir que se genere la inestabilidad del pozo y con esto el riesgo de presentar pega de tubería por empaquetamiento.
- Con la mejor práctica para mantener la estabilidad de formación, que corresponde a utilizar una óptima densidad del fluido de perforación de acuerdo a la formación, se hubiera podido evitar el desmoronamiento en la sección 8½” a 8.005 ft que está compuesta en su mayor parte por lutitas (70%).
- La limpieza de pozo fue el factor determinante que provocó la pega de tubería por empaquetamiento en el Pozo Y, debido a una hidráulica inadecuada por caudales bajos (300 GPM) y ROP inadecuada (31,8 ft/h), en la sección de 8 ½”.
- Es indispensable mantener una buena comunicación con las comunidades afectadas y cualquier otro inconveniente que genere tiempos de exposición de hueco abierto (no mayor a cuatro días), de acuerdo con lo presentado en la perforación del Pozo X.
- Se evidenció que los impactos generados debido a la pega de tubería por empaquetamiento causaron un aumento significativo de tiempo y costos. Ya que sobrepasaron lo presupuestado inicialmente, el tiempo ejecutado y los costos presentaron un aumento del 56% y 239% respectivamente.
- Para la perforación de nuevos pozos en el Campo Castilla con similar perfil de inclinación al de los Pozos X & Y, se recomienda con base a las lecciones aprendidas la remoción de los recortes se debe efectuar con un galonaje mínimo de 450 a 500 gpm y una ROP máxima de 100-125 ft/h.
- Se concluye, la importancia del uso de la práctica de bajar herramientas de registro LWD para medir en tiempo real la presión de fondo y así evitar el empaquetamiento, debido a la acumulación de cortes.
- Para finalizar, la práctica de la realización de back reaming depende de parámetros intrínsecos de la localización y complejidad geológica, ya que su aplicación no aplica en todos los casos.

7. RECOMENDACIONES

- Implementar las prácticas generadas para comprobar su efectividad y poder jerarquizar su aplicabilidad.
- Generar mejores prácticas operativas para evitar pérdidas de circulación en la Unidad K1 superior e inferior (Formación Guadalupe).
- Se recomienda el desarrollo de un modelo estadístico propio para el Campo Castilla con una población considerable, que permita predecir la ocurrencia de los eventos de pega de tubería.
- Con la ayuda del modelo estadístico, crear un software especializado en la mitigación de eventos de pega de tubería.
- Es importante la implementación de nuevas tecnologías como el *Hydroclean* para la limpieza de pozo.
- Aplicar prácticas adicionales utilizadas actualmente por grandes operadoras a nivel mundial como la asignación un grupo de trabajo específico para realizar campañas de sensibilización y capacitación de los trabajadores.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Colombia. 2007. p.92.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca de los Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Ronda 2010 Llanos Orientales. Colombia. [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

ALJUBRAN, M.J. AL-YAMI, MADAN. Best practices to prevent stuck pipe incidents in offshore shaly formations. 2017. SPE-183717-MS

AL-HAJJI, MUHAMMAD, WEEKSE. Stuck pipe best practices – A challenging approach to reducing stuck pipe costs. 2012. SPE 160845

AMOCO. Technology & training. [En línea] [Citado 20/02/2017]. Disponible en: <https://docs.google.com/file/d/0B01U3ETgkO5sbnlGSVBaSiNaZDA/edit>

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe estadístico petrolero. IEP. 2016. Hoja Producción. X Campo BPDC [En línea] [Citado 10/02/2017]. Disponible en Word Wide Web: <https://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>

AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Resolución 0728. [En línea] [Consultado el 10/02/2017]. Disponible en: http://www.anla.gov.co/sites/default/files/res_0728_060912.pdf

ECOPETROL S.A. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo record de producción. [En línea] [Citado el 24/01/2017]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

ECOPETROL S.A. Castilla Recargado. [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm

ECOPETROL S.A. Informe de visita a la estación de Acacias de Ecopetrol para ver el proceso de recolección y tratamiento del crudo superintendencia de operaciones de Castilla. Villavicencio. 2013. [En línea] [Consultado el 02/02/2017]. Disponible en: https://www.academia.edu/4512003/SUPEERINTENDENCIA_CASTILLA_CHICHIMENE1

ECOPETROL S.A. Daily Executive Report de Castilla X. Colombia. 2014. p.390

ECOPETROL S.A. Daily Executive Report de Castilla Y. Colombia. 2015. p.268

ECOPETROL S.A. Informe final mud logging de Castilla X. Colombia. 2014. p.457

ECOPETROL S.A. Informe final mud logging de Castilla Y. Colombia. 2015. p.473

ECOPETROL S.A. Programa de perforación Castilla X. Colombia. 2014. p.34

ECOPETROL S.A. Programa de perforación Castilla Y. Colombia. 2015. p.46

ECOPETROL S.A. Recap Castilla X final. Colombia. 2014. p.232

ECOPETROL S.A. Recap Castilla Y final. Colombia. 2015. p.160

ENERPET. Bombeo Electrosumergible. [En línea] [Consultado el 10/02/2017]. Disponible en: <http://enerpet.com/site/images/pdf/es/Artf/electrosumergible.pdf>

EPEX. Learn from Accidents, about Tripod Beta. (2015) [Consultado el 03/04/2017]. Disponible en: <http://www.learnfromaccidents.com/about-tripod-beta/>

ESRI. ArcGis Explorer [programa de ordenador] [Consultado el 02/02/2017]. Disponible en: <http://www.esri.com/software/arcgis/explorer>

GEOSS. Diccionario geológico. [En línea] [Consultado el 21/03/2017] Disponible en: <http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>

GRATEROL, Mariluz. Rocas Sedimentarias. [En línea] [Consultado el 21/03/2017] Disponible en: <http://www.uciencia.uma.es/Banco-de-Imagenes/Ciencia/Rocas-Sedimentaria-Arenitas.-Arenisca>

GUZMAN, MOHAMED, ORBAN, GANDA. Stuck pipe prevention solutions in deep gas drilling; New Approaches. 2012. SPE 160875

INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO. Drilling Fluids Manual. Dallas, 2001. p.500

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de Tesis, trabajos de grados y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá, p.36

_____. Referencias bibliográficas, contenido, formas y estructura. NTC 5613. Bogotá: El instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El instituto, 1998.

INTERTEK. Prevención de pega de tubería. [En línea] [Consultado el 21/03/2017] Disponible en: <http://www.intertek.com.co/consultoria/consultoria-entrenamiento/prevenciondepega-tuberia/>

JULIVERT, Manuel. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1968. p.460

MEDINA CARO, William. Alcaldía Castilla La Nueva. [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en: <http://www.castillalanueva-meta.gov.co>

MONTIJO GONZÁLEZ, Alejandra. Petrología de rocas Detríticas. [En línea] [Consultado el 21/03/2017]. Disponible en: <http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm>

PORTA, Jaime. Lexique Stratigraphique International. Paris. 1974. p.82

SINCHI. Perfiles Urbanos. [En línea] [Consultado el 24/01/2017]. Disponible en: <http://sinchi.isometri.co/files/publicaciones/novedades%20editoriales/pdf/Perfiles%20urbanos%20libro%20web.pdf>

SCHLUMBERGER. Glossary Oil Field. [En línea] [Consultado el 24/01/2017] Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

ANEXOS

ANEXO A *DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DEL POZO CASTILLA V*

El pozo V, se perforó en el departamento del Meta en el municipio de Castilla la Nueva en el Clúster 65, su objetivo primario fue la formación K1 inferior, es un pozo tipo J, la profundidad final alcanzada fue de 10700' MD, y la perforación duro 63 días, fue perforado en tres secciones (17½", 12¼", 8½"), no presentó evento de pega de tubería por empaquetamiento ya que se tuvo en cuenta las lecciones aprendidas del Pozo X, pero, si se presentaron otros problemas en la perforación que se muestran en el **Cuadro 1**.

En la zona de interés que es la tercera sección perforada con broca 8½" fue donde se presentaron los problemas en la perforación, uno de los problemas presentados fue la presencia de dos wash outs, inicialmente se perforó hasta 8787 ft con una densidad del fluido de 9.5 ppg, el primer wash se presentó 6538 ft cuando se realizó el segundo viaje de acondicionamiento. Cuando se llegó al zapato del casing de 9 5/8" se observó una disminución de 100 psi en la presión mientras se circulaba, y se encontró el primer Wash Out de tubería. Después al bajar hasta 10428 ft se bombeó píldoras pesadas con 2 ppg por encima de la densidad del fluido y entre 10 y 15 ppb de material LCM, al circular en el zapato se observó descenso en la presión el cual fue de 250 psi, se detectó un segundo wash out de tubería a 6444 ft, se quebró BHA direccional y se armó un BHA de acondicionamiento del hueco, se tomaron registros de densidad neutrón, porosidad y gamma ray.

Se procedió a bajar un BHA de acondicionamiento, con herramienta MWD se tomó survey de chequeo y se evitó un sidetrack involuntario, sin embargo, nuevamente se observa una disminución en la presión de circulación y se decide remplazar toda la tubería drill pipe de 5 pulgadas. Luego de remplazar esta tubería, se decidió nuevamente bajar BHA de registros y se registró hasta una profundidad de 8780 ft debido a que el viaje en hueco abierto fue bastante complicado ya que se presentaron eventos de incrementos de presión, aumento en el torque y eventuales pérdidas de rotación, se decidió sacar nuevamente a superficie a cambiar por un BHA convencional de acondicionamiento e incrementar la densidad del fluido a 9.7 ppg por los intentos de empaquetamiento, el BHA de registros usado era bastante rígido por tener más de tres estabilizadores, y después de realizar estos cambios no se presentaron más wash outs.

Otro de los problemas presentados en el pozo fue el paro de actividades que se realizó por el personal de Pioneer, el cual fue ocasionado por la discusión de cláusulas laborales, este paro duro 6 días, en el cual el pozo se mantuvo abierto sin circulación, cuando se reiniciaron actividades se observó aumento de presión y torque de 1880-2045 psi y 22-24 klbf/ft, se trabajó sarta para normalizar gradualmente parámetros de rotación y circulación con 30-150 RPM, TQ: 13-24 Klbf/ft, 50-445 GPM, 100-1880 PSI y no se presentaron más problemas.

Cuadro 1. Diagnostico causa raíz del Pozo V.

¿QUÉ PASÓ EN EL POZO?	¿CÓMO PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?	¿POR QUÉ PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?		
	BARRERAS DE DEFENSA	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
OBJETO: POZO V AMENAZA: FORMACIONES LUTITICAS INESTABLES. EVENTO: WASH OUT.	Configuraciones de BHA.	Presencia de dos wash outs a 6538 ft y 6444 ft.	Uso de BHA rígido ya que tenía más de 3 estabilizadores.	Se impidió que la sarta pasara libremente por las formaciones K1 superior (40% Limolita 30% Arenisca 30% Lutita)
	Buena comunicación de las cláusulas laborales con el personal de Pioneer.	Incremento de presión y torque de 1880-2045 psi y 22-24 klbf/ft.	Paro de actividades presentado por el personal de Pioneer, que duró seis días.	El pozo V se mantuvo abierto sin circulación.
	Uso de una eficiente densidad del fluido para el tipo de formación a perforar.	Inestabilidad de la formación a 8780 ft ya que se encuentran paquetes lutíticos.	Densidad usada inapropiada (9.5 ppg) y la planeada era (9.7 ppg).	Litologías problemática K1-Inferior compuesta por: 80% Lutita 20% Limolita

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores

ANEXO B *DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DEL POZO CASTILLA W*

El Pozo Castilla W localizado en el Clúster 22, fue planeado para alcanzar y producir de la formación K1 inferior 50; pozo tipo geonavegado que se perforó desde 38 ft hasta la profundidad de 10056,74 ft MD. Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 87 días, donde no se presentaron eventos de pega de tubería por empaquetamiento, pero si se evidenciaron problemas operacionales en la perforación de la tercera sección (6961 ft MD a 9748 ft MD) que provocaron tiempos no productivos asociados a la realización de actividades no planeadas producto de viajes complicados que incrementaron el costo de la sección, tomando finalmente la decisión de realizar un sidetrack.

El Pozo W se tenía planeado para perforar en tres fases, pero debido los problemas presentados en la tercera sección donde se tuvo un sobre costo total de 171% del programado, se perforó en cuatro fases de 17 ½", 12¼", 6¾" y 6" con el sidetrack.

Los problemas evidenciados en el Pozo W fueron: en el acondicionamiento del pozo se presenta un aumento de presión a 650 psi evidenciando un wash out a 3459 ft MD por el uso de un BHA rígido, caída de la sarta de perforación al pozo cuando se estaba haciendo la conexión de la segunda parada del BHA #11 durante la activación del (disparo) del jar nhd de 4 ¾", seguido de esto se tuvo que hacer pesca de la sarta de perforación.

En la perforación de la tercera sección se evidenciaron dificultades debido a puntos apretados en la formación K1 inferior (desde 7815 ft MD hasta 8633 ft MD) (12 puntos) esta formación se compone de: 70 % arena, 20% limolita, 10% carbón, esto fue causado por el uso de una densidad del fluido inapropiada de (10.5 ppg), cuando la requerida era (12 ppg) esto conlleva a gastar más tiempo repasando cada sección para evitar que ocurra una pega de tubería por empaquetamiento, se presentó un paro de comunidad por el personal de Pionner que tuvo una duración de 8 días, en el cual el pozo quedo expuesto, se presentan puntos apretados (8020 ft, 8051 ft, 8100 ft, 8131 ft, 8147 ft, 8314 ft, 8346 ft, 8390 ft) que conlleva a viajes complicados, por eso se decidió hacer un sidetrack a 8125 ft en la cuarta sección para poder llegar a la formación objetivo.

A continuación, en el **Cuadro 2**, se presentan las causas que dieron lugar a los problemas del pozo, y las barreras de defensa que se podían tener.

Cuadro 2. Diagnostico causa raíz del Pozo W.

¿QUÉ PASÓ EN EL POZO?	¿CÓMO PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?	¿POR QUÉ PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?		
	BARRERAS DE DEFENSA	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
OBJETO: POZO W AMENAZA: FORMACIONES PROBLEMÁTICAS EVENTO: WASH OUT.	Configuraciones de BHA.	Presencia de un wash out a 3459 ft	Uso de BHA rígido ya que tenía más de 3 estabilizadores.	Se impidió que la sarta pasara libremente por las formaciones K1 inferior
	Uso de una eficiente densidad del fluido para el tipo de formación a perforar.	Inestabilidad de la formación desde 7815 ft MD hasta 8000 ft MD.	Densidad usada inapropiada (10.5 ppg) y la planeada era (12 ppg).	Litologías problemática K1 Inferior compuesta por: 70 % arena 20% limolita 10% carbón
	Buena comunicación de con el personal de Pioneer.	Ocasionó varios puntos apretados (8020 ft, 8051 ft, 8100 ft, 8131ft, 8147 ft, 8314 ft, 8346 ft, 8390 ft)	Interrupción de operaciones por paro de personal de cuadrilla Pioneer, que tuvo una duración de ocho días.	El pozo W se mantuvo abierto sin circulación.

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores

ANEXO C

DIAGNÓSTICO CAUSA RAÍZ DEL POZO CASTILLA Z

El Pozo Castilla Z localizado en el Clúster 22, fue planeado para alcanzar y producir de la formación K1 inferior 40, pozo tipo geonavegado que se perforó desde 40 ft hasta la profundidad de 10014 ft. Las operaciones de perforación en total se ejecutaron en 50 días, dentro de los cuales se presentaron problemas que conllevaron al aumento de tiempos no productivos debido a pérdidas de circulación a 8290 ft MD, paro de la comunidad por 23 días y a inconvenientes de la corrida del liner 7" en la tercera sección, causando la pega del mismo a una profundidad de 8462 ft MD y posteriormente su pesca, la cual se realizó con éxito.

El Pozo Z se perforó en tres fases (17 ½", 12 ¼", 8 ½") exitosamente como se tenía planeado inicialmente. En síntesis, la pega del liner de 7" presentada a una profundidad de 8462 ft MD, se presenta en el momento en el que se baja dicha tubería para su posicionamiento en el pozo. Esto ocurre cuando se intenta pasar por un punto apretado a 8462 ft apoyando 110 klbs, sin éxito. Posteriormente, se trabajó el liner moviendo hacia arriba y tensionando la sarta, e intentándola rotar sin lograr liberarla, por lo que se decidió, liberar liner de la sarta para luego realizar la operación de pesca. La pesca se realizó exitosamente, y luego se completó el pozo con liner de 4½".

El paro de comunidad ocasionó que el pozo se envejeciera y presentara varios puntos apretados (5027', 5770', 5846', 5958', 6510', 6649', 6925', 7200', 8458') que finalmente dieron lugar a la pega de tubería (liner 7"), como se mencionó anteriormente se presentó a una profundidad de 8462 ft MD, en la Unidad K1 inferior de la Formación Guadalupe. La cual se perforó desde 7528 ft hasta 10014 ft (espesor perforado: 2486 ft), la Unidad K1 Inferior (desde 7528 pies hasta 10014 pies), está constituida por intercalaciones de 60% arena, 20% arenisca y 20% limolita.

Al perforar fase 8½" x 9" desde 8068 ft hasta 8544 ft se evidencia el momento en que se comienza a perder fluido de perforación a una razón de 5-10 BPH, la cual siendo mínima no se pudo controlar y en el momento de la pega del liner se tenía un total de 1848 BBL de fluido perdido acumulado. La pérdida de circulación se clasificó como pérdida de circulación por filtración, causada por la perforación de este intervalo al tener 90% de arena no consolidada y al no monitoreo del filtrado API, provocó que la roca se hidratara y posteriormente se generó un aumento de LCM.

A continuación, en el **Cuadro 3**, se presentan las causas que dieron lugar a los problemas del pozo, y las barreras de defensa que se podían tener.

Cuadro 3. Diagnostico causa raíz del Pozo Z.

¿QUÉ PASÓ EN EL POZO?	¿CÓMO PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?	¿POR QUÉ PASÓ EL EVENTO EN EL POZO?		
	BARRERAS DE DEFENSA	CAUSA INMEDIATA	PRECONDICIÓN	CAUSA SUBYACENTE
OBJETO: POZO Z	Buena comunicación con la comunidad en la cual se encuentra el Pozo Castilla Z.	Ocasionó varios puntos apretados (5027 ft, 5770 ft, 5846 ft, 5958 ft, 6510 ft, 6649 ft, 6925 ft, 7200 ft, 8458 ft).	Paro de comunidad por 23 días.	Pozo abierto por 23 días sin poder seguir con la perforación planeada.
AMENAZA: ACUMULACIÓN DE CORTES.	Prácticas de limpieza con píldoras pesadas.	Pérdidas de circulación por filtración a 8290 ft MD (90% arena) y fueron de 1848 BBL en total.	Acumulación de material LCM	Pérdidas por filtración, a una tasa de 6-10 BBL/h.
EVENTO: PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN Y PEGA DEL LINER DE 7".	El uso de apoyo de liner planeado.	Pega de liner 7" a 8462 ft MD.	Se presentaron puntos apretados a 8445 ft, 8458 ft fueron trabajados con: Q: 230 GPM SPP: 680 PSI	A 8462 ft se apoyó liner de 7" hasta 110 Klbs y el planeado era hasta 50 Klbs.

Fuente: ECOPETROL S.A. Daily Drilling Report. 2014. Modificado por los autores

ANEXO D BHA de control direccional del Pozo X

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY										ASE-R-02 VERSION: 2 PAG. 1 DE 1						
COMPONENTES BHA																
COMPONENTE BHA N°: 5			LOCACIÓN: CASTILLA 270													
FECHA: 0 DE FEBRERO 2014			FASE: FASE 1/2													
COMPAÑÍA: ECOPEPETROL			BROCA N°: 4 REPARADA													
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal): 8.0			PESO DEL BLOQUE (LB): 45,000							FACTOR DE BOYANZA: 0.0660						
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	OD BOX	ID	BSR	FISHING NECK	LONG EFECT.	LONG PARCIAL	LONG ACUM.	TORQUE	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULAD O (LBS)	PESO BOYADO	PESO + BLOQUE	
9 JUNTAS HWDP 6" O.D. 60 Lb/Ft.	NC60 PxB	PIONEER	705	0 1/2"	3 1/10"	N/A	1.50	31.10			4,487.01		50.00	140795	127,073	172,073
			55280	0 15/32"	3 1/32"	N/A	1.57	30.90			4,455.91		50.00	145240	125,727	170,727
			032	0 1/2"	3 1/10"	N/A	1.53	30.91			4,425.01		50.00	143095	124,389	169,389
			55-275	0 15/32"	3"	N/A	1.02	31.15			4,394.10		50.00	142150	123,052	168,052
			0110	0 0/10"	3 1/10"	N/A	1.57	31.17			4,362.95	278.90	50.00	140592	121,703	166,703
			028	0 7/10"	3 1/10"	N/A	1.58	31.10			4,331.78		50.00	139034	120,354	165,354
			0038	0 15/32"	3"	N/A	1.00	31.10			4,300.02		50.00	137470	119,000	164,000
			PDC 5505	0 5/8"	3"	N/A	1.40	30.00			4,269.40		50.00	135918	117,957	162,957
			PES 015	0 5/8"	3"	N/A	1.73	30.75			4,238.80		50.00	134385	116,330	161,330
			ACCELERADOR 1 1/2"	NC60 PxB	WTF	1405-1133	0 15/32"	2 3/4"	N/A	1.11	31.90	31.90	4,208.05	30000	80.00	132847
2 JUNTAS HWDP 5" O.D. 30 Lb/Ft.	NC 60	PIONEER	PDC5505	0 5/8"	3"	N/A	1.43	30.03		4,170.00		40.00	130288	112,784	157,784	
			5501	0 1/2"	3"	N/A	1.43	30.93	01.50		4,145.43		50.00	128787	111,484	156,484
DRILLING JAR 1 1/2"	NC60 PxB	WTF	1700-5470	0 1/2"	2 3/4"	N/A	1.08	32.48	32.48	4,114.50	30000	80.00	127241	110,140	155,140	
20 JUNTAS HWDP 6" O.D. 60 Lb/Ft.	NC60 PxB	PIONEER	55207	0 10/32"	3"	N/A	1.41	30.91		4,082.02		50.00	124042	107,890	152,890	
			PES 024	0 5/8"	3"	N/A	1.74	30.75			4,051.11		50.00	123097	106,558	151,558
			5508	0 1/2"	3"	N/A	1.44	30.93			4,020.30		50.00	121550	105,228	150,228
			055-206	0 15/32"	3"	N/A	1.50	30.90			3,989.43		50.00	120013	103,889	148,889
			PES 025	0 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72			3,958.53		50.00	118468	102,551	147,551
			PDC 5502	0 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	30.93			3,927.61		50.00	116932	101,222	146,222
			200	0 1/2"	3 3/32"	N/A	1.44	31.25			3,896.88		50.00	115385	99,883	144,883
			55-204	0 1/2"	3 1/10"	N/A	1.60	30.90			3,865.63		50.00	113823	98,530	143,530
			012	0 15/32"	3 1/32"	N/A	1.01	30.86			3,834.73		50.00	112278	97,193	142,193
			5510	0 10/32"	3 1/10"	N/A	1.45	30.92			3,803.87	018.24	50.00	110735	95,857	140,857
			PES 023	0 5/8"	3"	N/A	1.74	30.74			3,772.95		50.00	109189	94,519	139,519
			55-203	0 1/2"	3 1/32"	N/A	1.05	31.23			3,742.21		50.00	107652	93,188	138,188
			051-200	0 1/2"	3 1/10"	N/A	1.01	30.97			3,710.98		50.00	106090	91,837	136,837
			0550120	0 1/2"	3"	N/A	2.10	31.17			3,680.01		50.00	104542	90,490	135,490
			PDC 5503	0 5/8"	3"	N/A	1.40	30.88			3,648.84		50.00	102983	89,147	134,147
			006	0 15/32"	3 1/10"	N/A	1.59	30.90			3,617.90		50.00	101439	87,811	132,811
			118540270	0 5/8"	3"	N/A	1.73	30.40			3,587.00		50.00	99891	86,471	131,471
			055-205	0 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	31.18			3,556.54		50.00	98308	85,152	130,152
			PDC5500	0 10/32"	3"	N/A	1.45	30.86			3,525.30		50.00	96809	83,803	128,803
			PES 019	0 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72			3,494.50		50.00	95266	82,467	127,467
20 JUNTAS DP 5" O.D.	NC60 PxB	PIONEER	VARIOS	0 5/8"	-	-	-	3135.00	3135.00	3,463.78	30000	22.00	93730	81,137	126,137	
3 JUNTAS HWDP 6" O.D. 60 Lb/Ft.	NC60 PxB	PIONEER	5511	0 0/10"	3 1/10"	N/A	1.44	30.91		328.00		50.00	22804	19,792	64,792	
			019	0 7/10"	3 1/32"	N/A	1.46	31.00		03.07	297.18	30000	50.00	21318	18,454	63,454
			55-272	0 15/32"	3 1/10"	N/A	1.50	31.07			260.00		50.00	19704	17,108	62,108
DRILLING JAR NHD 1 1/2"	NC60 PxB	WTF	1700-5580	0 1/2"	2 3/4"	N/A	1.11	32.23	32.23	235.02	30000	80.00	18210	15703	60,703	
3 JUNTAS HWDP 6" O.D. 60 Lb/Ft.	NC 60Box	PIONEER	0058	0 17/32"	3"	N/A	1.02	31.10		202.70		50.00	15032	13531	58,531	
			PDC 5504	0 5/8"	3"	N/A	1.42	30.93		03.23	171.03		50.00	14074	12183	57,183
			55279	0 1/2"	3 1/10"	N/A	1.47	31.14			140.70		50.00	12527	10844	55,844
NMDC	NC60 PxB	SLB	8583-10	0 27/32"	2 7/8"	N/A	N/A	31.10	31.10	109.50	20000	100.00	10970	9490	54,490	
NM X-OVER	NC30 Box 3 1/2 FH Pin	SLB	14590	7 5/10"	N/A	N/A	N/A	1.03	1.03	78.40	20000	80.00	7800	6804	51,804	
MWD TELESCOPE 678 Lb	5 1/2 FH Box/Box	SLB	G 6903	0 20/32"	N/A	N/A	N/A	25.10	25.10	76.83	20000	88.00	7730	6691	51,691	
NM X-OVER	5 1/2 FH Pin/Fin	SLB	16367-4	0 20/32"	N/A	N/A	N/A	1.21	1.21	51.07	20000	104.00	5510	4775	49,775	
UPPER SABER SUB	5 1/2 FH Pin/Box	SLB	MT0530641	0 7/8"	N/A	N/A	N/A	1.55	1.55	50.40	20000	104.00	5390	4000	40,000	
PERISCOPE 076	3 1/2 FH Box NC 50 Box	SLB	G 5260	0 27/32"	N/A	N/A	N/A	2.28	18.25	18.25	20000	104.00	5229	4520	49,520	
LOWER SABER SUB	NC30 Pin 3 1/2 FH Pin	SLB	501	0 27/32"	N/A	N/A	N/A	1.02	1.02	30.00	20000	104.00	3331	2883	47,883	
Flex Collar	5 1/2 FH Pin/Box	SLB	74221	7"	N/A	N/A	N/A	2.35	0.06	0.06	20000	104.00	3225	2791	47,791	
Short Hop Liso	3 1/2 FH Box NC30 Pin	SLB	74533	0 20/32"	N/A	N/A	N/A	2.57	5.74	5.74	20000	122.00	2218	1020	40,920	
POWER DRIVE FD 675 X6 Camisa Sta 0 3/8"	NC 60Box-4 1/2" RegBitBox	SLB	03714 05090 09930	0 3/4"	N/A	N/A	N/A	2	13.38	13.38	20000	104.00	1518	1314	40,314	
BROCA PDC 1 1/2" SERIES, IADC M422 Contactos 15mm TIPO USIM	4 1/2" Reg Pin	ULTERRA	20348	0"	2 1/4"	N/A	0.25	0.84	0.84	0.84	18,000	150.00	120	100	45,100	
BOQUILLAS BROCA TFA	6"11															
LONGITUD TOTAL BHA												4,487.01				
PESO TOTAL DEBAJO JAR												124,642				
PESO TOTAL BOYADO BHA												148,796				

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe final mud logging. 2014

ANEXO E BHA de acondicionamiento del Pozo X

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY		ASE-R-02 VERSION: 2 PAG. 1 DE 1													
COMPONENTES BHA															
COMPONENTE BHA N°: 0				LOCACIÓN: CASTILLA 270											
FECHA: 1 DE MARZO 2014				FASE: FASE 6 1/2"											
COMPAÑIA: ECOPETROL				BROCA N°: 4 RR											
DENSIDAD DEL LODO (Lb/ft³)		S.S.		PESO DEL BLOQUE (LB)						FACTOR DE BOYANZA					
				45,000						0.8556					
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	OD BOX	ID	BSR	FISHING NECK	LONG EFECT.	LONG PARCIAL	LONG ACUM.	TORQUE	PESO LB/FT	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	PESO + BLOQUE
2 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/ft	NC50 PxB	PIONEER	765	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.50	31.10	02.00	3,018.26	30000	50.00	135851	117,509	162,509
			55280	6 15/32"	3 1/32"	N/A	1.57	30.90		3,887.16		50.00	134296	110,253	161,253
ACCELERADOR 6 1/2"	NC50 PxB	WTF	1405-1133	6 15/32"	2 3/4"	N/A	1.11	31.99	31.99	3,856.26	30000	80.00	132751	114,916	150,916
10 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/ft	NC 50	PIONEER	032	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.53	30.91	309.51	3,824.27	30000	50.00	130192	112,701	157,701
			55-275	6 15/32"	3"	N/A	1.02	31.15		3,793.36		50.00	128647	111,363	156,363
			0119	6 9/16"	3 1/16"	N/A	1.57	31.17		3,702.21		50.00	127089	110,014	155,014
			028	6 7/16"	3 1/16"	N/A	1.58	31.10		3,731.04		50.00	125531	108,665	153,665
			0038	6 15/32"	3"	N/A	1.00	31.10		3,699.88		50.00	123973	107,317	152,317
			PDC 5505	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.00		3,668.72		50.00	122415	105,968	150,968
			PES 015	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.75		3,638.06		50.00	120882	104,641	149,641
			5508	6 1/2"	3"	N/A	1.44	30.93		3,607.31		50.00	119344	103,310	148,310
			055-266	6 15/32"	3"	N/A	1.50	30.90		3,576.38		50.00	117798	101,971	146,971
			PES 025	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		3,545.48		50.00	116253	100,634	145,634
			DRILLING JAR 6 1/2"	NC50 PxB	WTF	1700-5470	6 1/2"	2 3/4"		N/A		1.06	32.48	32.48	3,514.76
17 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/ft	NC50 PxB	PIONEER	55207	6 19/32"	3"	N/A	1.41	30.91	525.69	3,482.28	30000	50.00	112118	97,055	142,055
			PES 024	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.75		3,451.37		50.00	110573	95,717	140,717
			PDC 5502	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	30.93		3,420.62		50.00	109035	94,380	139,380
			269	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.44	31.25		3,389.69		50.00	107489	93,047	138,047
			55-204	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.00	30.90		3,358.44		50.00	105926	91,695	136,695
			012	6 15/32"	3 1/32"	N/A	1.01	30.86		3,327.54		50.00	104381	90,357	135,357
			5510	6 19/32"	3 1/16"	N/A	1.45	30.92		3,296.68		50.00	102838	89,022	134,022
			PES 023	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.74		3,265.76		50.00	101292	87,683	132,683
			55-263	6 1/2"	3 1/32"	N/A	1.65	31.23		3,235.02		50.00	99755	86,353	131,353
			051-266	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.01	30.97		3,203.79		50.00	98194	85,001	130,001
			0559120	6 1/2"	3"	N/A	2.10	31.17		3,172.82		50.00	96645	83,661	128,661
			PDC 5503	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.88		3,141.65		50.00	95087	82,312	127,312
			006	6 15/32"	3 1/16"	N/A	1.59	30.96		3,110.77		50.00	93543	80,975	125,975
			118540270	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.46		3,079.81		50.00	91995	79,635	124,635
			055-265	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	31.18		3,049.35		50.00	90472	78,317	123,317
PDC5509	6 19/32"	3"	N/A	1.45	30.86	3,018.17	50.00	88913	76,967	121,967					
PES 019	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72	2,987.31	50.00	87370	75,631	120,631					
69 JUNTAS DP 3" O.D.	NC50 PxB	PIONEER	VARIOS	6 5/8"	-	-	-	2186.91	2186.91	2,956.59	30000	22.00	85834	74,302	119,302
3 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/ft	NC50 PxB	PIONEER	5511	6 9/16"	3 1/16"	N/A	1.44	30.91	93.07	769.08	30000	50.00	36409	31,518	76,518
			019	6 7/16"	3 1/32"	N/A	1.46	31.09		738.77		50.00	34864	30,180	75,180
			55-272	6 15/32"	3 1/16"	N/A	1.50	31.07		707.68		50.00	33309	28,834	73,834
DRILLING JAR NHD 6 1/2"	NC50 PxB	WTF	1700-5580	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.11	32.23	32.23	676.61	30000	80.00	31756	27,490	72,490
3 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/ft	NC 50BOX	PIONEER	0058	6 17/32"	3"	N/A	1.02	31.10	93.23	644.38	30000	50.00	29176	25,258	70,258
			PDC 5504	6 5/8"	3"	N/A	1.42	30.93		613.22		50.00	27620	23,909	68,909
			55279	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.47	31.14		582.29		50.00	26073	22,570	67,570
12 JUNTAS DP 3" O.D.	NC50 PxB	PIONEER	VARIOS	6 5/8"	-	-	-	376.83	376.83	551.15	30000	22.00	24510	21,222	66,222
X - OVER 6 1/2" O.D.	NC50 B NC 40 P	PIONEER	001	6 1/2"	2 3/4"	N/A	4.02	4.02	4.02	174.32	30000 24000	91.00	16000	13850	58,850
5 DRILL COLLAR 6 1/2" O.D.	NC40 PxB	PIONEER	015	6 1/2"	2 1/4"	3.02	3.18	31.18	31.18	170.30	24000	91.00	15034	13533	58,533
			016	6 1/2"	2 1/4"	2.77	2.72	30.65	30.65	139.12	24000	91.00	12797	11077	56,077
			020	6 1/2"	2 1/4"	2.77	3.22	31.58	31.58	108.47	24000	91.00	10007	8603	53,603
			027	6 1/2"	2 1/4"	2.77	3.15	31.19	31.19	76.89	24000	91.00	7134	6175	51,175
			026	6 1/2"	2 1/4"	2.77	3.07	31.15	31.15	45.70	24000	91.00	4295	3718	48,718
ESTABILIZADOR STRING 6 1/8" O.D. 3 ALETAS	NC40 PxB	PIONEER	WRTL02238 2	6 9/16"	2 1/4"	2.87	4.18	9.07	9.07	14.55	24000	100.00	1401	1204	46,204
BIT SUB 6 1/2" (FLOAT VALVE)	NC 40BOX - 4 1/2" Reg BitBox	PIONEER	1055 (002)	6 1/2"	2 1/2"	2.77	4.04	4.04	4.04	4.88	24000 18000	91.00	404	427	45,427
BROCA PDC 6 1/2" 6000, ADC M423 Contorno 16mm TIPO L616H	4 1/2" Reg Pin	ULTERRA	20348	6"	2 1/4"	N/A	0.25	0.84	0.84	0.84	18,000	150.00	126	109	45,109
BOQUILLAS BROCA TFA				0"18						LONGITUD TOTAL BHA					
				1.421						3,918.26					
										PESO TOTAL DEBAJO JAR					
										112,118					
										PESO TOTAL BOYADO BHA					
										135,851					

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mud logging. 2014

ANEXO F BHA de pesca del Pozo X

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY		ASE-R-02 VERSION: 2 PAG. 1 DE 1													
COMPONENTES BHA															
COMPONENTE BHA N°: 8		FECHA: 8 DE MARZO 2014		LOCALIZACIÓN: CASTILLA 270		FASE: FASE 8 1/2"		BROCA N°: N/A							
COMPañIA: ECOPETROL															
DENSIDAD DEL LOCO (Lb/Gal)		P		PESO DEL BLOQUE (LB)		45,000		FACTOR DE BOYANZA		0.8020					
DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	DUEÑO	SERIAL	OD BOX	ID	BSR	FISHING NECK	LONG. EFECT.	LONG. PARCIAL	LONG. ACUM.	TORQUE	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	PESO + BLOQUE
27 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/Ft.	NC50 PxB	PIONEER	55-275	Ø 1 5/32"	3"	N/A	1.02	31.15		1,327.83		50.00	85578	73,819	118,810
			0119	Ø 2 1/16"	3 1/16"	N/A	1.57	31.17		1,296.68	50.00	84021	72,476	117,476	
			028	Ø 7/16"	3 1/16"	N/A	1.58	31.16		1,265.51	50.00	82402	71,132	110,132	
			0038	Ø 1 5/32"	3"	N/A	1.00	31.16		1,234.35	50.00	80904	69,788	114,788	
			PDC 5505	Ø 5/8"	3"	N/A	1.40	30.66		1,203.10	50.00	79340	68,444	113,444	
			PES 015	Ø 5/8"	3"	N/A	1.73	30.75		1,172.53	50.00	77813	67,121	112,121	
			5501	Ø 1/2"	3"	N/A	1.43	30.93		1,141.78	50.00	76270	65,795	110,795	
			55207	Ø 1 9/32"	3"	N/A	1.41	30.91		1,110.85	50.00	74720	64,461	109,461	
			PES 024	Ø 5/8"	3"	N/A	1.74	30.75		1,079.94	50.00	73184	63,128	108,128	
			5508	Ø 1/2"	3"	N/A	1.44	30.93		1,049.10	50.00	71640	61,802	106,802	
			055-206	Ø 1 5/32"	3"	N/A	1.50	30.90		1,018.26	50.00	70100	60,468	105,468	
			PES 025	Ø 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		987.30	50.00	68555	59,135	104,135	
			PDC 5502	Ø 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	30.93		956.04	50.00	67019	57,810	102,810	
			209	Ø 1/2"	3 3/32"	N/A	1.44	31.25		925.71	50.00	65472	56,476	101,476	
			55-204	Ø 1/2"	3 1/16"	N/A	1.00	30.90		894.46	50.00	63910	55,128	100,128	
			012	Ø 1 5/32"	3 1/32"	N/A	1.61	30.86		863.56	50.00	62365	53,796	98,796	
			5510	Ø 1 9/32"	3 1/16"	N/A	1.45	30.92		832.70	50.00	60822	52,465	97,465	
			PES 023	Ø 5/8"	3"	N/A	1.74	30.74		801.78	50.00	59270	51,131	96,131	
			55-203	Ø 1/2"	3 1/32"	N/A	1.65	31.23		771.04	50.00	57730	49,805	94,805	
			051-206	Ø 1/2"	3 1/16"	N/A	1.01	30.97		739.81	50.00	56177	48,458	93,458	
			0550120	Ø 1/2"	3"	N/A	2.10	31.17		708.84	50.00	54629	47,122	92,122	
			PDC 5503	Ø 5/8"	3"	N/A	1.40	30.88		677.67	50.00	53070	45,778	90,778	
			006	Ø 1 5/32"	3 1/16"	N/A	1.59	30.96		646.79	50.00	51520	44,440	89,440	
			118540270	Ø 5/8"	3"	N/A	1.73	30.46		615.83	50.00	49978	43,111	88,111	
			055-205	Ø 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	31.18		585.37	50.00	48455	41,797	86,797	
			PDC5500	Ø 1 9/32"	3"	N/A	1.45	30.86		554.19	50.00	46900	40,452	85,452	
			PES 019	Ø 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		523.33	50.00	45353	39,121	84,121	
X-OVER	NC 50 BOX NC 48 PIN	PIONEER	001	Ø 1/2"	2 3/4"	N/A	4.02	4.02	4.02	492.61	30000 24000	Ø1.00	43817	37,797	82,797
5 DC Ø 1 1/2" OD	NC 48 PIN X BOX	PIONEER	029	Ø 1/2"	2 1/4"	2.77	2.70	30.99		488.59		Ø1.00	43451	37,481	82,481
			015	Ø 1 7/32"	2 1/4"	2.82	3.18	31.18		457.60		Ø1.00	40031	35,048	80,048
			016	Ø 1/2"	2 1/4"	3.23	2.72	30.65		426.42	24000	Ø1.00	37794	32,601	77,601
			020	Ø 1/2"	2 1/4"	2.77	3.22	31.58		395.77		Ø1.00	35005	30,195	75,195
			027	Ø 1 5/32"	2 1/4"	2.72	3.15	31.19		364.19		Ø1.00	32131	27,716	72,716
X-OVER	NC 48 BOX NC 50 PIN	PIONEER	114297-1	Ø 1/2"	2 13/16"	N/A	3.61	3.61	3.61	333.00	24000 30000	Ø1.00	29293	25,268	70,268
ACELERADOR Ø 1 1/2"	NC50 PxB	WTF	1405-1133	Ø 1 5/32"	2 3/4"	N/A	1.11	31.99	31.99	329.39	30000	Ø1.00	28904	24,984	69,984
X-OVER	NC 50 BOX NC 48 PIN	PIONEER	0110911	Ø 1/2"	2 13/16"	N/A	3.77	3.77	3.77	297.40	30000 24000	Ø1.00	26533	22,887	67,887
3 DC Ø 1 1/2" OD	NC 48 PIN X BOX	PIONEER	026	Ø 1 5/32"	2 1/4"	2.72	3.07	31.15		293.63		Ø1.00	26190	22,591	67,591
			025	Ø 1/2"	2 1/4"	2.77	3.21	31.34		262.48	24000	Ø1.00	23355	20,146	65,146
			011	Ø 1 7/32"	2 1/4"	2.82	3.17	31.64		231.14		Ø1.00	20503	17686	62,686
X-OVER	NC 48 BOX NC 50 PIN	PIONEER	118850-3	Ø 1 7/32"	2 13/16"	2.82	2.69	2.69	2.69	199.50	24000 30000	Ø1.00	17024	15,202	60,202
DRILLING JAR Ø 1 1/2"	NC50 PxB	WTF	1790-5470	Ø 1/2"	2 3/4"	N/A	1.08	32.48	32.48	196.81	30000	Ø1.00	17379	14991	59,991
X-OVER	NC 50 BOX NC 48 PIN	PIONEER	48274828-2	Ø 1 9/32"	3 1/16"	N/A	2.86	2.86	2.86	164.33	30000 24000	Ø1.00	14911	12862	57,862
5 DC Ø 1 1/2" OD	NC50 PxB	PIONEER	018	Ø 1 7/32"	2 1/4"	2.82	3.10	31.27		161.47		Ø1.00	14051	12637	57,637
			021	Ø 1 7/32"	2 1/4"	2.82	2.72	30.67		130.20		Ø1.00	11805	10183	55,183
			012	Ø 1/2"	2 1/4"	3.02	3.18	31.58		99.53	24000	Ø1.00	9014	7775	52,775
			017	Ø 1/2"	2 1/4"	2.77	2.71	30.82		67.95		Ø1.00	6140	5297	50,297
			033	Ø 1 7/32"	2 1/4"	3.13	2.70	30.81		37.13		Ø1.00	3336	2877	47,877
X-OVER	NC 48 BOX NC 50 PIN	PIONEER	118850-2	Ø 1/2"	2 13/16"	2.77	2.39	2.39	2.39	6.32	24000 30000	Ø1.00	532	459	45,459
SAFETY JOINT	NC50 PxB	WTF	WFIS021108	Ø 1/2"	3 3/4"	N/A	1.72	2.51	2.51	3.93	30000	Ø1.00	314	271	45,271
SCREW IN SUB	NC50 Box NC50 LIP Guide	WTF	WS04796	Ø 3/8"	2 5/16"	N/A	N/A	1.42	1.42	1.42	30000	Ø1.00	114	98	45,098
BOQUILLAS BROCA	N/A														
TFA	N/A														
LONGITUD TOTAL BHA												1,327.83			
PESO TOTAL DEBAJO JAR												14.011			
PESO TOTAL BOYADO BHA												73.819			

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mud logging. 2014

ANEXO G
BHA de limpieza del Pozo X

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY										ASE-R-02									
										VERSION: 2									
										PAG. 1 DE 1									
COMPONENTES BHA																			
COMPONENTE BHA N°:		10			LOCACIÓN:					CASTILLA 270									
FECHA:		14 DE MARZO 2014			FASE:					FASE 8 1/2"									
COMPAÑIA:		ECOPETROL			BROCA N°:					N/A									
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		9			PESO DEL BLOQUE (LB):					40,000									
										FACTOR DE BOYANZA: 0.8626									
DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN	DUEÑO	SERIAL	OD BOX	ID	BSR	FISHING NECK	LONG. EFECT.	LONG. PARCIAL	LONG. ACUM.	TORQUE	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULADO (LBS)	PESO BOYADO	PESO + BLOQUE				
12 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/Ft.	NC50 PxB	PIONEER	0038	6 15/32"	3"	N/A	1.60	31.16	370.79	1,165.80	30000	50.00	54821	47,288	87,288				
			PDC 5505	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.66		1,134.64		50.00	53263	45,944	85,944				
			PES 015	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.75		1,103.98		50.00	51730	44,622	84,622				
			5501	6 1/2"	3"	N/A	1.43	30.93		1,073.23		50.00	50193	43,296	83,296				
			55207	6 19/32"	3"	N/A	1.41	30.91		1,042.30		50.00	48646	41,962	81,962				
			PES 024	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.75		1,011.39		50.00	47101	40,629	80,629				
			5508	6 1/2"	3"	N/A	1.44	30.93		980.64		50.00	45563	39,302	79,302				
			055-266	6 15/32"	3"	N/A	1.50	30.9		949.71		50.00	44017	37,968	77,968				
			PES 025	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		918.81		50.00	42472	36,636	76,636				
			PDC 5502	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	30.93		888.09		50.00	40936	35,311	75,311				
269	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.44	31.25	857.16	50.00	39389	33,977	73,977									
55-264	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.60	30.90	825.91	50.00	37827	32,629	72,629									
ACELERADOR 6 1/2"	NC50 PxB	WTF	1465-5026	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.26	31.99	31.99	795.01	30000	76.00	36282	31,296	71,296				
6 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/Ft.	NC 50 PxB	PIONEER	012	6 15/32"	3 1/32"	N/A	1.61	30.86	185.89	763.02	30000	50.00	33850	29,199	69,199				
			5510	6 19/32"	3 1/16"	N/A	1.45	30.92		732.16		50.00	32307	27868	67,868				
			PES 023	6 5/8"	3"	N/A	1.74	30.74		701.24		50.00	30761	26535	66,535				
			55-263	6 1/2"	3 1/32"	N/A	1.65	31.23		670.50		50.00	29224	25209	65,209				
			051-266	6 1/2"	3 1/16"	N/A	1.61	30.97		639.27		50.00	27663	23862	63,862				
			0559120	6 1/2"	3"	N/A	2.10	31.17		608.30		50.00	26114	22526	62,526				
DRILLING JAR 6 1/2"	NC50 PxB	WTF	1416-1153	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.12	32.25	32.25	577.13	30000	76.00	24556	21182	61,182				
6 JUNTAS HWDP 5" O.D. 50 Lb/Ft.	NC 50 PxB	PIONEER	PDC 5503	6 5/8"	3"	N/A	1.40	30.88	185.06	544.88	30000	50.00	22105	19068	59,068				
			006	6 15/32"	3 1/16"	N/A	1.59	30.96		514.00		50.00	20561	17736	57,736				
			118540270	6 5/8"	3"	N/A	1.73	30.46		483.04		50.00	19013	16400	56,400				
			055-265	6 1/2"	3 3/32"	N/A	1.55	31.18		452.58		50.00	17490	15087	55,087				
			PDC5509	6 19/32"	3"	N/A	1.45	30.86		421.40		50.00	15931	13742	53,742				
			PES 019	6 5/8"	3"	N/A	1.72	30.72		390.54		50.00	14388	12411	52,411				
DRIVE BUSHING TRIPLE CONNECTION	NC50 BOX 8 1/8" FJWP PIN	WTF	WFIS000441	6 1/2"	2 3/4"	N/A	1.25	2.47	2.47	359.82	30000	60.00	12852	11086	51,086				
10 JUNTAS DE WASH PIPE 8 1/8" N80	8 1/8" FJWP PINxBOX	WTF	WFIS020481	8 1/8"	7 5/16"	N/A	33.28	33.28	352.93	357.35	7820	35.50	12704	10958	50,958				
			W50179	8 1/8"	7 5/16"	N/A	32.84	32.84		324.07		35.50	11522	9939	49,939				
			WFIS020476	8 1/8"	7 5/16"	N/A	35.55	35.55		291.23		35.50	10356	8933	48,933				
			WFIS020483	8 1/8"	7 5/16"	N/A	36.20	36.20		255.68		35.50	9094	7845	47,845				
			WFIS020470	8 1/8"	7 5/16"	N/A	36.66	36.66		219.48		35.50	7809	6736	46,736				
			WFIS020468	8 3/16"	7 5/16"	N/A	37.32	37.32		182.82		35.50	6508	5614	45,614				
			WFIS020475	8 3/16"	7 5/16"	N/A	37.46	37.46		145.50		35.50	5183	4471	44,471				
			W50209	8 3/16"	7 5/16"	N/A	30.72	30.72		108.04		35.50	3853	3324	43,324				
			WFIS020472	8 3/16"	7 5/16"	N/A	35.27	35.27		77.32		35.50	2763	2383	42,383				
			WFIS020473	8 3/16"	7 5/16"	N/A	37.63	37.63		42.05		35.50	1510	1303	41,303				
X-OVER	8 1/8" FJWP PINBOX	WTF	WFIS003044	8 1/8"	7 1/4"	N/A	2.62	2.62	2.62	4.42	30000	39.50	175	151	40,151				
INSERTED WASHOVER ROTARY SHOE 8 1/4"	8 1/8" FJWP BOX	WTF	WY-507877	8 1/8"	7 3/16"	N/A	1	1.80	1.80	1.80	9050	39.50	71	61	40,061				
BOQUILLAS BROCA	N/A			LONGITUD TOTAL BHA					1,165.80										
TFA	N/A			PESO TOTAL DEBAJO JAR					22,105										
										PESO TOTAL BOYADO BHA					47,288				

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mud logging. 2014

ANEXO H BHA de control direccional del Pozo Y

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY										ASE-R-02 Version:3 - 20/05/1 Pag. 1 de 1				
COMPONENTES BHA														
COMPONENTE BHA N°:		5			LOCACION:		CASTILLA 357							
FECHA:		30 de diciembre de 2014			FASE:		6 3/4" x 9.0"							
COMPANIA:		ECOPETROL			BROCA N°:		5							
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		9.0			FACTOR DE BOYANZA:		0.863							
DESCRIPCION	CNX	DUEÑO	SERIAL	O.D.	I.D.	F.N.	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQ	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULD	PESO BOYADO	BSR
X-OVER	HT 55 BOX NC 50 PIN	WTF	WRTL 026807	7 1/8"	2 13/16"	-	2.95'	2.95	4354.11	40000 30000	75.0	145,580	125,577	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 941N 178 937N 178 945N	6 5/8" 6 5/8" 6 5/8"	3" 3" 3"	1.66' 1.62' 1.61'	30.87' 30.86' 30.89'	92.62	4351.16 4320.29 4289.43	30000	49.3	145,359	125,386	
SUNGER 6 1/2" ACELERADOR	NC 50 PIN x BOX	WTF	1465 5039	6 1/2"	2 3/4"	1.41	31.50	31.50	4258.54		75.0	140,793	121,447	
12 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 935N 197 157N 178 913N 178 936N 178 942N 178 943N 178 918N 178 951N 178 946N 178 953N 178 917N 179 175N	6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8" 6 5/8"	3" 3" 3" 3" 3" 3" 3" 3" 3" 3" 3" 3"	1.62' 1.63' 1.62' 1.65' 1.62' 1.62' 1.61' 1.63' 1.62' 1.60' 1.62' 1.64'	30.92' 30.89' 30.87' 30.89' 30.89' 30.91' 30.87' 30.84' 30.90' 30.88' 30.86' 30.89'	370.61	4227.04 4196.12 4165.23 4134.36 4103.47 4072.58 4041.67 4010.80 3979.96 3949.06 3918.18 3887.32	30000	49.3	138,430	119,409	
HYDRA JAR	NC 50 PIN x BOX	WTF	1760 5169	6 1/2"	2 3/4"	1.02'	32.21'	32.21	3856.43	30000	75.0	120,159	103,649	
20 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	179 177N 101064N 5008453 101060N 20046 179 160N 80933N ND 2202 80955N 500 8474 91050 ND 1103 90953 98874 5005007 109190N N1160032 80979N 90 969N 500 8475	6 5/8" 6 7/16" 6 1/2" 6 9/16" 6 3/16" 6 5/8" 6 1/2" 6 9/16" 6 9/16" 6 7/16" 6 5/16" 6 1/2" 6 9/16" 6 1/2" 6 3/8" 6 5/8" 6 7/16" 6 3/8" 6 1/2" 6 1/2" 6 1/2"	3" 3 1/16" 3 1/16" 3 1/16" 3 1/16" 3" 3 1/8" 3 1/16" 3 1/8" 3 1/8" 3 1/8" 3 1/8" 3 1/8" 3 1/16" 3 1/16" 3 1/16" 3 1/16" 3 3/16" 3 3/16" 3 1/16" 3"	1.62' 1.55' 1.60' 1.60' 29.79' 1.63' 1.57' 1.55' 1.58' 1.65' 0.98' 1.60' 1.44' 1.23' 1.30' 1.51' 1.58' 1.63' 1.55' 1.58' 1.58'	30.88' 30.82' 30.77' 30.84' 29.79' 30.91' 30.79' 30.42' 30.52' 30.80' 29.77' 30.29' 30.56' 30.17' 30.21' 30.61' 30.14' 30.56' 30.78' 30.51'	610.14	3824.22 3793.34 3762.52 3731.75 3700.91 3671.12 3640.21 3609.42 3579.00 3548.48 3517.68 3487.91 3457.62 3427.06 3396.89 3366.68 3336.07 3305.93 3275.37 3244.59	30000	49.3	117,744	101,565	
90 JUNTAS DRILL PIPE 5"	NC 50 PIN / BOX	NDIL	VARIOS	6 5/8"	2 3/4"	-	2852.92	2852.92	3214.08	30000	22.6	87,664	75,618	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN x BOX	NDIL	500 4855 500 4173 90 952	6 3/8" 6 3/8" 6 1/2"	3 1/16" 3 3 1/16"	1.32' 1.55' 1.50'	29.99' 30.66' 30.76'	91.41	361.16 331.17 300.51		49.3	23,188	20,002	
HYDRA JAR NHD	NC 50 PIN x BOX	WTF	1760 5345	6 1/2"	2 3/4"	1.10'	32.16	32.16	269.75	30000	75.0	18,681	16,114	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN x BOX	NDIL	78261 500 4999 178 922N	6 5/16" 6 1/2" 6 5/8"	3 1/8" 3" 3"	1.50' 1.63' 1.65'	30.54' 30.54' 30.84'	91.92	237.59 207.05 176.51	30000	91.0	16,269	14,034	
FLOAT SUB			23581	6 3/8"	3 1/8"	-	3.00'	3.00	145.67		91.0	7,904	6,818	
STRING STAB 8 1/4"	NC 50 PIN x BOX	WTF	W53999	6 3/4"	2 7/8"	2.45'	5.64'	5.64	142.67	30000	91.0	7,631	6,583	
PONY MONEL 6 1/2"			675-33989	6 7/16"	2 13/16"	-	14.26'	14.26	137.03		91.0	7,118	6,140	
REAMER 6 3/4" x 9.0"	NC 50 BOX NC 38 PIN	WTF	4110	6 3/8"	2 1/4"	1.49'	3.66'	3.66	122.77	30000 10000	60.0	5,821	5,021	
STRING STAB 6 11/16"			W-55019	5"	2 1/4"	2.16'	5.34'	5.34	119.11		47.0	5,601	4,831	
NM Drill Collar 4 3/4" O.D.			475-15450	4 3/4"	2 1/4"	-	30.08'	30.08	113.77		47.0	5,350	4,615	
H.E.L. MWD 4 3/4" O.D.	NC 38 PIN x BOX	WTF	BG145560PD SSQ4.75	4 3/4"	2 7/16"	-	17.30'	17.30	83.69	10000	47.0	3,936	3,395	
Gema Ray Azimutal GWAR			BG145558WS BK4.75	4 9/16"	2 7/16"	-	34.69'	34.69	66.39		47.0	3,123	2,694	
IDS (Inc-Az) Stab 4 3/4" x 6 3/4"			BG145559 IB4.75	4 11/16"	2 7/16"	-	12.35'	12.35	31.70		47.0	1,493	1,288	
RSS 4 3/4" x 6 3/4"	NC 38 Box 3 1/2" Reg		BG145557 XSSK4.75			-	18.42'	18.42	19.35		47.0	912	787	
BIT PDC 6 3/4" IADC M333	3 1/2 REG PIN	NOV	A188830			TYPE: SKH613M	0.93'	0.93	0.93	8500	50.0	47	40	
BOQUILLAS BIT		3 x 16/32"			LONGTUD TOTAL BHA					4,354.11				
TFA		0.589			PESO DEBAJO DEL MARTILLO					101,565				
					PESO TOTAL BHA					125,577				



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mud logging. 2015

ANEXO I BHA convencional del Pozo Y

TUBODRILLING INSPECTION COMPANY												ASE-N-02 Version: 3 - 20/05/15 Pag. 1 de 1		
COMPONENTES BHA - CONTROL DE PERDIDAS														
COMPONENTE BHA N°:		6		LOCALIZACIÓN:		CASTILLA 357								
FECHA:		4 de enero de 2015		FASE:		6 3/4" x 9.0"								
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		6U								
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		9.0		FACTOR DE BOYANZA:		0.863								
DESCRIPCIÓN	CNX	DUERO	SERIAL	O.D.	I.D.	F.N.	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQ	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULD	PESO BOYADO	B8R
X-OVER	HT 55 BOX NC 50 PIN	WTF	WRTL 026807	7 1/8"	2 13/16"	-	2.95'	2.95	4315.83	40000 30000	75.0	147.472	127.208	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 941N 178 937N 178 945N	6.5/8"	3"	1.66' 1.52' 1.61'	30.87' 30.86' 30.89'	92.62	4312.88 4282.01 4251.15	30000	49.3 49.3 49.3	147.250 145.728 144.207	127.017 125.705 124.392	
SUNGER 6 1/2" ACCELERADOR	NC 50 PIN x BOX	WTF	1465 5039	6 1/2"	2 3/4"	1.41	31.50	31.50	4220.26		75.0	142.684	123.079	
12 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 935N	6.5/8"	3"	1.62'	30.92'		4188.76	30000	49.3	140.322	121.041	
			197 157N	6.5/8"	3"	1.63'	30.89'		4157.84		49.3	138.797	119.726	
			178 913N	6.5/8"	3"	1.62'	30.87'		4126.95		49.3	137.274	118.412	
			178 936N	6.5/8"	3"	1.65'	30.89'		4096.08		49.3	135.753	117.099	
			178 942N	6.5/8"	3"	1.62'	30.89'		4065.19		49.3	134.230	115.786	
			178 943N	6.5/8"	3"	1.62'	30.91'		4034.30		49.3	132.707	114.472	
			178 918N	6.5/8"	3"	1.61'	30.87'		4003.39		49.3	131.183	113.158	
			178 951N	6.5/8"	3"	1.63'	30.84'		3972.52		49.3	129.661	111.845	
			178 945N	6.5/8"	3"	1.62'	30.90'		3941.68		49.3	128.141	110.533	
			178 953N	6.5/8"	3"	1.60'	30.88'		3910.78		49.3	126.617	109.219	
			178 917N	6.5/8"	3"	1.62'	30.86'		3879.90		49.3	125.095	107.906	
			179 175N	6.5/8"	3"	1.64'	30.89'		3849.04		49.3	123.573	106.594	
HYDRA JAR 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN x BOX	WTF	1760 5169	6 1/2"	2 3/4"	1.02'	32.21'	32.21	3818.15	30000	75.0	122.051	105.280	
20 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	179 177N	6.5/8"	3"	1.62'	30.88'		3785.94	30000	49.3	119.635	103.196	
			101064N	6.7/16"	3 1/16"	1.55'	30.82'		3755.06		49.3	118.112	101.883	
			5008453	6 1/2"	3 1/16"	1.60'	30.77'		3724.24		49.3	116.593	100.573	
			101060N	6.9/16"	3 1/16"	1.60'	30.84'		3693.47		49.3	115.076	99.264	
			20046	6.3/16"	3 1/16"	1.51'	29.79'		3662.63		49.3	113.556	97.953	
			179 160N	6.5/8"	3"	1.63'	30.91'		3632.84		49.3	112.087	96.686	
			80943N	6 1/2"	3 1/8"	1.57'	30.79'		3601.93		49.3	110.563	95.371	
			ND 2202	6.9/16"	3 1/16"	1.55'	30.42'		3571.14		49.3	109.045	94.062	
			80955N	6.9/16"	3 1/8"	1.58'	30.52'		3540.72		49.3	107.545	92.768	
			500 8474	6.7/16"	3 1/8"	1.65'	30.80'		3510.20		49.3	106.041	91.470	
			91050	6.5/16"	3 1/8"	0.98'	29.77'		3479.40		49.3	104.522	90.161	
			ND 1103	6 1/2"	3 1/16"	1.60'	30.29'		3449.63		49.3	103.055	88.895	
			90953	6.9/16"	3"	1.44'	30.56'		3419.34		49.3	101.561	87.606	
			98874	6 1/2"	3 1/16"	1.23'	30.17'		3388.78		49.3	100.055	86.307	
			5005007	6.3/8"	3 1/16"	1.30'	30.21'		3358.61		49.3	98.567	85.024	
			109190N	6.5/8"	3 1/16"	1.51'	30.61'		3328.40		49.3	97.078	83.739	
			N1160032	6.7/16"	3 1/16"	1.58'	30.14'		3297.79		49.3	95.569	82.437	
			80979N	6.3/8"	3 3/16"	1.63'	30.56'		3267.65		49.3	94.083	81.156	
			90 969N	6 1/2"	3 1/16"	1.55'	30.78'		3237.09		49.3	92.577	79.856	
			500 8475	6 1/2"	3"	1.58'	30.51'		3206.31		49.3	91.059	78.547	
90 JUNTAS DRILL PIPE 5"	NC 50 PIN / BOX	NDIL	VARIOS	6.5/8"	2 3/4"	-	2852.92	2852.92	3175.80	30000	22.6	89.555	77.250	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN x BOX	NDIL	500 4855 500 4173 90 952	6.3/8"	3 1/16"	1.32' 3 1.50'	29.99' 30.66' 30.76'	91.41	322.88 292.89 262.23		49.3 49.3 49.3	25.079 23.600 22.089	21.633 20.358 19.054	
HYDRA JAR NHD 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN x BOX	WTF	1760 5345	6 1/2"	2 3/4"	1.10'	32.16'	32.16	231.47	30000	75.0	20.572	17.746	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN x BOX	NDIL	78261 500 4999 178 922N	6.5/16"	3 1/8"	1.50' 3" 1.65'	30.54' 30.54' 30.84'	91.92	199.31 168.77 138.23	30000	91.0 91.0 91.0	18.160 15.381 12.602	15.665 13.268 10.871	
2 Juntas DC 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN x BOX	NDIL	R 32821 0145	6 1/2"	2 7/8"	3.20' 2.59'	31.16' 28.98'	60.14	107.39 76.23	30000	91.0 91.0	9.796 6.960	8.450 6.004	
STRING STAB 8 1/8" Drill Collar 6 1/2" O.D.	NC 50 PIN x BOX	WTF	W-53969	7"	2 7/8"	2.57'	6.25'	6.25	47.25			91.0	4.323	3.729
X-OVER 6 1/2"	NC 50 BOX NC 46 PIN	NDIL	KS137 4038	6.9/16"	2 15/16"	3.19	31.22'	34.00	41.00	30000 27000	91.0	3.754	3.238	
NEAR BIT 8 1/8"	NC 46 Box 4 1/2" REG BB	SESCO	SD 800 052	6.9/16"	-	2.62	6.20'	6.20	7.00			91.0	913	788
BIT PDC 8 1/2"	4 1/2 REG PIN	SMITH	JG1321	Type: MS616URX			0.80'	0.80	0.80	18000	120.0	96	83	
BOQUILLAS BIT				LONGITUD TOTAL BHA				4,315.83						
TFA				PESO DEBAJO DEL MARTILLO				103.196						

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mudlogging. 2015

ANEXO J
BHA de pesca del Pozo Y


	TUBODRILLING INSPECTION COMPANY												ASE-R-02	
													Version:3 - 20/05/13	
													Pág. 1 de 1	
COMPONENTES BHA - CONTROL DE PERDIDAS														
COMPONENTE BHA N°:		7		LOCACIÓN:		CASTILLA 357								
FECHA:		12 de enero de 2015		FASE:		6 3/4" x 9.0"								
COMPañÍA:		ECOPETROL		BROCA N°:		**								
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal)		9.0		FACTOR DE BOYANZA		0.863								
	DESCRIPCIÓN	CNX	DUEÑO	SERIAL	O.D.	I.D.	F.N.	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQ	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULD	PESO BOYADO
	X-OVER	HT 55 BOX NC 50 PIN	WTF	WRTL 026807	7 1/8"	2 13/16"	-	2.95'	2.95	321.68	32000	91.0	9,253	7,981
	HYDRA JAR 6 1/2"	NC50 P/B	WTF	1416-1438	6 1/2	2 3/4	1.11'	31.87'	31.87	318.73	30000	75.0	8,984	7,750
	9 JUNTAS DP 5"	NC50 P/B	NDIL	VARIOS	6 5/8	2 3/4	**	285.24'	####	286.86	30000	22.6	6,594	5,688
	SCREV IN SUB	NC50 P/B	BAKER	ZCO 003311	6 1/2	2 13/16	**	1.62'	1.62	1.62	**	91.0	147	127
BOQUILLAS BIT				LONGITUD TOTAL BHA								321.68		
TFA				PESO DEBAJO DEL MARTILLO								5,688		
				PESO TOTAL BHA								7,981		

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final mud logging. 2015.

ANEXO K BHA de control de pérdidas del Pozo Y

COMONENTE BHA N°:		9		LOCACION:		CASTILLA 357ST								
FECHA:		17 de enero de 2015		FASE:		8 1/2"								
COMPANIA:		ECOPETROL		BROCA N°:		7R								
DENSIDAD DEL LODO (Lb/Gal):		9.0		FACTOR DE BOYANZA:		0.863								
DESCRIPCIÓN	CNX	DUEÑO	SERIAL	O.D.	I.D.	F.N.	LONG efectiva	LONG PARCIAL	LONG ACUM	TORQ	PESO Lb/Ft	PESO ACUMULD	PESO BOYADO	
X-OVER	HT 35 BOX NC 50 PIN	WTF	WRTL 026807	7 1/8"	2 13/16"	-	2.95'	2.95'	1260.03	40000 30000	75.0	67,567	58,283	
9 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 941N	6 5/8"	3"	1.66'	30.87'		1257.08	30000	49.3	67,346	58,092	
			178 937N	6 5/8"	3"	1.62'	30.86'		1226.21		49.3	65,824	56,780	
			178 945N	6 5/8"	3"	1.61'	30.89'		1195.35		49.3	64,303	55,467	
			178 935N	6 5/8"	3"	1.62'	30.92'		1164.46		49.3	62,780	54,154	
			197 157N	6 5/8"	3"	1.63'	30.89'	####	1133.54		49.3	61,256	52,839	
			178 913N	6 5/8"	3"	1.62'	30.87'		1102.65		49.3	59,733	51,525	
			178 936N	6 5/8"	3"	1.65'	30.89'		1071.78		49.3	58,211	50,212	
			178 942N	6 5/8"	3"	1.62'	30.89'		1040.89		49.3	56,688	48,899	
178 943N	6 5/8"	3"	1.62'	30.91'		1010.00	49.3	55,165	47,585					
ACELERADOR	NC 50 P/B	WTF	1416217A	6 1/2"	2 3/4"	1.28	32.04	32.04	979.09	30000	75.0	53,641	46,271	
3 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 918N	6 5/8"	3"	1.61'	30.87'		947.05	30000	49.3	51,238	44,198	
			178 951N	6 5/8"	3"	1.63'	30.84'	92.61	916.18		49.3	49,716	42,885	
			178 946N	6 5/8"	3"	1.62'	30.90'		885.34		49.3	48,196	41,574	
HYDRA JAR 6 1/2" OD	NC 50 PIN x BOX	WTF	14161438	6 1/2"	2 3/4"	1.11'	31.87'	31.87'	854.44	30000	75.0	46,673	40,259	
24 JUNTAS HWDP 5" O.D.	NC 50 PIN / BOX	NDIL	178 953N	6 5/8"	3"	1.60'	30.88'		822.57	30000	49.3	44,282	38,198	
			178 917N	6 5/8"	3"	1.62'	30.86'		791.69		49.3	42,760	36,884	
			179 175N	6 5/8"	3"	1.64'	30.89'		760.83		49.3	41,238	35,572	
			179 177N	6 5/8"	3"	1.62'	30.88'		729.94		49.3	39,716	34,258	
			101064N	6 7/16"	3 1/16"	1.55'	30.82'		699.06		49.3	38,193	32,945	
			5008453	6 1/2"	3 1/16"	1.60'	30.77'		668.24		49.3	36,674	31,635	
			101060N	6 9/16"	3 1/16"	1.60'	30.84'		637.47		49.3	35,157	30,326	
			20046	6 3/16"	3 1/16"	1.51'	29.79'		606.63		49.3	33,636	29,015	
			179 160N	6 5/8"	3"	1.63'	30.91'		576.84		49.3	32,116	27,748	
			80933N	6 1/2"	3 1/8"	1.57'	30.79'		545.93		49.3	30,644	26,433	
			ND 2202	6 9/16"	3 1/16"	1.55'	30.42'		515.14		49.3	29,126	25,124	
			80955N	6 9/16"	3 1/8"	1.58'	30.52'		484.72		49.3	27,626	23,830	
			500 8474	6 7/16"	3 1/8"	1.65'	30.80'	####	454.20		49.3	26,122	22,532	
			91050	6 5/16"	3 1/8"	0.98'	29.77'		423.40		49.3	24,603	21,223	
			ND 1103	6 1/2"	3 1/16"	1.60'	30.29'		393.63		49.3	23,136	19,957	
			90953	6 9/16"	3"	1.44'	30.56'		363.34		49.3	21,642	18,668	
			98874	6 1/2"	3 1/16"	1.23'	30.17'		332.78		49.3	20,136	17,369	
			5005007	6 3/8"	3 1/16"	1.30'	30.21'		302.61		49.3	18,648	16,086	
			109190N	6 5/8"	3 1/16"	1.51'	30.61'		272.40		49.3	17,159	14,801	
			N1160032	6 7/16"	3 1/16"	1.58'	30.14'		241.79		49.3	15,650	13,499	
			80979N	6 3/8"	3 3/16"	1.63'	30.56'		211.65		49.3	14,164	12,218	
			90 969N	6 1/2"	3 1/16"	1.55'	30.78'		181.09		49.3	12,657	10,918	
			500 8475	6 1/2"	3"	1.58'	30.51'		150.31		49.3	11,140	9,609	
			178948N	6 5/8"	3	1.64'	30.87'		119.80		49.3	9,636	8,312	
NMDC	NC 50 PIN x BOX	SLB	8583-03	6 5/8"	2 13/16"	**	30.42'	30.42'	88.93	30000	91.0	8,114	6,999	
UBHO	NC50 P/B	SLB	447215	6 29/32"	3 7/16"	**	3.17'	3.17'	58.51		91.0	5,346	4,611	
X-OVER	5 1/2 FH PIN * NC50 BOX	SLB	LGH18124-10	7 1/8"	**	**	1.82'		55.34		91.0	5,057	4,362	
TELESCOPE	5 1/2 FH P/B	SLB	C5902	6 27/32"	**	**	24.77'	27.83	53.52		91.0	4,891	4,219	
X-OVER	NC50 PIN * 5 1/2 FH BOX	SLB	15033-3	7 5/16"	3 5/16"	**	1.24'		28.75		91.0	2,637	2,275	
TOP SUB	NC50 P/B	SLB	434976-11- 17	6 21/32"	**	1.10	2.95'	2.95'	27.51		91.0	2,525	2,178	
MOTOR A675M7850XP STAB: 8 1/8 REVIGAL: 0,28	NC 50 Box 4 1/2" Reg BB	SLB	6770	6 3/8"	**	**	23.83'	23.83'	24.56		27000 18000	91.0	2,256	1,946
BIT PDC 8 1/2"	4 1/2 REG PIN	NOV	A167288				TYPE: SKFX616M 0.73'	0.73'	0.73		18000	120.0	88	76
BOQUILLAS BIT		6 * 11/32		LONGITUD TOTAL BHA		1,260.03								
TFA		0.557		PESO DEBAJO DEL MARTILLO		38,198								
				PESO TOTAL BHA		58,283								

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe final mud logging. 2015.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Alice Daniela Medrano Guerrero** y **Andrés Felipe Pérez Gutiérrez** en calidad de titulares de la obra **SELECCIÓN DE MEJORES PRÁCTICAS PREVENTIVAS PARA DISMINUIR LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS DEBIDO A PEGA DE TUBERÍA POR EMPAQUETAMIENTO PARA LA PERFORACIÓN EN EL CAMPO CASTILLA DE ECOPETROL S.A.**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

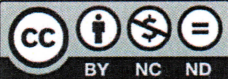


Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la *licencia Creative Commons* que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 22 días del mes de Agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Alice Daniela	Medrano Guerrero
Documento de identificación No	Firma
1023942704	Alice M.

Autor 2

Nombres	Apellidos
Andrés Felipe	Pérez Gutiérrez
Documento de identificación No	Firma
1057593688	