

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS OPERACIONES DE
PERFORACIÓN PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS DURANTE LOS VIAJES EN LOS POZOS SELECCIONADOS
DEL CAMPO CASTILLA**

JUAN SEBASTIÁN ROBAYO PERDOMO

LINA PAOLA RODRIGUEZ PEÑA

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

2016

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LAS OPERACIONES DE
PERFORACIÓN PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS NO
PRODUCTIVOS DURANTE LOS VIAJES EN LOS POZOS SELECCIONADOS
DEL CAMPO CASTILLA**

JUAN SEBASTIÁN ROBAYO PERDOMO

LINA PAOLA RODRIGUEZ PEÑA

Proyecto integral de grado para optar por el título de:

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Docente Asesor

Alejandro Contreras Garzón

Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C.

2016

Nota de aceptación.

Presidente de Sustentación.
Ing. Alejandro Contreras Garzón.

Docente Jurado.
Ing. Laydy Mora.

Docente Jurado.
Ing. Walter Tobón Vélez.

Bogotá, Noviembre 08 de 2016.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

A Dios primero que a nadie, nuestro principal gestor y guía de nuestro camino.

A Ecopetrol S.A. le agradecemos por todo su interés y apoyo antes y durante el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad de América por brindarnos la capacidad académica en pro de nuestra formación profesional durante todos estos años.

De manera especial le queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a nuestro Director de Proyecto, Ingeniero Mauricio Alejandro Calvo Rodríguez, persona que nos ayudó a superar los obstáculos que se nos presentaron durante el año largo de redacción y reuniones.

También le queremos agradecer a los Ingenieros José Vicente Torres, Hernán Mantilla y Fernando Torres, personas que nos apoyaron con su experiencia, conocimiento y dedicación. Hoy les decimos, gracias por su esfuerzo.

Le agradecemos al Ingeniero Alejandro Contreras, nuestro orientador, a quién gracias a su experiencia, y sus constantes correcciones, este proyecto tomó forma. Gracias a nuestras familias, personas especiales y fundamentales para nosotros, hoy les decimos que sin sus palabras de apoyo constantes, nada de esto sería posible.

Les damos las gracias a todas las personas que de una u otra manera intervinieron para que nuestra senda de formación como Ingenieros de Petróleos llegué a un desenlace satisfactorio.

DEDICATORIA

¡Mamá! Esto siempre fue por tí y por ese gran ejemplo de vida que me demostraste ser desde que tengo recuerdos. El redactar estas líneas en especial, luego de terminar todo el documento me inspiran con lágrimas a darte las más infinitas gracias por hacer de mí, el ingeniero que inicia su camino profesional. ¡GRACIAS MAMÁ MÓNICA!

También les dedico este logro a mis abuelitos, Mamí Mery, Papi Alfonso, por su crianza y valores que depositaron en mí. Jamás podré recompensar todos sus esfuerzos y sacrificios para “sacarme adelante”. A mis tíos Cesar y Daniel, dos papás a falta de uno. A mi tía Marcela, una tía-madrina que siempre fue mamá. ¡GRACIAS!

A mi hermano Julián, pero en especial, a mis hermanitos, David y Santiago, para que en unos años superen estos pasos que hoy les señalo como ejemplo y camino, para que sean mucho mejores, superen estos logros y sepan que todo requiere de esfuerzo, dedicación y sacrificios.

A Julián Sepúlveda Enciso., le estaré siempre agradecido por ser el papá que no tuve y en pocos años ganarse mi confianza y mi lealtad.

A Franklín Serrano Gómez, le agradezco su colaboración y ayuda en la etapa inicial de mis estudios profesionales como ingeniero de petróleos, su aporte fue esencial para iniciar el camino que con este documento se culmina.

A mi novia Claudía P. Fúquene Sosa, te dedico el tiempo que te dejé de ver y el olvido que en algunos casos este trabajo te significó. Sin tu amor, tu apoyo y tu ayuda incondicional, me habría rendido hace mucho. Te Amo. Gracias por Zebra ♥.

*Juan Sebastián Robayo Perdomo.
Ingeniero de Petróleos.*

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de manera muy especial y con mucho amor a mi MAMÁ PATRICIA por todo el sacrificio que hizo por mí durante los años de carrera, por su esfuerzo y dedicación. Mi base de construcción para mi profesión quien me ha enseñado grandes virtudes durante toda una vida. La admiro cada día más por ser la mujer que es y nunca rendirse. ¡Gracias por todo, mamá yíya! A mi PAPÁ JOSE LUIS, quien me apoyó y motivó durante toda la carrera y siempre estuvo pendiente de mí, haciéndome sentir protegida y fuerte mientras me encontrara con él. A ambos enormes agradecimientos por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad, este y muchos más logros se los debo principalmente a ustedes.

A mi hermanito Juan Sebastián, quien a pesar de ser menor que yo ha estado pendiente e igual de preocupado durante la carrera, como ingeniera ahora sí te puedo comprar lo que me pides. Ahora empieza tu camino y voy a estar para ti como estuviste para mí. ¡Gracias Juancho!

A mis abuelos Ana y Gonzalo, gracias por estar preocupados cada fin de semana que los visito, gracias por sus motivaciones, aún siguen ocho nietos más quienes buscarán su camino profesional y los van a necesitar como yo los necesité. ¡Gracias mamá nita y chalito!

Y para finalizar a cada miembro de mi familia, tíos, tías, primos y primas quienes también me brindaron su apoyo.

*Lina Paola Rodríguez Peña.
Ingeniera de Petróleos.*

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	31
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	31
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA	32
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna Estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	36
1.3.3 Geología Estructural	39
1.3.4 Geología del Petróleo	39
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	41
1.4.1 Método de Producción	42
1.4.2 Número de Pozos	42
1.4.3 Gráfica de producción acumulada	42
1.4.4 Características del yacimiento	43
2. POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO CASTILLA	45
2.1 INTRODUCCIÓN Y USO DEL SOFTWARE	45
2.2 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS	47
2.2.1 Ensamblajes de Fondo (BHA)	47
2.2.2 Collar de Perforación (Drill Collar)	48
2.2.3 Tubería Pesada (Heavy Weight Drill Pipe)	49
2.2.4 Accesorios	49
2.2.5 Tipo de Fluido de perforación	51
2.2.6 Brocas y sus tipos	51
2.2.7 Costo de operaciones	54
2.2.8 Tipos de pozo	54

2.2.8.1	Clasificación de los pozos según F.H Lahee	54
2.2.8.2	Clasificación según el objetivo	56
2.2.8.3	Clasificación de pozos según su trayectoria	57
2.3	POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO CASTILLA	59
2.3.2	Descripción de los estados mecánicos de los pozos seleccionados.	60
3.	CAUSAS QUE AUMENTAN LOS NPT ACTUALES	68
3.1	INTRODUCCIÓN	68
3.2	CLASIFICACIÓN DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN	69
3.2.1	Tiempo programado	70
3.2.2	Tiempo total	70
3.2.3	Tiempo productivo	70
3.2.4	Tiempo no productivo (NPT)	70
3.2.5	Tiempo invisible perdido (ILT)	71
3.3	DEFINICIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	71
3.4	CLASIFICACIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS	71
3.4.1	Condiciones operacionales	72
3.4.2	Estado del pozo	72
3.4.3	Gestión humana	72
3.5	CAUSAS PRINCIPALES DE LOS NPT Y SUS CAUSAS	72
4.	SIMULACIÓN TÉCNICA PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS NPT	82
4.1	INTRODUCCIÓN	82
4.2	SOLUCIONES DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS A PAPEL	82
4.2	SIMULACIÓN DE LAS SOLUCIONES PLANTEADAS	93
4.2.1	Descripción del software	93
4.2.2	Resultados de la simulación	94
4.3	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS SIMULADOS VS ORIGINALES 100	
5.	ANÁLISIS FINANCIERO	103
5.1	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	103
5.1.1	Costos para el escenario 1	104
5.1.2	Costos para el escenario 2	105

5.2	EVALUACIÓN FINANCIERA	107
5.2.1	Valor Presente Neto (VPN)	107
5.2.2	Tasa de interés de oportunidad (TIO)	108
5.2.3	Flujo de Efectivo	108
5.3	CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	109
6.	CONCLUSIONES	111
7.	RECOMENDACIONES	113
	BIBLIOGRAFÍA	114
	ANEXOS	118

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Castilla	33
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	33
Figura 3. Tipos de "Drill Collar" (collares) de perforación	49
Figura 4. Tipos de estabilizadores	50
Figura 5. Brocas con insertos de carburos de tungsteno	52
Figura 6. Brocas de cortadores fijos	52
Figura 7. Brocas policristalinas de diamante (PDC)	53
Figura 8. Brocas corazonadoras	53
Figura 9. Clasificación de Pozos según su objetivo	57
Figura 10. Tipos de pozos según su trayectoria	59
Figura 11. Estado Mecánico Pozo Castilla 232	63
Figura 12. Estado Mecánico Pozo Castilla 234	64
Figura 13. Estado Mecánico Pozo Castilla 348	65
Figura 14. Estado Mecánico Pozo Castilla 359	66
Figura 15. Estado Mecánico Pozo Castilla 469	67
Figura 16. Clasificación de los Tiempos de Perforación	70
Figura 17. Información General Pozo NC 232	97
Figura 18. Reología del fluido de perforación para el Pozo NC 232	98
Figura 19. Ventana de Lodos para el Pozo Castilla 232	99
Figura 20. Flujo de efectivo escenario 1	109
Figura 21. Flujo de efectivo escenario 2	109

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales	40
Tabla 2. Características y propiedades del yacimiento	44
Tabla 3. Pozos seleccionados del Campo Castilla mediante el uso del software	47
Tabla 4. Tabla de accesorios	50
Tabla 5. Clasificación F.H. Lahee	55
Tabla 6. Soluciones a papel del pozo Castilla 232	84
Tabla 7. Soluciones a papel del pozo Castilla 234	86
Tabla 8. Soluciones a papel del pozo Castilla 348	88
Tabla 9. Soluciones a papel del pozo Castilla 359	90
Tabla 10. Soluciones a papel del pozo Castilla 469	91
Tabla 11. Valores de Tortuosidad para la simulación de los nuevos pozos	95
Tabla 12. Valores de ROP para la simulación de los nuevos pozos	96
Tabla 13 Comparación de los pozos originales Vs. Simulados (Horas)	101
Tabla 14. Comparación NPT actual VS Previsto	101
Tabla 15. Campaña de perforación	103
Tabla 16. Costos actuales para la perforación de los pozos seleccionados	104
Tabla 17. Costo promedio actual de un pozo en el Campo Castilla	104
Tabla 18. Costos de Inversión campaña de perforación del escenario 1	105
Tabla 19. Costos previstos para la perforación de los pozos seleccionados	106
Tabla 20. Costo promedio de un pozo actual en el Campo Castilla	106
Tabla 21. Costos de Inversión campaña de perforación del escenario 2	107

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Valor Presente Neto (VPN)	107
Ecuación 2. Tasa de interés de oportunidad equivalente efectiva semestral	108
Ecuación 3. Valor Presente Neto escenario 1	109
Ecuación 4. Valor Presente Neto escenario 2	109

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción Campo Castilla 2000 – 2013	43
Gráfica 2. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 232	73
Gráfica 3. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 232	74
Gráfica 4. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 234	75
Gráfica 5. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 234	75
Gráfica 6. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 348	76
Gráfica 7. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 348	77
Gráfica 8. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 359	77
Gráfica 9. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 359	78
Gráfica 10. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 469	79
Gráfica 11. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 469	79
Gráfica 12. NPT totales para los 5 pozos seleccionados	80
Gráfica 13. NPT por Fallas de Equipos en el Campo Castilla	81
Gráfica 14. Comparación de los NPT (actual vs. previsto)	102

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Ejemplo de los reportes tomados desde openwells®	119
Anexo B. Reporte Pozo Castilla 232	159
Anexo C. Simulación condiciones Pozo Castilla NC232	171

ABREVIATURAS

°	Grados.
°F	Grados Fahrenheit.
'	Pies.
@	Sentado en.
“	Pulgadas.
,	Decimales.
.	Miles.
μ	Viscosidad.
ρ	Densidad.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos.
API	American Petroleum Institute.
BBL	Barriles.
BES	Bombeo electrosumergible.
BHA	Bottom Hole Assembly; Ensamblaje de Fondo de Pozo.
BOPD	Barrels of Oil Per Day; Barriles de Petróleo Por Día.
BP	British Petroleum.
BPD	Barrels Per Day; Barriles Por Día.
BSW	Agua libre y sedimentos presentes en el crudo.
BWPD	Barrels of Water Per Day; Barriles de Agua Por Día.
CAPEX	Capital presupuestado para las operaciones.
cP	Centipoises.
CSG	Casing.
DC	Drill Collar; Collar de Tubería de Perforación.
DP	Drill Pipe; Tubería de Perforación.
EA	Efectivo Anual.
ECP	Ecopetrol S.A.
Fm	Formación.
Ft	Pies.

GAL	Galón.
GPM	Galones Por Minuto.
HA	Hectáreas.
HP	Caballos de Fuerza.
Hr	Horas.
HSE	Health, Safety and Environment; Salud, Seguridad y Medio Ambiente.
HWDP	Heavy Weight Drill Pipe; Tubería pesada.
ID	Diámetro Interno.
ILT	Invisible Lost Time; Tiempo Invisible Perdido.
KM	Kilómetros.
KLP	Mil Libras Fuerza.
KOP	Kick Off Point; Punto de Desviación en el Pozo Vertical.
KPA	Kilo Pascales.
LBF	Librafuerza.
LWD	Logging While Drilling; Medición Durante la Perforación.
M	Metros.
Ma	Millones de años.
mD	Milidarcy.
MD	Medida Total de Perforación.
MIN	Minutos.
MM	Milímetros.
MWD	Measurement While Drilling; Medición de Perforación.
NPT	Non-Productive Time; Tiempo no Productivo o Tiempo no Planeado.
OD	Diámetro Exterior.
P	Presión.
PB	Presión de Burbuja.
PDC	Brocas Policristalinas de Diamante.
Ph	Presión hidrostática.
PPG	Pounds Per Gallon; Libras Por Galón.
PPM	Partes Por Millón.

PSI	Libra por Pulgada Cuadrada (Unidad de Presión).
PY	Presión de Yacimiento
Q	Caudal.
QO	Caudal de Petróleo (BOPD).
QW	Caudal de Agua (BWPD).
ROP	Rate of Penetration; Rata de Perforación.
RPM	Revoluciones Por Minuto.
RSS	Rotary Steerable System; Sistema Rotatorio Direccional.
SCFM	Pies Cúbicos por Minuto Estándar.
SEG	Segundos.
ST	Side Track.
TD	Profundidad Total.
TDMD	Total Depth – Measured Depth.
TIO	Tasa Interna de Oportunidad.
TOC	Total Organic Carbon; Carbono Orgánico Total.
TON	Toneladas.
TSP	Brocas Policristalinas.
TY	Temperatura de Yacimiento.
USD	United States Dollar.
V	Volumen.
WOB	Weight of Bit; Peso Sobre la Broca.

GLOSARIO

ACELERADOR: es la herramienta que aumenta las revoluciones por minuto (RPM) del martillo.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: es un punto de ambiente deposicional en el cual se acumulan sedimentos bajo ciertas condiciones ambientales, ya sea por acción del viento, agua o hielo; la localización y el clima tal como un desierto, pantano o río¹.

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario, es decir, divergen a partir de un plano denominado axial. Cuyas capas más antiguas están situadas en el centro.

AMORTIGUADOR: es aquella herramienta que amortigua la fuerza con la que el martillo recibe la fuerza y así disminuir su posible daño.

ARCILLA: sedimento con un tamaño inferior a 4 micras, constituida por un agregado de silicatos hidroalumínicos que pueden ir acompañados de otros minerales. Manifiesta propiedades plásticas cuando el contenido de agua oscila entre determinados límites. Sus minerales son filosilicatos hidratados principalmente de aluminio y magnesio, con tamaño de partícula muy fino, aspecto terroso, plásticos. Incluyen los grupos de caolinita, illita, esmectita y vermiculita. Algunos de estos sedimentos muestran colores claros y son utilizados en la industria de la cerámica.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de textura clástica compuesta principalmente por minerales feldespáticos, el tamaño de grano es menor a 1/6 mm de diámetro.

ARENA: sedimento compuesto por granos minerales de tamaño entre 0,062 y 2 mm, que se origina por la meteorización de las rocas y que ha sido seleccionado por los agentes de transporte. Puede tener cualquier composición mineralógica.²

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada cuyo tamaño de grano varía entre 0,02 a 2 mm, con textura clástica y de grano normalmente fino, formados por fragmentos de roca o minerales, básicamente cuarzo, calcita, micas o feldespatos que pueden estar acompañados de otros, como la magnetita. Es considerada la principal unidad reservorio³.

¹ Schlumberger Oilfield Glossary [En línea]. 2016. [Citado 26 de septiembre del 2016]. Disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/d/depositional_environment.aspx>

² RACEFN. Glosario de Geología [en línea]. 2010. [citado 26 septiembre 2016]. Disponible en: <http://www.ugr.es/~agcasco/personal/rac_geologia/rac.htm#A>

³ DXMaps. Areniscas [En línea]. 2016. [Citado 26 de septiembre del 2016]. Disponible en: <<http://www.dxmaps.com/geo/areniscas.html>>

BARRIL: es una medida de capacidad estándar para el aceite y demás productos.

BARRILES POR DÍA: al referirse a la producción de un pozo, es el número de barriles de fluido que produce un pozo en un periodo de 24 horas.

BASAMENTO: conjunto de rocas depositadas en el Paleozoico que se sitúa bajo una cobertura sedimentaria y que sirve como base de una columna geológica. El espesor varía dependiendo de la zona geográfica de la cuenca. Está compuesto por rocas ígneas plutónicas ácidas pertenecientes al Escudo de Guayana.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: es un sistema de levantamiento artificial aplicado para desplazar los volúmenes de crudo con una alta eficiencia y economía, en yacimientos potencialmente rentables (o en su defecto con grandes prospectivas) y en pozos profundos, con el objeto de manejar altas tasas de flujo. Se basa en la utilización de bombas centrífugas (de múltiples etapas) de subsuelo ubicadas en el fondo del pozo, éstas son accionadas por motores eléctricos.

BROCAS: es la herramienta de corte la cual se localiza en el extremo inferior de la sarta de perforación que se utiliza para triturar la formación durante el proceso de perforación.

BUZAMIENTO: es el ángulo que existe entre la formación y el plano horizontal, midiéndose perpendicularmente con respecto a la vertical, su medición se da en grados.

CAMPO: geológicamente se conoce como una o varias acumulaciones en el subsuelo, en este caso, de petróleo en el subsuelo; donde está en un yacimiento, el cual va cambiando su forma geométrica generando así un entrapamiento que se encuentra sellado por una roca permeable.

CASING: tubería de acero que se coloca en un pozo de petróleo o de gas a medida que avanza la perforación para evitar que las paredes del pozo se derrumben durante la operación.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la secuencia geológica en determinada zona.

CONCORDANTE: superficie de estratificación que separa los estratos más antiguos de los más nuevos, a lo largo de la cual no existen evidencias de erosión o ausencia de depositación.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria de tipo detrítico formada mayormente por clastos aproximadamente con un tamaño mayor a 2 mm, dichos clastos pueden corresponder a cualquier tipo de roca.

CONTACTO: como su nombre lo indica, es aquella superficie que separa los fluidos de densidades diferentes presentes en un yacimiento. Se asume la existencia de contactos horizontales, si bien en ciertos yacimientos existen contactos inclinados.

CRESTA: punto más elevado que presenta un pliegue en un perfil transversal del mismo. También es conocida como una alineación montañosa submarina.⁴

CRETÁCEO: periodo con duración aproximadamente de 72 millones de años. En los sedimentos del Cretácico Inferior, perdura el modelo de sedimentación Jurásico con desarrollo local. Al inicio del Cretácico superior se desarrolla una amplia transgresión marina que produjo la mayor extensión de la misma con respecto a las tierras emergidas existentes en la superficie terrestre.

CUARZO: pertenece al grupo de minerales óxidos, está compuesto por una mezcla de silicio y oxígeno el cual torna un color que va de blanco a transparente o rosa. Se fractura de forma irregular y se encuentra masivamente en las rocas sedimentarias como lo son las areniscas. Tiene estructura romboédrica.

CUENCA: se trata de una depresión a una profundidad en la que se acumulan sedimentos y generalmente estas están delimitadas por fallas para ayudar al entrapamiento de hidrocarburos, si existen y si en las cuencas se encuentren las condiciones para que se dé un sistema petrolífero.

DEPÓSITOS: es la depositación de sedimentos que han sido acumulados después de haber tenido una migración a causa de viento, agua o cualquier fluido.

DIESEL: fracción destilada del petróleo, que se purifica especialmente para eliminar el Azufre, se usa sobre todo en motores tipo diésel.

DISCORDANCIA: interrupción temporal en una secuencia estratigráfica debido a un cambio en el régimen, el cual dio lugar al depósito durante un intervalo considerado de tiempo.

EOCENO: periodo geológico comprendido entre el Paleoceno y el Mioceno de la era Cenozoica. Es el periodo de mayor duración de esta era, la cual fue de 30 millones de años. Se caracteriza porque en los depósitos sedimentarios se formaron microorganismos que dieron origen a los mayores yacimientos petrolíferos.

ESTRATIGRAFÍA: es la descripción de todos los cuerpos rocosos que forman la corteza terrestre y de su organización de unidades, las cuales están basadas en sus características o cualidades a fin de establecer su distribución y relación en el espacio y su sucesión en el tiempo para interpretar la historia geológica.

⁴ Ibid., p. 18.

ESTRATO: es cada una de las capas de la tierra en las que se disponen las rocas sedimentarias, las cuales se forman por acumulación, compactación y cementación de sedimentos.

FACIES: es el conjunto de caracteres petrográficos y paleontológicos que definen un depósito o una roca.

FALLA: discontinuidad que se forma por fractura en las rocas a lo largo de la cual hay un movimiento de uno de los lados respecto a otro (Techo-Base).

FALLA ANTITÉTICA: es aquella falla que muestra una dirección de desplazamiento opuesto al de la falla mayor con la que se relaciona genéticamente.

FALLA DE ALTO ÁNGULO: es aquella falla que posee un ángulo mayor a 45° respecto al movimiento entre el bloque de piso y de techo de la misma.

FALLA INVERSA: son fallas de desplazamiento vertical en las cuales el bloque de techo se mueve hacia arriba con respecto al bloque de piso.

FLUIDO DE PERFORACIÓN: o lodo, es un fluido que circula en los pozos de petróleo y gas para limpiar y acondicionar el hoyo, para lubricar la broca de perforación y para equilibrar la presión de formación.

FORMACIÓN: desde el punto de vista geológico, corresponde a la unidad estratigráfica que comprende un número de estratos de roca.

GRADIENTE DE FRACTURA: “gradiente de presión, expresado generalmente en psi/pie [kPa/m], al cual un intervalo específico de formación se rompe y admite fluido. La determinación del gradiente de fractura es un requisito clave para diseñar y analizar el tratamiento de fracturamiento hidráulico.”⁵

GRADOS API: sus siglas en inglés definen “American Petroleum Institute”, es aquella medida de densidad que describe el peso de un crudo.

HIDROCARBURO: compuesto orgánico que contiene átomos de hidrógeno y carbono.

INFRAYACE: formación que yace debajo de otra, por lo tanto, es considerada como más antigua.

JUNTA: es conocida como la unión o conexión entre dos tuberías.

⁵ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [en línea] [Bogotá, Colombia, Mayo 24 de 2016], Disponible en: < http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/frac_gradient.aspx >

KERÓGENO: fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias. Es insoluble en disolventes orgánicos que bajo condiciones de presión y temperatura, empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

LÍMITE TÉCNICO: es aquel objetivo que busca el mejor desempeño y eficiencia de perforación implementando las mejores tecnologías.

LIMOLITA: roca sedimentaria detrítica caracterizada por componentes varios (coloides, arcillas, limos), en tamaños de grano entre 0,01 y 0,001 mm de diámetro.⁶

LITOLOGÍA: hace parte de la geología, se enfoca en el estudio de las rocas, especialmente en las características físicas y químicas, textura, composición, mineralogía y el tamaño de grano o partícula.

LODOLITA: roca sedimentaria cuyos componentes originales eran arcillas. El tamaño de grano es de hasta 0,0625 mm.

LUTITA: roca sedimentaria de textura detrítica, cuyo tamaño de grano varía entre 1,256 mm y 1,16 mm de diámetro. Su composición principal es de minerales arcillosos, que se forman en el ambiente sedimentario.

MANIFOLD: es una combinación de tuberías, válvulas, bridas, manómetros, codos y demás herramientas, que sirven para operar diferentes tipos de flujo provenientes de distintos pozos.

MARCO GEOLÓGICO: abarca los principales parámetros de la zona donde se va a realizar un estudio geológico, como la localización geográfica y geológica, topografía, geomorfología, cartografía, litoestratigrafía y tectónica.

MESOZOICO: periodo del tiempo geológico comprendido entre fines del Pérmico y Paleoceno. Se caracteriza por el desarrollo de los reptiles que se adaptaron fácilmente a los tipos de vida.

MIOCENO: periodo geológico comprendido entre el Oligoceno infrayacente y el Plioceno suprayacente. Tuvo una duración de 12 millones de años, en este periodo surgieron las grandes cordilleras (Los Alpes, Los Andes, El Himalaya, Los Alpinos y Los Pirineos).

OLIGOCENO: es una división de la escala temporal geológica que se inició hace 251 millones de años y finalizó hace 65 millones de años.

⁶ SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO [En línea]. 2016. [Citado 26 de Septiembre del 2016] Disponible en: <<http://www2.sgc.gov.co/Servicios-de-informacion-al-ciudadano/Glosario/L.aspx>>

OVERPULL: margen de sobrepeso que consiste en generar un esfuerzo extra sobre la tubería cuando la sarta de perforación se pega manteniéndose siempre dentro del límite de tensión de la misma.

PALEOCENO: es la primera época geológica del periodo Paleógeno, a su vez el primer periodo de la era Cenozoica. Inició hace 65,5 millones de años y terminó hace 55,8 millones de años.

PARADA: es una junta de 3 tubos enroscados que se baja por el hueco para la producción de hidrocarburos.

PEGA: o atascamiento de tubería, es una condición por la cual la sarta de perforación no tiene movimiento a lo largo del eje del pozo. Es un fenómeno el cual se produce generalmente cuando se ejercen fuerzas de alto contacto causadas por bajas presiones del yacimiento o incluso por las altas presiones del pozo.

PERFORACIÓN A CHORRO: en la industria petrolera, es singular referirse a esta palabra como la acción por la cual se hacen disparos de chorros de fluido de perforación a través de los orificios de la broca denominados “jets”

PERMEABILIDAD: es aquella capacidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través del mismo. Tiene como unidad de medida el darcy; 1 milidarcy (mD) es una milésima parte de un darcy.

PÍLDORA: volumen relativamente pequeño de fluido de perforación viscoso que se hace circular para hacer circular o remover los residuos (sólidos) del sistema de circulación.

PLEGAMIENTO: deformación rocosa generalmente sedimentaria en la que los elementos con forma horizontal se encuentran curvos formando ondulaciones alargadas en capas y paralelas entre sí.

POROSIDAD: se define como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca el cual se estima en porcentaje.

POZO: es un agujero o hueco que une la superficie con la formación de interés o yacimiento.

PRESIÓN: fuerza distribuida sobre una superficie, usualmente medida en libras fuerza por pulgada cuadrada, o lbf/”² (Librafuerza sobre pulgada cuadrada), o psi, en unidades de campo de petróleo de Estados Unidos.

QUIEBRE: hace referencia a la sacada de tubería por juntas.

RESISTIVIDAD: es la resistencia de un material al flujo de electricidad.

SARTA: o ensamblaje de fondo, es aquel conjunto de la columna de perforación, el arreglo de fondo de pozo y cualquier otra herramienta utilizada para que la broca gire en el fondo del pozo.

SINCLINAL: pliegue con disposición cóncava de estratos encontrando los más jóvenes hacia la parte del centro del pliegue y los más antiguos en la parte exterior.

SINCRONISMO: “es el momento en el tiempo geológico, en el cual todos los elementos y procesos del sistema petrolífero, ocurren en el orden debido para que se dé una acumulación de hidrocarburos.”⁷

SISTEMA PETROLÍFERO: “es el conjunto de elementos geológicos y procesos físicos que interactúan en la naturaleza de forma sincronizada para la formación de hidrocarburos”⁸

STAND PIPE: es la línea de conducción de fluidos de perforación diseñada para operar altas presiones.

TIEMPO INVISIBLE PERDIDO: es el tiempo no productivo visto desde un aspecto técnico cuyas soluciones dependen de planteamientos aplicables en Campo.

TIEMPO PROGRAMADO: es el tiempo que durará la actividad o actividades de perforación conocido por los ingenieros.

TIEMPO NO PROGRAMADO: es aquel tiempo que, a pesar de haber sido programado, por cualquier problema que se presente puede incrementar.

TIEMPO NO PRODUCTIVO: se le conoce a aquel tiempo de perforación en el que se empieza a generar algún problema, bien sea por tubería o formación, principalmente, es ahí cuando inicia el tiempo no productivo hasta que se le da la solución adecuada a dicho problema.

TIEMPO TOTAL: el tiempo total, hace referencia al tiempo que dura una operación de perforación en su ejecución y como su nombre lo indica, es un total entre la sumatoria de los tiempos productivos y los tiempos no productivos acumulados durante la operación.

TOP DRIVE: es el conjunto de herramientas que permite la rotación de la tubería de perforación alimentado con potencia hidráulica o eléctrica.

⁷ ANH-UIS, Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, 2009., p. 3.

⁸ COMUNIDAD PETROLERA, Sistema Petrolero. [En línea] Citado el 03 de Octubre del 2016. Disponible en: <<http://www.industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/sistema-petrolera.html>>

TORTUOSIDAD: “en la mecánica de fluidos de los medios porosos, la tortuosidad es la relación del largo de la corriente natural de un fluido entre dos puntos y la distancia en línea recta entre esos puntos. Es decir, la tortuosidad se relaciona con la relación entre el coeficiente de difusión de un fluido cuando no está confinado por un medio poroso y su coeficiente de difusión efectivo cuando está confinado en un medio poroso. La tortuosidad se relaciona además con el factor de formación, que es la relación entre la resistividad eléctrica de un fluido conductivo en un medio poroso y la resistividad eléctrica del fluido propiamente dicho.”⁹

TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS: son estructuras geológicas que permiten la acumulación de hidrocarburos.

TRAMPAS ESTRUCTURALES: son aquellas trampas constituidas por la deformación de estratos causadas por fallas y plegamientos.

TRANSCURRENCIA: es un tipo de falla vertical y el movimiento de sus bloques es horizontal. Estas fallas son típicas en límites transformantes de placas tectónicas.

VIAJE DE PERFORACIÓN: una vez se saca y recupera la tubería por algún problema presentado y reemplazándola para su posterior ingreso al pozo de nuevo, se considera como un viaje de perforación, existiendo viajes cortos.

WASHOUT DE TUBERÍA: fuga o escape del fluido a través de la tubería de perforación.

WEAR BUSHING: pieza metálica que se instala en la mesa rotaria para proporcionar un soporte lateral a la columna hidrostática a nivel del piso de perforación.

YACIMIENTO: es una formación que se encuentra en el subsuelo, que, con porosidad y permeabilidad permite almacenar los fluidos que se encuentren allí (agua, gas, petróleo).

ZAPATO: posición que establece como referencia para cementar la tubería de revestimiento.

⁹ SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [en línea] [Bogotá, Colombia, Mayo 24 de 2016], Op. Cit., p., 23.

RESUMEN

Este proyecto da inicio con la descripción geológica del Campo Castilla, su localización, vías de acceso y características geológicas del petróleo presente en el mismo. Constituido, además, por el marco geológico y estructural, finalizando con la historia de producción del campo a partir del año 2000.

Con un planteamiento de los diferentes parámetros que hacen parte de una operación de perforación y de los diferentes tipos de pozos que se pueden tener en un campo y haciendo énfasis en los detalles que caracterizan a los pozos que se evalúan en el presente proyecto teniendo en cuenta los tiempos no productivos acumulados para el año 2015, se hace una selección de pozos representativos que gracias a sus características, se haga una evaluación detallada de sus tiempos no productivos, sus causas, soluciones y disminución a futuro.

La selección de los pozos de estudio, se lleva a cabo mediante el análisis de las condiciones con las que cuentan los pozos actualmente y también con los reportes que se suministran por parte de Ecopetrol S.A. mediante el uso del software OpenWells® el cual cuenta con una base de datos actualizada de las operaciones de todo el Campo Castilla.

Teniendo en cuenta la experiencia del Director del Proyecto y el apoyo técnico brindado por Ecopetrol S.A. y sus diferentes ingenieros especialistas, se plantean diferentes soluciones con las cuales se pretende reducir en alguna medida los tiempos no productivos (NPT, por sus siglas en inglés) registrados en los reportes de las operaciones. Estas soluciones son sustentadas con base en la simulación en diferentes programas especializados, y el llevar los pozos a papel para plantear nuevas condiciones operacionales buscando la disminución de los NPT en los pozos seleccionados haciéndoles una comparación antes y después del proyecto, esperando una notoria disminución de los mismos después de la simulación.

Finalmente, se realiza una evaluación financiera utilizando la metodología del valor presente neto (VPN) mediante la cual se proyecta una campaña de perforación a un año incluyendo la perforación de los cinco nuevos pozos aplicando las soluciones resultantes de la simulación.

Palabras Clave.

- Tiempos No Productivos.
- Viajes.
- Perforación.
- Campo Castilla.
- Cuenca Llanos Orientales.

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos dos años (2014 – 2015), Ecopetrol ha reportado considerables aumentos en los Tiempos No Productivos (NPT) durante los viajes en sus operaciones de perforación. los cuales han generado un aumento en el lapso de ejecución y en la finalización de las actividades previstas para la perforación y completamiento de los pozos en el Campo Castilla, por esta razón se han generado mayores costos de perforación reflejados directamente en el presupuesto de costos de inversión CAPEX (por sus siglas en inglés Capital Expenditure).

El NPT, “Es el periodo de tiempo atribuido a sucesos o actividades no programadas que retrasen el avance de la perforación del pozo según lo planificado en el programa respectivo. Se inicia desde que se detecta el problema hasta que se encuentra la solución y se contabiliza hasta que se tiene la condición operacional para continuar.”¹⁰

Para identificar los problemas que generan el aumento de los tiempos de perforación originados en los NPT, se realiza una selección de 5 pozos representativos utilizando el software OpenWells®, el cual gracias a su amplia base de datos, permite realizar una recopilación de la información que según criterios como la profundidad del pozo, broca empleada, tipo de lodo de perforación utilizado, entre otros, facilita un estudio más detallado del incremento del NPT.

Como objetivo general se tiene, disminuir los NPT para los pozos (ya perforados) que se han seleccionado (Castilla 232, Castilla 234, Castilla 348, Castilla 359 y Castilla 469) ya que estos, cuentan con ciertas condiciones operacionales (criterios de selección) que los hacen idóneos para la simulación de nuevas características que permitan la disminución de los NPT actuales.

Con la simulación de las nuevas condiciones operacionales planteadas, se espera tener una reducción en los costos de inversión de las actividades de perforación para los pozos representativos que son caso de estudio para este proyecto.

Por último se realiza un análisis financiero del proyecto teniendo en cuenta el escenario de la campaña de perforación actual, y el nuevo escenario resultante de las soluciones planteadas.

¹⁰ MORÁN OBANDO, Estefani Elizabeth. Análisis Técnico De Las Lecciones Aprendidas y Factores Que Provocan Los Tiempos No Productivos De Las Operaciones De Perforación en el Campo Oso de la Amazonía Ecuatoriana A Partir Del Año 2013 A La Presente Fecha, Quito, 2014, p 9.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y financieramente las operaciones de perforación para la disminución de los tiempos no productivos durante los viajes en los pozos seleccionados del Campo Castilla.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Castilla.
2. Delimitar el número de pozos de acuerdo con los parámetros establecidos.
3. Describir las causas técnicas que generan aumento en los tiempos no productivos actuales para cada uno de los pozos seleccionados.
4. Plantear las soluciones técnicas para la disminución de los tiempos no productivos presentados en cada pozo seleccionado.
5. Analizar las soluciones planteadas mediante el uso de software especializado.
6. Comparar los resultados del análisis con los tiempos no productivos actuales que presenta cada pozo seleccionado.
7. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto utilizando la metodología del valor presente neto.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En el presente capítulo se lleva a cabo una breve descripción de aspectos del Campo Castilla asociados a su historia, ubicación geográfica, marco geológico, estructura geológica, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

Para el año de 1969, la compañía petrolera estadounidense Chevron Corporation inició la perforación del Pozo Castilla 1 bajo el Contrato de Concesión Cubarral N° 1820 comprendiendo un área de 97.450 hectáreas, con el cual se logró una profundidad de 7.347 Pies con presencia de hidrocarburos y en el cual la extracción no se inició inmediatamente debido a las características de petróleo hallado y a la falta de infraestructura y transporte. Hasta el año de 1977 se inició la extracción de crudo pesado de las Formaciones Guadalupe, Mirador y Une de gravedad API (10 - 13,7 grados). Sin embargo, se decidió que la Formación Mirador no se completaría ni se explotaría comercialmente hasta que las reservas de las Formaciones Une y Gachetá se agotaran.

Para el año 1975, se firma el primer contrato de asociación en Colombia con la perforación del Pozo Castilla Norte entre las partes Chevron Corporation y Ecopetrol S.A., dicho contrato tuvo una duración de veinticinco años. “El área final retenida que fue definida en febrero de 1984, fue de 19.292 hectáreas, incluyendo el área del campo comercial más cinco kilómetros a la redonda. Durante este periodo, la asociada desarrolló el campo alcanzando importantes volúmenes de producción.”¹¹

Para los años 1988 y 1989, Ecopetrol perforó tres pozos los cuales en los mismos años, definieron el campo en dos partes; Campo Castilla Norte y Castilla Este. Para la explotación de los pozos fueron operados por Chevron. El contrato venció el día 30 de Enero del año 2000, durante seis meses Chevron continuó con las operaciones del campo hasta el 31 de julio del 2000 donde pasó a ser operado en su totalidad por Ecopetrol S.A. La mayoría de los pozos se encuentran terminados en las arenas de la Formación Guadalupe.

Para el año 2011 se habían invertido millones de dólares para mejorar el tratamiento de crudos pesados y así mejorar su producción. A Septiembre de 2016, el Campo Castilla continúa bajo la operación de Ecopetrol S.A., y se encuentra activo, produciendo y cuenta con tres estaciones de recolección: Estación Castilla Uno, Estación Castilla Dos y Estación Acacias.

¹¹ HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA EL SEGUIMIENTO DEL CONTROL DE PRODUCCIÓN DE CAMPO CASTILLA. Sayda Lenny Blanco Arenas, 2008.

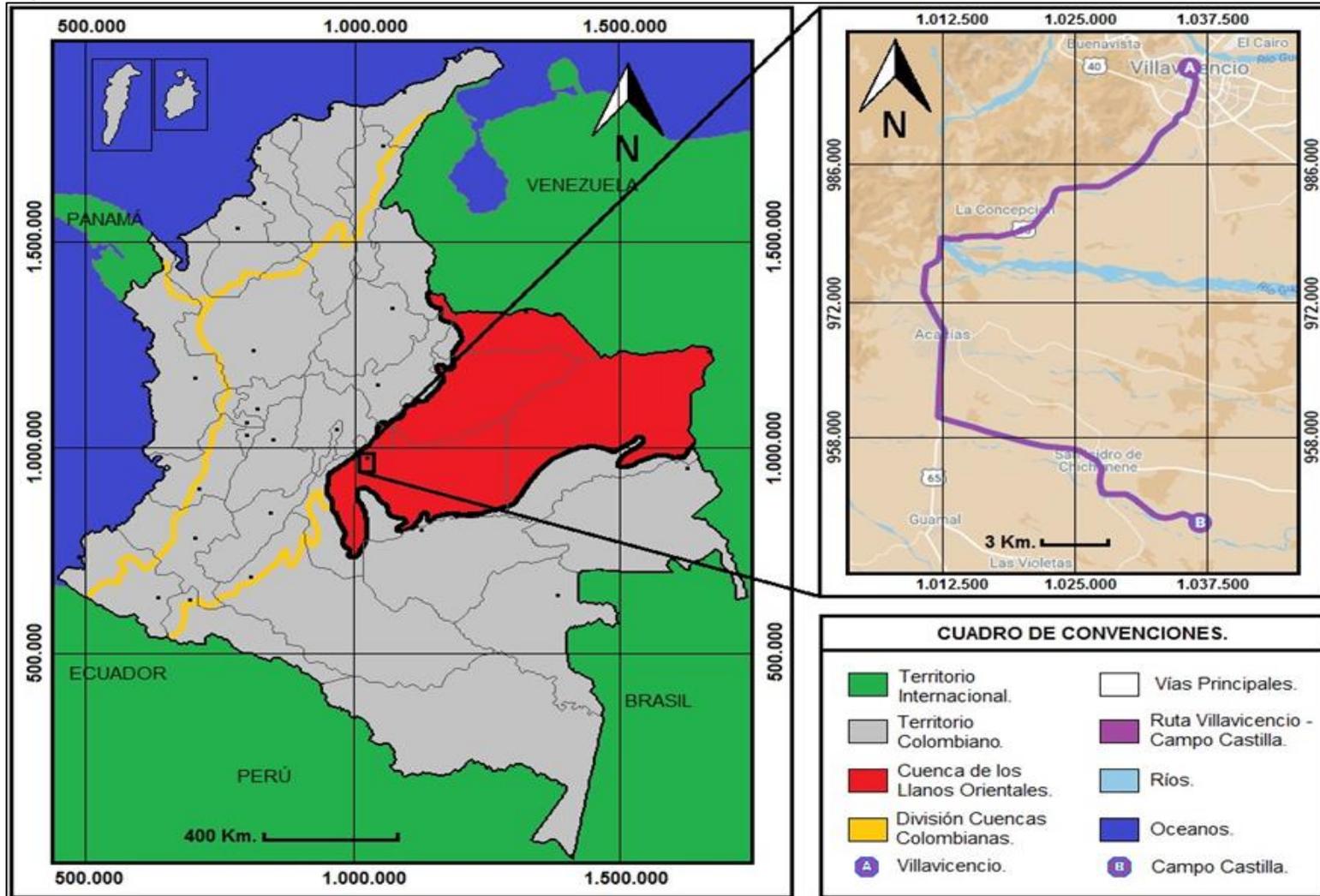
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se localiza en la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia en el Departamento del Meta, Municipio de Castilla La Nueva. Ubicado a 30 Km del Municipio de Villavicencio, como se muestra en la **Figura 1**.

Desde la Ciudad de Bogotá, es necesario tomar la Avenida Boyacá sentido nortesur hasta salir de Bogotá tomando la Carretera 40 (Vía Bogotá-Villavicencio) hasta el Puente El Maizaro en Villavicencio, desde allí, se toma la Carrera 33 o Avenida Fundadores avanzando cerca de 1,7 Km. Posteriormente, se toma la Carretera 65 hasta la Vía Chichimene en Acacías, Meta, avanzando 32,9 Km. Por último se continúa por la vía a Chichimene hasta llegar al Campo Castilla recorriendo 18,4 Km. En total es necesario recorrer una distancia de 52 Km y en promedio el tiempo de llegada a partir del punto de referencia mencionado para la ruta es de 3 horas y 20 minutos aproximadamente y sin realizar paradas durante el trayecto.

Otra forma de acceder al Campo Castilla, es por vía aérea desde la Ciudad de Bogotá D.C. en el Aeropuerto ElDorado hasta el Aeropuerto Vanguardia en el Municipio de Villavicencio. Desde allí se sigue la ruta anteriormente descrita para el acceso por vía terrestre.

Figura 1. Localización del Campo Castilla.



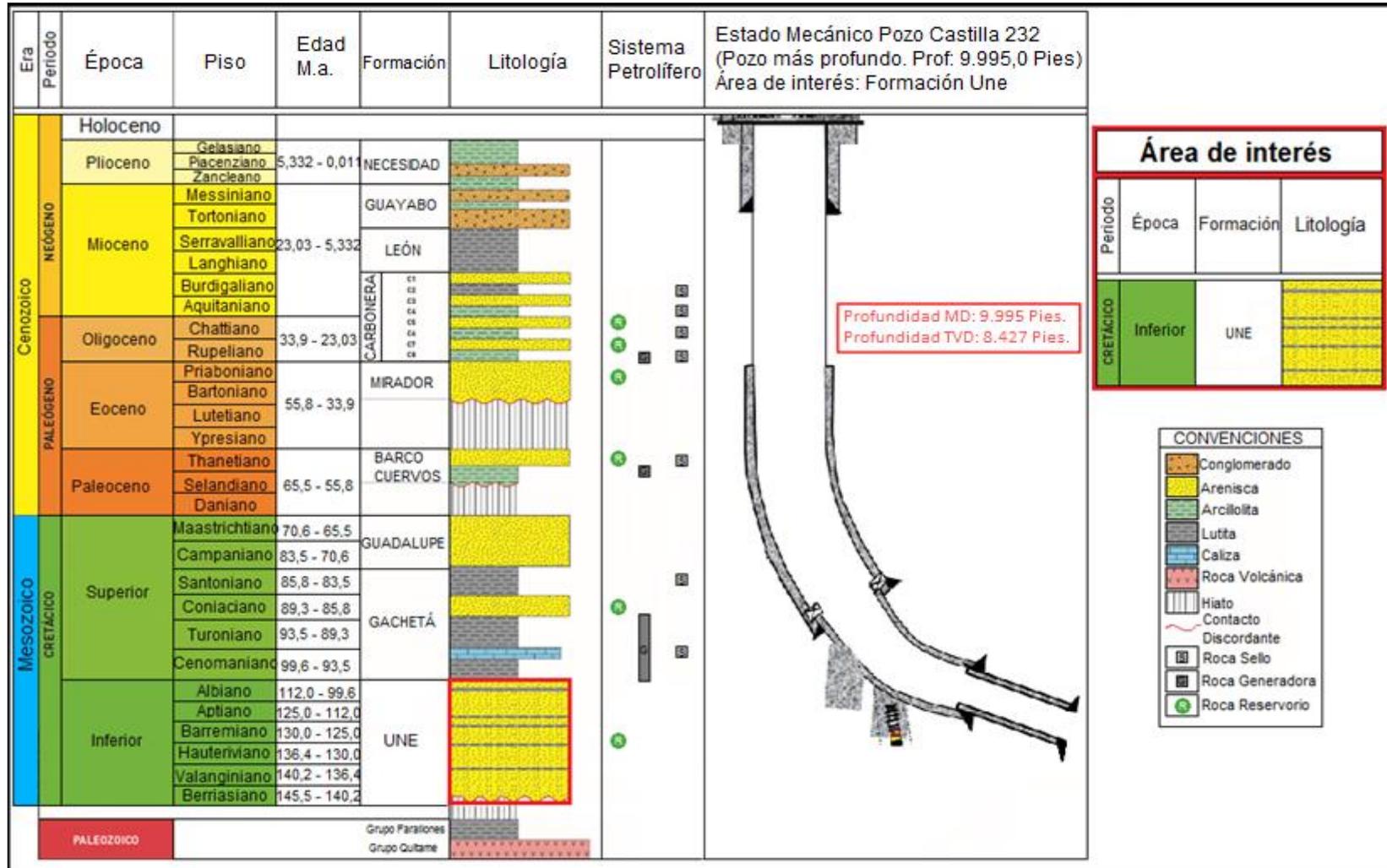
Fuente: INSTITUTO COLOMBIANO DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA. Register Of Archaeological Sites, Llanos Orientales, [en línea, Marzo 25 de 2016], Disponible en: < <http://www.icanh.gov.co/index.php?idcategoria=4404>>; Modificado por los autores.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describen: la Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales, estratigrafía, formaciones y unidades geológicas que la conforman, geología estructural y del petróleo asociadas al Campo Castilla.

1.3.1 Columna Estratigráfica. A continuación, la **Figura 2** muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales. Se muestra el estado mecánico de uno de los pozos más profundos del Campo Castilla con el fin de que se visualice la Formación más antigua perforada y como fueron atravesadas las unidades geológicas involucradas en el Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Cuenas Sedimentarias de Colombia. Cuenca de los Llanos Orientales (2007). Modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía. En esta sección, se describen las formaciones que están presentes en el Campo Castilla de acuerdo a la columna estratigráfica mostrada anteriormente y se describen de la más antigua a la más reciente en consideración que fueron atravesadas por los pozos desde el Holoceno hasta el Cretácico Inferior.

1.3.2.1 Basamento. “Su edad de depositación es del Paleozoico. Está compuesto por rocas ígneas plutónicas acidas, pertenecientes al Escudo de Guyana. El espesor varía dependiendo la zona geográfica de la cuenca. Infrayace discordantemente los sedimentos pertenecientes al Paleozoico.”¹²

1.3.2.2 Formación Une. Se le asigna una edad del Cretáceo Inferior, Albiano a Cenomaniano. “Litológicamente consiste, principalmente, de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas.”¹³ Su espesor en general, presenta un aumento hacia el Nororiente, llegando hasta los 650 Pies en su sección del Piedemonte Llanero. Sus ambientes de depositación son los canales fluviales en la base y los depósitos marinos se encuentran en la parte superior de la unidad.” Su tope se determina por un aumento de grano fino a grano medio en la arena cuarzosa. Su contacto suprayacente con la Formación Gachetá suprayace es concordante y el contacto infrayacente con el Basamento es discordante.

1.3.2.3 Formación Gachetá. Se le asigna una edad Cretáceo Superior Cenomaniano – Turoniano según BÜRG (1956)¹⁴. 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. El espesor aumenta hacia el Noroccidente, y el valor máximo encontrado en el sector Suroccidental de la cuenca.”¹⁵ El ambiente de depositación es continental – fluvial a causa de la precipitación de sustancias que se acumulan con el tiempo. Su límite de depositación se encuentra más al Oriente que los límites sedimentarios de las Formaciones Guadalupe y Une. “. Su contacto infrayacente con la Formación Une, es concordante.

1.3.2.4 Formación Guadalupe. Su edad data del Cretáceo Superior Campaniano. Representada por grandes areniscas y algunas lutitas intercaladas con pequeñas capas de carbón. Su máximo espesor observado es de 600 Pies. Su ambiente de depositación corresponde a depósitos litorales de origen deltáico. Su contacto infrayacente con la Formación Gachetá es concordante y su contacto suprayacente con la Formación Barco es discordante.

¹² JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amerique Latine, Colombie, Volume V, Fascicule \$A. 1968, p. 302.

¹³ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, p. 48.

¹⁴ BÜRG, Bioestratigrafía de la Sabana de Bogotá y Alrededores, Geología Nacional 1957, p. 34.

¹⁵ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, Op. Cit., p33.

1.3.2.5 Formaciones Barco – Los Cuervos. Se le asigna una edad de Paleógeno de la era Cenozoica. En el Casanare Colombiano, su presencia es claramente notoria por areniscas de gran tamaño. “En el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas. La secuencia sedimentaria de la Formación Los Cuervos corresponde a lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de color parduzco, de grano muy fino a medio. Los espesores de estas formaciones aumentan regular y rápidamente hacia el Occidente, y superan los 1.000 Pies en los primeros corrimientos de la cordillera.”¹⁶ Su ambiente de depositación corresponde a depósitos continentales. Ambos contactos de estas rocas con las secuencias infrayacentes y suprayacentes son discordantes.

1.3.2.6 Formación Mirador. Su edad data del Eoceno tardío y presenta cierto acuñaamiento hacia el Oriente y Suroriente de la cuenca. “Hasta el presente, las areniscas de esta formación constituyen el reservorio más importante de la cuenca, las cuales poseen buenas propiedades petrofísicas. Se trata de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granodecrecientes de base a techo, compuestas por cuarzo, algunas veces feldespato, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia.”¹⁷ Su espesor es de 950 Pies. Presenta un ambiente de depositación de tipo fluvial. Su contacto suprayacente con la Formación Carbonera es concordante. Tiene un contacto infrayacente con la Formación los Cuervos según De Porta.¹⁸

1.3.2.7 Formación Carbonera. Su edad data del Paleógeno entre el Oligoceno hasta el Mioceno Medio. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitas et al, 1985). El Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. “Esta espesa secuencia litológica alcanza cerca de 6.000 Pies, está ampliamente distribuida a través de la cuenca. Su ambiente de depositación varía de marino transicional a continental. El contacto suprayacente con la Formación León es concordante igualmente, su contacto infrayacente con la Formación Mirador.”¹⁹

- **Unidad C8.** Se puede evidenciar claramente y gracias a un periodo de transgresión la presencia de su carácter marino presentando variaciones de espesor que van desde los 50 hasta los 400 Pies desde el límite oriental y hasta el frente de montaña.

¹⁶ Ibid., p. 49.

¹⁷ Ibid.

¹⁸ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional, 1974, p 80.

¹⁹ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, Op. Cit., p34.

- **Unidad C7.** Presenta una composición de areniscas que fueron acumuladas en un ambiente de depositación deltaico, continental y marino de baja profundidad. Presentan color pardo y composición de grano fino y medio. Su espesor cambia entre los 250 y los 280 Pies.
- **Unidad C6.** “El máximo espesor conocido de esta unidad es de 600 Pies. Hacia el Oriente se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 Pies en la zona central de la cuenca.”²⁰
- **Unidad C5.** Se encuentra básicamente compuesta por areniscas y arcillas alternadas poco consolidadas y un tamaño de grano predominante por el medio pero con presencia de grano grueso en algunos sectores.
- **Unidad C4.** Se compone de grandes alternancias entre areniscas, limolitas y lutitas. Su mayor espesor reportado es de 700 Pies.
- **Unidad C3.** Su color gris verdoso hace notar la presencia de limolitas y arcillolitas, las areniscas se caracterizan por un color blanco. Tiene variaciones en su espesor que rondan de los 150 a los 700 Pies.
- **Unidad C2.** “Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 Pies en la parte media de la Cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde Suroccidental, donde alcanza más de 900 Pies. La Unidad C2, correlaciona con la lutita E del sector de Apiay. En sus límites Norte y Nororiente de la cuenca, el porcentaje de arenisca aumenta, relacionado probablemente con ambiente deltaico en este sector.”²¹
- **Unidad C1.** Esta es la última de las unidades que componen la Formación Carbonera y sus secuencias de areniscas, hacia el Occidente presenta un aumento de manera constante en su espesor alcanzando los 2000 Pies.

1.3.2.8 Formación León. Según De Porta²². Data del Mioceno medio. “Está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en gran parte. En el sector Suroccidente de la cuenca, como ya se ha mencionado, este intervalo cronoestratigráfico se vuelve muy arenoso, por lo que es difícil diferenciarlo.”²³. El máximo espesor observado es de 2.500 Pies. Su ambiente de depositación corresponde a lagos, lagunas costeras, bahías o estuarios. Sus contactos

²⁰ Ibid.

²¹ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, Op. Cit., p 34.

²² DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional, 1974, p 322.

²³ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, Op. Cit., p 34.

suprayacente e infrayacente con las Formaciones Guayabo y Carbonera respectivamente, son concordantes.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Su edad es del periodo Neógeno en el Mioceno Superior. Se encuentra representada por notables variaciones de arcillolitas grises y rojizas, finas y gruesas que en ocasiones presenta conglomerados en su composición. El espesor general de esta Formación varía de 1.150 a 3.100 Pies, “su ambiente sedimentario cuenta con variaciones de fluvial marino a continental.”²⁴ Sus contactos suprayacente e infrayacente con las Formaciones Necesidad y León respectivamente, es concordante.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Su edad es del periodo Neógeno en el Plioceno. Según el Servicio Geológico Nacional²⁵ esta Formación principalmente está caracterizada por compuestos por areniscas con grano grueso que se alternan con conglomerados cuarzosos y algunas rocas metamórficas y sedimentarias además de arcillolitas. Su espesor no se encuentra exactamente determinado y se considera desconocido, se estima que este oscila alrededor de los 400 Pies. Presenta depósitos aluviales. Su contacto infrayacente con la Formación Guayabo es concordante.

1.3.3 Geología Estructural. El Campo Castilla se encuentra limitado a lo largo de su margen por una amplia zona de fallas de tipo compresional conocido como el Sistema de Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante una fase extensiva de las edades Jurásico y Cretácico, caracterizado por amplios anticlinales y sinclinales limitados por fallas inversas con tendencia Noreste buzando al Oeste y con fallamiento normal escalonado.

1.3.4 Geología del Petróleo. Para esta sección se lleva a cabo una breve explicación de los principales parámetros involucrados en el Sistema Petrolífero del Campo Castilla, los cuales se encuentran en la **Tabla 1**.

²⁴ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, 2012, Op. Cit., p 34.

²⁵ WHEELER O.C. p. 378.

Tabla 1. Principales elementos asociados al Sistema Petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

ELEMENTO	FORMACIONES GEOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora.	Fm. Gachetá.	TOC 1,0 - 3,0 % (Bueno a muy bueno) Kerógeno Tipo II y III Espesor efectivo 150 - 300 Pies.
Roca Reservorio.	Fm. Carbonera. Fm. Mirador. Fm. Barco Fm. Guadalupe. Fm. Une.	Areniscas. Porosidad promedio del Campo Castilla: 19%. Permeabilidad del Campo Castilla: 1,18 mD. Espesor Petrolífero Original entre 25 y 45 Pies.
Roca Sello.	Fm. León*. Fm. Carbonera (intervalos pares). Intervalos lutíticos Fm. Guadalupe y Fm. Gachetá.	*Sello Regional Las demás unidades como sellos locales e intraformaciones.

Fuente: ANH. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena, 2010, p. 31. Modificado por los autores

1.3.4.1 Roca Generadora. Las Lutitas negras y calcáreas del Cenomaniano – Santoniano de la Formación Gachetá, constituyen la principal Roca Fuente de la Cuenca de los Llanos Orientales, con kerógeno tipo II y III con aceite y capacidad de generar gas. Un TOC entre 1,0 – 3,0% y un espesor efectivo de 150 y 300 Pies.

1.3.4.2 Roca Reservorio. Los principales reservorios de la Cuenca, son las areniscas de la época del Eoceno de las formaciones Carbonera, Mirador, Barco, Guadalupe y Une. El Campo Castilla presenta una porosidad promedio del 19%, una permeabilidad promedio de 1,18 mD y un espesor petrolífero original entre 25 y 45 Pies.

1.3.4.3 Migración. La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con un tipo de migración primaria y secundaria, ya que una vez generado el hidrocarburo en la Roca Generadora, migró hacia las rocas porosas en las cuales se presentó la acumulación del hidrocarburo. La migración secundaria ocurrió dentro del mismo

yacimiento donde según la orientación de las capas geológicas el petróleo migró²⁶. Se cree que el proceso de migración primaria ocurrió en el Mioceno Tardío, y se asume que gran parte de los hidrocarburos generados migraron desde las rocas Cretáceas hasta encontrar un sello que previno la migración vertical y horizontal.

1.3.4.4 Roca Sello. “El sello regional, es la Formación León, mientras que las unidades pares de la Formación Carbonera, son reconocidas como sellos locales. Por otro lado se presentan sellos intraformales, que son Lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe.”²⁷

1.3.4.5 Trampa. El entrapamiento de hidrocarburos es de tipo estructural y se encuentra ubicado hacia la parte Oeste del Piedemonte Llanero; es de tipo mixto estratigráfico primario. Donde las actividades de exploración en el Campo Castilla se presentan en fallas normales antitéticas y en un anticlinal limitado al Este por una falla inversa debido al proceso de compresión.²⁸ De igual manera, se ha encontrado evidencia de procesos de movilización entre fallas tectónicas. Las trampas están constituidas por unidades estratigráficas del Cretáceo apoyado por el cabalgamiento que se presenta en la zona.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En el año de 1969, cuando se lleva a cabo la perforación del Pozo Castilla-1, se puede notar la presencia de hidrocarburo, pero por limitantes tecnológicas de la época no es posible su producción hasta 1972 cuando se da inicio a la extracción de crudo pesado, en el mismo año ésta producción de crudo es limitada a 20 barriles de crudo al día.

Tiempo después, para 1975, se da inicio a una mayor extracción de petróleo en diferentes pozos. Durante el Contrato de Asociación firmado entre Chevron Corporation y Ecopetrol S.A., el cual tiene una duración de 25 años y deja como resultado un total de producción de 94 millones de barriles de petróleo.

Desde el año 2000, cuando Ecopetrol inicia su operación en el Campo Castilla, presentando una producción de petróleo aproximada de 13.000 BOPD y desde entonces se ha presentado un aumento en la producción de crudo a lo largo del tiempo.

²⁶ MOJICA, Jairo. Op. Cit. 2009.

²⁷ ANH, Op. Cit. 2007.

²⁸ Ibid. 2007.

Para el año 2005, se reportó una producción promedio de 45.143 BOPD, lo que indica que la producción del Campo Castilla en los últimos 10 años, ha incrementado en un 37%.²⁹

Durante el mes de noviembre del año 2015, el Campo Castilla alcanzó su máxima producción promedio pasando de producir 21.200 a 125.000 BOPD aproximadamente.

Adicionalmente, se posiciona a nivel nacional como el mayor campo productor de Ecopetrol S.A., con un aporte del 12% a la producción del país y el 21% de la producción directa de Ecopetrol S.A.

1.4.1 Método de Producción. El Campo Castilla cuenta con un yacimiento de aceite negro subsaturado, cuyo mecanismo de producción es empuje de agua fuerte, teniendo en cuenta que se encuentra soportado por un acuífero regional de gran tamaño.³⁰

Debido a que el Campo Castilla lleva 41 años de producción, el yacimiento se encuentra depletado y fue necesaria la instalación de sistemas de levantamiento artificial. Actualmente el Campo cuenta con sistemas de bombeo mecánico y sistemas de bombeo electrosumergible los cuales aportan energía adicional para llevar el crudo pesado desde el yacimiento hasta superficie.³¹

1.4.2 Número de Pozos. Actualmente, el Campo Castilla cuenta con un total de 492 pozos dentro de los cuales se encuentran 2 pozos abandonados, 2 pozos inyectores y 488 pozos productores de crudo pesado.

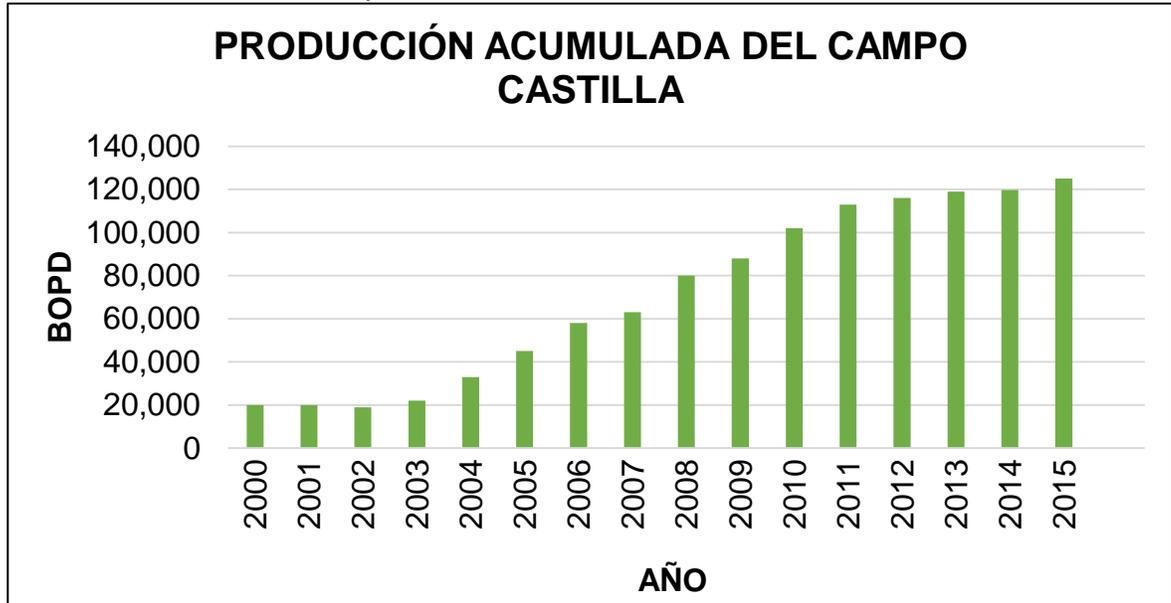
1.4.3 Gráfica de producción acumulada. A continuación en la **Gráfica 1**, se puede observar la gráfica histórica de producción del Campo Castilla desde el año 2000 (año en el cual Ecopetrol S.A. inicia operaciones en el campo) hasta diciembre de 2015, fecha del último reporte anual de producción publicado por Ecopetrol S.A.

²⁹ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe Estadístico Petrolero. Hoja Prod x campo bpd [en línea] citado el 03 de Octubre de 2016. Disponible en: <<http://www.acp.com.co/index.php/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero-iep>>

³⁰ ECOPETROL S.A. Carta Petrolera Noviembre 2003 – Enero 2004. Op. Cit.

³¹ INDUPETROL. Campo Castilla [en línea] citado el 03 de Octubre de 2016. Disponible en: <<http://181.49.158.75/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA.pdf>>

Gráfica 1. Producción Campo Castilla 2000 - 2013.



Fuente: ECOPETROL S.A. Producción Acumulada Campo Castilla, 2009. Modificado por los autores.

El historial de producción del Campo Castilla data del año 1945, sin embargo, Ecopetrol S.A. sólo dispone del registro acumulado a partir del año 2000. Para éste y los siguientes años en los que Ecopetrol S.A. inicia actividades sobre el Campo Castilla, la producción promedio durante los años 2000 y 2003 fue constante presentando 20.000 BOPD. Para el año 2004, se presentaron aumentos de producción promedio anuales iniciando en 30.000 BOPD hasta llegar a 80.000 BOPD en el 2008.

A partir del año 2009, Ecopetrol S.A. se propone como objetivo, alcanzar un mínimo de producción promedio de 100.000 BOPD. Pese a esto, entre los años 2009 y 2011, se registró una producción de 90.000 BOPD. A partir de 2012 se logran los 100.000 BOPD propuestos. En el año 2014, presentó una disminución de 10.000 BOPD. Para los años 2013 y 2015, se producen 125.000 BOPD, siendo la tasa más alta del campo a la fecha.

1.4.4 Características del yacimiento. La principal formación del yacimiento es K2 contando con una porosidad y permeabilidad de 19 % y 1,180 mD respectivamente. El yacimiento produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 12,5 a 60°F por empuje de acuífero activo. Tiene un único contacto agua-petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1,74°. En la siguiente figura (**Ver Tabla 2**), se muestran las características del yacimiento.

Tabla 2. Características y propiedades del yacimiento.

PROPIEDAD	CASTILLA	UNIDADES
Tipo	Aslfaténico	
G.O.R	40 – 300	SCF/STB
Factor Volúmetrico del Aceite	1,061	Bbl/STB
Gravedad Específica del Gas	0,986	
Gravedad Específica del Petróleo	0,97	
Gravedad API	13,7	API
Reservas	800 – 1000	MBIs
OOIP	6.000 - 7.000	MBIs
Viscosidad a Py	41,2	Cp
Temperatura de Yacimiento (Ty)	198	°F
Presión Original del Yacimiento	2.830	Psi
Presión de Burbuja	143	Psi
Porosidad	19	%
Permeabilidad	1,18	mD
Espesor Petrolífero Original	25 - 45	Pies
Índice de Productividad	0,1 a 2	BODP/Pies

Fuente: Propiedades de los Fluidos. ECOPETROL, S.A.

2. POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO CASTILLA DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS

2.1 INTRODUCCIÓN Y USO DEL SOFTWARE

Debido a las limitaciones de recursos técnicos actuales, es imprescindible para los especialistas de perforación, completamiento y producción, integrar todos los datos disponibles y colaborar de manera efectiva y conjunta en sus diversos campos de trabajo, aspecto que se ha vuelto indispensable en la industria petrolera actual. Por tal razón, para el desarrollo de este proyecto de grado el uso del software OpenWells® es fundamental para su etapa inicial gracias a su funcionalidad para la validación de datos, su interfaz amigable con el usuario y la implementación de estándares, este software permite un manejo de la información adecuado, veraz y confiable.

Para llevar a cabo la selección de los pozos, se empleó OpenWells® como software especializado brindado por Ecopetrol S.A. Dentro de algunas de sus características más llamativas, OpenWells® utiliza las soluciones y aplicaciones del Modelo de Información para Ingenieros Landmark por sus siglas en inglés (EDM™).

Cientos de actividades se llevan a cabo en la industria petrolera, para el área de perforación. Estas operaciones deben mantenerse efectivas, seguras, productivas y rentables, para llegar a cumplir éstas metas se debe pasar por procesos complejos que requieren un registro preciso, reporte y análisis de datos de las operaciones en curso. Cada miembro del equipo tiene diferentes responsabilidades como recoger y reportar la información actualizada de los pozos, es decir, obtener información diaria. Gracias a sus herramientas de desarrollo, el sistema de operaciones de OpenWells® de informes, ofrece una solución completa para realizar un seguimiento, informar y analizar todas las actividades de perforación, terminación, mantenimiento y reacondicionamiento para cada pozo y para el campo. Proporciona soluciones sencillas y visuales para acelerar la entrada de datos.

Las actividades de perforación no son iguales, inclusive en los pozos de un mismo Campo se ejecutan diferentes operaciones con el fin de alcanzar objetivos específicos, por cada pozo se tienen diseños únicos de equipos y se ejecutan distintos procesos, haciendo de estas, operaciones seguras, productivas y rentables.

Para los datos de entrada, OpenWells® puede usar plataformas, equipos, paso a paso de operaciones, registrando y detallando su información, lo cual ayuda a racionalizar los requisitos de información y de esta manera, hacer que el software sea de más fácil uso para el personal de operaciones. Además, ayuda a mejorar

las operaciones de perforación, un ejemplo de ello, es la ayuda que brinda para descubrir mejoras en el rendimiento de los viajes de perforación.

OpenWells®, se ha convertido en una herramienta fundamental para descubrir y analizar los tiempos no productivos (NPT) en términos de profundidad del problema, o determinando las razones principales del aumento en los tiempos de ejecución de las operaciones. “Es una valiosa herramienta para la documentación, gestión y la optimización de todas las operaciones de perforación en todo tipo de Campos.”³²

El Campo Castilla, cuenta aproximadamente con 500 pozos, para el desarrollo del proyecto, se hará una selección de cinco (5) pozos, y su respectiva información será basada y tomada de las actualizaciones realizadas en la base de datos de OpenWells® a Diciembre de 2015.

Como filtro inicial, aplicando los parámetros establecidos y mediante el soporte del software, se hizo seguimiento a cada pozo del Campo Castilla. Con el fin de facilitar una reducción más enfocada y detallada, se hizo una selección primaria de setenta y cinco pozos (75). Posteriormente, revisando los reportes generados para cada uno de los pozos desde el inicio hasta la finalización de cada actividad, fue necesario ver el tipo de NPT que presentaban, el tiempo total empleado en la pausa de la actividad y los motivos por los cuales se generó el retardo de la operación.

Teniendo en cuenta estos factores, se seleccionaron cinco (5) pozos con los NPT más elevados; aunque OpenWells® considera los tiempos perdidos invisibles (ILT), los mismos no se van a tomar en cuenta para el desarrollo del proyecto de manera directa, ya que el software los generaliza como tiempos no productivos de tipo humano; un ejemplo claro, son los simulacros realizados por parte de la empresa operadora o prestadora de servicios que deben realizar mantenimiento a los equipos, son tiempos previstos y planeados dentro de las operaciones, razón por la cual no se pueden considerar como tiempos no productivos.

En la siguiente tabla (**Ver Tabla 3**), se indican los pozos seleccionados a través del software especializado, en orden numérico mostrando su tiempo total no productivo:

³² <https://www.landmark.solutions/OpenWells>

Tabla 3. Pozos seleccionados del Campo Castilla mediante el uso del software.

POZO	NPT (horas)
CASTILLA 232	7,5
CASTILLA 234	17
CASTILLA 348	11
CASTILLA 359	17
CASTILLA 469	29

Fuente: Ecopetrol S.A., Reporte Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

2.2 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS

De acuerdo a los requerimientos y la experiencia de Ecopetrol S.A. en las operaciones de perforación del Campo Castilla y en especial en los pozos previamente seleccionados, se tomó la decisión de centrar detalles en los siguientes parámetros para llevar a cabo tal selección de pozos: Ensamblaje de fondo (BHA): collar de perforación (drill collar), tubería pesada (Heavy drill weight pipe), accesorios, tipo de fluido de perforación, tipo de broca. Costo de operaciones y perfil del pozo.

2.2.1 Ensamblajes de Fondo (BHA). El ensamblaje de fondo (BHA), es un equipo que hace parte de la sarta de perforación. Tiene como función principal darle peso a la sarta para seguir la trayectoria de los pozos (en caso de seguir una) y evitar que se produzca algún tipo de pega de las herramientas contra la formación por no tener el peso adecuado. Además sirve como estabilizador para la broca permitiendo darle rigidez y soporte.

El ensamblaje en fondo se encuentra compuesto principalmente por: collares de perforación (Drill Collar), tubería de perforación (Drill Pipe), tubería pesada (Heavy Weight Drill Pipe) y accesorios como estabilizadores, motores de fondo, turbinas y cross-over; éstos últimos se conocen como acoples macho o hembra que permiten la conexión entre tuberías.

Cuando se realiza una perforación direccional se deben tener en cuenta el principio de estabilización, el cual está comprendido por los siguientes tres ensamblajes de fondo (BHA):

2.2.1.1 BHA Fulcrum. “Este principio se aplica cuando se desea aumentar el ángulo de inclinación, lo cual se consigue haciendo un efecto de palanca al colocar un estabilizador arriba de la broca y dejando una sección flexible. Entre más flexible

sea, mayor será la velocidad de incremento de ángulo cuando se aplique peso sobre la broca.”³³

2.2.1.2 BHA Péndulo. Al contrario del principio Fulcrum, este principio reduce el ángulo tratando de llegar a un sentido vertical debido al efecto péndulo que genera. “Si el BHA y la broca hacen contacto con la pared del pozo la longitud del péndulo se va a reducir y si se coloca demasiado peso sobre la broca el ensamble del péndulo de hecho podría empezar a construir el ángulo.”³⁴

2.2.1.3 BHA Estabilizado o Empacado. La función del principio es mantener el ángulo y dirección que se le quiera dar al pozo; “Si hay tres estabilizadores colocados en la sarta de tal forma que el espaciamiento entre ellos sea corto, la herramienta de fondo va a resistirse a seguir una curva y forzará la broca a perforar en una trayectoria relativamente recta. La herramienta de fondo con este tipo de configuración se llama: Ensamblaje empaquetado.”³⁵

Los principios anteriormente mencionados son bases al momento de la construcción del ángulo para los pozos; no son los únicos. Hay otros factores, como algunos parámetros de perforación que afectan el diseño:

- Incrementar el peso sobre la barrena, incrementará la tasa de construcción angular.
- Un aumento en el caudal de la bomba en formaciones blandas, podrá generar erosiones las cuales disminuirán la tasa de construcción.
- Tipo de formación y buzamiento de los estratos.

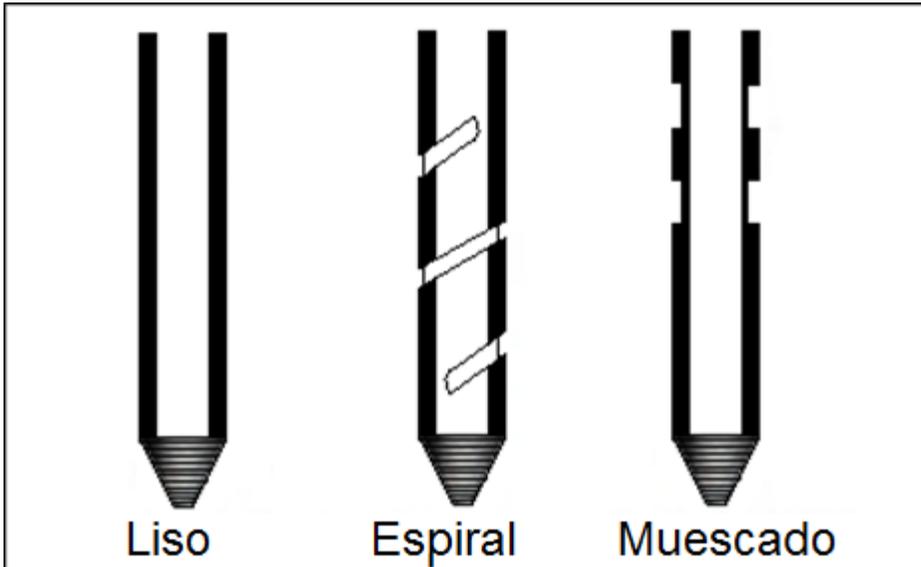
2.2.2 Collar de Perforación (Drill Collar). Es un conjunto de tubos gruesos hechos en acero, acero al carbón y en algunas ocasiones se usan aleaciones de níquel-cobre, la herramienta se encuentra al final de la sarta de perforación y encima de la broca, generando el peso requerido para realizar un mejor corte en la formación y de igual forma dar rigidez a la misma. Existen tres tipos de tubería en la industria, como se observa a continuación en la **Figura 3**.

³³ RUTH ESTEFANI. Principios básicos del control direccional en perforación. [En línea]. 2016. [Citado 30 de octubre del 2016]. Disponible en: <
<https://es.scribd.com/document/322200243/Principios-Basicos-Del-Control-Direccional-en-Perforacion>>

³⁴ Ibid.

³⁵ Ibid.

Figura 3. Tipos de "Drill Collar" (collares) de perforación.



Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 24).

2.2.3 Tubería Pesada (Heavy Weight Drill Pipe). El *heavy weight drill pipe* (HWDP) hace referencia a tubos que constituyen el ensamblaje de fondo, tienen mayor espesor en sus paredes, estas deben tener el mismo diámetro de conexión que las tuberías de perforación para facilitar su manejo. La función más importante de éste componente es servir como conector entre las barras y la tubería de perforación minimizando los cambios de rigidez entre el Drill Pipe y el Drill Collar.

2.2.4 Accesorios. Los accesorios o componentes de la sarta, tienen igual importancia que las demás herramientas para cumplir los objetivos de perforación. En la **Tabla 4**, se pueden encontrar algunos con sus funciones respectivas.

Tabla 4. Tabla de accesorios.

Accesorios	Función	Posición
1.- Amortiguador (Shock Absorber)	Minimizar la vibración de la sarta.	Encima de la broca.
2.- Martillo (Drilling Jar)	Proporcionar energía de impacto a las sargas atascadas.	Intercalado en la tubería pesada.
3.- Acelerador (Drilling Accelerator)	Incrementar la energía del martillo.	Una junta por encima del martillo.
4.- Motores (Drilling Motors)	Suministrar rotación de fondo. (Aplicación en perforación direccional)	Sobre la broca.
5.- Herramientas de Medición (MWD)	Medir los parámetros del fondo en tiempo real.	Encima del motor.

Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 30)

2.2.4.1 Estabilizadores. Principalmente reducen el contacto con las paredes del pozo evitando pegadas que se puedan presentar por presiones diferenciales, además controlar la posible desviación que pueda existir en el pozo dando firmeza a la broca para que ésta coincida con el diámetro del hueco. Existen diferentes tipos de estabilizadores, como se observa en la **Figura 4**, Su ubicación varía según el funcionamiento que tenga el equipo completo.

Figura 4. Tipos de estabilizadores.



Fuente: Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (1994, pág. 26)

2.2.5 Tipo de Fluido de perforación. Es el complemento esencial para la perforación y su éxito depende completamente de su diseño, debido a que hay formaciones que pueden beneficiarse con el tipo de fluido de perforación preparado; en caso contrario, diseñar un fluido inadecuado, puede causar más problemas, es por esto que no se puede tratar ningún pozo con el mismo fluido.

También se debe considerar la tendencia corrosiva o incrustante que adquiera el fluido de perforación, ya que alguna de las dos situaciones puede afectar a futuro la tubería por donde circula, lo cual se traduce en futuras fallas, tiempos no productivos. Tampoco debe presentar tendencias inflamables o ser tóxico para el ambiente.

En cuanto a sus propiedades principales, la más importante es la densidad (ρ), propiedad de la cual depende la presión hidrostática (P_h) que se pueda ejercer en el pozo. Otra propiedad importante que se debe controlar del fluido de perforación, es la viscosidad (μ), la cual suspende los ripios de la formación en el espacio anular y un error de cálculo en esta, significa taponamientos o pegadas de tubería a futuro. En caso de tener arcillas, dentro de otras propiedades, se encuentra el MBT que es la capacidad de azul de Metileno (por sus siglas en inglés Methylene Blue Test) la cual indica el contenido de arcilla en el fluido de perforación en Lbs/Bbl. Según se requiera, a los fluidos de perforación se les pueden agregar aditivos; sustancias químicas que cambian las propiedades, en busca de mejorar la perforación, para prevenir o corregir problemas durante la misma.”³⁶ Como los inhibidores, “los inhibidores más comunes agregados al fluido de perforación son las aminas formadores de película, los secuestrantes de oxígeno, los inhibidores pasivantes y los productos químicos amortiguadores de pH.”³⁷

2.2.6 Brocas y sus tipos. En la perforación, las brocas son herramientas que se ubican en el extremo inferior del BHA. Estas trituran la formación a medida que van rotando generando una acción de cizallamiento en la roca (solo en el caso de la broca PDC) venciendo los esfuerzos de corte y compresión con los dientes que se encuentran en estas. Al igual que los fluidos de perforación, se debe seleccionar la broca de acuerdo a la formación a perforar, teniendo en cuenta su litología y espesor, de lo contrario se pueden generar daños en todo el equipo de perforación e incluso se podría perder la broca en el fondo del pozo. Existen tres clasificaciones de brocas:

³⁶ Realpe Daniel y Vásquez Fredy. Aditivos Para Lodos de Perforación. 2005. [En línea] Citado el 30 de Octubre del 2016. Disponible en: < <https://es.scribd.com/doc/28404302/Aditivos-Para-Lodos-de-Perforacion>>

³⁷ Ibid.

2.2.6.1 Brocas Tricónicas. Son aquellas que tienen tres conos, en ellos varía la cantidad o tamaño de dientes que tengan los cuales van girando sobre su propio eje. Se pueden encontrar con dientes de acero o insertos de carburo de tungsteno siendo este un metal muy fuerte haciendo que a su vez la broca sea más resistente. En la **Figura 5**, se aprecian algunas brocas tricónicas.

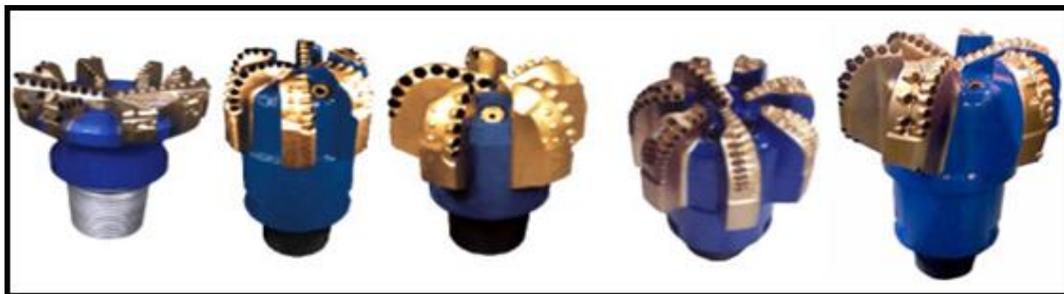
Figura 5. Brocas con insertos de carburos de tungsteno.



Fuente: Intergas. Trépanos y herramientas de perforación [en línea, Marzo 28 de 2016] <http://www.intergas.com/es/ser_trepanos.html>

2.2.6.2 Brocas De Cortadores Fijos. Este tipo de brocas, presenta cortadores que a diferencia de las brocas tricónicas, se encuentran fijos y la única parte móvil de la broca, es la cabeza de la misma. Las brocas de cortadores fijos más conocidas son las brocas de diamante, donde su corte se da como si lijara la formación y están diseñadas para formaciones muy duras. A continuación en la **Figura 6**, se pueden observar distintos tipos de brocas policristalinas de diamante.

Figura 6. Brocas de cortadores fijos.



Fuente: Intergas. Trépanos y herramientas de perforación [en línea, Marzo 28 de 2016] <http://www.intergas.com/es/ser_trepanos.html>

También se encuentran las brocas policristalinas (TSP), al igual que las brocas de diamante, están diseñadas para hacer cortes en formaciones duras, pero las TSP soportan altas temperaturas y se usan para la desviación de pozos. Por último, se encuentran las brocas policristalinas de diamante (PDC) ver **Figura 7**, las cuales tienen cortadores hechos de diamante y pueden perforar formaciones muy blandas y también duras, estas brocas suelen ser utilizadas por la resistencia que tienen al desgaste de los mismos cortadores.

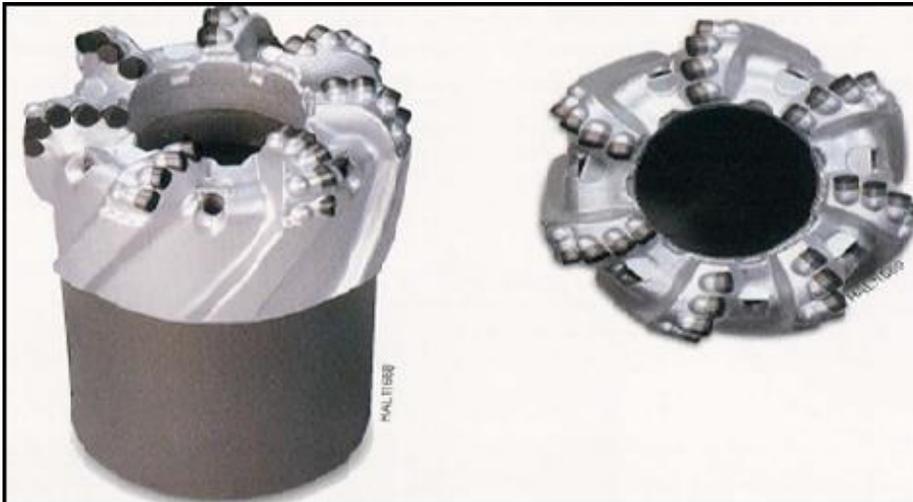
Figura 7. Brocas policristalinas de diamante (PDC).



Fuente: Intergas. Trépanos y herramientas de perforación [en línea, Marzo 28 de 2016] <http://www.intergas.com/es/ser_trepanos.html>

2.2.6.3 Brocas Especiales. En este tipo de brocas se encuentran las brocas desviadoras, usadas para la perforación direccional las cuales se van desviando por medio de chorros de fluido de perforación y se deben usar en formaciones blandas. Además existen las brocas corazonadoras (core bits), las cuales están hechas con diamantes, por lo tanto tienen cortadores fijos y esencialmente sirven para obtener un corazón como muestra de la formación, en la **Figura 8**, se muestran éste tipo de brocas.

Figura 8. Brocas corazonadoras.



Fuente: Intergas. Trépanos y herramientas de perforación [en línea, Marzo 28 de 2016] <http://www.intergas.com/es/ser_trepanos.html>

2.2.7 Costo de operaciones. En cuanto a los costos, siempre se quiere emplear el presupuesto indicado después de analizar cada actividad de perforación; pero en la mayoría de los casos se presentan problemas que no se encuentran dentro de la ejecución de las operaciones, estos inconvenientes son considerados tiempos no productivos (NPT) y se pueden presentar por diversas causas.

Para los pozos seleccionados del Campo Castilla, las causas de los NPT se dan por problemas de tipo operacional, fallas en los equipos u operaciones no planeadas. Ecopetrol, en este caso, especifica en los reportes los tipos de NPT presentados, incluyen un tipo “humano/clima” que no serán tomados en cuentas debido a que son referidos a condiciones climáticas, permisos por parte de la empresa para detener actividades; por ejemplo, realizar simulacros.

El desarrollo de las operaciones de perforación cuenta con un tiempo planeado, cualquier aumento en este tiempo de ejecución, conlleva a su vez en aumentos en los gastos operacionales, es por esto que se busca disminuir el NPT de la forma más adecuada.

2.2.8 Tipos de pozo. Al hacer referencia a los tipos de pozos, principalmente se debe identificar que un pozo es un agujero profundo que se hace en la tierra para verificar la existencia de hidrocarburos tras numerosos análisis como geológicos, petrofísicos e incluso geográficos. Al hacer los estudios se procede a hacer la excavación o perforación desde superficie hasta el yacimiento, para realizar la extracción del hidrocarburo.

Existen numerosas clasificaciones de pozos. Clasificación según F.H Lahee, pueden ser identificados como: pozo exploratorio, productor, no productor, de desarrollo y de avanzada. Existe también la clasificación según el objetivo que persiga: inyector, stratigráfico, observador, de disposición, de alivio y de servicio. Al momento de hacer la construcción de los mismos, se deben tener en cuenta factores económicos y técnicos, ya que el yacimiento puede encontrarse en zonas inaccesibles por las condiciones naturales que puedan presentarse; el diseño de los pozos, según su trayectoria pueden ser de tipo vertical, horizontales, multilaterales, de reentrada y direccionales que se dividen en tipo S y tipo J. Por último se pueden clasificar los pozos, según su fluido de perforación.

2.2.8.1 Clasificación de los pozos según F.H Lahee.

- **Pozos exploratorios.** Son aquellos pozos que se perforan para investigar la posible acumulación de hidrocarburos, es decir, nunca antes ha sido perforada la zona ni se ha comprobado la existencia de petróleo ni gas. Suelen ser pozos que se realizan para campos nuevos o campos existentes con formaciones nuevas.

- **Pozos productores.** Al hacer referencia a pozos productores, se habla de aquellos que permiten la extracción de hidrocarburos.
- **Pozos no productores.** Son conocidos también como pozos secos, ya que al momento de hacer la extracción de hidrocarburos o gas, no produce las cantidades esperadas por lo que económicamente resulta no ser rentable para la compañía.
- **Pozos de desarrollo.** Son aquellos que son explotados hasta drenar las reservas del yacimiento, teniendo como objetivo principal aumentar la producción del campo; sin embargo, pueden existir pozos de desarrollo secos, debido a la incertidumbre que puede encontrarse en el área.
- **Pozos de avanzada.** El objetivo principal de la perforación de estos pozos es establecer los límites del yacimiento, se realiza después de los pozos de desarrollo en un área inexplorada.

En la **Tabla 5** se muestra la clasificación según F.H. Lahee.

Tabla 5. Clasificación F.H. Lahee.

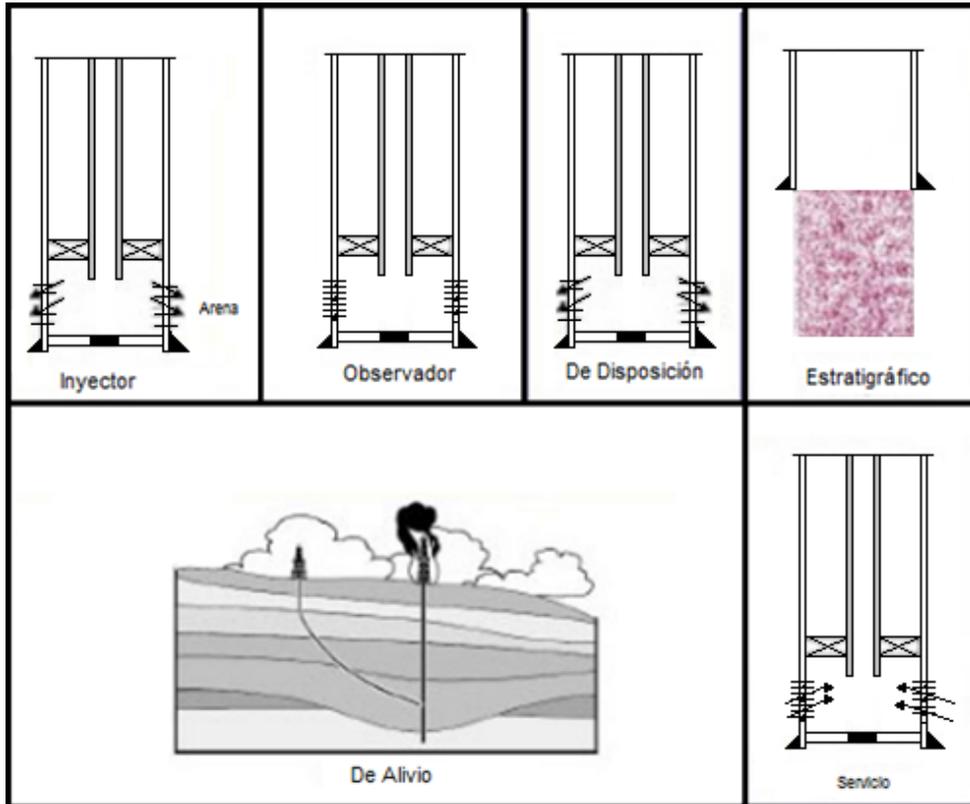
CLASIFICACION DE LOCALIZACIONES DE POZOS				
Objetivo original	Area donde se perfora	Clasificación antes de la perforación	Clasificación después de la perforación	
			Resultados Positivos	Resultados negativos
		A	B	C
Para desarrollar y extender yacimientos	Dentro del área probada	0 De desarrollo	0 De desarrollo, productor	0 Desarrollo, seco
	Fuera del área probada	1 De avanzada	1 De extensión	1 De avanzada, seco
Para descubrir nuevos yacimientos en estructuras ó formaciones ya productivas	Dentro del área probada	2a Exploratorio de yacimientos superiores	2a Descubridor de yacimientos superiores	2a Exploratorio de yacimientos superiores, seco
		2b Exploratorio en Profundidad	2b Descubridor de yacimientos más profundos	2b Exploratorio en profundidad, seco
	Fuera del área probada	2c Exploratorio de nuevos yacimientos	2c Descubridor de nuevos yacimientos	2c Exploratorio de nuevos yacimientos, seco
Para descubrir nuevos campos	Areas nuevas	3 Exploratorio de nuevo campo	3 Descubridor de nuevo campo	3 Exploratorio de nuevo campo seco

Fuente: Símbolos generales para mapas. [En línea, Marzo 28 de 2016] <<<https://es.scribd.com/doc/216468225/Simbolos-Generales-Para-Mapas>>>

2.2.8.2 Clasificación según el objetivo. El objetivo principal al perforar un pozo, siempre será la producción de hidrocarburos, sin embargo existen más procesos como: la inyección de fluidos, la obtención de información del subsuelo, realización complementaria de actividades en los pozos. En la Figura 9 se observa la clasificación de los pozos según su objetivo.

- **Pozos inyectoros.** Son aquellos que permiten inyectar fluidos, bien sea, agua, gas, vapor de agua o químicos, a las formaciones con el objetivo de ayudar al desplazamiento de fluidos hacia los pozos productores, también ayudan a mantener la presión del yacimiento.
- **Pozos estratigráficos.** Estos pozos tienen como objetivo estudiar la columna estratigráfica para poder obtener información geológica acerca del subsuelo.
- **Pozos observadores.** Son pozos que han cumplido su vida útil y son dispuestos para el estudio del yacimiento.
- **Pozos de alivio.** En el caso de que se presente un reventón, estos pozos son perforados con el fin de disminuir la presión.
- **Pozos de disposición.** Son pozos que se perforan con el objetivo de disponer de agua de la formación, fluidos de perforación, desechos, cuando no hay manera de manipularlos en superficie.
- **Pozos de servicio.** Son aquellos pozos cuya función principal se vincula con actividades complementarias que sirven para el suministro de agua en el campo, por ejemplo.

Figura 9. Clasificación de Pozos según su objetivo.



Fuente: González, F. (2003). Pozos I. Guía de estudios para la materia Pozos I. Universidad Central de Venezuela.

2.2.8.3 Clasificación de pozos según su trayectoria. Desde los inicios de la perforación, se diseñaban pozos verticales, ya que se creía que no había desviación natural en el hueco. Gracias a los avances de la tecnología se ha permitido la perforación direccional controlada a formaciones que son inaccesibles. En la **Figura 11** se muestran tres de los tipos más usados según su trayectoria.

- **Pozos verticales.** Es aquel pozo que permite tener acceso al yacimiento de la forma más recta posible, aunque ningún pozo tiene 0° de buzamiento, se considera como pozos verticales a aquellos que su desviación máxima sea de un 2° con respecto a un eje vertical.
- **Pozos horizontales.** Son pozos perforados paralelamente a los planos de estratificación con el objetivo de aumentar el área de drenaje. Esta técnica consiste en perforar el estrato productor de petróleo en forma horizontal, con el objetivo de aumentar el área de exposición a flujo. Además ayuda a aumentar la eficiencia y economía en el petróleo si se compara con pozos verticales.

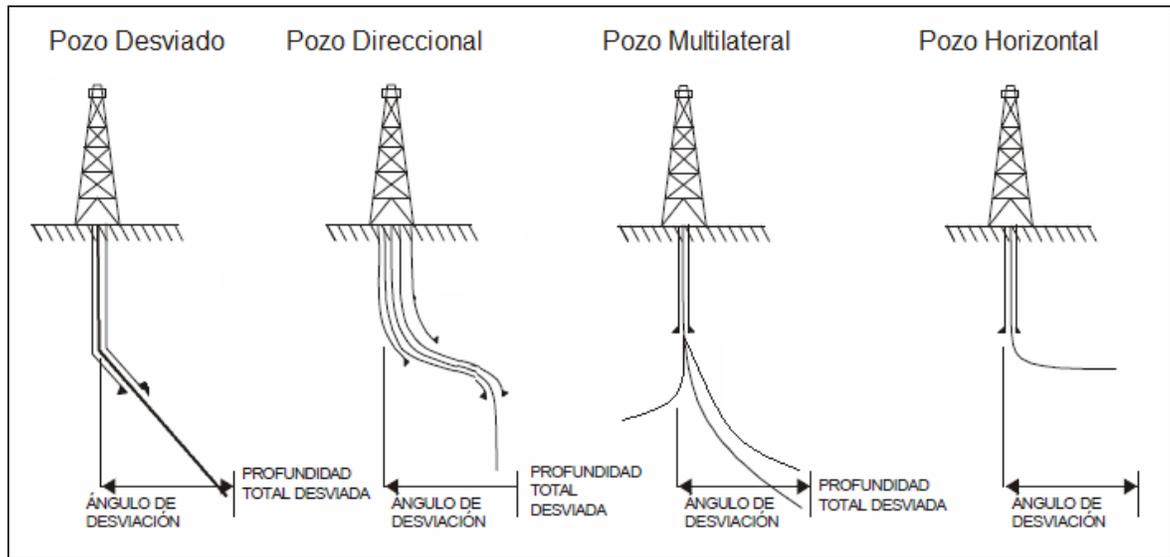
- **Pozos multilaterales.** Es aquel pozo que contiene una perforación primaria y más hoyos o perforaciones secundarias. Este tipo de excavación se hace con la finalidad de reducir el número de pozos a perforar, si estos se encuentran relativamente cerca, además de optimizar la producción.
- **Pozos de reentradas.** Son pozos que se perforan vertical u horizontalmente desde pozos ya existentes con objetivo de aumentar la producción o si se ha presentado algún problema, se hace un side-track para desviar el pozo.
- **Pozos direccionales.** Son aquellos pozos que tienen una trayectoria desviada intencionalmente para llegar al fondo del pozo. Por ejemplo, ubicaciones inaccesibles. Se pueden sub-clasificar en: pozos tipo S y tipo J.
 - **Tipo J.** “Este tipo de pozos es muy parecido al tipo tangencial, pero el hoyo comienza a desviarse más profundo y los ángulos de desviación son relativamente altos y se tiene una sección de construcción de ángulo permanente hasta el punto final.”³⁸
 - **Tipo S.** “Constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial y una sección de caída de ángulo que llega a cero grados (0°).”³⁹
 - **Tipo S especial.** “constituido por una sección de aumento de ángulo, una sección tangencial intermedia, una sección de caída de ángulo diferente a cero grados (0°) y una sección de mantenimiento de ángulo al objetivo.”⁴⁰

³⁸ Tipos de pozos direccionales. La Comunidad Petrolera. [En línea] Citado el 30 de Octubre del 2016. Disponible en: <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/tipos-de-pozos-direccionales.html>>

³⁹ Ibid.

⁴⁰ Ibid.

Figura 10. Tipos de pozos según su trayectoria.



Fuente: PORTAL DEL PETRÓLEO. Perforación direccional, tipos de perforación, propósitos y motor de fondo. [En línea]. <<http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de.html>>

2.3 POZOS SELECCIONADOS DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS

De acuerdo a los anteriores parámetros, especialmente a las horas presentadas en los tiempos no productivos, se obtiene la selección de los siguientes pozos junto con una breve descripción de sus estados mecánicos.

2.3.1 Descripción de la secuencia operacional de perforación. Para llevar a cabo una operación de perforación, se debe seguir una planificación definida como secuencia operacional, la cual hace referencia a los pasos a seguir para que la ejecución de esta actividad se desarrolle y concluya de forma exitosa.

A continuación, se hace referencia al paso a paso de la secuencia operacional de perforación:

- La compañía operadora recibe el equipo de perforación.
- Armar el BHA #1
- Se inicia la perforación del pozo desde superficie hasta la profundidad deseada para la sección superficial.
- Circular el pozo hasta obtener retornos limpios.
- Sacar el BHA #1 (Quebrar herramientas direccionales).
- Realizar un viaje de acondicionamiento.
- Bajar casing.

- Cementar casing.
- Instalar cabezal de pozo.
- Instalar BOP.
- Realizar prueba LOT o FIT.
- Armar BHA #2
- Perforar sección #2.
- Circular el pozo hasta obtener retornos limpios.
- Sacar el BHA #2 (Quebrar herramientas direccionales).
- Realizar un viaje de acondicionamiento.
- Correr registros eléctricos
- Bajar el Casing.
- Cementar Casing.
- Instalar sección "B" del cabezal 13 3/8 Pulgadas a 5 metros (Debe quedar a nivel del contrapozo).
- Instalar set de BOP 13 3/8 Pulgadas a 5 metros.
- Instalar test plug.
- Realizar pruebas de BOP.
- Retirar test plug.
- Instalar wear bushing; a este punto se debe estar diseñando el fluido de perforación para la perforación de la siguiente sección y se deben chequear las herramientas.
- El proceso se debe repetir de acuerdo a las variaciones de profundidad del pozo a perforar y las secciones predefinidas del mismo.

2.3.2 Descripción de los estados mecánicos de los pozos seleccionados. En la siguiente sección se realiza una breve descripción de los estados mecánicos de los pozos seleccionados (Castilla 232, Castilla 234, Castilla 348, Castilla 359 y Castilla 469) presentados en las **Figuras 11, 12, 13, 14 y 15** respectivamente.

2.3.2.1 Estado Mecánico Pozo Castilla 232. La **Figura 11**, hace referencia al estado mecánico del primer pozo seleccionado (Pozo Castilla 232). El cual es un pozo desviado tipo "J" y cuenta con una profundidad de 9.995 Pies con respecto a la MD (Medida total de perforación) en donde su punto de desviación, mejor conocido como KOP, inicia a 2.970 Pies respecto a la MD y su ángulo de inclinación es de 56,29°. Al recibir el equipo se inicia la perforación con un BHA direccional para la sección superficial de 17 1/2 Pulgadas hasta 999 Pies (Formación Guayabo), se cuelga el zapato de revestimiento de 13 3/8 Pulgadas a 993 Pies, se realiza trabajo de cementación y revestimiento en la sección de 13 3/8 Pulgadas. Se arma nuevo BHA direccional en el hueco revestido y se perfora la fase 12 1/4 Pulgadas desde 999 Pies hasta 6.905 Pies, se corre un "casing" combinado de 9 5/8 Pulgadas; el primero hasta una profundidad de 2.463 Pies y el segundo a 4.380 Pies. El zapato de revestimiento de la sección 9 5/8 Pulgadas está a una profundidad de 6.900 Pies. A 6.700 Pies se encuentra el tope de un tapón de

cemento, su base está a 7.322 Pies. Hay una pérdida de herramienta a 7.352 Pies. Se perfora la Formación Guadalupe con nuevo BHA para la fase 8 1/2" desde 6.900 hasta 8.472 Pies, el tope del liner para la siguiente fase se encuentra a 6.666 Pies de profundidad, se corre un "casing" de 7 Pulgadas hasta una profundidad de 8.020 Pies, se cuelga un zapato liner a la misma profundidad para dar inicio con una sección de 4 1/2" desde 8.020 hasta 9.995 Pies, profundidad a la que se cuelga el zapato liner.

2.3.2.2 Pozo Castilla 234. La Figura 12, hace referencia al estado mecánico al Pozo seleccionado Castilla 234. El cual es un pozo desviado tipo "J" y cuenta con una profundidad de 9.311 Pies con respecto a la MD (Medida total de perforación) en donde su punto de desviación, mejor conocido como KOP, inicia a 5.229 Pies respecto a la MD y su ángulo de inclinación #1 es de 39,62° y su ángulo de inclinación #2 es de 89,68°. Al recibir el equipo se inicia la perforación con un BHA direccional para la sección superficial de 17 1/2 Pulgadas hasta 1.005 Pies (Formación Guayabo), se cuelga el zapato de revestimiento de 13 3/8 Pulgadas a 1.000 Pies, se realiza trabajo de cementación y revestimiento en la sección de 13 3/8 Pulgadas. Se arma el BHA direccional para perforar fase de 12 1/4" Pulgadas hasta 6.645 Pies, se corre un "casing" de 9 5/8 Pulgadas hasta 6.810 Pies, profundidad en la cual se cuelga el zapato de revestimiento para la misma sección. A 6.726 Pies se encuentra el tope de un tapón de cemento, su base está a 7.274 Pies. El tope del liner para la siguiente fase se encuentra a 6.579 Pies de profundidad da inicio a una sección de 8 1/2 Pulgadas en donde se tuvo que realizar un side-track. La sección va hasta 9.316 Pies de profundidad, se corre un "casing" de 7 Pulgadas en donde se sienta el zapato de revestimiento a 9.311 Pies. A 9.227 Pies se sienta un "Landing collar".

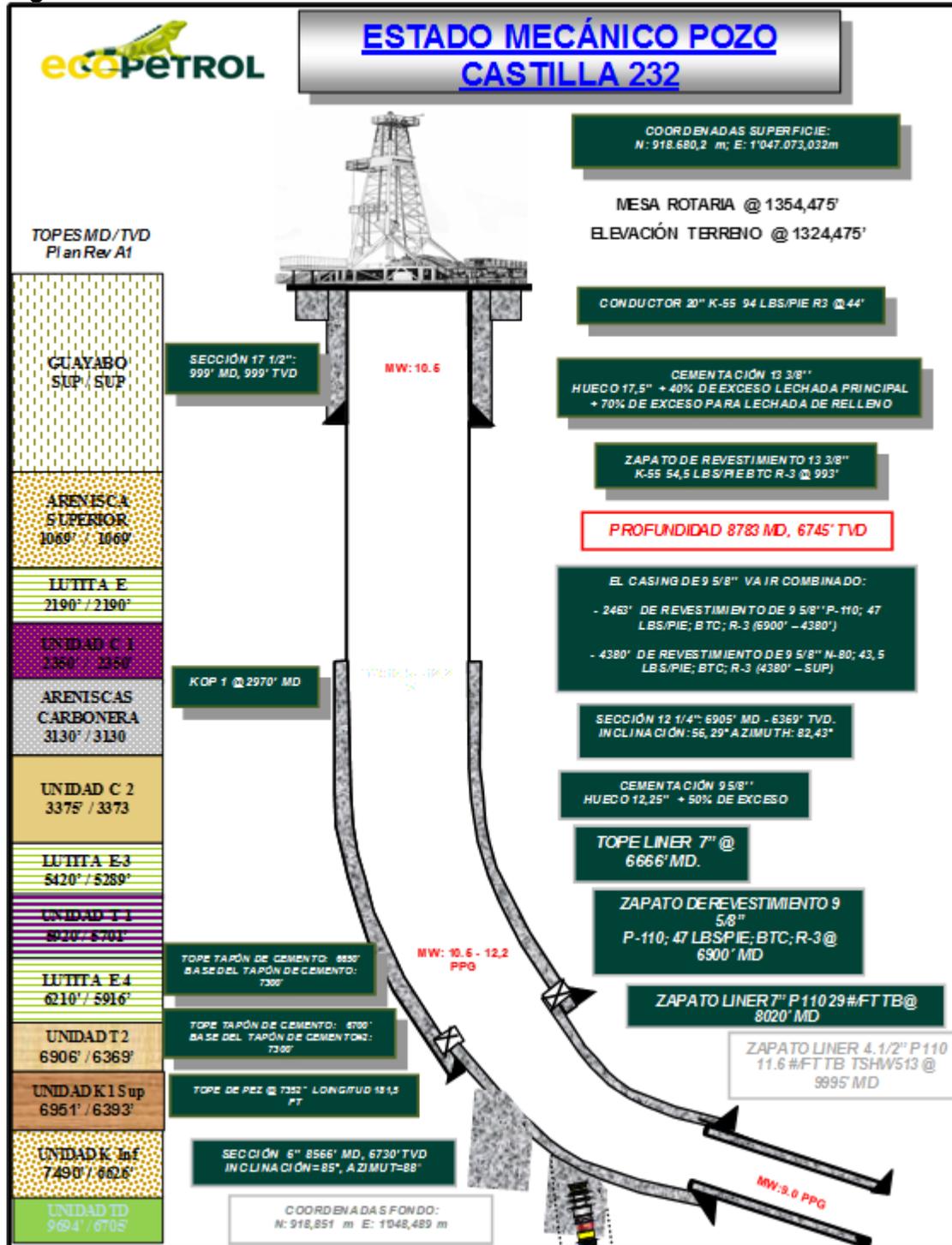
2.3.2.3 Pozo Castilla 348. La Figura 13, hace referencia al estado mecánico al Pozo seleccionado Castilla 348. El cual es un pozo desviado tipo "J" y cuenta con una profundidad de 8.226 Pies con respecto a la MD (Medida total de perforación) en donde su punto de desviación, mejor conocido como KOP, inicia a 3.540 Pies respecto a la MD y su ángulo de inclinación #1 es de 36,31° y su ángulo de inclinación #2 es de 61,8°. Al recibir el equipo se inicia la perforación con un BHA direccional para la sección superficial de 17 1/2 Pulgadas hasta 1.017 Pies (Formación Guayabo), se cuelga el zapato de revestimiento de 13 3/8 Pulgadas a 1.012 Pies, se realiza trabajo de cementación y revestimiento en la sección de 13 3/8 Pulgadas. Se arma el BHA direccional para perforar fase de 12 1/4" Pulgadas hasta 6.450 Pies, se corre un "casing" combinado de 9 5/8 Pulgadas; el primero hasta una profundidad de 4.150 Pies y el segundo hasta una profundidad de 6.639 Pies, profundidad en la cual se cuelga el zapato de revestimiento para la misma sección. A 6.249 Pies se encuentra el tope de un tapón de cemento, su base está a 6.827 Pies. El tope del liner para la siguiente fase se encuentra a 6.452 Pies de profundidad da inicio a una sección de 8 1/2 Pulgadas hasta 8.231 Pies, se corre

un “casing” de 7 Pulgadas hasta una profundidad de 8.226 Pies en donde se sienta el zapato de revestimiento. A 8.140 Pies se sienta un “Landing collar”.

2.3.2.4 Pozo Castilla 359. La **Figura 14**, hace referencia al estado mecánico al Pozo seleccionado Castilla 359. El cual es un pozo desviado tipo “J” y cuenta con una profundidad de 9.748 Pies con respecto a la MD (Medida total de perforación) en donde su punto de desviación, mejor conocido como KOP, inicia aproximadamente a 2.700 Pies respecto a la MD y su ángulo de inclinación es de 56,33°. Al recibir el equipo se inicia la perforación con un BHA direccional para la sección superficial de 17 1/2 Pulgadas hasta 680 Pies (Formación Guayabo), se cuelga el zapato de revestimiento de 13 3/8 Pulgadas a 677 Pies, se realiza trabajo de cementación y revestimiento en la sección de 13 3/8 Pulgadas. Se arma el BHA direccional para perforar fase de 12 1/4" Pulgadas hasta 6.453 Pies, se corre un “casing” combinado de 9 5/8 Pulgadas; el primero hasta una profundidad de 2.338 Pies, el segundo desde 2.338 Pies hasta una profundidad de 5.065 Pies y un tercero desde 5.065 Pies hasta 6.829, profundidad en la cual se cuelga el zapato de revestimiento para la misma sección. A 7.070 Pies se encuentra el tope de un sidetrack el cual fue cementado, el hueco original realizaba la fase de 8 1/2 Pulgadas. El tope del liner para la siguiente fase se encuentra a 6.621 Pies de profundidad da inicio a una sección de 8 1/2 Pulgadas hasta 8.748 Pies, se corre un “casing” de 7 Pulgadas hasta una profundidad de 8.748 Pies en donde se sienta el zapato de revestimiento. A 9.665 Pies se sienta un “Landing collar” y a 9.705 se sienta un collar flotador.

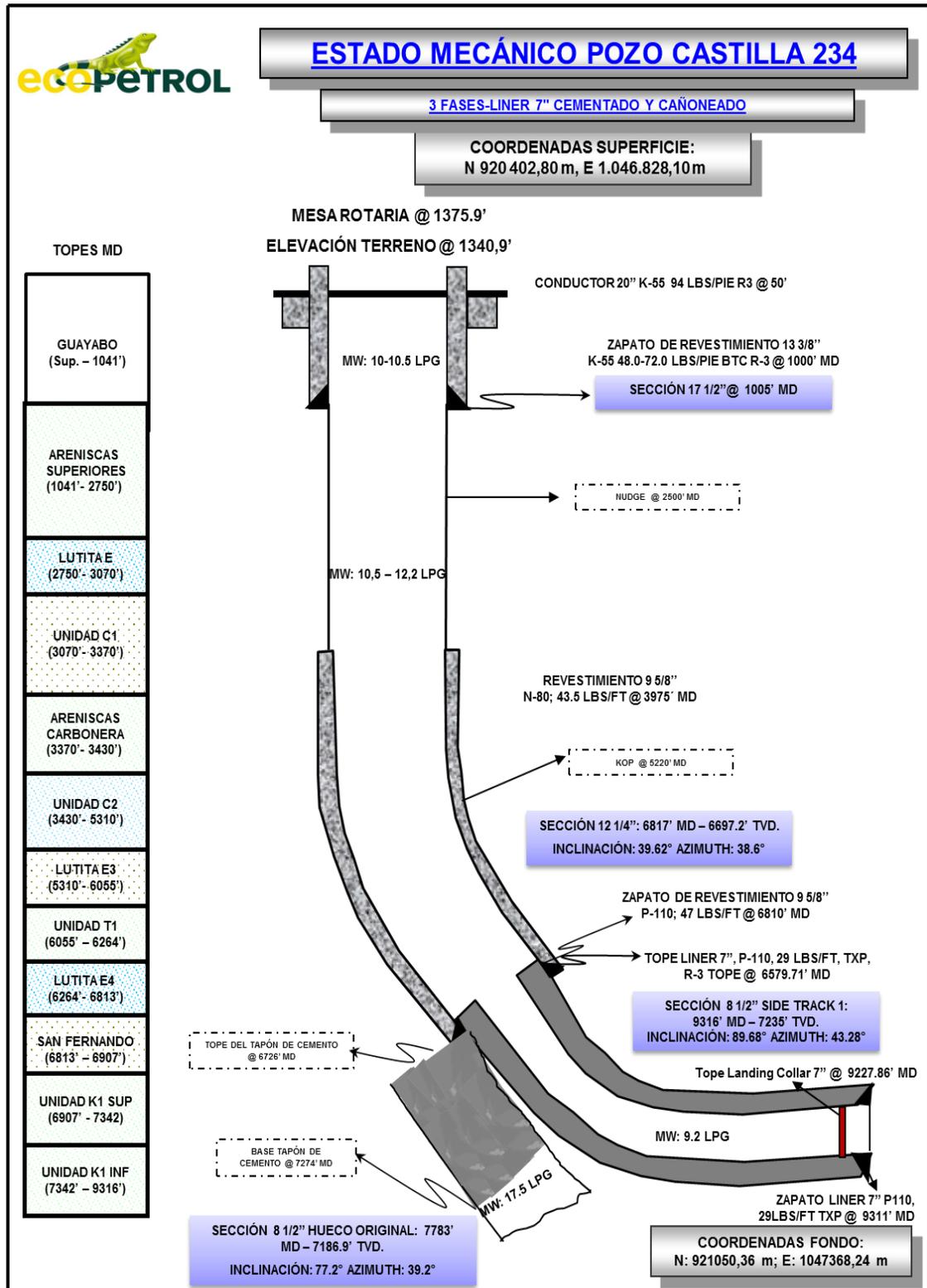
2.3.2.5 Pozo Castilla 469. La **Figura 14**, hace referencia al estado mecánico al Pozo seleccionado Castilla 469. El cual es un pozo desviado tipo “J” y cuenta con una profundidad de 8.757 Pies con respecto a la MD (Medida total de perforación) en donde su punto de desviación, mejor conocido como KOP, inicia aproximadamente a 3.000 Pies respecto a la MD y su ángulo de inclinación es de 65,09°. Al recibir el equipo se inicia la perforación con un BHA direccional para la sección superficial de 17 1/2 Pulgadas hasta 996 Pies (Formación Guayabo), se cuelga el zapato de revestimiento de 13 3/8 Pulgadas a 991 Pies, se realiza trabajo de cementación y revestimiento en la sección de 13 3/8 Pulgadas. Se arma el BHA direccional para perforar fase de 12 1/4" Pulgadas hasta 6.821 Pies, se corre un “casing” combinado de 9 5/8 Pulgadas; el primero hasta una profundidad de 4.350 Pies y el segundo desde 2.338 Pies hasta una profundidad de 6.816 Pies, profundidad en la cual se cuelga el zapato de revestimiento para la misma sección. El tope del liner para la siguiente fase se encuentra a 6.816 Pies de profundidad da inicio a una sección de 8 1/2 Pulgadas hasta 8.585 Pies, se corre un “casing” de 7 Pulgadas hasta una profundidad de 8.585 Pies en donde se sienta el zapato de revestimiento.

Figura 11. Estado Mecánico Pozo Castilla 232.



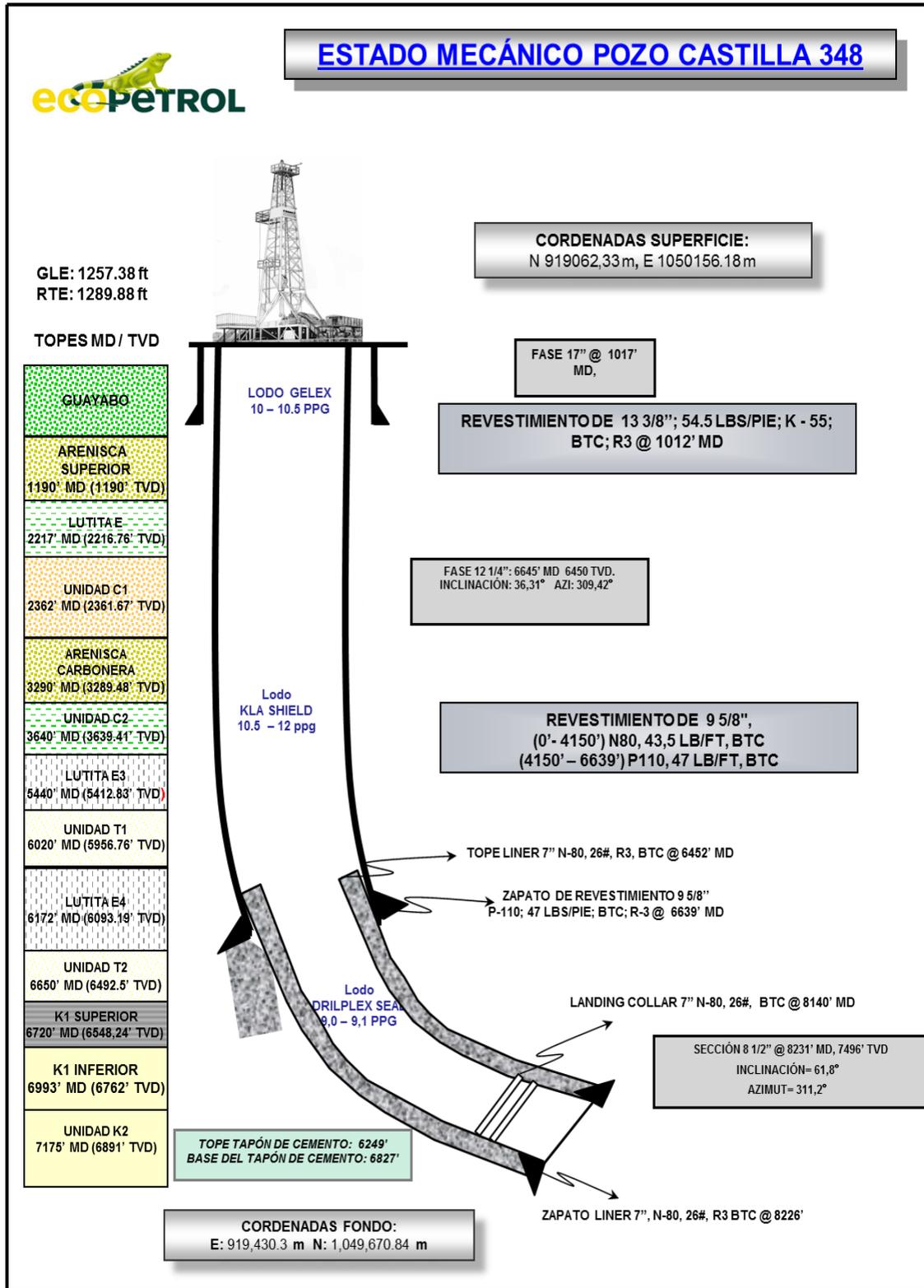
Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Figura 12. Estado Mecánico Pozo Castilla 234.



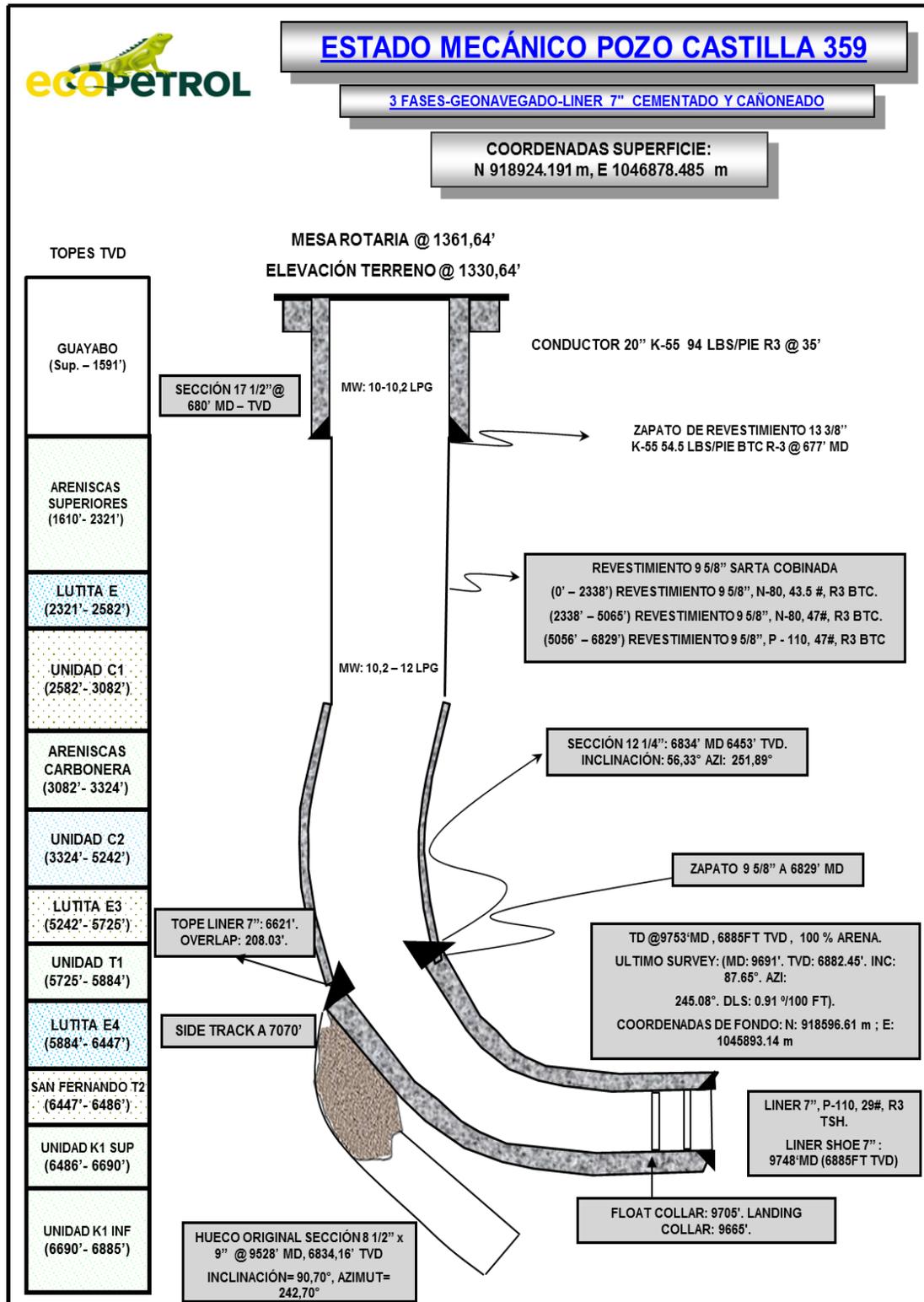
Fuente: ECOPEPETROL S.A.

Figura 13. Estado Mecánico Pozo Castilla 348.



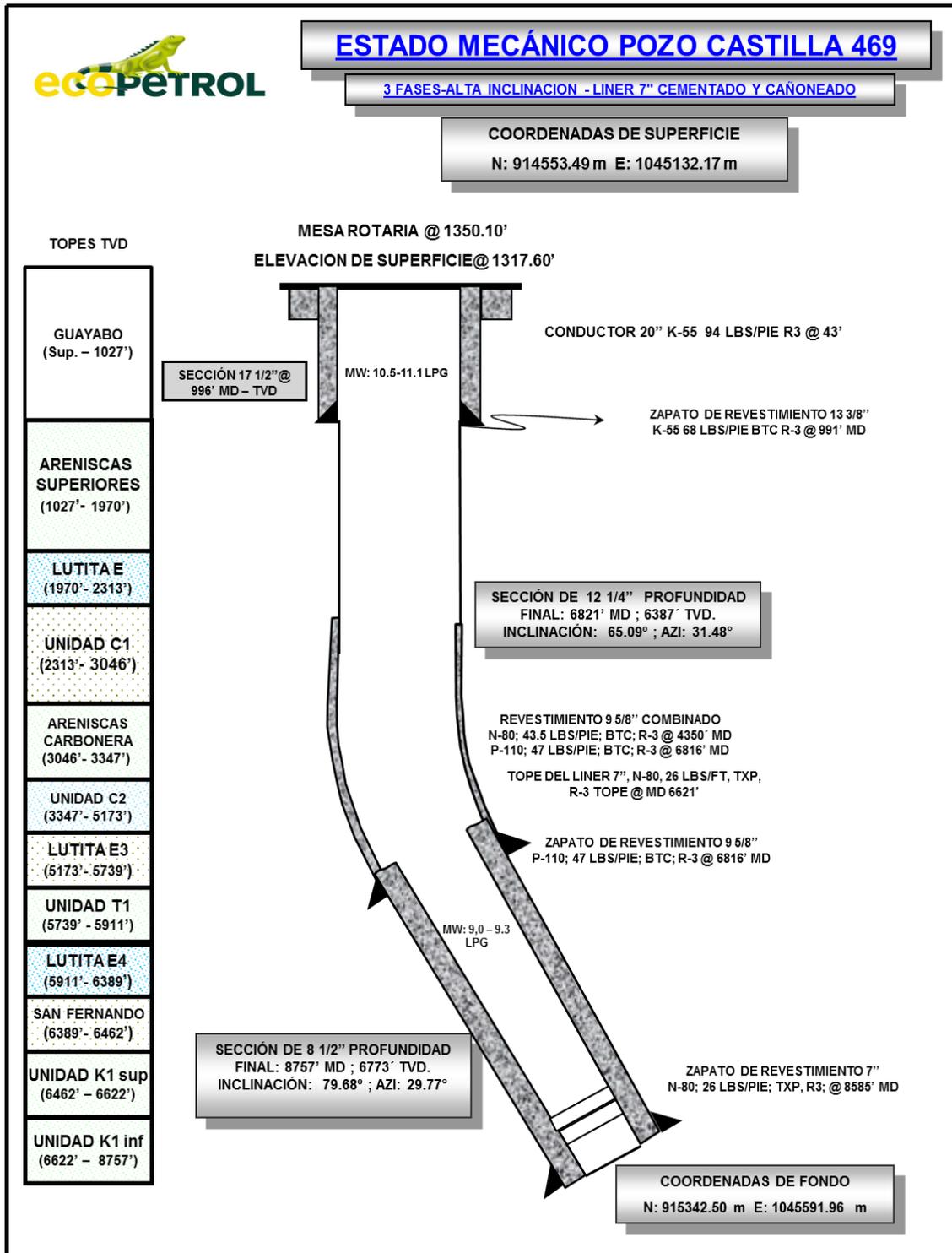
Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 14. Estado Mecánico Pozo Castilla 359.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 15. Estado Mecánico Pozo Castilla 469.



Fuente: ECOPEPETROL S.A.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS CAUSAS QUE GENERAN AUMENTO EN LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS ACTUALES

3.1 INTRODUCCIÓN

Para este capítulo se realiza una descripción de las causas generadoras de NPT para los 5 pozos seleccionados y de acuerdo al tipo de problema que se esté presentando, se planteará la solución técnica más adecuada para disminuir la presencia de NPT en la operación. Para ello, se tendrán en cuenta antecedentes y lecciones aprendidas sobre problemas del mismo tipo en pozos que hayan presentado circunstancias similares.

“La mayoría de los estudios de la industria demostraron que los tiempos no productivos (NPT) toman cerca del 15% – 20% de las actividades de perforación. La preocupación es que si los contratistas y los grupos que perforan se centran en la reducción del NPT, el comportamiento que pudo ser desarrollado e implementado podría estar lejos del valor actual/real. El valor de los pozos esta en perforar los mismos con seguridad, rapidez y lo más barato posible para disminuir los costos operacionales y sus tiempos de ejecución.”⁴¹

A manera de ejemplo para el abordaje del tema y contextualización del mismo, se hará acotación a un caso presentado en la compañía British Petroleum (a partir de ahora BP) en asociación con la compañía Schlumberger, en donde los NPT eran problemas constantes y costosos para sus operaciones en campo. A continuación la situación:

No hay compañía petrolera que logre evadir los tiempos no productivos, ya que en cualquier campo están presentes en mayor o menor cantidad y duración, por ejemplo, en 1988 la compañía BP presentaba en sus operaciones tiempos no productivos en fondo de pozo por pega de tubería, para ese año la empresa se propuso disminuir estos tiempos y a su vez reducir los costos causados por este constante problema. A pesar de las diferentes razones y causas que se puedan pensar acerca del problema; “se llegó a la conclusión de que muchos incidentes contaban con dos atributos. En primer lugar, las condiciones del pozo, tales como la presión de formación, el gradiente de fractura y la presencia de fallas, a menudo eran distintas a lo que se había anticipado. En segundo lugar, se contaba con escasa información para permitir a los ingenieros de perforación reaccionar de manera correcta frente a estos incidentes imprevistos.”⁴²

⁴¹ PETROLNEWS.NET, [en línea, Mayo 15 de 2016], Disponible en:

<<http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=34fd390c1e7a8eaba17171a99aaed482&r=2010>>

⁴² SCHLUMBERGER, La Planificación Inteligente Reduce El Tiempo No Productivo, 2001. p 1.

Por las causas mencionadas que dan efecto a los problemas de taponamiento que como consecuencia generan los NPT para BP quien recibió ayuda de Schlumberger, analizaron diversas situaciones en diferentes escenarios de pozo, hasta dar una solución definitiva al problema. Por tal motivo, crearon un sistema usado únicamente para un Campo de BP, donde se basaron principalmente en registros eléctricos (resistividad de la formación, mediciones acústicas y mediciones sísmicas), presiones de fondo, velocidad de penetración, vibración, y volúmenes del fluido de perforación. Gracias al trabajo en conjunto de las diferentes áreas BP junto con Schlumberger, lograron disminuir los NPT presentados pero también fueron conscientes del hecho de no poder volver a los tiempos originales de perforación con los cuales trabajaron antes de los problemas porque los NPT siempre van a estar presentes en las actividades, así sean mínimos.

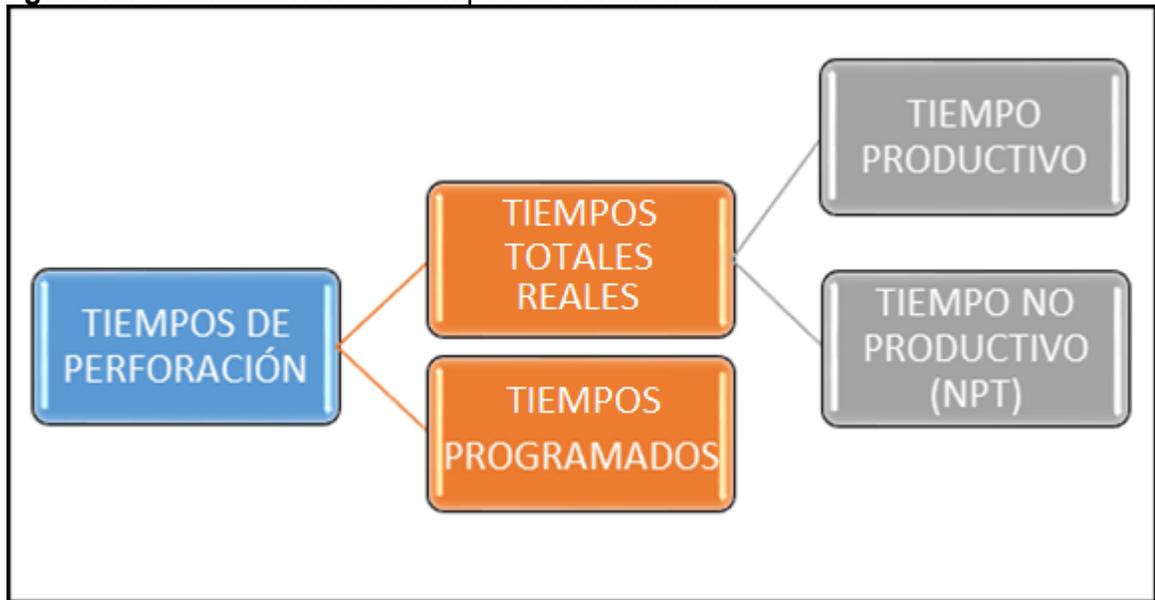
Para el caso expuesto anteriormente y al evaluar dicho problema que presentó la compañía British Petroleum, y el problema que afronta actualmente Ecopetrol S.A con los resultados arrojados por el software Open Wells® para este proyecto se tiene una similitud en el aumento de los tiempos no productivos. Por lo tanto se toma la decisión de plantear sus causas, como antecedentes para el desarrollo del proyecto actual.

En el área de perforación, los inconvenientes durante y después de la ejecución de dicha actividad son problema constante para los ingenieros de campo. Teniendo en cuenta los hechos que repercuten al finalizar la operación de perforación, priman los NPT, que por sí solos, ya representan un riesgo para la perforación de tiempo y costos; a estos NPT se les añaden: daños en la formación, problemas en las tuberías, inconvenientes con el fluido de perforación, variación en el ángulo de inclinación, el tipo de broca utilizada, entre otras situaciones que también puedan suceder, la presencia en conjunto de estos inconvenientes, conlleva a un aumento en los NPT, situación que se debe tratar con delicadeza pronosticando a futuro atrasos en las operaciones y aumento en los costos operacionales para su ejecución. Para Ecopetrol S.A., en el Campo Castilla, los NPT, han presentado un aumento considerable y significativo respecto al promedio que se venía teniendo en otros años, aumentado alrededor de un 60%.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN

Dentro de los tiempos de operación, ya sea perforación, producción, control de pozos, reacondicionamiento de pozos, cañoneo, toma de registros, entre otros, hay una clasificación para determinar el tipo de tiempo en el que se lleva a cabo una operación. Cómo se muestra en la **Figura 16**, se puede ver la clasificación de los tiempos de perforación a continuación:

Figura 16. Clasificación de los Tiempos de Perforación.



Fuente: MORÁN OBANDO, Estefani Elizabeth. Análisis Técnico De Las Lecciones Aprendidas y Factores Que Provocan Los Tiempos No Productivos De Las Operaciones De Perforación en el Campo Oso de la Amazonía Ecuatoriana A Partir Del Año 2013 A La Presente Fecha, Quito, 2014, p 7. Modificado por los autores.

3.2.1 Tiempo programado. Hace parte del tiempo estimado para el desarrollo de una actividad, dentro del cual se incluyen actividades como simulacros o pruebas. Por tal motivo, un simulacro no se puede considerar como NPT teniendo en cuenta que el tiempo de ejecución de las pruebas y simulacros, ya se encuentra en el “Schedule” de las actividades y por lo tanto, es una actividad programada que no representa pérdida de tiempo por su ejecución.

3.2.2 Tiempo total. Hace referencia al tiempo que tarda una operación de perforación en su ejecución, representando el tiempo acumulado de cualquier operación que se lleve a cabo en el pozo o campo.

3.2.3 Tiempo productivo. Define la duración de las operaciones efectivas, es decir, es el tiempo que se tarda realmente en completar una operación sin contar las pausas generadas independientemente del motivo por el cual se presenten.

3.2.4 Tiempo no productivo (NPT). “Es el periodo de tiempo atribuido a sucesos o actividades no programadas que retrasen el avance de la perforación del pozo según lo planificado en el programa respectivo. Se inicia desde que se detecta el problema hasta que se encuentra la solución y se contabiliza hasta que se tiene la condición operacional para continuar.”⁴³

⁴³ Ibid. p. 27.

3.2.5 Tiempo invisible perdido (ILT). Por sus siglas en inglés (Invisible Lost Time), hace referencia al lapso durante el cual se detienen las operaciones de trabajo en campo; pero a diferencia del NPT, este tiempo no incluye en su envergadura los problemas humanos, climáticos o externos a la gestión humana de los ingenieros u operarios en campo.

3.3 DEFINICIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

Los tiempos no productivos (NPT), son tiempos no programados que hacen parte de las operaciones de pozo como trabajos de “workover”, perforación, cementación, entre otros. Para el desarrollo de este trabajo, se tomarán únicamente los tiempos no productivos para las operaciones de perforación durante los viajes, ya que son retrasos causados directamente al trabajo realizado en pozo. Esa tardanza, hace mención a todo el tiempo que no hace parte de un cronograma o no se tiene en cuenta dentro del tiempo programado, una vez se presenta un problema inicia el aumento de horas por tiempo no productivo o más conocido por sus siglas en inglés como “NPT”.

Como escenario ideal, se debe realizar un viaje estrictamente si es necesario, teniendo en cuenta que excesivos intentos conllevan al aumento de los NPT e incrementos directamente proporcionales en los costos operacionales, razón por la cual se debe contar con un límite económico presupuestado para la ejecución de las actividades, presupuesto que busca el mejor desempeño y eficiencia para la perforación implementando las mejores tecnologías en busca de evitar el aumento de los NPT y así poder llevar un registro de los tiempos no productivos históricos y posteriormente compararlos con los NPT que se presenten a futuro, teniendo como objetivo principal, la disminución de los tiempos no productivos de forma constante y si se presenta un escenario con NPT, este sea totalmente manejable en cualquier situación y su duración sea la mínima posible.

3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS

Según la experiencia de Ecopetrol S.A. con los tiempos no productivos en el Campo Castilla y en general de sus operaciones en los campos en los que tienen presencia en el país, se han podido observar ciertas características en común, las cuales se han reunido para poder agrupar los diferentes tipos de tiempos no productivos en grupos que permitan su análisis de una manera más organizada, además de permitir un mejor seguimiento a los procesos que se afectan por su presencia en las operaciones. De acuerdo a ello, los focos de los NPT son los siguientes:

- Condiciones Operacionales.
- Estado del Pozo.
- Gestión Humana.

Cabe resaltar, que los factores climáticos también generan pausas en las operaciones pero al no ser ni predecibles, ni controlables por los ingenieros de pozo, estas condiciones alternas a las ideales para trabajar en campo se hacen imposibles de manejar, predecir o mitigar. Por tal razón, cualquier factor climático deber ser reportado y registrado pero no será considerado como NPT, por lo tanto no hace parte de los focos principales generadores de tiempos no productivos en este proyecto.

3.4.1 Condiciones operacionales. Dentro de este factor generador de NPT, se ha decidido incluir cualquier motivo pertinente a la ejecución de las operaciones de perforación que requiera: el uso de herramientas, estado, funcionamiento de los equipos, fallas en las herramientas o equipos de perforación (bombas, “top drive”, preventor de reventones, ensamblaje en fondo), estado de las tuberías, entre otros aspectos de tipo físico o mecánico.

3.4.2 Estado del pozo. En este tipo de problemas, se ha decidido incluir factores cómo las pérdidas de fluido de perforación, pérdidas de cabeza hidrostática, daño a la formación, pegas de tubería, empaquetamiento, formaciones fracturadas, cemento blando, influjo, y operaciones de pesca.

3.4.3 Gestión humana. Para los inconvenientes de gestión humana, es preciso mencionar que este tipo de problemas pueden darse debido a mala capacitación del personal o inexperiencia del mismo en el pozo que se esté trabajando. El uso inadecuado de los equipos de perforación también puede desencadenar en futuros NPT, la mala selección del fluido de perforación hace parte de los factores humanos por los cuales se puedan presentar problemas en el pozo.

3.5 CAUSAS PRINCIPALES DE LOS NPT PRESENTADOS Y SUS SOLUCIONES

Es necesario detallar cada una de las causas por las cuales se han presentado tiempos no productivos en los pozos previamente seleccionados.

Con la ayuda del reporte que arrojó el software Open Wells, se analiza que los principales problemas para los cinco pozos seleccionados para este proyecto, se dividen en los siguientes grupos:

- **Fallas Operacionales:** Problemas en el Hueco (hueco apretado, tortuosidad, pérdidas de fluido y Chatarra), pegas (tubería y wireline), fluidos (Mala Condición del Fluido, propiedades).
- **Falla de equipos:** (Problemas con el taladro, RSS, LWD/MWD, broca y problemas con herramientas en superficie).

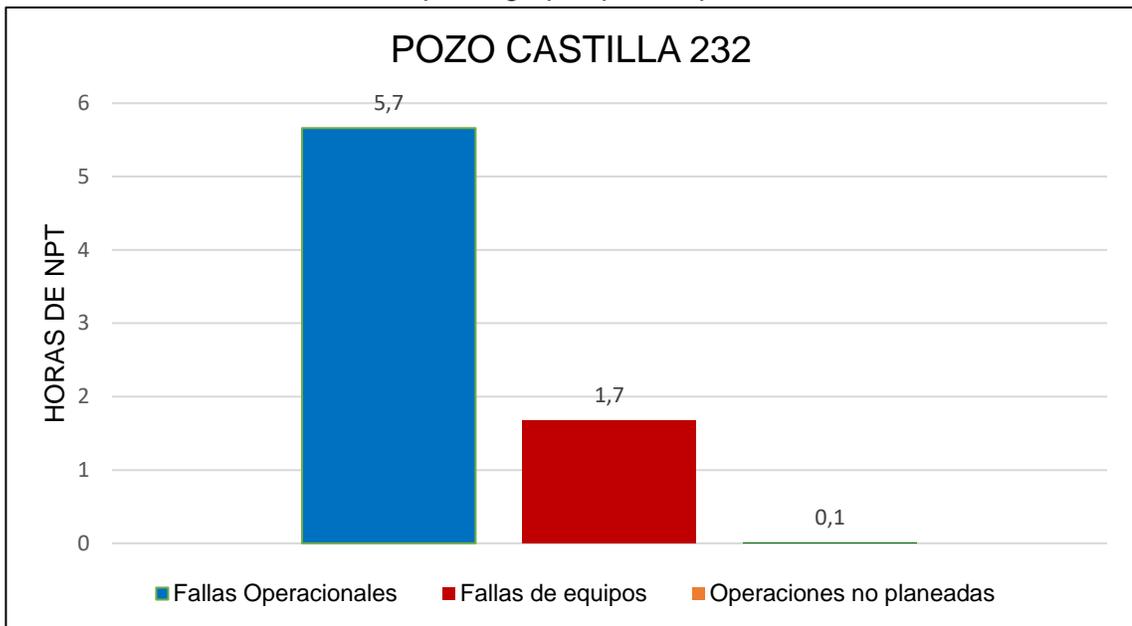
- **Operaciones no planeadas:** (Clima, HSE, Otros).

No en todos los pozos se presentan los tres tipos de causas. Además, los tiempos totales son aquellos en los cuales se tienen en cuenta la sumatoria de NPT y las operaciones no planeada.

En los pozos, se presentan tormentas eléctricas que representan una condición climática generadora de tiempos no productivos, variando entre dos y catorce horas. A pesar de que es un tiempo considerablemente alto, ya que se puede perder casi medio día de trabajo por este motivo, las demás operaciones no planeadas como las paradas por seguridad, espera de permisos por parte de Ecopetrol, paros por la comunidad (problemas sociales o de orden público), son tiempos no productivos que fácilmente pueden tardar el otro medio día en solucionarse.

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes a cada pozo para sus NPT totales haciendo énfasis en los tres grupos de causas anteriormente mencionados, los NPT totales se encuentran en el **Anexo 1** únicamente para el Pozo Castilla 222 (Pozo tomado como referencia).

Gráfica 2. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 232.

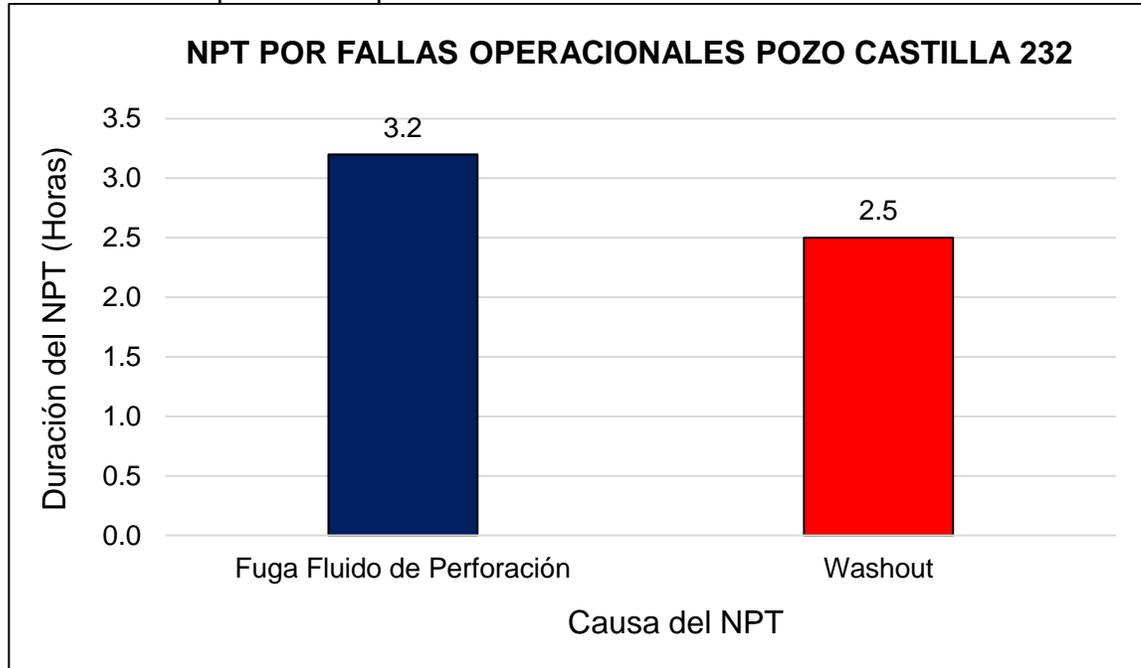


Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 2**, los NPT para el Pozo Castilla 232, presentan una marcada tendencia a ser ocasionados por fallas operacionales en un 75,47%, seguido por un 24,35% generado por fallas de equipos, mientras que las operaciones no planeadas representan un 0,16%. Por la marcada tendencia de las fallas operacionales, y su notorio alto porcentaje de incidencia en los NPT se puede

predecir anticipadamente que este aumento de tiempo se puede disminuir aplicando cambios operacionales en las conductas de los operadores de pozo.

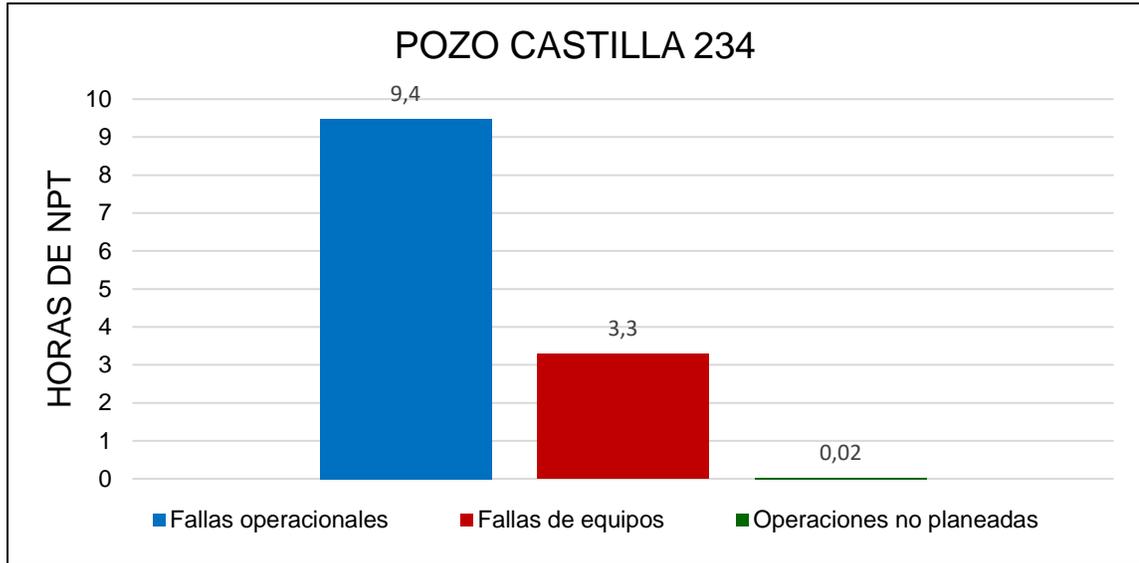
Gráfica 3. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 232.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Grafica 3**, se hace una descripción en detalle de los NPT generados por fallas operacionales en el Pozo Castilla 232. Con esta vista en detalle, se puede resaltar que uno de los principales focos generadores de NPT para este Pozo en particular es el Fluido de Perforación.

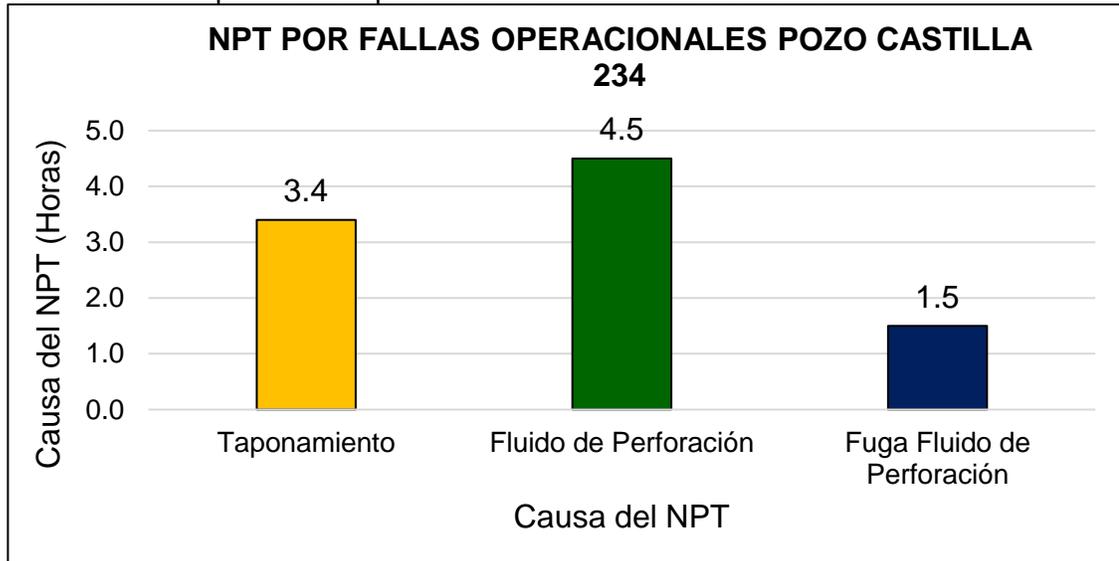
Gráfica 4. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 234.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

La **Grafica 4**, muestra que las causas de NPT para el Pozo Castilla 234, están un poco más equilibradas aunque también tienen una alta incidencia debido a las fallas operacionales en comparación con las fallas de equipos, presentando porcentajes de 55,75 y 43,90% respectivamente, mientras que las operaciones no planeadas generan el 0,34 de los tiempos no productivos.

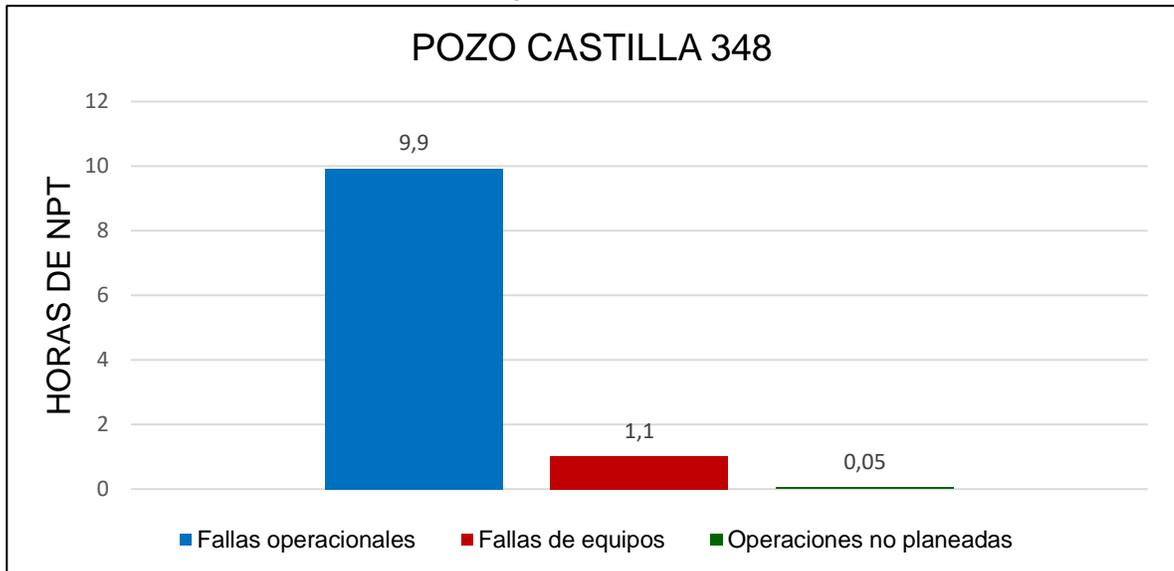
Gráfica 5. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 234.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Grafica 5**, se hace una descripción en detalle de los NPT generados por fallas operacionales en el Pozo Castilla 234. Nuevamente se observa una considerable presencia del Fluido de Perforación como principal generador de NPT.

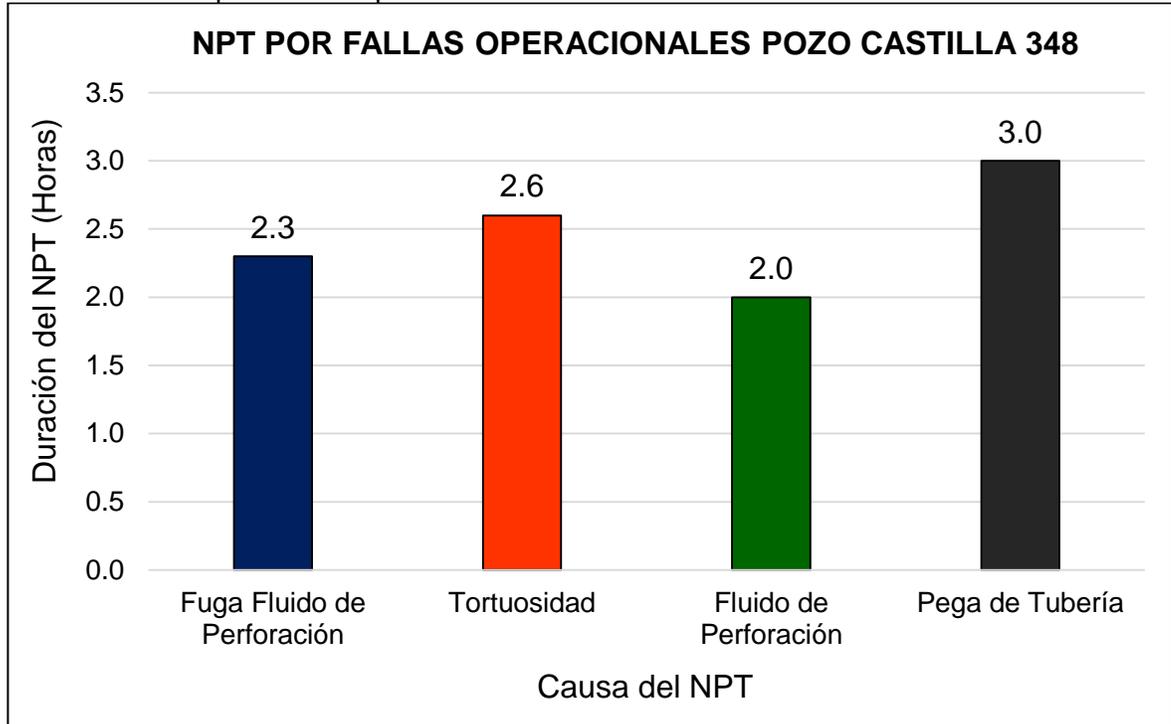
Gráfica 6. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 348.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para la **Grafica 6**, se puede ver como hay una disminución de las causas generadas por fallas de equipos para las operaciones del Pozo Castilla 348; sin embargo, las horas de NPT por fallas operacionales son aún más altas respecto a los anteriores pozos teniendo un 90,21% de causalidad. Mientras tanto, para este pozo, las fallas de equipos son considerablemente bajas con un 9,32%.

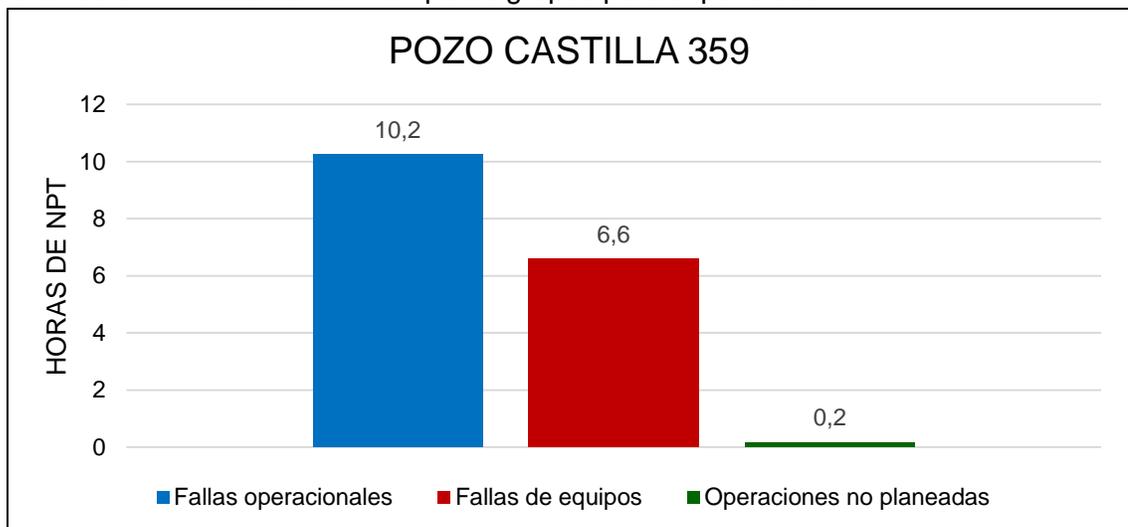
Gráfica 7. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 348.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

A diferencia de los dos pozos anteriores, en la **Gráfica 7** del Pozo Castilla 348, se puede notar una principal fuente generadora de NPT a la tubería del mismo, sin embargo, el fluido de perforación también está presente en la generación de NPT de este Pozo.

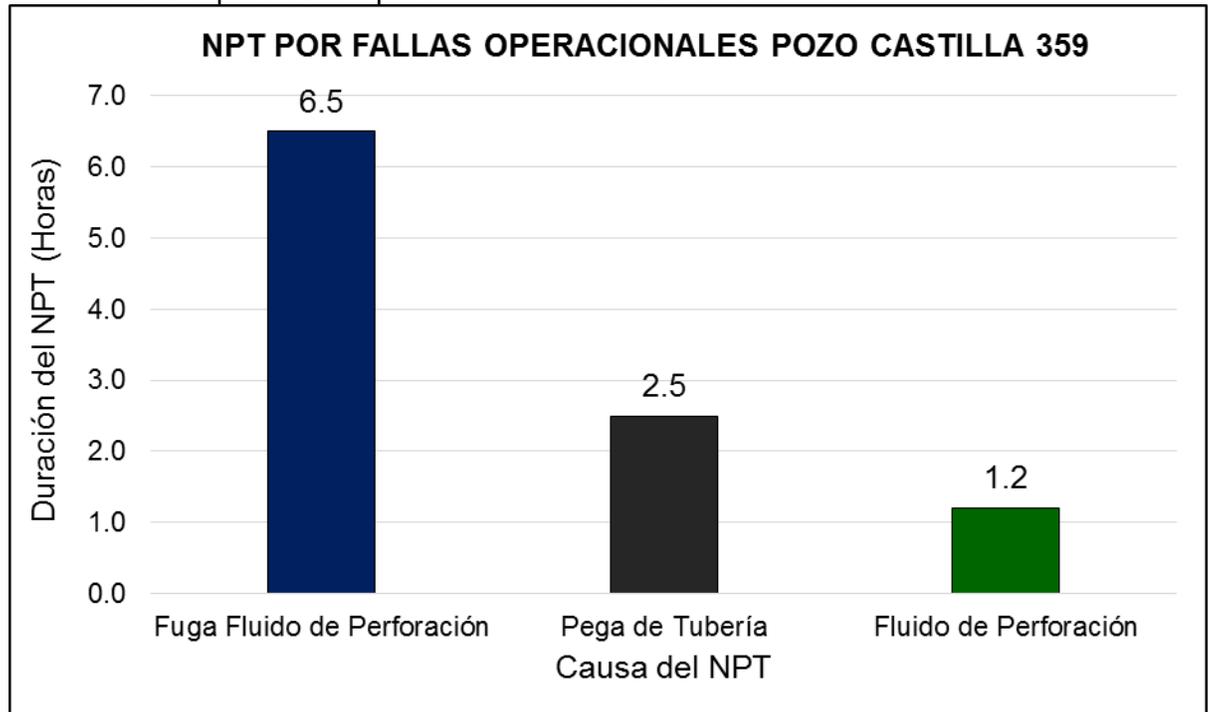
Gráfica 8. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 359.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el Pozo Castilla 359, como principal novedad, la **Grafica 8** presenta un aumento considerable en los NPT generados por operaciones no planeadas; por otra parte las 10,2 horas de fallas operacionales representan un 60,23% y las fallas de equipos aportan un 38,75% de las pausas obligatorias generadas en las actividades de pozo.

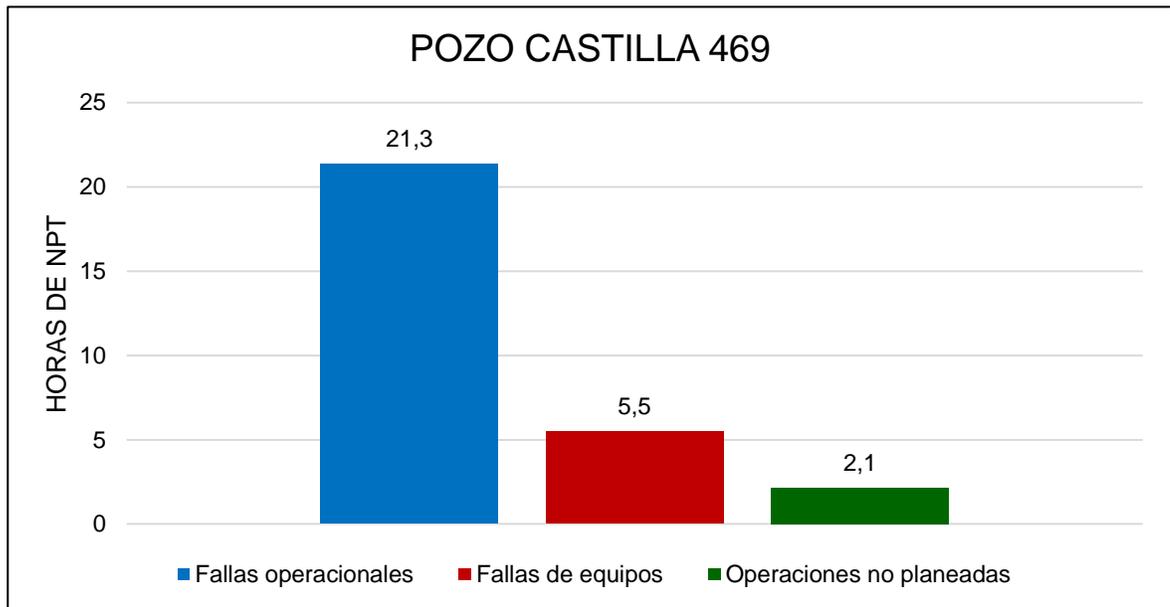
Gráfica 9. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 359.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Para el pozo Castilla 359, como se puede observar en la **Grafica 9**, la tubería del pozo, es el principal motivo por el cual se presentan NPT, y aunque no representa la mayoría del NPT presente en el pozo, el Fluido de Perforación, también hace parte de los motivos por los cuales se presenta esta situación en este pozo.

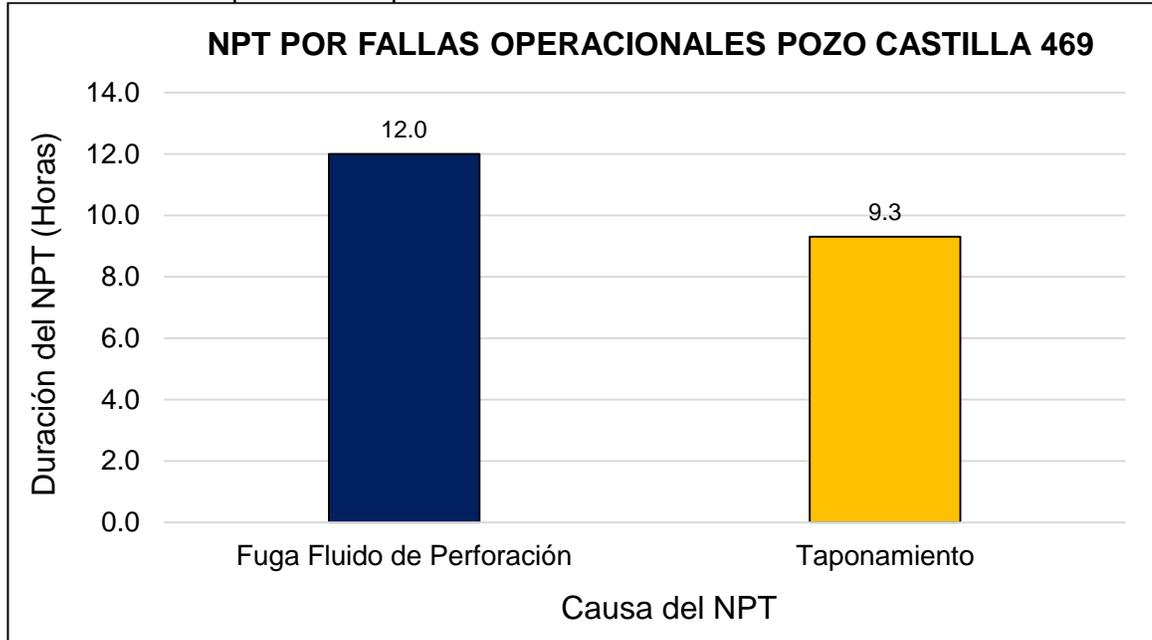
Gráfica 10. NPT totales Vs. Tiempo de grupos para el pozo 469.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 10** del Pozo Castilla 469, el total de los tiempos no productivos está distribuido en un 73,64%, un 18,93% y un 7,41% para las fallas operacionales, fallas de equipos y operaciones no planeadas respectivamente. Este es el pozo en el que hay más horas de NPT por factores climáticos o humanos.

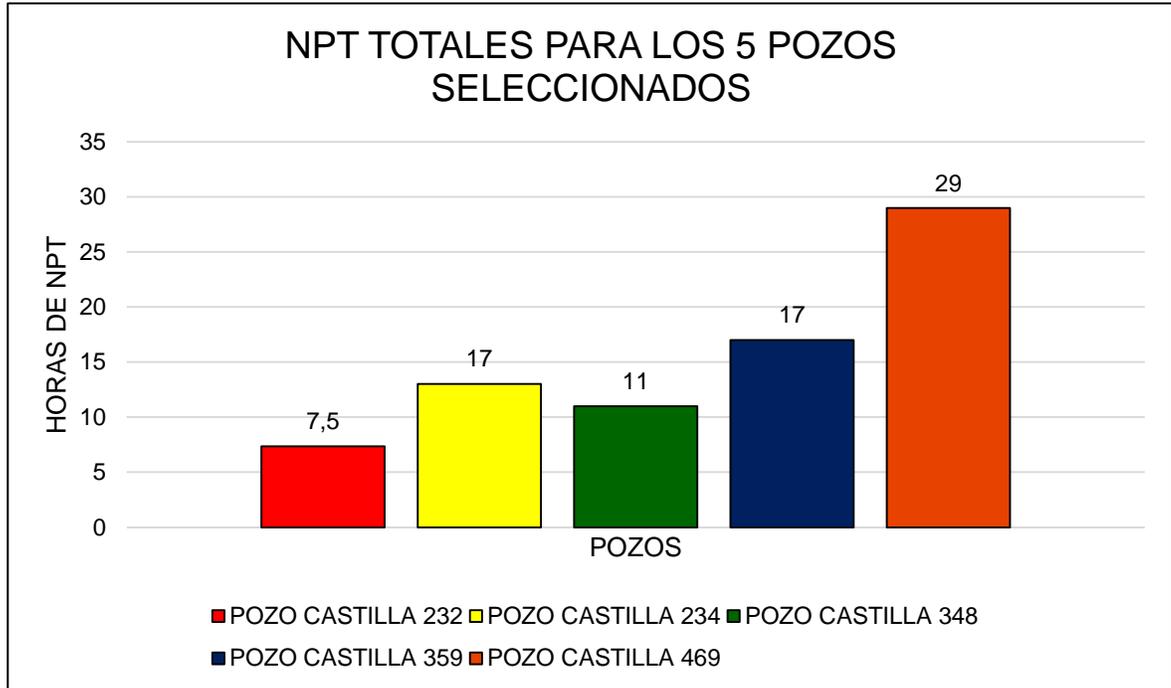
Gráfica 11. NPT por Fallas Operacionales en el Pozo Castilla 469.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Como se puede observar en la **Grafica 11**, los NPT por fallas operacionales del Pozo Castilla 469, se encuentran generados en una parte por problemas con la tubería, y en una leve menor proporción por un taponamiento generado también en la tubería.

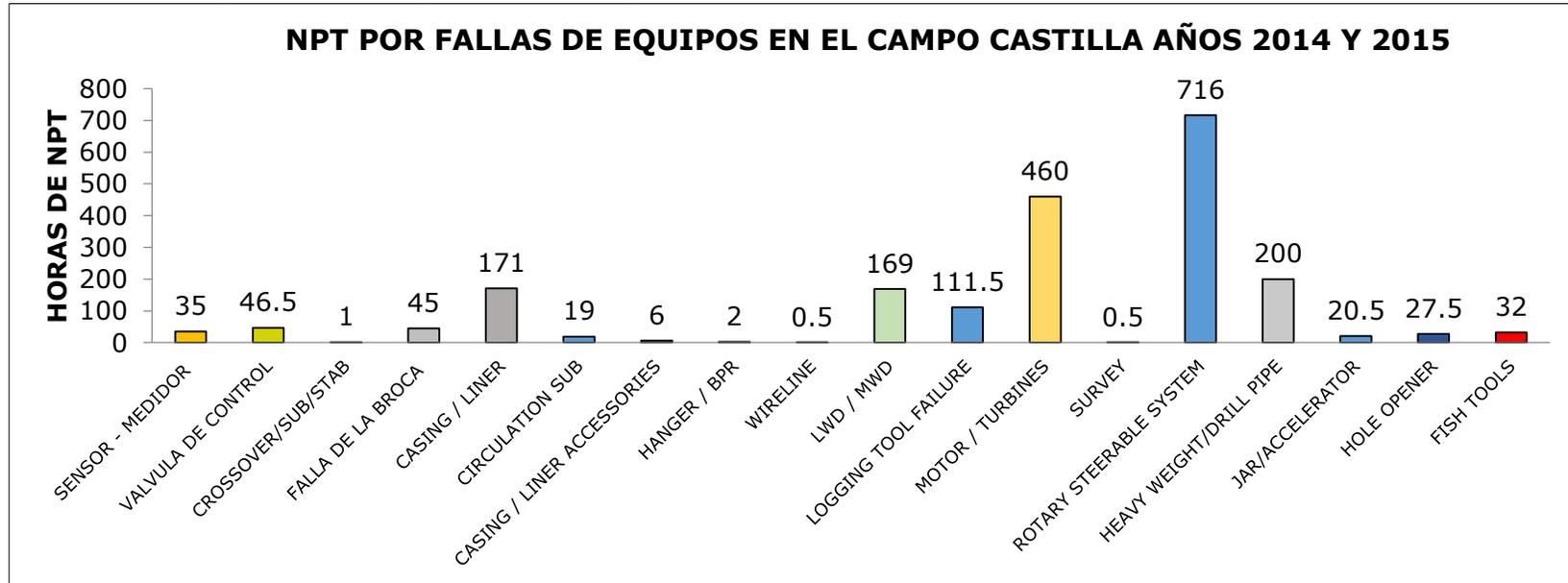
Gráfica 12. NPT totales para los 5 pozos seleccionados.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

Al detallar las gráficas, y en especial la **Grafica 12**, se observa que en cada pozo el grupo predominante de causas generadoras de Tiempos No Productivos son las fallas operacionales, las cuales representan entre un 70 y 80% de los NPT en promedio; mientras que las operaciones no planeadas, tienen un porcentaje bajo respecto a las fallas operacionales, sin embargo, es un tiempo que siempre está presente, ya que son factores que no son directamente controlados por los ingenieros de campo pero se pueden disminuir en operaciones futuras teniendo en cuenta consideraciones de uso o manejo de los equipos. Son las operaciones no planeadas o los factores climáticos los cuales generan una sensación de impotencia.

Gráfica 13. NPT por Fallas de Equipos en el Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por los autores.

En la **Gráfica 13**, se puede observar un acumulado en horas de los NPT totales para el Campo Castilla durante los años 2014 y 2015 generados por fallas operacionales en los equipos de perforación empleados durante esta operación.

4. SIMULACIÓN TÉCNICA PARA LA DISMINUCIÓN DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS, COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL SOFTWARE CON LOS RESULTADOS ORIGINALES QUE PRESENTAN LOS POZOS SELECCIONADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En el siguiente capítulo, se explica el planteamiento de las soluciones para la disminución de los tiempos no productivos presentados en los pozos seleccionados a partir del uso de software especializado y llevando los pozos “a papel”, la descripción a papel, se realiza dentro del capítulo detallando las soluciones sugeridas y sus repercusiones en las operaciones de perforación para los pozos. Se plantea el uso del software Well Plan® para la simulación de las soluciones técnicas planteadas, el cual permitirá simular ciertas condiciones de pozo y así analizar las soluciones.

4.2 SOLUCIONES DE LOS TIEMPOS NO PRODUCTIVOS A PAPEL

La idea de plantear a papel las soluciones a los NPT de los pozos, surge de la necesidad de cubrir aspectos que para un software son ajenos a su simulación, por tal razón, se decide complementar el factor técnico con la solución a papel y así tener un mayor alcance en el objetivo de disminuir los NPT.

Por los resultados que arrojó OpenWells® (ver **Anexo 2**), el Pozo Castilla 232, presenta diversos problemas a los cuales se les ha dado una solución llevada a papel o no simulada con el único fin de disminuir los NPT que se presentan actualmente.

Las **Tablas 6, 7, 8, 9 y 10**, consisten en la muestra de los problemas que presentan los pozos seleccionados con las soluciones que se creen adecuadas para que se tenga una efectiva disminución en los tiempos no productivos generados por dichos problemas. Cada pozo presenta entre 5 y 30 horas únicamente de tiempo no productivo, para llegar a un total 81 horas totales de aumento de los tiempos sólo en descubrir el problema.

En las tablas, se presenta el tiempo de operación que acumulan los NPT para cada pozo y que únicamente son generados por causas que hagan parte de los grupos focales especificados previamente. Cada NPT se encuentra relacionado con su respectiva solución no simulada.

Para el planteamiento de las soluciones, no se tendrán en cuenta factores ajenos a los operacionales, ya que estos no son predecibles para futuras actividades en campo y por ende se estima que se presenten de nuevo la operación de cada pozo.

Se recuerda que la información que se relaciona a continuación en la columna de las causas del NPT, es tomada directamente de los reportes generados por el software OpenWells y suministrados por Ecopetrol S.A.

Tabla 6. Soluciones a papel del pozo Castilla 232.

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 232	6.905	Guadalupe	Caída de herramientas (wear bushing) al pozo.	1,5	Se “baja a pescar” la herramienta caída al fondo del pozo.	Las herramientas pequeñas deben ir aseguradas con arnés al personal que se encuentre trabajando en el pozo
	7.014	Guadalupe	En la fase de 8½ se presentó fuga de fluido de perforación a través de la campana.	0,5	Se sugiere detener operaciones para aplicar bentonita en la campana y así evitar la fuga del fluido de perforación.	Tener un control más detallado y estricto sobre las condiciones físicas de los elementos en superficie.
	7.614	Guadalupe	Se presenta un daño en una pinza en el Top Drive.	1	Reparación inmediata de la pinza haciendo cambio del mismo dependiendo de su gravedad.	No llegar al límite de tensión y presión de la pinza.

Tabla 6. (Continuación)

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 232	7.614	Guadalupe	Presión baja debido a un posible "washout" de tubería por encima de las herramientas direccionales pero con restricción de rotación de la sarta.	2,5	Cambio inmediato de la junta afectada, verificación de los valores de rpm re-establecidos.	Utilizar tubería con mejores condiciones de resistencia a la corrosión.
	7.614	Guadalupe	Se presentó una caída de 400 psi en tres bombas lo cual requirió detener las operaciones.	2	Realizó prueba de bombas, chequeo del fluido de perforación y condiciones de superficie.	Verificar las bombas del taladro antes de iniciar las actividades.

Fuente: Ecopetrol S.A., Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

Tabla 7. Soluciones a papel del pozo Castilla 234.

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 234	416	Guayabo	Taponamiento de arcilla de 8 Pies de longitud en la línea de flujo.	2	Se puede proceder a abrir una “ventana” en la línea para remover el tapón de arcilla.	Realizar limpieza de pozo antes de continuar con las operaciones.
	1.005	Guayabo	Fractura de un pasador de una llave de aseguramiento de las mordazas.	2	Para este tipo de problemas se debe realizar una soldadura.	No ejercer demasiada fuerza ni tensión en las herramientas.
	6.817	San Fernando	El pozo presenta caída de presión hasta de 350 psi a causa de bastante espuma en el fluido de perforación.	4,5	Revisión de las bombas una por una. Se adiciona material antiespumante recuperando las condiciones normales del fluido de perforación.	Aumentar la concentración de antiespumante en la preparación del lodo y combinar con disminución leve en la velocidad de cavitación de las bombas.

Tabla 7. (Continuación).

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 234	7.591	Guadalupe	Incremento de presión hasta en 300 psi, incremento del ECD (10,5) y torque alto.	1	Bajar lentamente la sarta hasta estabilizar los parámetros.	Tener control al momento de bajar las herramientas por el pozo.
	7.880	Guadalupe	Se evidenció un incremento en la presión desde 1.800 psi hasta 2.100 psi observando retorno restringido del fluido de perforación.	2	Regular la presión y bombear píldoras de pérdida de material para establecer los niveles de fluido.	Controlar los niveles de fluidos. Verificar a qué profundida**d se presenta el flujo restringido y cambiar las condiciones del fluido de perforación de acuerdo a las características de la formación.
	9.316	Guadalupe	Fuga en una de las mangueras que conecta la línea del "Stand pipe".	1,5	Se debe cambiar el sello de la unión del "manifold" a la manguera del "stand pipe".	Verificar y probar las mangueras luego de cada cambio de turno. Cambiar de proveedor de mangueras.

Fuente: Ecopetrol S.A., Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

Tabla 8. Soluciones a papel del pozo Castilla 348.

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 348	6.645	Mirador	Pérdidas parciales de fluido de perforación y disminuciones de presión casi en 200 psi.	1,5	Parar las bombas y observar el nivel de fluido e intentar circular el pozo con un caudal mayor hasta observar que la presión y los retornos sean estables.	Analizar las propiedades del fluido de perforación al hacerlo y verificar su peso, que sea el adecuado para el cambio de fases.
	6.645	Mirador	Al retirar la sarta se presenta un "overpull" el cual genera liberación de herramienta creando en última instancia un pescado de herramientas "wear bushing" y "bushing pack off".	6,5	Inspeccionar ensamblaje de fondo además de hacer operación de pesca para las dos herramientas en fondo para recuperarlas e instalar las nuevas herramientas iguales a las anteriores.	Asegurar las herramientas, tanto grandes como pequeñas con arnés o verificar su ajuste para evitar las pescas.

Tabla 8. (Continuación).

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 348	7.525	Guadalupe	Recalentamiento en el sistema hidráulico del equipo.	2	Apagar el sistema inmediatamente y dependiendo del recalentamiento, buscar la manera de cambiar el sistema de ser necesario.	Verificar los cambios de voltaje que se puedan presentar en todo el Campo y que puedan dañar los equipos.
	8.231	Guadalupe	Bloqueo eléctrico en el malacate.	1	El uso de plantas eléctricas no dejará que se presenten estos bloqueos, por lo tanto es necesario implementarlas.	Verificar cambios de voltaje y dar uso a plantas eléctricas que controlen los niveles.

Fuente: Ecopetrol S.A., Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

Tabla 9. Soluciones a papel del pozo Castilla 359.

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 359	6.834	Guadalupe	Daño de la llave hidráulica, genera incrementos en el tiempo al bajar las juntas debido a que se hace con llaves de potencia.	6	Se deben reajustar los pernos del "top drive".	No ejercer demasiada tensión ni aplicar tanto peso a las llaves.
	8.174	Une	Pérdida de fluido de perforación encontrando "washout" en la tubería porque se rompió una junta.	6,5	Al tener pérdidas de fluido de perforación, se procede a revisar la tubería, según sean sus condiciones, se sugiere hacer un cambio de tubería en caso de que se encuentre en estado ineficiente de operación.	Verificar las propiedades del fluido de perforación, iniciando por la base del mismo, además de verificar que las tuberías no presenten fisuras antes de bajarlas.
	9.402	Une	Falla en señal de herramientas direccionales.	4,5	Puede presentarse por herramientas con mala calibración, por lo tanto, deben extraerse de la formación para ser calibradas.	Verificar las herramientas, su calibración debe ser primordial.

Fuente: Ecopetrol S.A., Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

Tabla 10. Soluciones a papel del pozo Castilla 469.

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 469	904	Guayabo	Presentó un apagón completo de torre debido a contaminación en los filtros de suministro de Diesel de tres generadores.	0,5	Limpiar o cambiar los filtros y restablecer los parámetros normales de rotación y peso de la sarta.	Realizar constantes limpiezas de los filtros.
	2.729	Carbonera	La sarta dejó de rotar, se realizó un reinicio para recuperar rotación.	0,5	Se revisa el sistema del taladro, si no hay respuesta del mismo, se reinicia el sistema.	Definir esquemas de regulación que permitan "alivio" a la sarta y no forzar su funcionamiento con el fin de mejorar su rendimiento respecto a las horas de trabajo acumuladas por la misma.

Tabla 10. (Continuación).

Pozo	Profundidad (Pies)	Formación	Causa del NPT.	Duración NPT. (Hr)	Solución planteada para la disminución de NPT según los reportes de Ecopetrol.	Solución propuesta por el proyecto
CASTILLA 469	6.555	Guadalupe	Pérdidas de fluido de perforación, no se presentan retornos en superficie.	12	Se bombea píldora con material de pérdidas (LCM).	Verificar propiedades del fluido de perforación al momento de los cambios de fases.
	8.266	Une	Pérdidas totales de circulación, es decir, sin retorno a superficie.	0,5	Disminuir caudal y sacar la sarta. Se bombea píldora con material de pérdidas.	Mantener caudales bajos y verificar las propiedades del fluido de perforación.
	8.598	Une	Incremento en la presión desde 1.100 psi hasta 1.600 psi.	4	Reciprocarse la sarta a diferentes caudales con o sin rotación para recuperar parámetros normales de presión.	Caudales constantes para que los cambios de presión que se presenten en el sistema no sean de gravedad.
	8.348	Une	Se presentó un aumento en la presión desde 107 psi hasta 1040 psi debido a un taponamiento en la tubería.	11,5	Quebrar tubería hasta dar con la causa del problema, una junta la cual se encontraba taponada con cortes de Lutita y Limolita, procediendo a destapar la tubería con un jeteo.	Verificar las condiciones del fluido de perforación y adecuarlas de acuerdo a las características de la formación para esa profundidad en específico.

Fuente: Ecopetrol S.A., Operaciones Campo Castilla 2014-2015, modificado por los autores.

Las soluciones “a papel” anteriormente planteadas, son una representación de las causas más relevantes que inciden directamente en el aumento de los NPT que son caso de estudio para este proyecto. Al ser fallas de equipos y operacionales, aplicar estas soluciones en pozos futuros implica una disminución en el 100% de los tiempos no productivos que se tienen registrados. Sin embargo, por alguna razón ajena a los autores de este documento, o a los ingenieros operadores de los pozos, se pueden seguir presentando los mismos problemas aunque en menor cuantía. Es por esta razón que se espera una disminución máxima del 80% de los NPT registrados en las **Tablas 6, 7, 8, 9 y 10**, lo que representa una disminución de 64 horas pasando de tener 80 a 16 horas totales de tiempo no productivo por fallas en equipos o problemas operacionales causados por gestión humana.

Se debe tener en cuenta que el mejor escenario que se puede presentar es el de tener un 100% en la disminución de NPT por estos dos factores, sin embargo, como ya se mencionó, es posible que alguna de las situaciones se pueda volver a presentar y en dado caso se estaría entrando en una equivocación al afirmar que se erradican por completo los tiempos no productivos. Por lo tanto se asume un escenario de disminución de NPT más conservador esperando una disminución máxima de un 80%.

4.2 SIMULACIÓN DE LAS SOLUCIONES PLANTEADAS

4.2.1 Descripción del software. WellPlan® es una herramienta de simulación, que permite variar condiciones de operación de pozo para así determinar diferentes escenarios de acuerdo a los requerimientos de los ingenieros y las condiciones presentes en pozo.

Este programa, permite la variación de parámetros como diámetros y longitudes de revestimiento y tuberías, profundidades MD y TVD, tipos de bomba y sus condiciones de operación, características del fluido de perforación,

Este software se utiliza para simular las operaciones de perforación. Puede utilizarse ya sea para planear o analizar el proceso de construcción de un nuevo pozo o para evaluar alternativas de solución en problemas reales. El usuario debe introducir los datos y el software utiliza su gama de módulos para evaluarlos. Hay 8 módulos principales que pueden ser elegidos para generar las simulaciones y las diferentes respuestas que de acuerdo a la situación se soliciten. Para cada módulo, se puede tener una gama de submodos para ejecutar el análisis. Los módulos son:

- **Análisis de Torque:** Predice y analiza el torque y las fuerzas axiales generadas por el taladro, las líneas de tubería de perforación o producción durante las operaciones de bajada o subida. Los principales resultados de este módulo son los gráficos de tensión eficaz, verdadera tensión, torsión, fatiga, tensión y fuerza lateral.

- **Hidráulica:** Utilizada para simular las pérdidas de presión dinámica en el sistema de circulación de la plataforma y para brindar herramientas analíticas para optimizarlo. Las salidas principales de esta modalidad son los gráficos gradiente geotérmico y la pérdida de presión.
- **Control de pozos:** Calcula el volumen de afluencia esperada, genera hojas de matar, determina la profundidad segura máxima y determina el volumen máximo permitido afluencia. Las salidas principales de esta modalidad son presión en la profundidad, presión máxima, volumen permitido de Kick, perforación segura y completa evacuación a gráficos de Gas.
- **Surge:** Utilizado para encontrar presiones contra sobretensiones. Las salidas principales son aumento de límite, límite de hisopo y velocidad de viaje vs profundidad de movimiento de tubería.
- **OptCem:** Utilizado para optimizar las operaciones de cementación y minimizar la posibilidad de costosos errores. Las salidas principales son los gráficos de presión de circulación y la presión de superficie.
- **Velocidad crítica:** Ayuda en la determinación y predicción de velocidades de rotación crítica que puede resultar en dañar las vibraciones de fondo de pozo. Las salidas principales son la velocidad de rotación crítica y fuerzas aplicables.
- **Parte inferior agujero de montaje:** Este módulo proporciona una representación exacta de las fuerzas que actúan en el conjunto estando en fondo de pozo bien. Las salidas principales son los gráficos de fuerza lateral y el desplazamiento.
- **Pegado de tubería:** Calcula las fuerzas que actúan sobre tubería en el punto de pega. Puede ser utilizado para determinar la ubicación del punto de pega, el posible overpull sin sacar tubería, el peso necesario para establecer los m martillos y la acción superficial necesaria para lograr las condiciones deseadas en el punto de “backoff”.

4.2.2 Resultados de la simulación. Como parte de la simulación, se obtiene el **Anexo C**, que contiene los resultados del nuevo planteamiento para la perforación de pozos futuros similares al Pozo Castilla 232, a continuación se muestran capturas de pantalla de esta simulación hecha con nuevas condiciones tomando como base las características de perforación empleadas en el Pozo Castilla 232.

Los datos de entrada requeridos para la simulación de las nuevas condiciones para la perforación son los siguientes:

- Información del diámetro interno (ID) y Externo (OD) de la tubería del Ensamblaje de fondo (tipo de broca, diámetro de broca, collares de perforación, motor direccional, moneles así como el ID y el OD de Drill pipe o tubería de perforación).
- Tamaño del Hueco (17 1/2 Pulgadas, 12 1/4 Pulgadas u 8 1/2 Pulgadas que son los diámetros más comunes).
- Diámetro del revestimiento de la fase anterior (en caso que aplique).
- Densidad del fluido de perforación. (Se determina según interpretación de la ventana de lodos para el pozo a perforar)
- Reología del fluido de perforación. (Se puede observar en la **Figura 18**)
- Tortuosidad del hueco: A continuación, en la **Tabla 11**, se observan los valores que aplican para la selección del valor de la tortuosidad del hueco según el tipo de sección que se vaya a perforar o que se esté perforando al momento de llevar a cabo la simulación.

Tabla 11. Valores de Tortuosidad para la simulación de los nuevos pozos.

TORTUOSIDAD	
SECCIÓN	MAGNITUD
Vertical	0,2 – 0,3
Curva	0,6 – 0,7
Tangente	0,5
Horizontal	0,6 – 0,7

Fuente: Ecopetrol S.A.

- Rata de perforación (ROP): En la **Tabla 12**, se muestran los rangos a tener en cuenta para la rata de perforación en la simulación de los nuevos pozos.

Tabla 12. Valores de Rata de Perforación para la simulación de los nuevos pozos.

TORTUOSIDAD (Pies/Hora)			
GPM	ROP (Pies/Hora)	Profundidad de la Corrida (Pies)	Fase
800 – 850	80	1.000	17 ½ Pulgadas
800 – 1000	320	Tope Unidad C2	12 ¼ Pulgadas
	200 – 250	Unidad E3 @ 2.000 Pies	
350 – 400	15 – 60	Formación Une	8 ½ Pulgadas

Fuente: Ecopetrol S.A.

Profundidad a la que va la fase o a la que se está perforando.

- Profundidad de asentamiento del zapato de la fase anterior.
- Caída de la presión de la broca.

Para realizar una diferenciación entre los pozos antiguos y los nuevos planteados por la simulación realizada en WellPlan®, se decidió nombrar a los nuevos pozos como NC 232, NC 234, NC 348, NC 359 y NC 469. Las letras “NC” provienen del diminutivo de “Nuevo Castilla” siendo por ejemplo Pozo Nueva Castilla 232.

En las **Figuras 17 y 18**, se muestran capturas de pantalla de la simulación realizada en el software WellPlan® para el pozo NC 232:

Figura 17. Información General Pozo NC 232.

1 Design			
1.1 Customer Information			
Company	ECOPETROL S.A.		
Representative			
Address			
1.2 General Well Information			
Project	CASTILLA	Site	CLUSTER 0088
Description	SCC	Site Elevation	
Datum Description	Mean Sea Level	North Reference	Grid
Well (Common)	NC 232	Wellbore (Common)	NC 232
Well (Legal)	NC 232	Wellbore (Legal)	NC 232
Description		Bottom Hole Location	
U.W.I	N/A	St No.	02
Well No.	A-2b	Parent Wellbore	
Design	Propuesta Final ST3	Case	FASE DE 6"
Phase	PROTOTYPE	Operative Time	29.64 days
1.3 General Case Information			
Hole MD	9,140.0 ft	Hole TVD	6,775.9 ft
Air Gap	30.0 ft	Ground Elevation	1,324.5 ft
Datum Description	Mean Sea Level	Well Type	Onshore
Reference Point	ROTARY TABLE	Job Type / Description	
Rig Name	NABORS 993	Drill Depth Rating	15,000.0 ft

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la **Figura 17**, se puede observar como principal detalle, que el tiempo estimado de perforación por el software WellPlan® es de 29,64 días que en horas significa 711,43. Se está aplicando una reducción en los NPT del 45% ya que las simulaciones hechas implican cambios principalmente en a reología del fluido de perforación, pasando de tener un fluido de perforación base agua de 10,8 ppg a 8,9 ppg tal y como se muestra a continuación en la **Figura 18**.

Al ser condiciones nuevas, se espera una reducción de NPT considerable, pero al igual que en las soluciones “a papel” se condiciona a un escenario conservador que permita la reducción de NPT y no entrar en errores que no confirmen una futura disminución de los tiempos no productivos durante los viajes o las operaciones de pozo.

Figura 18. Información reológica del fluido de perforación para el Pozo NC 232.

1.4 Fluid Rheology							
Fluid Data							
Fluid	SECCIÓN 8 1/2" - DRILPLEX			Type	Non Spacer		
Mud Base Type	Water			Base Fluid	Water		
Rheology Model	Bingham Plastic			Foamed	No		
Rheology Data							
Temperature (°F)	Pressure (psi)	Base Density (ppg)	Ref. Fluid Properties	PV (Mulf) (cp)	YP (Tau0) (lbf/100ft ²)	Fann Data	
						Speed (rpm)	Dial (°)
120.00	14.70	8.9	Yes	20.41	21.615	600	61.00
						300	46.00
						200	35.00
						100	27.00
						6	20.00
						3	19.00

Fuente: Ecopetrol S.A.

A continuación, en la **Tabla 11**, se observa el rango de selección para las características y propiedades del fluido de perforación empleado para perforar el pozo Castilla 232 en la Unidad TD o Formación Une a una profundidad entre 7.490 hasta 9.995 Pies

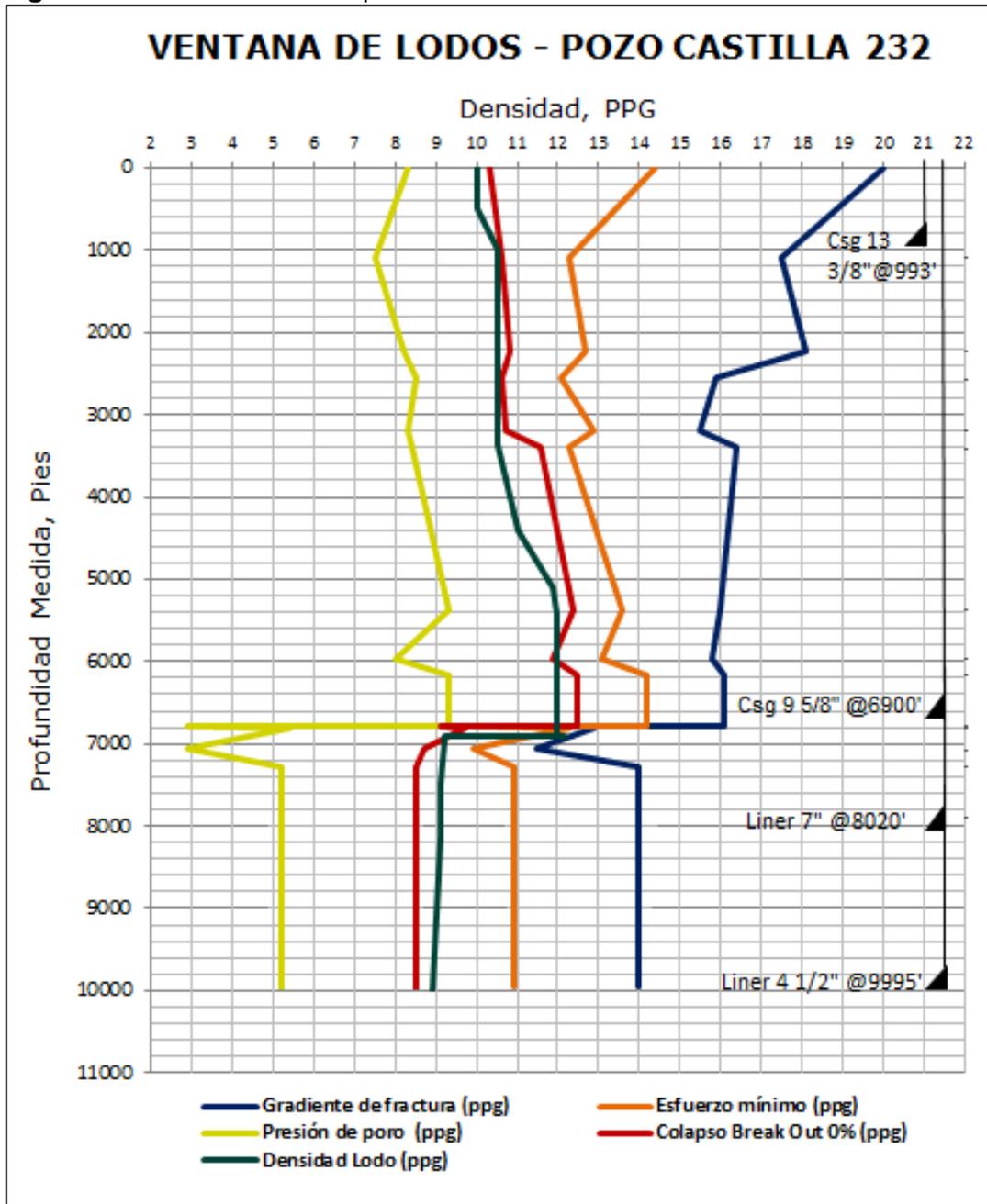
Tabla 13. Propiedades del fluido de perforación original para el pozo Castilla 232.

PROPIEDADES DEL FLUIDO ORIGINAL	
Densidad (ppg)	10.7 – 11.1
Viscosidad embudo (seg/qt)	52 - 558
Viscosidad Plástica (Cp)	19 - 27
Punto de Cedencia (lb/100 ft ²)	29 -38
Filtrado (ml/30min)	< 10
pH	9.1 – 10.4
Esfuerzo de Corte (YS) (lb/100 ft ²)	15 - 17
Filtrado PPT, 35 Micrones (ml/30 min)	< 16
MBT (lb/bbl eq)	< 7.9
Lubricante (lb/bbl)	2.9 – 4.3 %

Fuente: Ecopetrol S.A.

Teniendo en cuenta las condiciones del fluido de perforación con el que se perforó el Pozo Castilla 232 y la ventana de lodos que se muestra a continuación en la **Figura 19**, se hace una selección de un nuevo fluido de perforación planteado para la perforación de los nuevos pozos cuyas propiedades se muestran en la **Tabla 12**.

Figura 19. Ventana de Lodos para el Pozo Castilla 232.



Fuente: Ecopetrol S.A.

Como se puede observar en la ventana de lodos del Pozo Castilla 232, las propiedades propuestas para el fluido de perforación de los nuevos pozos se encuentra dentro del rango permitido por la presión de poro y la presión de fractura de la Formación Une a una profundidad de interés entre 7.490 y 9.995 Pies que es la zona de interés para este pozo.

Tabla 14. Propiedades del fluido de perforación propuesto para la simulación.

PROPIEDADES DEL FLUIDO PROPUESTO	
Densidad (ppg)	8.9 - 9.2
Viscosidad embudo (seg/qt)	45 - 55
Viscosidad Plástica (cP)	15 - 25
Punto de Cedencia (lb/100 ft ²)	25 -35
Filtrado (ml/30min)	< 5
pH	8.5 - 10
Esfuerzo de Corte (YS) (lb/100 ft ²)	12 - 14
Filtrado PPT, 35 Micrones (ml/30 min)	< 12
MBT (lb/bbl eq)	< 7,5
Lubricante (lb/bbl)	2 - 3,5 %

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la **Tabla 12**, se observan las nuevas propiedades planteadas para la perforación de los nuevos pozos presentando como cambio principal la disminución de la densidad del fluido de perforación pasando de 10.8 a 8.9 ppg.

4.3 ANALISIS DE LOS RESULTADOS ORIGINALES VERSUS LOS RESULTADOS SIMULADOS

Ecopetrol S.A. tiene como pilar, la búsqueda de métodos de disminución de los elevados NPT que se presentan durante las actividades de perforación para sus diferentes pozos en el Campo Castilla.

Como resultado del análisis de la simulación y en conjunto con el análisis de las herramientas de perforación que se emplearon para el desarrollo de los pozos seleccionados y además, algunas de las facilidades en superficie con las cuales se trabaja, se observa que la eficiencia de las bombas de los taladros de perforación no era la ideal, e inclusive se encontraban muy por debajo de lo ideal de una bomba promedio para un pozo de Ecopetrol S.A., las cuales presentan un promedio de eficiencia del 75%.

Teniendo en cuenta esta situación, se llega a la conclusión de implementar nuevas bombas en los futuros pozos para así facilitar el trabajo con los fluidos de perforación que interactuaban con las formaciones más profundas. Las bombas de los taladros de perforación idóneas para los futuros pozos a perforar son: National FD-1600 Triplex Mud, seleccionadas por sugerencia de Ecopetrol S.A.

Esta decisión es avalada por los ingenieros de Ecopetrol S.A. y se procede a hacer un análisis de resultados si se implementaran las mismas. Se pasa de tener una eficiencia de bombas de 75% a un 90%, además las antiguas bombas por su deterioro y antigüedad, no se encuentran trabajando a su máxima potencia, una

razón que hace que los NPT aumenten. Se estima que con las nuevas bombas trabajando a su máxima potencia, se presente una reducción considerable de los NPT en los pozos seleccionados.

Para analizar los resultados obtenidos de la simulación, se adjunta la **Tabla 13**, las cuales contienen un resumen de los tiempos de operación (color amarillo) y NPT (color verde) antes y después de la simulación con lo cual se podrá llevar a cabo una comparación del lapso de ejecución total para las futuras operaciones de pozo respecto a lo ejecutado que ha servido como registro para el desarrollo de este proyecto.

Tabla 15 Comparación de los pozos originales Vs. Simulados (Horas).

	Pozos Originales					Pozos Simulados				
NOMBRE DE LOS POZOS	CAS 232	CAS 234	CAS 348	CAS 359	CAS 469	NC 232	NC 234	NC 348	NC 359	NC 469
NPT (HORAS)	7,5	17,0	11,0	17,0	29,0	4,13	9,35	6,05	9,35	15,95
TIEMPO OPERACIÓN (HORAS)	38.06	36.40	22.56	49.56	45.77	29,4	20,02	12,41	27,26	25,17

Fuente: Ecopetrol S.A.

Como se puede notar, la reducción de los NPT es considerable pese a contar con una disminución del 45% de los tiempos no productivos. Un escenario pesimista pero que garantiza la disminución del NPT a futuro para las operaciones de perforación durante los viajes.

La **Tabla 14**, muestra los NPT totales para el escenario actual y para la predicción resultante de la simulación y el efecto de las soluciones planteadas “a papel”

Tabla 16. Comparación NPT Actual VS Previsto

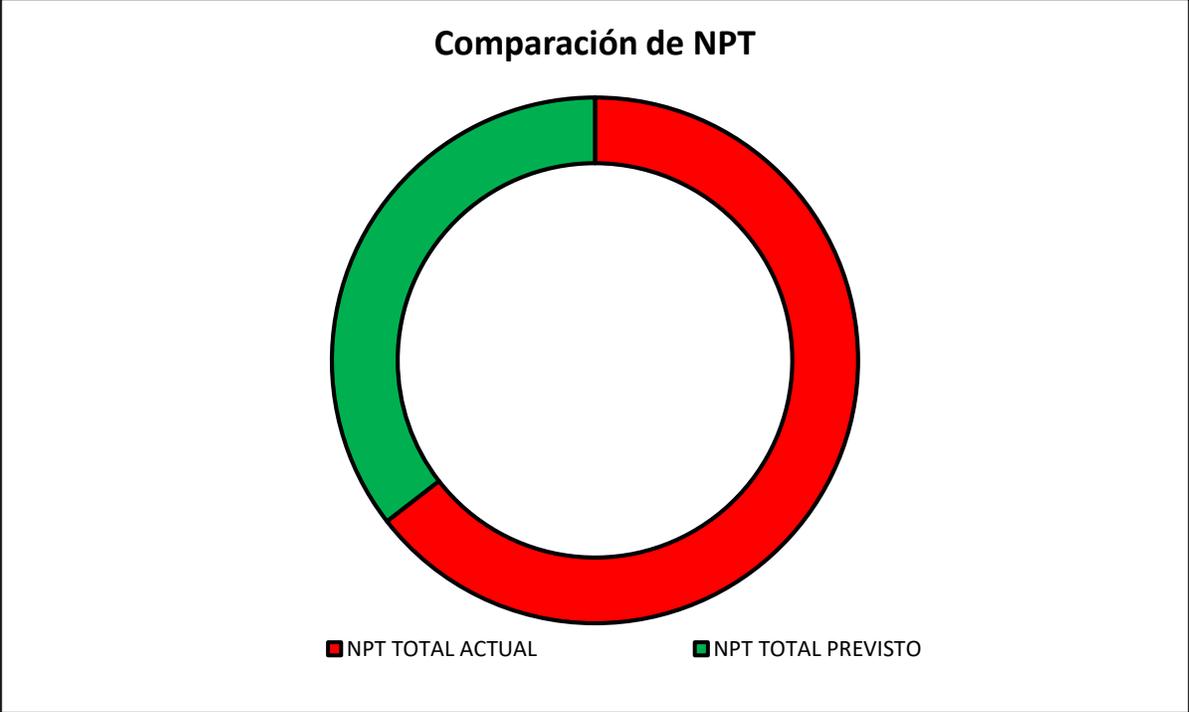
NPT TOTAL ACTUAL	NPT TOTAL PREVISTO
81.5	44.83

Fuente: Ecopetrol S.A.

La comparación es más notoria si se observa la **Gráfica 9**, la cual muestra que si se toma el acumulado entre los dos NPT (actual y previsto) como un solo tiempo, el

NPT actual representa el 65% del tiempo total, mientras que la predicción planteada por el presente proyecto corresponde únicamente al 35% del acumulado.

Gráfica 14. Comparación de los NPT (actual vs. previsto).



Fuente: ECOPETROL S.A

5. ANÁLISIS FINANCIERO

En las últimas campañas de perforación de los pozos de desarrollo en el Campo Castilla, se han aumentado los tiempos no productivos.

Este proyecto hace estudio de los tiempos no productivos para las operaciones de perforación durante los viajes, “el NPT (por sus siglas en inglés: No Productive Time), se inicia desde que se detecta el problema, hasta que se tiene la condición operacional para continuar con la actividad normalmente.”⁴⁴

Para realizar un estudio más detallado de los NPT, poder determinar el porqué de su origen y plantear soluciones que permitan su disminución, se han seleccionado 5 pozos donde se identificarán: el origen de los NPT. Posteriormente serán llevados a un simulador y se presentarán alternativas de solución a los problemas detectados.

Para hacer la evaluación financiera del presente proyecto aplicando la metodología del Valor Presente Neto, el tiempo de evaluación definido es de 1 año distribuido en dos periodos semestrales, la tasa de interés de oportunidad manejada por Ecopetrol S.A., es del 11% efectivo anual, se va a utilizar como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD). Teniendo en cuenta que la evaluación financiera se realiza desde el punto de vista de una compañía operadora, se elabora adicionalmente un análisis de costos de inversión.

A continuación, en la **Tabla 15**, se muestra la campaña de perforación prevista por Ecopetrol S.A.

Tabla 17. Campaña de perforación.

PERIODOS (SEMESTRE)	POZOS A PERFORAR		
	ALTO ÁNGULO	BAJO ÁNGULO	TOTAL
1	10	13	23
2	8	12	20

Fuente: Ecopetrol S.A.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los costos de inversión o Capital Expenditure (CAPEX por sus siglas en inglés) se refieren a todos los gastos iniciales que tiene Ecopetrol S.A., para dar inicio a la campaña de perforación planeada para el presente año.

⁴⁴ Ibid. p. 27.

5.1.1 Costos para el escenario 1. Para un mayor entendimiento, se ha decidido dividir el proyecto en dos distintos escenarios. El primero de ellos, el escenario actual, contempla la información e historia de perforación ya empleada para la ejecución de las actividades de movilización, perforación y completamiento de los pozos seleccionados, es decir el escenario actual de perforación.

Teniendo en cuenta esta selección de pozos, se observa que los pozos Castilla 232, Castilla 234, Castilla 348 y Castilla 359, cuentan con la condición de tener un ángulo de inclinación entre 61° y 80° siendo pozos de alto ángulo; mientras que el pozo Castilla 469 es el único de bajo ángulo presentando una inclinación menor a 60°.

En la **Tabla 16**, se hace descripción de los costos actuales para las operaciones de movilización, perforación y completamiento para los 5 pozos seleccionados que se tienen como referentes para el desarrollo de este proyecto.

Tabla 18. Costos actuales para la perforación de los pozos seleccionados.

PERIODO (SEM.)	POZO Y TIPO DE ÁNGULO	COSTOS PERFORACIÓN (USD)	COSTOS MOV. (USD)	COSTOS COMPLETAM. (USD)	COSTO ACTUAL (USD)
1	CASTILLA 232 - ALTO	8.646.550,00	40.000,00	1.000.000,00	9.686.550,00
1	CASTILLA 234 - ALTO	5.792.480,00	40.000,00	1.000.000,00	6.832.480,00
2	CASTILLA 348 - ALTO	3.053.870,00	40.000,00	1.000.000,00	4.093.870,00
2	CASTILLA 359 - ALTO	7.089.070,00	40.000,00	1.000.000,00	8.129.070,00
2	CASTILLA 469 – BAJO	2.854.890,00	40.000,00	800.000,00	3.694.890,00
TOTAL					32.436.860,00

Fuente: Ecopetrol S.A.

Para efectos de nuestra proyección, se utilizarán los costos promedio por el tipo de ángulo de los pozos, los cuales se muestran a continuación en la **Tabla 17**. Teniendo en cuenta que sólo se cuenta con un único pozo de bajo ángulo, se toma el mismo valor de su costo para el promedio.

Tabla 19. Costo promedio actual de un pozo de bajo y alto ángulo en el Campo Castilla.

TIPO DE POZO		COSTOS COMPLETAMIENTO (USD)	COSTOS MOVILIZACIÓN (USD)	COSTOS PERFORACIÓN (USD)	COSTO TOTAL POR POZO (USD)
BAJO ÁNGULO	ALTO ÁNGULO				
1	----	800.000,00	40.000,00	2.854.890,00	3.694.890,00
----	1	1.000.000,00	40.000,00	6.145.492,50	7.185.492,50

Fuente: Ecopetrol S.A.

En la **Tabla 18**, se muestran los costos de inversión requeridos para la campaña de perforación actual tomando como base los valores promedio para los pozos de alto y bajo ángulo respectivamente.

Tabla 20. Costos de Inversión para la campaña de perforación del escenario 1.

PERIODO (SEMESTRE)	BAJO ÁNGULO		ALTO ÁNGULO		COSTOS (USD)
	COSTO POR POZO (USD)	# DE POZOS	COSTO POR POZO (USD)	# DE POZOS	
1	3.694.890,00	10	7.185.492,50	13	130.360.303,50
2	3.694.890,00	8	7.185.492,50	12	115.785.030,00

Fuente: Ecopetrol S.A.

5.1.2 Costos para el escenario 2. En la siguiente tabla (**Ver Tabla 19**), se hace descripción de los costos previstos de las operaciones de movilización, perforación y completamiento que se generaron para cada uno de los pozos seleccionados en el segundo escenario planteado, el cual surge de luego de las soluciones planteadas tanto “a papel” como en el simulador. Adicionalmente, se incluye un porcentaje de reducción en comparación con el escenario 1.

Tabla 21. Costos previstos para la perforación de los pozos seleccionados.

PERIODO (SEM.)	POZO Y TIPO DE ÁNGULO	COSTOS PERFORACIÓN (USD)	COSTOS MOV. (USD)	COSTOS COMPLETA M. (USD)	COSTOS PREVISTOS (USD)	RED. %
1	CASTILLA 232 - ALTO	6.289.680,44	40.000,00	1.000.000,00	7.329.680,44	15,23
1	CASTILLA 234 - ALTO	3.189.089,65	40.000,00	1.000.000,00	4.229.089,65	26,99
2	CASTILLA 348 - ALTO	1.636.411,67	40.000,00	1.000.000,00	2.676.411,67	12,36
2	CASTILLA 359 - ALTO	3.238.253,75	40.000,00	1.000.000,00	4.278.253,75	39,65
2	CASTILLA 469 – BAJO	1.374.252,19	40.000,00	800.000,00	2.214.252,19	22,44
TOTAL					20.727.687,70	36,09

Fuente: Ecopetrol S.A.

Para efectos de nuestra proyección, se utilizarán los costos promedio por el tipo de ángulo de los pozos, los cuales se muestran a continuación en la **Tabla 20**. Teniendo en cuenta que sólo se cuenta con un único pozo de bajo ángulo, se toma el mismo valor de su costo para el promedio.

Tabla 22. Costo promedio actual de un pozo de bajo y alto ángulo en el Campo Castilla.

TIPO DE POZO		COSTOS COMPLETAMIENTO (USD)	COSTOS MOVILIZACIÓN (USD)	COSTOS PERFORACIÓN (USD)	COSTO TOTAL POR POZO (USD)
BAJO ÁNGULO	ALTO ÁNGULO				
1	----	800.000,00	40.000,00	1.374.252,19	2.214.252,19
----	1	1.000.000,00	40.000,00	3.588.358,88	4.628.358,88

Fuente: Ecopetrol S.A.

A continuación, en la **Tabla 21**, se muestran los costos de inversión requeridos para la campaña de perforación actual tomando como base los valores promedio para los pozos de alto y bajo ángulo respectivamente.

Tabla 23. Costos de Inversión para la campaña de perforación del escenario 2.

PERIODO (SEMESTRE)	BAJO ÁNGULO		ALTO ÁNGULO		COSTOS (USD)
	COSTO POR POZO (USD)	# DE POZOS	COSTO POR POZO (USD)	# DE POZOS	
1	2.214.252,19	10	4.628.358,88	13	82.311.187,34
2	2.214.252,19	8	4.628.358,88	12	73.254.324,08

Fuente: Ecopetrol S.A.

5.2 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se lleva a cabo mediante la aplicación de la metodología del Valor Presente Neto (VPN) con el fin de traer del futuro al presente las cantidades monetarias a su valor equivalente, teniendo en cuenta que en el proyecto no se generan ingresos para Ecopetrol S.A.

5.2.1 Valor Presente Neto (VPN). Según Guillermo Baca Currea, “El valor presente neto, VPN, es el indicador más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión para la ejecución o no de un proyecto desde el punto de vista financiero.”⁴⁵

Para el cálculo del valor presente neto, es necesario traer los flujos de efectivo al tiempo presente haciendo la diferencia entre el capital de inversión y el flujo traído al presente, teniendo en cuenta que el valor inicial de inversión ya se encuentra a tiempo de hoy. Los flujos deben presentar una deducción correspondiente a la tasa de interés de oportunidad.

La fórmula para el cálculo del VPN es la siguiente:

Ecuación 1. Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN_{(t)} = \sum F_n(1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots F_n(1+i)^{-n}$$

Siendo:

F= Flujo neto de efectivo del periodo.

i = Tasa de interés de oportunidad (TIO).

n= Periodo.

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197.

⁴⁵ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, 2000, p. 197.

Teniendo en cuenta que se está aplicando la metodología del valor presente neto, el resultado de este, debe ser interpretado a dólares de hoy cuánto cuesta una campaña de perforación para Ecopetrol S.A. durante un año.

5.2.2 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Representa la tasa de interés más alta que un inversionista, en este caso Ecopetrol S.A., sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto.

Siendo para Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad efectiva anual de 11% efectivo anual.

Teniendo en cuenta que los periodos de evaluación del presente proyecto son semestrales, es necesario convertir la tasa de interés de oportunidad actual a su equivalente en periodos de seis meses.

Ecuación 2. Tasa de interés de oportunidad equivalente efectiva semestral.

$$\begin{aligned}(1 + i_{anual})^n &= (1 + i_{semestral})^n \\(1 + 0.11)^1 &= (1 + i_{semestral})^2 \\1.11^{\frac{1}{2}} &= (1 + i_{semestral}) \\1.05356 - 1 &= i_{semestral} \\i_{semestral} &= 0.05356 \\i_{semestral} &= 5.3565\% e. s.\end{aligned}$$

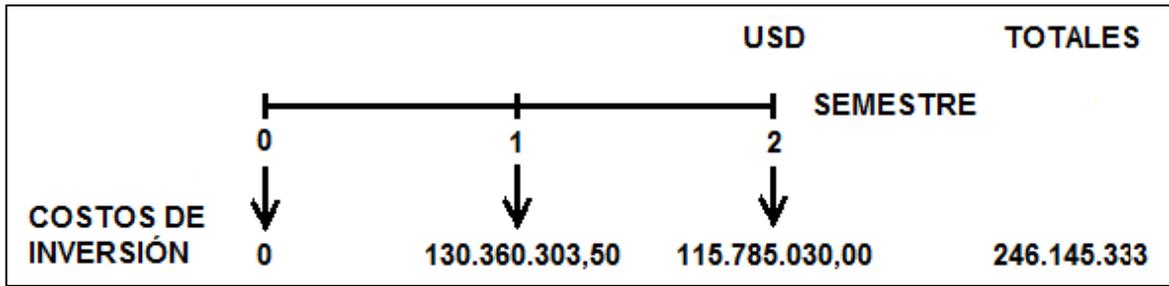
Fuente: BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 22.

5.2.3 Flujo de Efectivo. Para Baca Urbina, “Es una representación gráfica que ayuda a visualizar como fluye el dinero a través del tiempo, el tiempo o período se representa como una línea horizontal; el inicio se considera en el extremo izquierdo y el final en el extremo derecho de la línea. El dinero se representa con flechas hacia arriba y hacia abajo. La flecha hacia arriba representa una ganancia, ahorro, beneficio, ingreso, en tanto que una flecha hacia abajo representa inversión, gasto, desembolso, pérdida, costo.”⁴⁶

5.2.3.1 Escenario 1. A continuación, en la **Figura 20**, se observa el flujo de efectivo para el escenario de la campaña de perforación actual.

⁴⁶ BACA URBINA, Gabriel. Fundamentos de ingeniería económica. 4 ed. México: Mac Graw Hill Interamericana, 2007. p13.

Figura 20. Flujo de efectivo escenario 1.



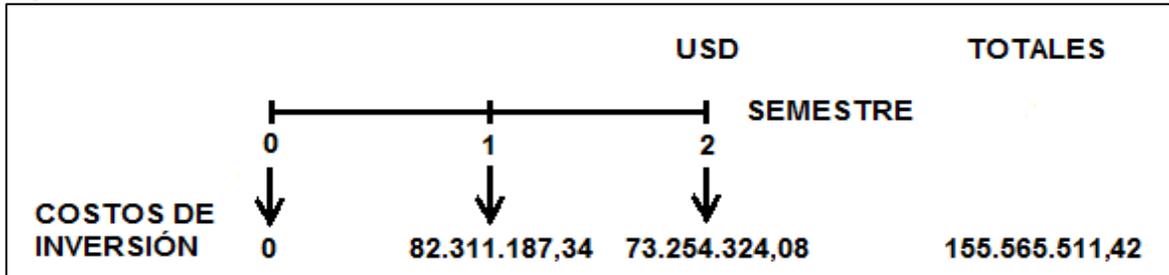
Ecuación 3. Valor Presente Neto escenario 1.

$$VPN_{(0.05356)} = 0 + \frac{-130.360.303}{(1 + 0.05356)^1} + \frac{-115.785.030}{(1 + 0.05356)^2}$$

$$VPN_{(0.05356)} = -228.045.057,44$$

5.2.3.2 Escenario 2. A continuación, la **Figura 21** presenta el flujo de efectivo para el escenario planteado por el presente proyecto.

Figura 21. Flujo de efectivo escenario 2.



Ecuación 4. Valor Presente Neto escenario 2.

$$VPN_{(0.05356)} = 0 + \frac{-82.311.187,30}{(1 + 0.05356)^1} + \frac{-73.254.324,10}{(1 + 0.05356)^2}$$

$$VPN_{(0.05356)} = -144.122.280,16$$

5.3 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para llevar a cabo la siguiente campaña de perforación por parte de Ecopetrol S.A., es aplicar las soluciones propuestas por el proyecto, ya que en comparación con la campaña de perforación actual, la implementación de nuevas bombas en los taladros de perforación y la disminución en la densidad de los fluidos de perforación empleados, representan

una reducción de costos del 36,80% (U\$83.922.777,28) originado en la disminución de las pérdidas de tiempo de perforación.

6. CONCLUSIONES

- Las situaciones que generan en mayor cantidad la presencia de NPT en los pozos seleccionados son las fallas operacionales. Con porcentajes respectivamente de: 74,47 %, 55,75 %, 90,21 %, 60,23 % y 73,64 % para los pozos Castilla 232, Castilla 234, Castilla 348, Castilla 359 y Castilla 469 respectivamente.
- Los pozos seleccionados presentan aumentos de los tiempos no productivos por fallas operacionales. Entre ellos, el pozo que presenta mayor cantidad de horas de NPT, es el Pozo Castilla 469, en el cual se presenta un taponamiento presentado en la tubería de perforación, incrementando la presión de 107 psi a 1.040 psi a una profundidad de 8.348 Pies.
- El software OpenWells® usado como herramienta de consulta de información, es realmente eficaz a la hora de almacenar características de los pozos y sus condiciones de perforación. Igualmente el software WellPlan® ayuda a mejorar y definir una planeación ideal de pozos teniendo en cuenta las problemáticas que se puedan presentar en el pozo.
- El mantenimiento o cambio de equipos con anticipación, como las bombas de superficie, asegurará que los NPT disminuyan alrededor de un 15% para los futuros pozos y no solo en el Campo Castilla. Sin embargo se pueden tomar precauciones como capacitar al personal para ayudar en las disminuciones de NPT.
- La disminución en la densidad del fluido de perforación influye directamente en la reducción de los NPT gracias a la ventana de lodos la cual permite esta reducción sin afectar la presión de poro de la Formación Une.
- Los principales problemas de NPT de gestión humana son atribuidos a mala o nula capacitación de los operadores en campo los cuales infringen las normas básicas de manejo de los equipos ocasionando futuros fallos en los mismos y así mismo generando aumento en los NPT por fallas operacionales.
- Además de los taponamientos que se presentan como fallas operacionales, existen altos NPT por pegadas de tubería en el fondo de los pozos, problema que se presenta principalmente en pozos de tipo desviado. Entre mayor sea su desviación, se verán aumentados los tiempos no productivos puesto que son susceptibles a ser afectados según el grado de inclinación que presenten.
- Los NPT por fallas operacionales son los más comunes y constantes en los 5 pozos seleccionados, sin embargo son estos mismos los que presentan una mayor prospectiva de disminución siempre y cuando los equipos sean

manejados adecuadamente y no sean forzados a trabajar bajo condiciones no idóneas según su funcionalidad.

- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para llevar a cabo la siguiente campaña de perforación por parte de Ecopetrol S.A., es aplicar las soluciones propuestas por el proyecto, ya que en comparación con la campaña de perforación actual, la implementación de nuevas bombas en los taladros de perforación y la disminución en la densidad de los fluidos de perforación; pasando de 10,8 ppg a 8,9 ppg. Representan una reducción de costos del 35,25% (U\$80.388.055,08) originado en la disminución de las pérdidas de tiempo de perforación.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar modelos de perforación para los nuevos pozos, basados en la litología del Campo Castilla, permitiendo hacer un análisis más detallado de la misma para determinar los riesgos que puedan existir internamente en los pozos.
- Ampliar el espectro de los pozos seleccionados buscando un estudio más detallado que abarque más condiciones y situaciones que puedan afectar directamente la presencia de NPT para los pozos del Campo Castilla.
- Actualizar la base de datos tomada de OpenWells® con el fin de añadir nuevas condiciones operacionales que no hayan sido tenidas en cuenta para el estudio del presente proyecto.
- Implementar campañas de capacitación constante y actualizada a los trabajadores y operadores del Campo Castilla con el fin de evitar en mayor medida los posibles errores humanos que conllevan en NPT para las operaciones de perforación.
- Definir sistemas efectivos de cambios de turno para los operadores dentro de los cuales no se descuiden los equipos de perforación y así disminuir los NPT por gestión humana.
- Revisar las campañas de inspección y consecución de equipos de perforación por parte de Ecopetrol S.A. ya que las herramientas actuales no se encuentran al 100% de su capacidad funcional, condición que conlleva a un aumento en los NPT por fallas operacionales en los equipos de perforación.
- Rediseñar las ventanas de lodo para los pozos de la nueva campaña de perforación planteada en el proyecto a través de un ajuste del lodo de perforación al mínimo permitido por la misma con el fin de lograr nuevas condiciones de perforación y mayores disminuciones de los NPT totales para el Campo Castilla.
- Desarrollar planes de contingencia si se llega a presentar un problema con los equipos de superficie, bien sea apagones o taponamientos para no detener toda la actividad.

BIBLIOGRAFÍA

ÁNGEL ÁLVAREZ, Jhon Byron. Metodología para identificar en tiempo real las zonas de inestabilidad geomecánica, y mitigar los riesgos durante las operaciones de perforación de pozos petroleros. Tesis de grado (Magister en Ingeniería Geotecnia). Universidad Nacional de Colombia. 2012.

ANH. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos.

ANH-UIS, Evaluación del Potencial Hidrocarburoífero de las Cuencas Colombianas, 2009.

ANH. Colombia: Petróleo y futuro. (1ra Ed). 2009.

ANH. Colombian Sedimentary Basins, 2007.

Automatización de la perforación. Consultado el 20 de octubre de 2015. Disponible en: www.slb.com Schlumberger 2012.

BÜRG, Bioestratigrafía de la Sabana de Bogotá y Alrededores, Geología Nacional 1957.

CARRILO GALICIA Luis Ángel. Sistema para graficar parámetros de perforación y estimar el límite técnico de tiempo de intervenciones mediante métodos probabilísticos. (Volumen 53). [Revista: Ingeniería petrolera].

Carta petrolera. (107ma Ed). Ecopetrol 2003-2004. Consultado en línea el día 27 de octubre de 2015. Disponible en: www.ecopetrol.com.co.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional, 1974

DETOURNAY Emmanuel, KUERSTERS Andrea, MARCK Julien y WINGATE John. Análisis de la información de pozos con espiralamiento usando un nuevo método de perforación direccional. SPE Paper. 2014.

ECOPETROL S.A. Historia de Producción Campo Castilla, 2015

ECOPETROL S.A., Reporte Operaciones Campo Castilla 2014-2015-

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS MULTILATERALES EN UN CAMPO MADURO DEL VALLE MEDIO MAGDALENA. (tesis, 2008).

FONETOT, K. R. LESSO. B. Y otros. Oilfield Review (Volumen 26. No. 1) Consultado el 26 de octubre de 2015. Disponible en: http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish14/spr14/composite.pdf

GHADAMI, Saeed. MOAZZENI, Ali Reza y NABAEI, Mohammad. Caso de estudio para la reducción de los tiempos no productivos a través del análisis de los tiempos de perforación profunda. SPE Paper. 2011

HAWKER, David. ROBINSON, Allan. VOGT, Karen. Procedimientos y operaciones en el Pozo. Versión 3.0. 2001.

INFORMACIÓN GENERAL DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE COLOMBIA. Consultado y citado el 27 de octubre de 2015. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Paginas/default.asp>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE ANTROPOLOGÍA E HISTORIA. Register Of Archaeological Sites, Llanos Orientales, [en línea, Marzo 25 de 2016], Disponible en: <http://www.icanh.gov.co/index.php?idcategoria=4404>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490, Bogotá: El Instituto, 1998.

Intergas. Trépanos y herramientas de perforación [en línea, Marzo 28 de 2016]: Disponible en: http://www.intergas.com/es/ser_trepanos.html.

JULIVERT, M. Lexique Stratigraphique International. Amerique Latine, Colombie, Volume V, 1968.

LA COMUNIDAD PETROLERA, bombeo electrosumergible. [En línea, julio 16 de 2016]: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/bombeo-electrosumergible-bes.html>

MAIDLA Eric Edgar Y MAIDLA William Rochel. Determinación rigurosa de los tiempos no productivos de perforación y eliminación de la pérdida invisible de tiempo. SPE Paper. 2010.

MORÁN OBANDO, Estefani Elizabeth. Análisis Técnico De Las Lecciones Aprendidas y Factores Que Provocan Los Tiempos No Productivos De Las Operaciones De Perforación en el Campo Oso de la Amazonía Ecuatoriana A Partir Del Año 2013 A La Presente Fecha, Quito, 2014.

PETROLNEWS.NET, [en línea, Mayo 15 de 2016], Disponible en: <http://www.petrolnews.net/noticia.php?ID=34fd390c1e7a8eaba17171a99aaed482&r=2010>.

ROJAS, P. Justificación de la perforación de los pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General". Bogotá, Colombia: Prognosis Ecopetrol S.A. 1999.

SCHLUMBERGER. [Artículo] Cementos ultraligeros. Datos sísmicos de excepcional calidad. Innovadoras soluciones de perforación. Empaque de grava en pozos horizontales. Disponible en: La planificación inteligente reduce el tiempo no productivo. 2001.

SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [en línea] [Bogotá, Colombia, Mayo 24 de 2016], Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/frac_gradient.aspx

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. [En línea, Julio 16 de 2016]: <http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por.html>

SOLER SÁNCHEZ, Diego Armando y SUAREZ ARAQUE Carlos Eduardo. Evaluación de los tiempos no productivos para optimizar las actividades de perforación en los pozos A, B y C en la cuenca de los Llanos. Trabajo de Grado. Universidad de América. 2010.

TESCO. [Artículo] Eliminación de tiempos no productivos y aumento de producción. 2010.

THOMAS. JOSÉ EDUARDO. I LL. Fundamentos de la Ingeniería de Petróleo (2001).

TORRADO, E. Compilación detallada y análisis de información estratigráfica, geoquímica y Bioestratigrafía existente sobre la Cuenca de los Llanos Orientales. Bucaramanga. Colombia. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander 2000.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. [Revista] COLOMBIA ENERGÍA. La revista de la industria energética Colombiana, Edición número 4. 2013.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Evolución geológica de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. 1981.

UNIVERSITY OF TEXAS AUSTIN. Perforación rotatoria. (Unidad III, Lección 1). 1979.

WEATHERFORD. [Presentación] Límite técnico de la perforación de pozos horizontales en la Cuenca de Chicontepec. Consultado el día 22 de octubre de 2015. Disponible en: www.iapg.org.ar

ANEXOS

**ANEXO A.
EJEMPLO DE LOS REPORTES TOMADOS DESDE OPENWELLS®.**

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/26/2015 6:00 AM	5/26/2015 7:00AM	40	40	1	ECOPETROL RECIBIÓ EQUIPO INDEPENDENCE 122 A LAS 06:00 HORAS DEL 26 DE MAYO DE 2015. REALIZÓ MOMENTO DE SEGURIDAD: CAMPAÑA CUIDADO DE MANOS, DIVULGACIÓN SAFETY DAY "GOLPE EN DEDO ÍNDICE DE MANO DERECHA".
CASTILLA 222	5/26/2015 7:00 AM	5/26/2015 7:30AM	40	40	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA INICIAR OPERACIONES DE PERFORACIÓN DEL POZO CASTILLA 222. BAJÓ BHA CONVENCIONAL No 1 (BROCA TRICÓNICA 17 1/2" (TFA: 1,116) + BIT SUB 9 1/2 " (FLOAT VALVE) + (3) DC 8" + X-OVER NC 50 BOX * 6 5/8 REG PIN, DESDE SUPERFICIE HASTA 40 FT (FONDO TUBO CONDUCTOR).
CASTILLA 222	5/26/2015 7:30 AM	5/26/2015 2:30PM	40	147	7	PERFORÓ FORMACIÓN GUAYABO EN FASE DE 17 1/2" CON BHA No 1 DESDE 40 FT HASTA 147 FT (107 FT - ROP PROM: 15 FT/HR), CON Q: 125 - 220 GPM, P: 30 - 80 PSI, RPM: 70 - 80, TQ: 1 - 5 KLB-FT, WOB: 2 - 8 KLBS.
CASTILLA 222	5/26/2015 2:30 PM	5/26/2015 3:00 PM	147	147	0,5	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA @ 147 FT CON Q: 220 GPM, P: 80 PSI, RPM: 80, TQ: 1 - 5 KLB-FT.
CASTILLA 222	5/26/2015 3:00 PM	5/26/2015 5:00 PM	147	147	2	SACÓ BHA No 1 DESDE 147 FT HASTA SUPERFICIE. QUEBRÓ (1) JTA DP 5 1/2" + (1) JTA HWDP 5 1/2" + X-OVER NC 50 BOX * 6 5/8 REG P + (3) DC 8" + BIT SUB 9 1/2" + BROCA TRICÓNICA 17 1/2" (CALIFICACIÓN: 2 - 3 - CT - A - E - I -WT - BHA, REVOLUCIONES TOTALES: 10119).

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/26/2015 5:00 PM	5/26/2015 7:30:00 PM	147	147	2,5	CORRIGIÓ FUGA DE ACEITE HIDRÁULICO DEL TOP DRIVE.
CASTILLA 222	5/26/2015 7:30 PM	5/26/2015 9:30:00 PM	147	147	2	REALIZÓ RIG UP DE HERRAMIENTAS DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO 13 3/8" (CDS + LLAVE DE POTENCIA + CONSOLA DE MANDOS + SERVICE LOOP) Y POWER SLIP. TORQUEÓ CDS A TOP DRIVE CON 40 KLBS FT.
CASTILLA 222	5/26/2015 9:30 PM	5/26/2015 11:00:00 PM	147	147	1,5	LEVANTÓ JUNTA No. 1 DE CASING 13 3/8" Y TORQUEO CASING DRILLING BIT EZC603 16" (BAKER; TFA: 0.77). CONECTÓ FLOAT COLLAR NO ROTATING Y TORQUEO JUNTA No. 2 CASING 13 3/8". APLICÓ SOLDADURA LIQUIDA Y TORQUEÓ CON 22000 LB-FT. REALIZÓ PRUEBA AL EQUIPO DE FLOTACIÓN, OK. BAJÓ BHA No.2 CASING DRILLING EZC603 16" DESDE SUPERFICIE HASTA 147 FT.
CASTILLA 222	5/26/2015 11:00 PM	5/27/2015	147	215	1	PERFORÓ FORMACIÓN GUAYABO EN FASE 16" CON BHA No. 2 CASING DRILLING EZC603 DESDE 147 FT HASTA 215 FT CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: Q: 350 GPM, P: 130 - 136 PSI, RPM: 80 - 100, TQ: 2 - 5 KLB/FT, WOB: 3 - 5 KLB. AVANCE: 68 FT. ROP AVG: 68 FT/HR.
CASTILLA 222	5/27/2015	5/27/2015 7:00:00 AM	215	925	7	PERFORÓ FORMACIÓN GUAYABO EN FASE 16" CON BHA No. 2 CASING DRILLING EZC603 DESDE 215 FT HASTA 925 FT CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: Q: 350 - 750 GPM, P: 135 - 1210 PSI, RPM: 100 - 110 TQ: 8 - 12 KLB/FT, WOB: 5 - 15 KLB. AVANCE: 710 FT. ROP AVG: 101.5 FT/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/27/2015 7:00 AM	5/27/2015 10:00:00 AM	925	925	3	REALIZANDO CONEXIÓN DEL CDS CON LA JUNTA No 23 DE CASING 13 3/8" PRESENTO DAÑO EN 2 GRAPPLE (CUÑAS) DEL CDS. REEMPLAZÓ 2 GRAPPLE Y PROBÓ FUNCIONAMIENTO DEL CDS, OK.
CASTILLA 222	5/27/2015 10:00 AM	5/27/2015 11:00:00 AM	925	1.011	1	PERFORÓ FORMACIÓN GUAYABO EN FASE 16" CON BHA No. 2 CASING DRILLING EZC603 DESDE 925 FT HASTA 1011 FT CON LOS SIGUIENTES PARAMETROS: Q: 400 GPM, P: 460 PSI, RPM: 150, TQ: 8 - 12KLB/FT, WOB: 25 - 30 KLB. AVANCE: 86 FT. ROP AVG: 86 FT/HR.
CASTILLA 222	5/27/2015 11:00 AM	5/27/2015 12:00:00 PM	1.011	1.011	1	LEVANTÓ SARTA Y BOMBEO @ 1008 FT, 40 BBLS DE PILDORA VISCOSA (10.5 PPG, 120 SEC/QT), CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA CON Q: 550 GPM, P: 505 PSI, RPM: 150, TQ: 2 - 3 KLB/FT.
CASTILLA 222	5/27/2015 12:00 PM	5/27/2015 12:30:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA CEMENTACIÓN DEL REVESTIMIENTO DE 13 3/8".
CASTILLA 222	5/27/2015 12:30 PM	5/27/2015 1:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ RIG UP DE LÍNEA Y EQUIPOS DE CEMENTACIÓN. CONECTÓ CABEZA DE CEMENTACIÓN CON TAPÓN PRE-INSTALADO. CONECTÓ LÍNEA DE 2" DESDE EL STAND PIPE HASTA LA CABEZA DE CEMENTACIÓN. CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE CON Q: 550 GPM, P: 505 PSI. CONECTÓ LÍNEA DE CEMENTACIÓN Y PROBÓ CON 500 - 2000 PSI,

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/27/2015 1:00 PM	5/27/2015 2:30:00 PM	1.011	1.011	1,5	REALIZÓ CEMENTACIÓN DEL REVESTIMIENTO DE 13 3/8", ASÍ: BOMBEO 20 BLS DE AGUA FRESCA 8,4 PPG @ 5 BPM + 84 BLS DE LECHADA RELLENO 13,6 PPG @ 5 BPM + 41 BLS DE LECHADA PRINCIPAL 15,8 PPG @ 5 BPM LIBERÓ TOP PLUG. REALIZÓ DESPLAZAMIENTO, ASÍ: BOMBEO 10 BLS DE AGUA FRESCA 8,33 PPG @ 5 BPM + 109 BLS DE LODO 10.5 PPG @ 5 BPM + 30 BLS DE LODO 10.5 PPG @ 2.5 BPM. RETORNO DE CEMENTO EN SUPERFICIE.
CASTILLA 222	5/27/2015 2:30 PM	5/27/2015 3:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ RIG DOWN DE LÍNEA Y EQUIPOS DE CEMENTACIÓN.
CASTILLA 222	5/27/2015 3:00 PM	5/27/2015 8:30:00 PM	1.011	1.011	5,5	ACHICÓ Y LIMPIÓ CONTRAPOZO.
CASTILLA 222	5/27/2015 8:30 PM	5/27/2015 9:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ RIG UP DE GYRODATA.
CASTILLA 222	5/27/2015 9:00 PM	5/27/2015 9:30:00 PM	1.011	1.011	0,5	BAJÓ GYRO DESDE 250 FT HASTA 934 FT (MAXIMA DESVIACIÓN 0.68 DEG / AZIMUTH 200.36 DEG).
CASTILLA 222	5/27/2015 9:30 PM	5/27/2015 10:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	SACÓ GYRO REGISTRANDO CADA 100 FT DESDE 934 FT HASTA SUPERFICIE.
CASTILLA 222	5/27/2015 10:00 PM	5/27/2015 10:30:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ RIG DOWN GYRODATA.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/27/2015 10:30 PM	5/27/2015 11:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ CORTE DE TUBO CONDUCTOR DE 20" (@ 60" DEL GROUND LEVEL) Y RETIRÓ TUBO SOBRANTE.
CASTILLA 222	5/27/2015 11:00 PM	5/27/2015 11:30:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA REALIZAR CORTE EN FRÍO DEL REVESTIMIENTO DE 13 3/8" Y SENTAR SECCIÓN "A" DEL CABEZAL DE POZO.
CASTILLA 222	5/27/2015 11:30 PM	5/28/2015	1.011	1.011	0,5	INSTALÓ HERRAMIENTAS DE CORTE EN FRIO PARA CASING 13 3/8".
CASTILLA 222	5/28/2015	5/28/2015 12:30:00 AM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ CORTE DEL CASING 13 3/8" Y RETIRÓ TUBO SOBRANTE DE CASING 13 3/8".
CASTILLA 222	5/28/2015 12:30 AM	5/28/2015 2:30:00 AM	1.011	1.011	2	INSTALÓ SECCIÓN "A" AL REVESTIMIENTO DE 13.3/8", PROBÓ SECCIÓN CON 1500 PSI, POR 10 MINUTOS. OK.
CASTILLA 222	5/28/2015 2:30 AM	5/28/2015 8:00:00 AM	1.011	1.011	5,5	ARMÓ SET DE BOP's 13 5/8" 5M ASI: PREVENTOR ANULAR 13 5/8" 5M RAM DOBLE: SUPERIOR 13 5/8" 5M (ARIETES FIJOS 5 1/2") CIEGO MUD CROSS 13 5/8" 5M RAM INFERIOR 13 5/8" 5M (ARIETES VARIABLES - 2 7/8" - 5 1/2") SPACER SPOOL 13 5/8" 5M. CONECTÓ LÍNEAS DEL KILL LINE Y HCR. INSTALÓ MANGUERAS HIDRAULICAS DE LAS BOP's. INSTALÓ Y ALINEÓ CAMPANA, CAMISA AL FLOW LINE.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/28/2015 8:00 AM	5/28/2015 10:30:00 AM	1.011	1.011	2,5	ARMÓ SARTA PARA PRUEBA DE BOP's (TEST PLUG + SENCILLO DP 5 1/2"). REALIZÓ PRUEBA DE BOP's 13 5/8" 5M, ASÍ: - PROBÓ RAM SUPERIOR Vs TEST PLUG Vs VÁLVULAS HIDRÁULICAS DEL HCR Y KILL LINE CON 500 - 2500 PSI DURANTE 10 MINUTOS, O.K. - PROBÓ RAM INFERIOR Vs TEST PLUG Vs VÁLVULAS MANUALES DEL HCR Y KILL LINE CON 500 - 2500 PSI DURANTE 10 MINUTOS, O.K.
CASTILLA 222	5/28/2015 10:30 AM	5/28/2015 12:30:00 PM	1.011	1.011	2	REALIZÓ RIG DOWN DE EQUIPOS DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO: CDS + SPIDER + SERVICE LOOP + LLAVE DE POTENCIA + CONSOLA DE MANDOS.
CASTILLA 222	5/28/2015 12:30 PM	5/28/2015 1:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	RECUPERÓ TEST PLUG E INSTALÓ WEAR BUSHING. CERRÓ BLIND RAMS Y REALIZÓ PRUEBA DE REVESTIMIENTO DE 13 3/8" POR EL KILL LINE CON 1000 PSI DURANTE 10 MIN, OK.
CASTILLA 222	5/28/2015 1:00 PM	5/28/2015 2:30:00 PM	1.011	1.011	1,5	CORRIÓ Y CORTO 140 FT DE CABLE DE PERFORACIÓN DE 1 3/8".
CASTILLA 222	5/28/2015 2:30 PM	5/28/2015 3:00:00 PM	1.011	1.011	0,5	RIG SERVICE (ENGRASÓ CORONA, BLOQUE VIAJERO,, TOP DRIVE, WASH PIPE Y LLAVE ST-80).
CASTILLA 222	5/28/2015 3:00 PM	5/28/2015 3:30:00 PM	1.011	1.011	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA ARMAR, BAJAR Y PROBAR BHA No 3 DIRECCIONAL (SECCIÓN 12 1/4").
CASTILLA 222	5/28/2015 3:30 PM	5/28/2015 6:30:00 PM	1.011	1.011	3	ARMÓ BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE SUPERFICIE HASTA 120 FT ASÍ: LEVANTÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES, BROCA PDC ULTERRA No 3, 12 1/4", 5 ALETAS, (3X15 + 4X14), TFA =1,119, A ENSAMBLAJE DIRECCIONAL POWER DRIVE 900X6.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/28/2015 6:30 PM	5/28/2015 8:00:00 PM	1.011	1.011	1,5	BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 120 FT HASTA 304 FT (X-OVER + (3) DC 6 1/2" + X-OVER + (3) HWDP 5 1/2"). - PROBÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES 500 GPM Y 395 PSI. - REALIZÓ CALIBRACIÓN SENSOR DE PROFUNDIDAD DE SCHLUMBERGER.
CASTILLA 222	5/28/2015 8:00 PM	5/28/2015 9:30:00 PM	1.011	1.011	1,5	BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 304 FT HASTA 950 FT (21) HWDP 5 1/2"). BAJÓ LAVANDO DESDE 900 FT HASTA 952 FT (TOC), VERIFICÓ 2 VECES CON APOYO DE 5 KLBS) POR SEGURIDAD Q: 450 GPM, P: 330 PSI.
CASTILLA 222	5/28/2015 9:30 PM	5/29/2015	1.011	1.031	2,5	REALIZÓ DRILL OUT, PERFORÓ TAPÓN DE DESPLAZAMIENTO + CEMENTO + EZC603 16" + BOLSILLO + 20 FT DE FORMACIÓN DESDE 952 FT HASTA 1031 FT CON Q: 450 - 650 GPM, P: 350 - 670 PSI, RPM: 30 - 40, TQ: 1 - 3 KLB-FT, WOB: 5 - 8 KLB.
CASTILLA 222	5/29/2015	5/29/2015 1:00:00 AM	1.031	1.031	1	REALIZÓ DESPLAZAMIENTO DE LODO SPUD MUD 10.5 PPG POR Q-INHIBIMAX 10,5 PPG ASÍ: BOMBEO 30 BBL DE AGUA + 146 BBL DE LODO Q-INHIBIMAX (Q: 300 - 600 GPM, P: 120 - 640 PSI). NOTA: CERRÓ ANULAR Y REALIZÓ PRUEBA FIT @ 1031 FT CON 165 PSI POR 10 MINUTOS, OK.
CASTILLA 222	5/29/2015 1:00AM	5/29/2015 3:00:00 AM	1.031	1.031	2	REALIZÓ LIMPIEZA DE TANQUES TRANSFERENCIA (INTELIGENTE), INTERMEDIO Y SUCCIÓN 1. REALIZÓ CAMBIO DE MALLAS A LAS SHAKER.
CASTILLA 222	5/29/2015 3:00 AM	5/29/2015 3:30:00 AM	1.031	1.031	0,5	CIRCULÓ PARA HOMOGENIZAR LODO @ 1031 FT CON Q: 430 GPM, P: 330 PSI.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/29/2015 3:30 AM	5/29/2015 4:00:00 AM	1.031	1.072	0,5	PERFORÓ FORMACIÓN GUAYABO EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 1031 FT HASTA 1072 FT (AVANCE: 41 FT). ROP PROM: 82 FT/HR, ROP EFECT: 170 FT/HR CON Q: 960 GPM, P: 1100 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 205, TQ: 3 - 7 KLBS-FT, WOB: 10 - 15 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY
CASTILLA 222	5/29/2015 4:00 AM	5/29/2015 5:30:00 AM	1.072	1.164	1,5	PERFORÓ FORMACIÓN ARENISCAS SUPERIORES EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 1072 FT HASTA 1164 FT (AVANCE: 92 FT). ROP PROM: 61 FT/HR, ROP EFECT: 153 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 1500 - 1800 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 5 - 7 KLBS-FT, WOB: 25 - 30 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. NOTA: - REALIZÓ BOLSILLO PARA MARTILLO 6 1/2" CON 1 STD DE DP 5 1/2".
CASTILLA 222	5/29/2015 5:30 AM	5/29/2015 6:00:00 AM	1.164	1.164	0,5	RIG SERVICE.
CASTILLA 222	5/29/2015 6:00:00 AM	5/29/2015 1:30:00 PM	1.164	2.035	7,5	PERFORÓ FORMACIÓN ARENISCAS SUPERIORES EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 1164 FT HASTA 2035 FT (AVANCE: 871 FT). ROP PROM: 116 FT/HR, ROP EFECT: 251 FT/HR) Q: 1000 GPM, P: 1560 - 1840 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 5 - 7 KLBS-FT, WOB: 25 - 30 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.
CASTILLA 222	5/29/2015 1:30:00 PM	5/29/2015 2:00:00 PM	2.035	2.035	0,5	REALIZÓ CAMBIO DE BOMBA DE LODOS No 2 POR BOMBA No 3 POR FALLA MIENTRAS CIRCULÓ CON Q: 500 GPM, P: 490 PSI.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/29/2015 2:00:00 PM	5/29/2015 3:30:00 PM	2.035	2.146	1,5	PERFORÓ FORMACIÓN ARENISCAS SUPERIORES EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 2035 FT HASTA 2146 FT (AVANCE: 111 FT). ROP PROM: 116 FT/HR, ROP EFECT: 284 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 1560 - 1840 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 5 - 7 KLBS-FT, WOB: 25 - 30 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.
CASTILLA 222	5/29/2015 3:30:00 PM	5/29/2015 5:00:00 PM	2.146	2.379	1,5	PERFORÓ FORMACIÓN LUTITA E EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 2146 FT HASTA 2379 FT (AVANCE: 233 FT). ROP PROM: 155 FT/HR, ROP EFECT: 291 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 1600 - 1950 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 6 - 8 KLBS-FT, WOB: 25 - 30 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. BOMBEOÓ 40 BBLS DE PÍLDORA PESADA.
CASTILLA 222	5/29/2015 5:00:00 PM	5/29/2015 11:00:00 PM	2.379	3.180	6	PERFORÓ FORMACIÓN UNIDAD C1 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 2379 FT HASTA 3180 FT (AVANCE: 801 FT). ROP PROM: 133.5 FT/HR, ROP EFECT: 245.7 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 1950 - 2250 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 7 - 8 KLBS-FT, WOB: 20 - 23 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. BOMBEOÓ 40 BBLS DE PÍLDORA VISCOSA.
CASTILLA 222	5/29/2015 11:00:00 PM	5/30/2015	3.180	3.336	1	PERFORÓ FORMACIÓN ARENISCAS CARBONERA EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 3180 FT HASTA 3336 FT (AVANCE: 156 FT). ROP PROM: 156 FT/HR, ROP EFECT: 251.6 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 2000 - 2300 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 7 - 8 KLBS-FT, WOB: 18 - 22 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.
CASTILLA 222	5/30/2015	5/30/2015 1:00:00 AM	3.336	3.430	1	PERFORÓ FORMACIÓN ARENISCAS CARBONERA EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 3336 FT HASTA 3430 FT (AVANCE: 94 FT). ROP PROM: 94 FT/HR, ROP EFECT: 261 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 2000 - 2300 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 7 - 8 KLBS-FT, WOB: 18 - 22 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/30/2015 1:00:00 AM	5/30/2015 2:00:00 PM	3.430	4.636	13	PERFORÓ FORMACIÓN UNIDAD C2 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 3430 FT HASTA 4636 FT (AVANCE: 1206 FT). ROP PROM: 93 FT/HR, ROP EFECT: 181 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 2260-2600 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 6 - 9 KLBS-FT, WOB: 15 - 23 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. BOMBEO 40 BBLS DE PÍLDORA ABRASIVA.
CASTILLA 222	5/30/2015 2:00:00 PM	5/30/2015 2:30:00 PM	4.636	4.636	0,5	OBSERVÓ @ 4636 FT CON 840 GPM 2400 PSI(300 PSI POR ENCIMA DE PRESIÓN FUERA DE FONDO CON 1000 GPM), DESPUÉS DE UNA CONEXIÓN , DESCONECTÓ PARADA NUEVAMENTE E INTENTÓ CON PARADA ANTERIOR CONECTADA, OBSERVÓ PRESIÓN EN NIVELES NORMALES, CALIBRÓ PARADA Y CONECTO NUEVAMENTE Y OBSERVO PRESIÓN EN NIVELES NORMALES., SE CONTINUÓ PERFORANDO.
CASTILLA 222	5/30/2015 2:30:00 PM	5/30/2015 9:30:00 PM	4.636	5.156	7	PERFORÓ FORMACIÓN UNIDAD C2 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 4636 FT HASTA 5156 FT (AVANCE: 520 FT). ROP PROM: 74.4 FT/HR, ROP EFECT: 165 FT/HR) CON Q: 1000 GPM, P: 2360 - 2700 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 8 - 10 KLBS-FT, WOB: 20 - 25 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. BOMBEO 40 BBLS DE PÍLDORA DISPERSA.
CASTILLA 222	5/30/2015 9:30:00 PM	5/30/2015 11:30:00 PM	5.156	5.156	2	BOMBEO @ 5156 FT, SET DE PILDORAS, ASÍ: 40 BBLS DE PÍLDORA DISPERSA (11,6 LPG, 36 SEG/QT). 40 BBLS DE PÍLDORA VISCOSO-PESADA (13.8 PPG, 150SEC/QT). CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 900 GPM, P: 2100 PSI, 100 RPM, TQ: 3 - 4 KLB-FT. CAVING ANTES DE PILDORA: 1.0 BPH, DURANTE: 1.6 BPH, DESPUÉS: 0.7 BPH. NOTA: TOMÓ PRESIONES REDUCIDAS.
CASTILLA 222	5/30/2015 11:30:00 PM	5/31/2015	5.156	5.156	0,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 5156 FT HASTA 4639 FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/31/2015	5/31/2015 2:30:00 AM	5.156	5.156	2,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 4639 FT HASTA 3426 FT. PUNTOS APRETADOS @ 4290 FT, 4273 FT Y 4183 FT, TRABAJÓ MECANICAMENTE CON 50 KLBS DE OVERPULL, OK. LLENÓ CADA 5 PARADAS.
CASTILLA 222	5/31/2015 2:30:00 AM	5/31/2015 3:30:00 AM	5.156	5.156	1	BOMBEÓ @ 3426 FT, 40 BBLs DE PÍLDORA PESADA (13.8 LPG, 120 SEG/QT) @ 3520 FT, CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 900 GPM, P: 1900 PSI, 100 RPM, TQ: 3 - 4 KLB-FT. CAVING ANTES DE PÍLDORA: 1.1 BPH, DURANTE: 1.8 BPH, DESPUÉS: 1.0 BPH.
CASTILLA 222	5/31/2015 3:30:00 AM	5/31/2015 7:30:00 AM	5.156	5.156	4	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 3426 FT HASTA 1840 FT. PRESENTÓ PUNTO APRETADO @ 2415 FT Y 2142 FT COLOCÓ BOMBA Y REPASÓ CON Q: 800 GPM, P: 1660 PSI. LLENÓ CADA 5 PARADAS.
CASTILLA 222	5/31/2015 7:30:00 AM	5/31/2015 10:00:00 AM	5.156	5.156	2,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON BOMBA DESDE 1840 FT HASTA 1170 FT Y BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 1170 FT HASTA 1050 FT CON Q: 800 GPM, P: 1350 PSI.
CASTILLA 222	5/31/2015 10:00:00 AM	5/31/2015 10:30:00 AM	5.156	5.156	0,5	CIRCULÓ FONDO ARRIBA RECIPROCANDO SARTA @ 1050 FT CON Q: 750 GPM, P: 1140 PSI. SACÓ BHA DIRECCIONAL No 3 EN HUECO ABIERTO DESDE 1050 FT HASTA 1008 FT Y EN HUECO REVESTIDO DESDE 1008 FT HASTA 950 FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 10:30:00 AM	5/31/2015 11:00:00 AM	5.156	5.156	0,5	RIG SERVICE (ENGRASÓ CORONA, BLOQUE VIAJERO,, TOP DRIVE, WASH PIPE Y LLAVE ST-80).
CASTILLA 222	5/31/2015 11:00:00 AM	5/31/2015 1:00:00 PM	5.156	5.156	2	REALIZÓ CAMBIO DE VÁLVULA HIDRÁULICA DEL TOP DRIVE (IBOP).

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/31/2015 1:00:00 PM	5/31/2015 1:30:00 PM	5.156	5.156	0,5	REALIZÓ SIMULACRO DE PATADA DE POZO.
CASTILLA 222	5/31/2015 1:30:00 PM	5/31/2015 2:00:00 PM	5.156	5.156	0,5	BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 3 EN HUECO REVESTIDO DESDE 950 FT HASTA 1008 FT Y EN HUECO ABIERTO LIBRE DESDE 1008 FT HASTA 1170 FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 2:00:00 PM	5/31/2015 3:30:00 PM	5.156	5.156	1,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 1170 FT HASTA 1842 FT. PRESENTÓ RESTRICCIÓN @ 1842 FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 3:30:00 PM	5/31/2015 4:30:00 PM	5.156	5.156	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 1842 FT HASTA 2450 FT CON Q: 800 GPM, P: 1400 PSI, 80 RPM, TQ: 2 - 3 KLB-FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 4:30:00 PM	5/31/2015 5:30:00 PM	5.156	5.156	1	BOMBEÓ @ 2450 FT, 40 BBLs DE PILDORA ABRASIVA (11.8 LPG, 53 SEG/QT), CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 800 GPM, P: 1400 PSI, 80 RPM, TQ: 2 - 3 KLB-FT. CAVING ANTES DE PILDORA: 1.6 BPH, DURANTE: 2.0 BPH, DESPUÉS: 1.0 BPH.
CASTILLA 222	5/31/2015 5:30:00 PM	5/31/2015 6:00:00 PM	5.156	5.156	0,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE DESDE 2450 FT HASTA 2770 FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 6:00:00 PM	5/31/2015 7:00:00 PM	5.156	5.156	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 2770 FT HASTA 3250 FT CON Q: 850 GPM, P: 1760 PSI, 80 RPM, TQ: 1 - 2 KLB-FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 7:00:00 PM	5/31/2015 7:30:00 PM	5.156	5.156	0,5	BOMBEÓ @ 3250 FT, 40 BBLs DE PILDORA PESADA (13.8 LPG, 56 SEG/QT), CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 850 GPM, P: 1930 PSI, 80 RPM, TQ: 1 - 2 KLB-FT. CAVING ANTES DE PILDORA: 4.5 BPH, DURANTE: 1.6 BPH, DESPUÉS: 0.7 BPH.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	5/31/2015 7:30:00 PM	5/31/2015 9:00:00 PM	5.156	5.156	1,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON LIBRE DESDE 3250 FT HASTA 3977 FT. PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS @ 3665 FT Y 3977 FT.
CASTILLA 222	5/31/2015 9:00:00 PM	6/01/2015	5.156	5.156	3	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 3977 FT HASTA 4400 FT CON Q: 870 GPM, P: 1870 PSI, 80 - 100 RPM, TQ: 2 - 6 KLB-FT.
CASTILLA 222	6/01/2015	6/01/2015 5:00	5.156	5.156	5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 4400 FT HASTA 5156 FT CON Q: 900 GPM, P: 2000 PSI, 100 RPM, TQ: 4 - 8 KLB-FT. NOTA: EN EL INTERVALO 4400 FT - 4410 FT OBSERVÓ ALTO TORQUE E INCREMENTOS DE PRESIÓN, LEVANTÓ VARIAS VECES SARTA Y VUELVO A FONDO CON MISMO COMPORTAMIENTO LOGRANDO PASAR DESPUES DE 4410 FT, CON ÉXITO (1.5 HR).
CASTILLA 222	6/01/2015 5:00	6/01/2015 6:00	5.156	5.156	1	BOMBEÓ @ 5156 FT, SET DE PILDORAS, ASÍ: 40 BBLS DE PÍLDORA DISPERSA (11,8 LPG, 36 SEG/QT). 40 BBLS DE PÍLDORA PESADA (13.8 PPG, 80 SEC/QT). CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 900 GPM, P: 2050 - 2100 PSI, 90 RPM, TQ: 3 - 4 KLB-FT. CAVING ANTES DE PILDORA: 1.7 BPH, DURANTE: 2.0 BPH, DESPUÉS: 1.0 BPH.
CASTILLA 222	6/01/2015 6:00	6/01/2015 8:30	5.156	5.277	2,5	PERFORÓ FORMACIÓN UNIDAD C2 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 5156 FT HASTA 5277 FT (AVANCE: 121 FT). ROP PROM: 48.4 FT/HR, ROP EFECT: 77.5 FT/HR) CON Q: 950 GPM, P: 2230 - 2400 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 204 TQ: 7 - 9 KLBS-FT, WOB: 20 - 25 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/01/2015 8:30	6/01/2015 12:30	5.277	5.386	4	PERFORÓ FORMACIÓN LUTITA E3 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 5277 FT HASTA 5386 FT (AVANCE: 109 FT). ROP PROM: 27 FT/HR, ROP EFECT: 33 FT/HR) CON Q: 950 - 1000 GPM, P: 2380 - 2450 PSI, RPMsup 90, RPMfondo 210 TQ: 4 - 6 KLBS-FT, WOB: 15 - 20 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY. NOTA: CONTROLÓ ROP ENTRE 60 - 30 FT/HR DESDE 5197 FT POR BAJA RESPUESTA DIRECCIONAL (A CONTRUIR), DESDE 5206 FT OBSERVÓ RESPUESTA DEL POWER DRIVE A TUMBAR ANGULO POR LO CUAL SE TOMA LA DESICIÓN DE SACAR A SUPERFICIE.
CASTILLA 222	6/01/2015 12:30	6/01/2015 14:00	5.386	5.386	1,5	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA @ 5386 FT CON Q: 900 GPM, P: 2040 PSI, 100 RPM, TQ: 3 - 4 KLB-FT. MAX. CAVING: 1.3 BPH, MIN. CAVING: 0.6 BPH.
CASTILLA 222	6/01/2015 14:00	6/01/2015 17:30	5.386	5.386	3,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE DESDE 5386 FT HASTA 2591 FT. PRESENTÓ PUNTO APRETADO @ 2591 FT. LLENÓ CADA 5 PARADAS.
CASTILLA 222	6/01/2015 17:30	6/01/2015 18:00	5.386	5.386	0,5	CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS RECIPROCANDO SARTA @ 2591 FT CON Q: 900 GPM, P: 1740 PSI, 100 RPM, TQ: 3 - 4 KLB-FT.
CASTILLA 222	6/01/2015 18:00	6/01/2015 20:00	5.386	5.386	2	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE DESDE 5386 FT HASTA 2591 FT. PRESENTÓ PUNTO APRETADO @ 2591 FT. LLENÓ CADA 5 PARADAS.
CASTILLA 222	6/01/2015 20:00	6/01/2015 21:00	5.386	5.386	1	SACÓ BHA DIRECCIONAL No 3 EN HUECO REVESTIDO DESDE 1008 FT HASTA 120 FT. LLENÓ CADA 5 PARADAS.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/01/2015 21:00	6/02/2015	5.386	5.386	3	SACÓ Y QUEBRÓ BHA DIRECCIONAL No 3 DESDE 120 FT HASTA SUPERFICIE, ASÍ: NMDC + UPPER SAVER SUB + NMDC (TELESCOPE) + LOWER SAVER SUB + SNMDC + TOP SUB. NOTA: PROBÓ POWER DRIVE DEACUERDO A SETTING ENVIADO DURANTE CIRCULACIÓN EN FONDO (TF:0; SR:50%), APLICÓ NUEVO SETTING EN SUPERFICIE (TF:0; SR:100%), OBSERVANDO HERRAMIENTA VISUALMENTE EN BUENA CONDICIÓN.
CASTILLA 222	6/02/2015	6/02/2015 2:00	5.386	5.386	2	ARMÓ BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE SUPERFICIE HASTA 97 FT ASÍ: LEVANTÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES, BROCA PDC ULTERRA No 3, 12 1/4", 5 ALETAS, (6X13 + 1X12), TFA =0.888, A ENSAMBLAJE DIRECCIONAL MOTOR A825M, BEND: 1.5, FLOAT VALVE, SLEEVE 12 1/8" CON TOP SUB + SHORT NO MAGNETIC DC 8" + LOWER SAVER SUB + TELESCOPE 825 + UPPER SAVER SUB + NMDC 8". NOTA: - GAP IN 1 mm.
CASTILLA 222	6/02/2015 2:00	6/02/2015 3:30	5.386	5.386	1,5	BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 97 FT HASTA 375 FT (X-OVER + (3) DC 6 1/2" + X-OVER + (3) HWDP 5 1/2"). - PROBÓ MOTOR 500 - 600 GPM Y 668 - 1040 PSI.
CASTILLA 222	6/02/2015 3:30	6/02/2015 4:00	5.386	5.386	0,5	RIG SERVICE (ENGRASÓ CORONA, BLOQUE VIAJERO, TOP DRIVE, WASH PIPE Y LLAVE ST-80).
CASTILLA 222	6/02/2015 4:00	6/02/2015 5:30	5.386	5.386	1,5	BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 375 FT HASTA 1056 FT ((18) HWDP 5 1/2" + X-OVER + DRILLING JAR 6 1/2" + X-OVER + (3) HWDP 5 1/2").
CASTILLA 222	6/02/2015 5:30	6/02/2015 11:30	5.386	5.386	6	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 1056 FT HASTA 5129 FT. BAJÓ LAVANDO POR SEGURIDAD DESDE 5129 FT HASTA 5386 FT CON Q: 650 GPM, P: 1620 PSI, RPM: 40, TQ: 2 - 4 KLB-FT. PRESENTÓ RESTRICCIÓN @ 3650 FT, 3665 FT, 3980 FT, 4010 FT, 4557 FT Y 4610 FT. REPASÓ CON Q: 650 GPM, P: 1600 PSI, RPM: 40, TQ: 1 - 2 KLB-FT. LLENÓ CADA 1500 FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/02/2015 11:30	6/02/2015 12:30	5.386	5.386	1	BOMBEÓ @ 5386 FT, 40 BBLs DE PILDORA VISCOSO-PESADA (13.8 PPG, 180 SEC/QT), CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE CON Q: 850 GPM, P: 2400 PSI, RPM: 50, TQ: 2 - 4 KLB-FT. CAVING ANTES DE PILDORA: 5.0 BPH, DURANTE: 6.0 BPH, DESPUÉS: 1.7 BPH.
CASTILLA 222	6/02/2015 12:30	6/02/2015 18:00	5.386	5.583	5,5	PERFORÓ FORMACIÓN LUTITA E3 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 5386 FT HASTA 5583 FT, ROTANDO (78', ROP: 94.4 FT/HR, 39%), DESLIZANDO (119', ROP: 46.8 FT/HR, 61%) (AVANCE: 197 FT). ROP PROM: 35.8 FT/HR, CON Q: 850 GPM, P: 2300 - 2600 PSI, RPMsup 50, RPMfondo 186 TQ: 7 - 9 KLBS-FT, WOB: 12 - 25 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.
CASTILLA 222	6/02/2015 18:00	6/03/2015	5.583	5.686	6	PERFORÓ FORMACIÓN UNIDAD T1 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 5583 FT HASTA 5686 FT, ROTANDO (58', ROP: 62.2 FT/HR, 56%), DESLIZANDO (45', ROP: 14.4 FT/HR, 44%) (AVANCE: 103 FT). ROP PROM: 17 FT/HR, CON Q: 850 GPM, P: 2350 - 2680 PSI, RPMsup 40 - 50, RPMfondo 176 - 186, TQ: 7 - 9 KLBS-FT, WOB: 12 - 25 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY.
CASTILLA 222	6/03/2015	6/04/2015	5.686	6.334	24	PERFORÓ FORMACIONES UNIDAD T1 Y LUTITA E4 (TOPE 5681 FT TVD / 5766 FT MD) EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 5686 FT HASTA 6334 FT, ROTANDO. NOTA: OBSERVÓ FUERTE TENDENCIA A AUMENTAR ANGULO A RAZÓN DE 3.2 DEG/100 FT EN ROTACIÓN POR LO QUE SE DECIDE CONTROLAR ROP ROTANDO A PARTIR DE 5905 FT. ENTRE 30 - 50 FT/HR PARA LOGRAR EL OBJETIVO DE CONSTRUIR MENOS DE 1 GRADO CADA 100 FT EN LA SECCIÓN TANGENTE. DURANTE REPASO DE CONEXIÓN @ 6248 FT OBSERVÓ PUNTO APRETADO A 6162 FT REPASÓ PARADA 4 VECES PARA SUAVIZAR PUNTO APRETADO, CON ÉXITO. DURANTE REPASO DE CONEXIÓN @ 6334 FT OBSERVÓ PUNTO APRETADO A 6269 FT, DONDE PERDIÓ ROTACIÓN, RECUPERÓ ROTACIÓN CON TORQUE ATRAPADO HACIA ABAJO Y REPASÓ PARADA 5 VECES PARA SUAVIZAR PUNTO APRETADO, CON ÉXITO. OBSERVÓ EN ESTA ZONA ALTO PORCENTAJE DE LIMOLITA.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/04/2015	6/04/2015 10:30	6.334	6.525	10,5	PERFORÓ FORMACIÓN LUTITA E4 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 4 DESDE 6334 FT HASTA 6525 FT, ROTANDO (191 FT, ROP: 15.9 FT/HR, 100%), (AVANCE: 191 FT). ROP PROM: 15.9 FT/HR, CON Q: 850 GPM, P: 2450 - 2550 PSI, RPMsup 50 - 70, RPMfondo 186 - 206, TQ: 4 - 7 KLBS-FT, WOB: 5 - 25 KLBS. REPASÓ CADA PARADA 3 VECES, CIRCULÓ 2 MIN ANTES DE CADA CONEXIÓN Y TOMÓ SURVEY
CASTILLA 222	6/04/2015 10:30	6/04/2015 12:30	6.525	6.552	2	PERFORÓ FORMACIÓN LUTITA E4 EN FASE 12 1/4" CON BHA DIRECCIONAL No 4 CONTROLÓ ROP @ 15 FT/HR EN BUSCA DEL TOPE DE T2 DESDE 6525 FT HASTA 6552 FT, (AVANCE: 27 FT). ROP PROM: 13.5 FT/HR, CON Q: 850 GPM, P: 2400 PSI, RPMsup 40, RPMfondo 176, TQ: 4 - 6 KLBS-FT, WOB: 3 - 5 KLBS.
CASTILLA 222	6/04/2015 12:30	6/04/2015 13:00	6.552	6.552	0,5	A 6552 CIRCULÓ FONDOS ARRIBA RECIPROCANDO SARTA ESPERANDO MUESTRA GEOLÓGICA. CON Q: 850 GPM, P: 2400 PSI, TOMÓ SURVEY. ENCONTRÓ TOPE DE T2 (6548 FT MD/ 6266 FT TVD).
CASTILLA 222	6/04/2015 13:00	6/04/2015 15:30	6.552	6.552	2,5	BOMBEÓ @ 6552 FT, 40 BBLS DE PÍLDORA VISCOSO-PESADA (15 PPG, 60 SEC/QT). CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA CON Q: 850 GPM, P: 2500 PSI, CAVING ANTES DE PILDORA: 0.5 BPH, DURANTE: 0.7 BPH, DESPUÉS: 0.6 BPH. BOMBEÓ @ 6552 FT, 40 BBLS DE PÍLDORA VISCOSO-PESADA (15 PPG, 60 SEC/QT). CIRCULÓ HASTA RETORNOS LIMPIOS EN SUPERFICIE RECIPROCANDO SARTA.
CASTILLA 222	6/04/2015 15:30	6/04/2015 17:00	6.552	6.552	1,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6552 FT HASTA 5732 FT. NOTA: PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS CON MÁXIMO OVERPULL 50 - 80 KLBS @ 6016 FT, 5958 FT, 5925 FT, 5855 FT, Y 5825 FT. TRABAJÓ SARTA MECÁNICAMENTE ARRIBA-ABAJO.
CASTILLA 222	6/04/2015 17:00	6/04/2015 17:30	6.552	6.552	0,5	A 5732 FT CIRCULÓ FONDOS ARRIBA RECIPROCANDO SARTA CON Q: 850 GPM, P: 2400 PSI, RECIPROCANDO SARTA CON 40 RPM HACIA ARRIBA Y 60 RPM HACIA ABAJO.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/04/2015 17:30	6/04/2015 20:30	6.552	6.552	3	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 5732 FT HASTA 3924 FT NOTA: PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS CON MÁXIMO OVERPULL 50 - 80 KLBS @ 4874 FT, 4490 FT, 3977 FT, 3955 FT, 3928 FT. TRABAJÓ SARTA MECÁNICAMENTE ARRIBA-ABAJO.
CASTILLA 222	6/04/2015 20:30	6/04/2015 21:30	6.552	6.552	1	BOMBEÓ TREN DE PÍLDORAS DE LIMPIEZA @ 3924 FT Y CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA CON Q: 850 GPM, P: 1920 PSI, RPM arriba 40, RPM abajo 80, TQ 1-2 KLBS FT, BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA DISPERSA (12 PPG, 36 SEG/Qt) BOMBEÓ 40 BLS PÍLDORA VISCOSOPESADA (15 PPG, 60 SEG/Qt) CAVINGS ANTES DE PÍLDORA 0.7 BPH, DURANTE: 1.6 BPH, DESPÚES 0.6 BPH.
CASTILLA 222	6/04/2015 21:30	6/04/2015 22:00	6.552	6.552	0,5	PRESENTÓ BLOQUEO EN SOFTWARE DEL VFD, REINICIÓ EQUIPO O.K.
CASTILLA 222	6/04/2015 22:00	6/04/2015 22:30	6.552	6.552	0,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 3924 FT HASTA 3655 FT NOTA: SACÓ CON BOMBA EN EL INTERVALO 3782 FT - 3747 FT, CON Q: 800 GPM, P: 1950 PSI, RPM: 40 TQ: 1-2 KLBS-FT. PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS CON MÁXIMO OVERPULL 50 KLBS @ 3790 FT, 3716 FT, 3657 FT, 3655 FT. TRABAJÓ SARTA MECÁNICAMENTE ARRIBA-ABAJO.
CASTILLA 222	6/04/2015 22:30	6/05/2015	6.552	6.552	1,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 CON BOMBA Y ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 3655 FT HASTA 3401 FT CON Q: 850 GPM, P: 2050 PSI, RPM arriba 40 - 50, TQ: 1-6 KLBS-FT,
CASTILLA 222	6/05/2015	6/05/2015 1:00	6.552	6.552	1	BOMBEÓ TREN DE PÍLDORAS DE LIMPIEZA @ 3401 FT Y CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA CON Q: 850 GPM, P: 1990 - 2100 PSI, RPM arriba 50, RPM abajo 70, TQ 1-2 KLBS FT, BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA DISPERSA (12 PPG, 36 SEG/Qt) BOMBEÓ 40 BLS PÍLDORA VISCOSOPESADA (15 PPG, 60 SEG/Qt) CAVINGS ANTES DE PÍLDORA 1.7 BPH, DURANTE: 2.2 BPH, DESPÚES 1.2 BPH.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/05/2015 1:00	6/05/2015 2:00	6.552	6.552	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 CON BOMBA Y ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 3401 FT HASTA 3050 FT CON Q: 800 GPM, P: 1690 PSI, RPM arriba 40, TQ: 1-2 KLBS-FT, NOTA: PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS @ 3120 FT Y 3065 FT.
CASTILLA 222	6/05/2015 2:00	6/05/2015 5:00	6.552	6.552	3	SACÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 4 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 3050 FT HASTA 1056 FT NOTA: PRESENTÓ PUNTOS APRETADOS @ 2793 FT, 2163 FT, 1817 FT, 1602 FT.
CASTILLA 222	6/05/2015 5:00	6/05/2015 5:30	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 1056 FT CON Q: 700 GPM, P: 1325 PSI, RPM: 20, TQ: 1 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/05/2015 5:30	6/05/2015 8:30	6.552	6.552	3	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA SACAR Y QUEBRAR BHA DIRECCIONAL No 3. SACÓ BHA DIRECCIONAL No 3 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 1056 FT HASTA 1008 FT, Y EN HUECO REVESTIDO DESDE 1008 FT HASTA SUPERFICIE.
CASTILLA 222	6/05/2015 8:30	6/05/2015 9:00	6.552	6.552	0,5	ARMÓ SARTA CORTA CON TEST PLUG Y RECUPERÓ WEAR BUSHING. QUEBRÓ SARTA.
CASTILLA 222	6/05/2015 9:00	6/05/2015 11:00	6.552	6.552	2	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA REALIZAR RIG UP DE HERRAMIENTAS PARA CORRIDA DE REVESTIMIENTO 9 5/8", REALIZÓ RIG UP DE HERRAMIENTAS DE CORRIDA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8" (CDS + SERVICE LOOP + UNIDAD DE MANDOS HIDRÁULICA + LLAVE DE POTENCIA). CONECTÓ CDS AL TOP DRIVE Y PROBÓ FUNCIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS, O.K.
CASTILLA 222	6/05/2015 11:00	6/05/2015 14:30	6.552	6.552	3,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA INICIAR CORRIDA DE REVESTIMIENTO 9 5/8". INICIÓ CORRIDA DE REVESTIMIENTO COMBINADO DE 9 5/8" (P-110, 47 #/FT, BTC + N-80Q, 47 #/FT, BTC, N-80Q 43.5 #/FT, BTC), ASÍ: LEVANTÓ PRIMERA JUNTA CON ZAPATO FLOTADOR PRESENTADO. APLICÓ SOLDADURA LÍQUIDA

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/05/2015 14:30	6/05/2015 15:00	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 1715 FT CON Q: 420 GPM, P: 125 PSI Pfinal: 110 PSI, RPM: 10, TQ: 3 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/05/2015 15:00	6/05/2015 18:30	6.552	6.552	3,5	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" (P-110, 47 #/FT, BTC) LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 1715 FT HASTA 3840 FT. LLENÓ POZO CADA JUNTA,
CASTILLA 222	6/05/2015 18:30	6/05/2015 19:00	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 3840 FT INCREMENTANDO CAUDAL GRADUALMENTE, ASÍ: Q: 100 GPM, P: 96 PSI. Q: 200 GPM, P: 150 PSI, Q: 250 GPM, P: 160 PSI, Q: 300 GPM, P: 166 PSI, Q: 400 GPM, P: 212 PSI, Q: 420 GPM, P: 215 - 208 PSI, RPM: 15, TQ: 1 KLBS- FT. TOMÓ PARAMETROS DE LA SARTA, PESO SUBIENDO: 186 KLBS, BAJANDO: 185 KLBS, ROTANDO: 183 KLBS.
CASTILLA 222	6/05/2015 19:00	6/05/2015 21:30	6.552	6.552	2,5	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" (P-110, 47 #/FT, BTC + N-80Q, 47 #/FT) LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 3840 FT HASTA 4830 FT. Y CONTINUÓ BAJANDO CON BOMBA INTERVALO DE RESTRICCIÓN DESDE 4830 FT HASTA 4842 FT, CON Q: 100 GPM, P: 100 PSI. NOTA: PRESENTÓ PUNTOS DE RESTRICCIÓN CON APOYO ENTRE 40 - 60 KLBS, @ 4409 FT, 4821 FT, 4826 FT, 4830 FT.
CASTILLA 222	6/05/2015 21:30	6/05/2015 22:00	6.552	6.552	0,5	A 4842 FT INTENTÓ BAJAR REVESTIMIENTO CON BOMBA, Q: 100 GPM, P: 100 PSI, SIN ÉXITO, TRABAJÓ CON 40 KLBS DE APOYO SIN ÉXITO, NO OBSERVÓ INCREMENTO DE PRESIÓN.
CASTILLA 222	6/05/2015 22:00	6/05/2015 23:00	6.552	6.552	1	OBSERVÓ PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN E INCREMENTO DE PRESIÓN @ 4842 FT, LEVANTÓ SARTA CON 315 KLBS DE OVERPULL, INCREMENTÓ DESDE 235 KLBS HASTA 550 KLBS EN MARTIN DECKER, SIN ÉXITO. POSICIONÓ SARTA EN PUNTO NEUTRO DE 220 KLBS DE PESO Y REESTABLECIÓ CIRCULACIÓN GRADUALMENTE, TRABAJÓ CON ROTACIÓN RESTRINGIDA 2 RPM.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/05/2015 23:00	6/05/2015 23:30	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 4842 FT, CON: Q: 420 GPM, P: 390 - 250 PSI, RPM: 35, SOLO SE OBSERVAN 2., TQ: 11 KLBS-FT. TRABAJÓ SARTA DURANTE CIRCULACIÓN ENTRE PESO LIBRE ARRIBA Y ABAJO CON TORQUE.
CASTILLA 222	6/05/2015 23:30	6/06/2015	6.552	6.552	0,5	QUITÓ ROTACIÓN, LIBERÓ TORQUE Y APAGÓ BOMBA, LEVANTÓ SARTA Y TENSIONÓ HASTA 525 KLBS (285 KLBS DE OVERPULL), LIBERÓ SARTA, COLOCÓ BOMBA Y BAJÓ REVESTIMIENTO 9 5/8" CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 4842 FT HASTA 4870 FT, CON Q: 400 GPM, P: 250 PSI, RPM: 10, TQ. 1 - 3 KLBSFT.
CASTILLA 222	6/06/2015	6/06/2015 1:00	6.552	6.552	1	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 4870 FT HASTA 5245 FT.
CASTILLA 222	6/06/2015 1:00	6/06/2015 1:30	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 5245 FT CON Q: 400 GPM, P: 260 PSI RPM: 15, TQ: 1 - 2 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/06/2015 1:30	6/06/2015 3:30	6.552	6.552	2	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 5245 FT HASTA 5768 FT. NOTA: PRESENTÓ PUNTOS APRETADOPS @ 5710 FT, 5730 FT, TRABAJÓ CON BOMBA Y ROTACIÓN CON Q: 400 GPM, P: 280 PSI, RPM: 10, TQ: 4 - 6 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/06/2015 3:30	6/06/2015 4:30	6.552	6.552	1	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 5768 FT CON Q: 420 GPM, P: 290 PSI, Pfinal: 215 PSI RPM: 15, TQ: 2 - 5 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/06/2015 4:30	6/06/2015 6:30	6.552	6.552	2	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" CON BOMBA EN HUECO ABIERTO DESDE 5768 FT HASTA 6070 FT. CON Q: 420 GPM, P: 270 PSI.
CASTILLA 222	6/06/2015 6:30	6/06/2015 7:00	6.552	6.552	0,5	CIRCULÓ FONDOS ARRIBA @ 6070 FT CON Q: 430 GPM, P: 2116 PSI RPM: 15, TQ: 4 - 6 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/06/2015 7:00	6/06/2015 9:00	6.552	6.552	2	BAJÓ REVESTIMIENTO DE 9 5/8" CON BOMBA EN HUECO ABIERTO DESDE 6070 FT HASTA 6551 FT. CON Q: 420 GPM, P: 270 PSI. SENTÓ CASING DE 9 5/8" EN CUÑAS CON ZAPATO 9 5/8" @ 6547 FT . ÚLTIMAS DOS JUNTAS CON RPM: 10, TQ: 7 - 10 KLBS-FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/06/2015 9:00	6/06/2015 10:30	6.552	6.552	1,5	CIRCULÓ HUECO EN FONDO @ 6547 FT CON Q: 430 GPM, P: 280 PSI, RPM: 15, TQ: 5 - 6 KLBS-FT. MIENTRAS, REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA RIG UP DE CABEZA Y LÍNEAS DE CEMENTACIÓN.
CASTILLA 222	6/06/2015 10:30	6/06/2015 11:00	6.552	6.552	0,5	LIBERÓ CDS, CONECTÓ CABEZA DE CEMENTACIÓN CON TAPONES (TOP Y BOTTOM PLUG) PRECARGADOS Y LÍNEAS DE 2".
CASTILLA 222	6/06/2015 11:00	6/06/2015 12:30	6.552	6.552	1,5	CIRCULÓ CON BOMBAS DEL TALADRO POR LINEA DE 2" A TRAVÉS DE LA CABEZA DE CEMENTACIÓN CON Q: 430 GPM, P: 380 PSI. CIRCULANDO 5 BLS DE AGUA PROBÓ LÍNEA DE CEMENTACIÓN DE 2" CON 500 PSI Y 3000 PSI DURANTE 5 MIN, O.K. MIENTRAS, REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA OPERACIÓN DE CEMENTACIÓN CASING 9 5/8".
CASTILLA 222	6/06/2015 12:30	6/06/2015 16:00	6.552	6.552	3,5	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8" SEGÚN PROGRAMA, ASÍ: • SOLTÓ BOTTOM PLUG. • BOMBEO 20 BLS DE LAVADOR QUÍMICO INHIBIDO KCI DE 8.4 PPG @ 5.0 BPM P: 600 PSI. • BOMBEO 30 BLS DE ESPACIADOR MECANICO BIOZAN DE 13.0 PPG @ 5.0 BPM P: 490 - 527 PSI
CASTILLA 222	6/06/2015 16:00	6/06/2015 17:00	6.552	6.552	1	CIERRO ANULAR, LAVO BOPS Y DESCONECTÓ CABEZA DE CEMENTACIÓN Y LINEAS DEL EQUIPO DE CEMENTACIÓN.
CASTILLA 222	6/06/2015 17:00	6/06/2015 18:00	6.552	6.552	1	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA DESTORQUEAR Y LEVANTAR SET DE BOP's, SOLTÓ PEGUE DE LA SECCIÓN A 13 5/8" 3M Y PEGUE SPACER SPOOL VS BOP'S 13 5 /8 5M.
CASTILLA 222	6/06/2015 18:00	6/06/2015 18:30	6.552	6.552	0,5	REALIZÓ LIMPIEZA A CONTRAPOZO.
CASTILLA 222	6/06/2015 18:30	6/06/2015 19:00	6.552	6.552	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA SENTAR CASING HANGER, TRABAJO DE CORTE EN FRÍO E INSTALAR SECCIÓN B DEL CABEZAL.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/06/2015 19:00	6/06/2015 20:00	6.552	6.552	1	TENSIONÓ SARTA CON 380 KLBS (40 KLBS DE OVERPULL) INSTALÓ CASING HANGER Y SENTÓ REVESTIMIENTO 9 5/8"
CASTILLA 222	6/06/2015 20:00	6/06/2015 21:00	6.552	6.552	1	REALIZÓ CORTE EN FRÍO DEL REVESTIMIENTO DE 9 5/8". NOTA: LEVANTÓ Y QUEBRÓ TUBO SOBRANTE DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8"
CASTILLA 222	6/06/2015 21:00	6/06/2015 22:00	6.552	6.552	1	RETIRÓ SPACER SPOOL CON DSA (13 5/8" 5M * 13 5/8" 3M). REALIZÓ BISELADO EN CASING 9 5/8"
CASTILLA 222	6/06/2015 22:00	6/07/2015	6.552	6.552	2	INSTALÓ SECCIÓN "B" DEL CABEZAL DE POZO. APRETÓ TORNILLERÍA CON LLAVE NEUMÁTICA. REALIZÓ PRUEBA DE SELLO DE LA SECCIÓN "B" CON LA "A" CON 1500 PSI DURANTE 10 MINUTOS, O.K.
CASTILLA 222	6/07/2015	6/07/2015 2:00	6.552	6.552	2	INSTALÓ SET DE BOP's SOBRE SECCIÓN "B" DEL CABEZAL DE POZO Y TORQUEÓ TORNILLERÍA A DSA 13 5/8" 5M X 13 5/8" 3M. CENTRALIZÓ CONJUNTO DE BOP's. INSTALÓ CAMPANA Y ASEGURÓ CON CAMISAS DEL FLOW LINE KILL LINE.
CASTILLA 222	6/07/2015 2:00	6/07/2015 2:30	6.552	6.552	0,5	ARMÓ SARTA PARA PRUEBA DE BOP's (TEST PLUG) Y SENTÓ TAPÓN EN SECCIÓN B
CASTILLA 222	6/07/2015 2:30	6/07/2015 3:00	6.552	6.552	0,5	REALIZÓ PRUEBA DE BOP's 13 5/8" 5M: PROBÓ BLIND RAMS Vs DSA 13 5/8" 5M X 13 5/8" 3M Vs SECCIÓN B CON 500, 1500 Y 2400 PSI DURANTE 10 MINUTOS, O.K. PROBÓ REVESTIMIENTO 9 5/8" CON 1000 PSI.
CASTILLA 222	6/07/2015 3:00	6/07/2015 4:30	6.552	6.552	1,5	RECUPERÓ TEST PLUG E INSTALÓ WEARBUSHING. DESCONECTÓ Y QUEBRÓ CDS E INSTALÓ ELEVADOR Y CAMPANA DEL GRAVEL.
CASTILLA 222	6/07/2015 4:30	6/07/2015 5:00	6.552	6.552	0,5	RIG SERVICES.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 222	6/07/2015 5:00	6/07/2015 5:30	6.552	6.552	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA ARMAR BHA DIRECCIONAL No 5 PARA PERFORAR FASE DE 8 1/2".
CASTILLA 222	6/07/2015 5:30	6/07/2015 6:30	6.552	6.552	1	ARMÓ Y BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 5 PARA PERFORAR FASE 8 1/2" DESDE SUPERFICIE HASTA 14 FT ASÍ: BROCA PDC 8 1/2" 6 ALETAS, IADC: M423 CORTADORES 16mm TIPO VM616PR + POWERDRIVE 675 X7 AB 8 1/2". REALIZÓ PRUEBA A HERRAMIENTA POWERDRIVE CON Q: 250 GPM, P: 300 PSI O.K.
CASTILLA 222	6/07/2015 6:30	6/07/2015 8:30	6.552	6.552	2	ARMÓ Y BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 14 FT HASTA 87 FT ASÍ: LOWER SAVER SUB + NMDC TELESCOPE 675 + UPPER SAVER SUB + NMDC + FLOAT SUB + 7" BALL CATCHER + WELL COMMANDER. PROBO TELESCOPE CON Q: 250 - 300 GPM, P: 340 -528 PSI.
CASTILLA 222	6/07/2015 8:30	6/07/2015 9:30	6.552	6.552	1	ARMÓ Y BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 87 FT HASTA 177 FT ASÍ: CONECTÓ WELL COMMANDER + (3) DC 6 1/2". PROBO WELL COMMANDER; LANZÓ ESFERA Y ESPERÓ INCREMENTO DE PRESIÓN HASTA 500 PSI CAYÓ HASTA 28 PSI CON Q: 250 GPM. LANZÓ SEGUNDA ESFERA PARA DESACTIVAR HERRAMIENTA CON Q: 40 GPM Y OBSERVÓ INCREMENTO DE PRESIÓN HASTA 1000 PSI.
CASTILLA 222	6/07/2015 9:30	6/07/2015 10:00	6.552	6.552	0,5	REALIZÓ CAMBIO DE ELEVADOR 5 1/2" POR 5" Y REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA CONEJEAR TUBERÍA EN PARADAS.
CASTILLA 222	6/07/2015 10:00	6/07/2015 11:00	6.552	6.552	1	ARMÓ Y BAJÓ BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 177 FT HASTA 1219 FT ASÍ: (30) HWDP 5"+ HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2" + (3) HWDP 5".
CASTILLA 222	6/07/2015 11:00	6/07/2015 13:30	6.552	6.552	2,5	BAJÓ SARTA DP 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 1219 FT HASTA 3300 FT EN HUECO REVESTIDO.
CASTILLA 222	6/07/2015 13:30	6/07/2015 14:00	6.552	6.552	0,5	PARÓ OPERACIÓN POR TORMENTA ELÉCTRICA

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/07/2015 14:00	6/07/2015 16:30	6.552	6.552	2,5	BAJÓ SARTA DP 5" Y 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LAVANDO DESDE 6172 FT HASTA 6499 FT DONDE APOYÓ CON 10 KLBS, CON Q: 250 GPM, P: 850 PSI. TOPE DE TOP PLUG 6499 FT.
CASTILLA 222	6/07/2015 16:30	6/07/2015 17:30	6.552	6.552	1	MOLIÓ TAPONES + CEMENTO + FLOAT COLLAR DESDE 6499 FT HASTA 6543 FT, CON Q: 350 GPM, P: 800 PSI, RPM: 40, TQ: 6 - 10 KLBS-FT, WOB: 5 - 14 KLBS. MIENTRAS REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA EL DESPLAZAMIENTO DE LODO Q-INHIBIMAX-PHPA, POR Q-DRILL IN. NOTA: @ 6535 FT RECUPERÓ MUESTRAS DE LOS DÓS TAPONES + CEMENTO.
CASTILLA 222	6/07/2015 17:30	6/07/2015 20:00	6.552	6.552	2,5	REALIZANDO DRILL OUT DE TAPONES + CEMENTO A 6500 FT CON Q: 350 GPM, P: 1200 PSI, RPM: 40, TQ: 5 - 6 KLBS-FT, WOB: 5 - 10 KLBS.
CASTILLA 222	6/07/2015 20:00	6/07/2015 21:00	6.552	6.552	1	LEVANTÓ Y POSICIONÓ SARTA @ 6543 FT, DESPLAZÓ LODO Q-INHIBIMAX-PHPA DE 12.2 PPG POR LODO Q-DRILL IN DE 9.0 PPG, ASÍ: BOMBEÓ 30 BBLS DE AGUA COMO ESPACIADOR (Q: 350 GPM - P: 1250 PSI) + 380 BBLS DE LODO Q-DRILL IN DE 9 PPG (Q: 350 GPM: P: 1792 - 1080 PSI).
CASTILLA 222	6/07/2015 21:00	6/07/2015 22:00	6.552	6.552	1	REALIZÓ LIMPIEZA A TANQUES DE SUCCIÓN, PÍLDORA Y COMPARTIMIENTO DE TANQUE INTELIGENTE + CANAL DE CIRCUITO DE CORTO.
CASTILLA 222	6/07/2015 22:00	6/07/2015 22:30	6.552	6.555	0,5	PERFORÓ CEMENTO + ZAPATO FLOTADOR DE 9 5/8" + BOLSILLO CON BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 6543 FT HASTA 6555 FT CON Q: 350 GPM, P: 800 PSI, RPM: 40, WOB: 5 - 14 KLBS, TQ: 6 - 10 KLBS-FT. REPASÓ 4 VECES.
CASTILLA 222	6/07/2015 22:30	6/08/2015	6.555	6.592	1,5	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIONES UNIDAD T2 Y UNIDAD K1 SUPERIOR (TOPE 6592 FT MD / 6297 TVD) DESDE 6555 FT HASTA 6592 FT (AVANZÓ 37 FT. ROP= 24.6 FT/HR) CON: Q: 390 GPM, P: 1050 - 1200 PSI, RPM: 40 - 100, WOB: 4 - 14 KLB, TQ: 3 - 10 KLBS-FT. REPASÓ DOS VECES LA PARADA. ÚLTIMO SURVEY @ 6552 FT, INC: 46.00°, AZIM: 328.00°, DL 0.17°/ 100 FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/08/2015	6/09/2015	6.592	7.373	24	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIONES UNIDAD K1 SUPERIOR (TOPE 6592 FT MD / 6297 TVD), UNIDAD K1 INFERIOR (TOPE 6845 FT MD / 6468 TVD), Y UNIDAD K2 (TOPE 7235 FT MD / 6730 TVD) DESDE 6592 FT HASTA 7373 FT DURANTE TODA LA CORRIDA, REDUJÓ PESO EN BROCA EN VARIOS INTERVALOS SACRIFICANDO ROP PARA MITIGAR LIGERAMENTE EL FENÓMENO.
CASTILLA 222	6/09/2015	6/09/2015 6:00	7.373	7.633	6	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIÓN UNIDAD K2 (TOPE 7325 FT MD / 6730 TVD) DESDE 7373 FT HASTA 7633 FT (AVANZÓ 260 FT. ROP _{prom} = 43.3 FT/HR ROP _{eff} : 64.6 FT/HR) CON: Q: 370 GPM, P: 1000 - 1050 PSI, RPM: 110, WOB: 10 - 20 KLB, TQ: 10 - 11 KLBS-FT. REPASÓ DOS VECES LA PARADA. OBSERVÓ PÉRDIDAS DE FLUÍDO DESDE 7428 FT.
CASTILLA 222	6/09/2015 6:00	6/09/2015 8:00	7.633	7.705	2	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIÓN UNIDAD K2 (TOPE 7325 FT MD / 6730 TVD) DESDE 7633 FT HASTA 7705 FT (AVANZÓ 72 FT. ROP _{prom} = 36 FT/HR ROP _{eff} : 42.3 FT/HR) CON: Q: 370 GPM, P: 1000 - 1050 PSI, RPM: 110, WOB: 10 - 20 KLB, TQ: 10 - 11 KLBS-FT. BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM. P: 1000 PSI, PERDIÓ 60 BLS, TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 245 BLS, 30 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 8:00	6/09/2015 8:30	7.705	7.705	0,5	OBSERVÓ PERDIDAS TOTALES DE FLUÍDO @ 7705 FT, SIN RETORNOS, SACÓ SARTA HASTA 7630 FT, REDUJO CAUDAL HASTA Q: 220 GPM, P: 380 PSI, PERDIÓ 245 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 490 BLS, >100 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 8:30	6/09/2015 9:00	7.705	7.705	0,5	LANZÓ ESFERA DE ACTIVACIÓN DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, ACTIVÓ WELL COMMANDER CON 1200 PSI CAYÓ A 43 PSI O.K., LANZÓ ESFERA DE AISLAMIENTO DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, VERIFICÓ AISLAMIENTO CON Q: 380 GPM, P: 43 PSI. PERDIÓ 30 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 520 BLS, 60 BLS/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/09/2015 9:00	6/09/2015 10:30	7.705	7.705	1,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL NO 5 DESDE 7633 FT HASTA 7702 FT Y BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 8 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 7633 FT, DESPLAZÓ CON Q: 210 GPM, P: 200 PSI, RPM, 15, TQ: 6 KLBS-FT, AL OBSERVAR PÍLDORA SALIR POR EL ANULAR, BOMBEÓ POR TRIP TANK PARA TENER POZO LLENO, OBSERVÓ RETORNOS A LOS 6 BLS BOMBEADOS POR EL TRIP TANK, CIRCULÓ PÍLDORA AL VUELO Y MONITOREÓ PÉRDIDAS DE 60 BLS 7 HR. PERDIÓ 170 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 690 BLS, 115 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 10:30	6/09/2015 11:00	7.705	7.705	0,5	BOMBEÓ DESPLAZÓ Y ESPOTEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 8 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 7633 FT, CON Q: 210 GPM, P: 250 PSI, RPM, 15, TQ: 6 KLBS-FT. PERDIÓ 27 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 717 BLS, 60 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 11:00	6/09/2015 11:30	7.705	7.705	0,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" DESDE 7702 FT HASTA 7285 FT LIBRE EN HUECO ABIERTO
CASTILLA 222	6/09/2015 11:30	6/09/2015 12:00	7.705	7.705	0,5	DEJÓ SARTA EN ROTACIÓN MIENTRAS LLENÓ TRIP TANK Y PREPARÓ LODO.
CASTILLA 222	6/09/2015 12:00	6/09/2015 13:00	7.705	7.705	1	CIRCULÓ POR WELL COMMANDER CON Q: 450 GPM, P: 550 PSI. PERDIÓ 60 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 777 BLS, 60 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 13:00	6/09/2015 13:30	7.705	7.705	0,5	LANZÓ ESFERA PARA DESACTIVAR WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, VERIFICÓ PARÁMETROS DEL MISMO CON P: 1830 PSI. PERDIÓ 15 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 792 BLS, 30 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 13:30	6/09/2015 14:30	7.705	7.705	1	CIRCULÓ POR POWERDRIVE Y BROCA RECIPROCANDO SARTA CON Q: 380 GPM, P: 1050 PSI. NO SE OBSERVÓ PÉRDIDAS DE LODO EN LA FORMACIÓN.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/09/2015 14:30	6/09/2015 15:30	7.705	7.705	1	BAJÓ SARTA CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 7285 FT HASTA 7700 FT CON Q: 350 GPM, P: 960 PSI, RPM: 50 - 70, TQ: 6 - 9 KLBS-FT. PERDIÓ 90 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 882 BLS, 90 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/09/2015 15:30	6/09/2015 17:00	7.705	7.705	1,5	CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA CON Q: 370 GPM, P: 1000 PSI, RPMarriba: 50, RPMabajO: 100, TQ: 6 - 8 KLBS-FT. PERDIÓ 90 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 972 BLS, 60 BLS/HR. Y SE REDUJERÓN PÉRDIDAS GRADUALMENTE A CERO DESPÚES DE CIRCULAR FONDO ARRIBA.
CASTILLA 222	6/09/2015 17:00	6/10/2015	7.705	7.876	7	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIÓN UNIDAD K2 (TOPE 7325 FT MD / 6730 TVD) DESDE 7705 FT HASTA 7876 FT (AVANZÓ 171 FT. ROPprom= 24.4 FT/HR) CON: Q: 370 GPM, P: 1000 - 1050 PSI, RPM: 110, WOB: 10 - 20 KLB, TQ: 10 - 11 KLBS-FT. CON ROP CONTROLADA EN 30 FT/HR. BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM.
CASTILLA 222	6/10/2015	6/10/2015 6:00	7.876	8.006	6	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIÓN UNIDAD K2 (TOPE 7325 FT MD / 6730 TVD) DESDE 7876 FT HASTA 8006 FT (AVANZÓ 130 FT. ROPprom= 21.6 FT/HR) CON: Q: 380 GPM, P: 1000 - 1020 PSI, RPM: 110, WOB: 18 - 24 KLB, TQ: 10 - 12 KLBS-FT. CON ROP CONTROLADA EN 30 FT/HR. BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 8 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 7895 FT. BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 8 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 7938 FT. PERDIÓ 790 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 2412 BLS, 130 BLS/HR
CASTILLA 222	6/10/2015 6:00	6/10/2015 7:00	8.006	8.006	1	LANZÓ ESFERA DE ACTIVACIÓN DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, ACTIVÓ WELL COMMANDER CON 1980 PSI CAYÓ A 160 PSI O.K., LANZÓ ESFERA DE AISLAMIENTO DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM P: 45 PSI, SIN RETORNO. RECIRPOCÓ SARTA SIN BOMBA (NO SE CONTÓ CON FLUIDO) Y CON ROTACIÓN ENTRE 8006 FT Y 7994 FT CON RPM: 15, TQ: 7 - 8 KLBS-FT. PREPARANDO LODO PARA DESPLAZAR PÍLDORA LCM. BOMBEÓ 10 BLS DE LODO POR EL ANULAR SIN RETORNO. PERDIÓ 30 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 2442 BLS, 15 BLS/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/10/2015 7:00	6/10/2015 10:30	8.006	8.006	3,5	RECIPROCÓ SARTA SIN BOMBA (NO SE CONTÓ CON FLUIDO) Y CON ROTACIÓN ENTRE 8006 FT Y 7994 FT CON RPM: 15, TQ: 7 - 8 KLBS-FT. MIENTRAS PREPARÓ 500 BLS DE LODO 9.2 PPG, PARA DESPLAZAR PÍLDORA LCM.
CASTILLA 222	6/10/2015 10:30	6/10/2015 12:00	8.006	8.006	1,5	BOMBEÓ 40BLS DE LODO 9.2 PPG A TRAVES DE WELL COMMANDER CON Q: 100 GPM, P: 28 PSI, NO OBSERVÓ INCREMENTO DE PRESIÓN. BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 95LPB Q-FIBER + 122 LPB CaCO3 MALLA 200 + 83 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40) @ 7986 FT. DESPLAZÓ PÍLDORA CON LODO 9.2 PPG CON Q: 160 GPM, P: 28 PSI, RPM: 15, TQ: 7 KLBS-FT, OBSERVÓ INCREMENTO DE PRESIÓN HASTA 238 PSI, DEJÓ PÍLDORA ESPOTEADA EN HUECO. PERDIÓ 270 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 2712 BLS, 180 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/10/2015 12:00	6/10/2015 12:30	8.006	8.006	0,5	SACÓ SARTA DP 5" Y 5 1/2" DESDE 7986 FT HASTA 7667 FT, LIBRE EN HUECO ABIERTO.
CASTILLA 222	6/10/2015 12:30	6/10/2015 14:00	8.006	8.006	1,5	BOMBEÓ 20 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 95 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 200 + 83 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40) @ 7667 FT. DESPLAZÓ PÍLDORA CON LODO 9.2 PPG CON Q: 150 GPM, P: 260 PSI, RPM: 15, TQ: 7 - 8 KLBS-FT, CONTINUÓ SACANDO SARTA DP 5" Y 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 7667 FT HASTA 7376 FT, CONECTÓ TOP DRIVE Y CIRCULÓ HUECO CON Q: 440 GPM, P: 510 PSI, OBSERVÓ PÉRDIDAS NUEVAMENTE. PERDIÓ 210 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 2922 BLS, 140 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/10/2015 14:00	6/10/2015 16:30	8.006	8.006	2,5	LANZÓ ESFERA DE DESACTIVACIÓN DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, P: 101 PSI, DESACTIVÓ WELL COMMANDER CON 2040 PSI O.K, INCREMENTÓ CAUDAL GRADUALMENTE PARA CIRCULAR POR LA BROCA HASTA Q: 380 GPM, P: 1030 PSI, MONITOREÓ NIVELES Y OBSERVÓ PÉRDIDA DE FLUÍDO. BAJÓ SARTA DP 5 Y 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 5 CON BOMBA Y ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 7376 FT HASTA 7976 FT CON Q: 200 GPM, P: 200 PSI, RPM: 20, TQ: 5 KLBS-FT. PERDIÓ 60 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 2982 BLS, 25 BLS/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/10/2015 16:30	6/10/2015 17:30	8.006	8.006	1	BAJÓ SARTA DP 5 Y 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 5 CON BOMBA Y ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 7976 FT HASTA 8006 FT CON Q: 370 GPM, P: 950 PSI, RPM: 20, TQ: 5 KLBS-FT. PERDIÓ 137 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3119 BLS, 280 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/10/2015 17:30	6/10/2015 20:30	8.006	8.100	3	PERFORÓ CON BHA DIRECCIONAL No 5 FASE DE 8 1/2" FORMACIÓN UNIDAD K2 (TOPE 7325 FT MD / 6730 TVD) DESDE 8006 FT HASTA 8100 FT (AVANZÓ 94 FT. ROP _{prom} = 31 FT/Hr) CON: Q: 380 GPM, P: 1000 - 1020 PSI, RPM: 110, WOB: 18 - 24 KLB, TQ: 10 - 12 KLBS-FT. CON ROP CONTROLADA EN 40 FT/HR. PERDIÓ 60 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3179 BLS, 20 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/10/2015 20:30	6/10/2015 23:00	8.100	8.100	2,5	BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 10 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 8100 FT BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 10 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 8100 FT, CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA DESDE 8100 FT HASTA 8060 FT CON Q: 350 - 380 GPM, P: 1020 - 980 PSI, RPM: 110, TQ: 6 - 9 KLBS-FT PERDIÓ 123 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3302 BLS, 50 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/10/2015 23:00	6/11/2015	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5" Y 5 1/2" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 7291 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS. PERDIÓ 20 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO EN EL DÍA 1700 BLS, EN LA FASE 3322 BLS, 20 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015	6/11/2015 0:30	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA DESDE 7291 FT HASTA 7248 FT CON Q: 380 GPM, P: 980 PSI, RPM: 40, TQ: 6 - 7 KLBS-FT PERDIÓ 11 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3333 BLS, 20 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 0:30	6/11/2015 1:30	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 7291 FT HASTA 6603 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS SIN OBSERVAR RETORNOS. PERDIÓ 20 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3353 BLS, 20 BLS/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/11/2015 1:30	6/11/2015 2:00	8.100	8.100	0,5	CONECTÓ TOP DRIVE Y SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 6603 FT HASTA 6530 FT, CON BOMBA CON Q: 100 GPM, P: 390 PSI. LLENO TUBERIA Y CHEQUEO POZO ESTATICO, CONTROLANDO POR EL TANQUE DE VIAJE E 15 MN, , RATA DE PERDIDA ESTATICAS 12 BPH. PERDIÓ 6 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3401 BLS, 12 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 2:00	6/11/2015 4:00	8.100	8.100	2	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6530 FT HASTA 7981 FT, Y BAJÓ LAVANDO POR SEGURIDAD DESDE 7981 FT HASTA 8100 FT CON Q: 380 GPM, P: 1030 PSI, RPM: 50 - 100, TQ: 8 - 12 KLBS-FT. REGRESANDO A FONDO NO SE EVIDENCIA RETORNO DE LODO A SUPREFICIE POR DESPLAZAMIENTO DE TUBERIA. PERDIÓ 24 BLS. TOTAL PERDIDAS 3423 BLS, 12 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 4:00	6/11/2015 6:00	8.100	8.100	2	BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 10 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40) @ 8100 FT BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 10 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 8100 FT BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM.
CASTILLA 222	6/11/2015 6:00	6/11/2015 7:30	8.100	8.100	1,5	LANZÓ ESFERA DE ACTIVACIÓN DE WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, ACTIVÓ WELL COMMANDER CON 1200 PSI CAYÓ A 43 PSI O.K., LANZÓ ESFERA DE AISLAMIENTO DE WELL COMMANDER CON Q: 80 GPM, VERIFICÓ AISLAMIENTO CON Q: 300 GPM, P: 43 PSI. PERDIÓ 42 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3565 BLS, 30 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 7:30	6/11/2015 8:30	8.100	8.100	1	BOMBEÓ 60 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 95 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 200 + 83 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40)@ 8100 FT (8013 WELL COMMANDER), DESPLAZÓ PÍLDORA CON Q: 210 GPM, P: 207 PSI, PERDIÓ 30 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3595 BLS, 30 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 8:30	6/11/2015 9:30	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 7281 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS PERDIÓ 20 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3615 BLS, 20 BLS/HR.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 222	6/11/2015 9:30	6/11/2015 10:00	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ A TRAVES DE WELL COMMANDER @ 7281 FT (7194 FT WELL COMMANDER) CON Q: 400 GPM, P: 380 PSI, PERDIÓ 10 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3625 BLS, 20 BLS/HR.
CASTILLA 222	6/11/2015 10:00	6/11/2015 10:30	8.100	8.100	0,5	CHEQUEÓ NIVEL ESTÁTICO DEL HUECO POR 15 MIN O.K. LANZÓ ESFERA PARA DESACTIVAR WELL COMMANDER CON Q: 42 GPM, VERIFICÓ PARÁMETROS DEL MISMO CON P: 2290 PSI. COMPROBÓ CIRCULACIÓN POR LA BROCA CON Q: 300 GPM, P: 700 PSI.
CASTILLA 222	6/11/2015 10:30	6/11/2015 12:30	8.100	8.100	2	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 CON BOMBA EN HUECO ABIERTO DESDE 7291 FT HASTA 8100 FT, CON Q: 200 GPM, P: 400 PSI, RPM: 20, TQ: 5 KLBS-FT. REGRESANDO A FONDO NO SE EVIDENCIÓ PÉRDIDAS DE FLUÍDO
CASTILLA 222	6/11/2015 12:30	6/11/2015 15:30	8.100	8.100	3	BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (10.1 PPG, 58 SEG/Qt, 8 LPB Q-FIBER + 22 LPB CaCO3 MALLA 40-100 + 10 LPB CaCO3 MALLA 10 - 40) @ 8100 FT BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA VISCOSA (9.2 PPG, 180 SEG/Qt) @ 8100 FT Y CIRCULÓ CON Q: 370 GPM, P: 1030 PSI. PERDIÓ 90 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3715 BLS, 30 BLS/HR
CASTILLA 222	6/11/2015 15:30	6/11/2015 16:00	8.100	8.100	0,5	BOMBEÓ 50 BLS DE PÍLDORA LUBRICANTE AL 3.5% DE VOLUMEN, @ 8100 FT, DESPLAZÓ CON Q: 370 GPM, P: 1025 PSI, DEJANDO 10 FT DENTRO DE LA TUBERÍA, LLENÓ POZO POR TRIP TANK DURANTE 15 MIN, O.K PERDIÓ 15 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3730 BLS, 30 BLS/HR
CASTILLA 222	6/11/2015 16:00	6/11/2015 17:00	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 7300 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS
CASTILLA 222	6/11/2015 17:00	6/11/2015 17:30	8.100	8.100	0,5	BOMBEÓ 50 BLS DE PÍLDORA LUBRICANTE AL 3.5% DE VOLUMEN, @ 8100 FT, DESPLAZÓ CON Q: 370 GPM, P: 1025 PSI,

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/11/2015 17:30	6/11/2015 18:30	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 7300 FT HASTA 6530 FT,
CASTILLA 222	6/11/2015 18:30	6/11/2015 19:00	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ UN FONDO ARRIBA @ 6530 FT, CON Q: 360 GPM, P: 930 PSI, NO SE EVIDENCIAN PERDIDAS, MONITOREÓ EL NIVEL DEL POZO ESTÁTICO SIN EVIDENCIAR PÉRDIDAS.
CASTILLA 222	6/11/2015 19:00	6/12/2015	8.100	8.100	5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 EN HUECO REVESTIDO DESDE 6530 FT HASTA 1692 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS, NO OBSERVÓ POZO LLENO A 3000 FT. PERDIÓ 28 BLS TOTAL FLUÍDO PÉRDIDO 3758 BLS, 6 BLS/HR
CASTILLA 222	6/12/2015	6/12/2015 0:30	8.100	8.100	0,5	SACÓ SARTA DP 5" CON BHA DIRECCIONAL No 5 EN HUECO REVESTIDO DESDE 1692 FT HASTA 1219 FT, LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS, NO OBSERVÓ POZO LLENO, MONITOREO PERDIDAS DE LODO A RAZON DE PERDIÓ 15 BPH.
CASTILLA 222	6/12/2015 0:30	6/12/2015 1:30	8.100	8.100	1	SACÓ Y QUEBRÓ BHA DIRECCIONAL No 5 DESDE 1219 FT HASTA 87.35 FT ASÍ: (3) HWDP 5" + HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2" + (30) HWDP 5" + (3) DC ESPIRAL 6 1/2". LLENÓ POZO CADA 5 PARADAS, NO OBSERVÓ POZO LLENO, MONITOREA POZO A TRAVEZ DEL TANQUE DE VIAJE PERDIENDO A UNA RATA DE 15 BPG.
CASTILLA 222	6/12/2015 1:30	6/12/2015 3:30	8.100	8.100	2	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA QUEBRAR HERRAMIENTAS DIRECCIONALES Y BROCA, QUEBRÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES Y BROCA DESDE 87.3 FT HASTA SUPERFICIE
CASTILLA 222	6/12/2015 3:30	6/12/2015 6:00	8.100	8.100	2,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA ARMAR Y BAJAR BHA No 6 DE ACONDICIONAMIENTO, ARMÓ Y BAJÓ BHA No 6 DE ACONDICIONAMIENTO DESDE SUPERFICIE HASTA 1197 FT ASÍ: BROCA PDC 8 1/2" 6 ALETAS, IADC: M423 CORTADORES 16mm TIPO VM616PR + NEAR BIT 8 1/8" + (5) DRILL COLLAR ESPIRAL 6 1/2" OD 91.0 LB/FT + (30) HWDP 5" + HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2" + (3) HWDP 5"

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/12/2015 6:00	6/12/2015 7:00	8.100	8.100	1	BAJÓ SARTA DP'5" Y 5 1/2" CON BHA No 6 DE ACONDICIONAMIENTO DESDE 1197 FT HASTA 2419 FT.
CASTILLA 222	6/12/2015 7:00	6/12/2015 7:30	8.100	8.100	0,5	OBSERVÓ BLOQUEO EN SISTEMA DE LOS GENERADORES, REALIZÓ CAMBIO.
CASTILLA 222	6/12/2015 7:30	6/12/2015 8:30	8.100	8.100	1	REALIZÓ PRUEBA DE INTEGRIDAD AL ROTARY HOUSE, 5" FIG 1002 ID 4" CON 500 - 1000 - 1500 - 2000- 2500 PSI SOSTENIDAS, REALIZÓ PRUEBA A VÁLVULA LOWER MANUAL DEL TOP DRIVECON 2400 PSI, O.K. NO OBSERVÓ FUGA.
CASTILLA 222	6/12/2015 8:30	6/12/2015 9:00	8.100	8.100	0,5	APAGÓ BOMBAS Y LLENÓ POZO EN DIRECTA CON LODO 9.2 PPG, DEJÓ POZO ESTÁTICO MONITOREANDO PÉRDIDAS, OBSERÓ PÉRDIDAS DE 1 BBL.
CASTILLA 222	6/12/2015 9:00	6/12/2015 14:30	8.100	8.100	5,5	BAJÓ BHA No 6 DE ACONDICIONAMIENTO EN HUECO REVESTIDO DESDE 2419 FT HASTA 6547 FT (ZAPATO 9 5/8"), BAJÓ LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6547 FT HASTA 8000 FT Y BAJÓ LAVANDO POR SEGURIDAD DESDE 8000 FT HASTA 8100 FT, CON Q: 200 GPM, P: 210 PSI. ROMPIÓ GELES A 5000 FT, 6500 FT Y 7400 FT CON Q: 200 GPM, P: 115 - 175 PSI, LLENÓ POZO Y OBSERVÓ NIVEL ESTÁTICO POR 15 MIN, O.K. NO OBSERVÓ PÉRDIDAS.
CASTILLA 222	6/12/2015 14:30	6/12/2015 15:00	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ UN FONDO DEL HUECO RECIPROCANDO SARTA DESDE 8100 FT - 8045 FT CON Q: 380 GPM, P: 430 PSI, RPMabajo: 110 TQ: 1 KLBS-FT
CASTILLA 222	6/12/2015 15:00	6/12/2015 15:30	8.100	8.100	0,5	ESPOTEÓ PÍLDORA X-LINK PARA CONTROL SEVERO DE PÉRDIDAS ASÍ: BOMBEO 5 BLS DE AGUA 8.33 PPG, Q: 350 GPM, P: 110 PSI. BOMBEO 70 BLS DE PÍLDORA X-LINK PARA CUBRIR ZONA DE PÉRDIDAS, TOPE DE LA PÍLDORA 7103 FT, TOPE DE UNIDAD K2, 7235 FT. O.K. BOMBEO 5 BLS DE AGUA 8.33 PPG, DESPLAZÓ PÍLDORA CON LODO 9.2 PPG.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/12/2015 15:30	6/12/2015 17:30	8.100	8.100	2	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 6530 FT, (17 FT ADENTRO DEL ZAPATO DE 9 5/8")
CASTILLA 222	6/12/2015 17:30	6/12/2015 18:00	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ HUECO CON Q: 146 GPM, P: 150 PSI, CERRÓ ANULAR Y PRESURIZÓ PÍLDORA POR EL KILL LINE CON 90 PSI.
CASTILLA 222	6/12/2015 18:00	6/12/2015 22:00	8.100	8.100	4	DEJÓ SARTA A 6495 FT, MONITOREÓ POZO ESTÁTICO CON TANQUE DE VIAJE, OBSERVÓ PÉRDIDAS DE 7 BLS/HR
CASTILLA 222	6/12/2015 22:00	6/13/2015	8.100	8.100	2	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6495 FT HASTA 7183 FT. PÉRDIDÓ 244 BLS EN EL DÍA A 10 BPH, TOTAL PERDIDO EN LA FASE 4002 BLS
CASTILLA 222	6/13/2015	6/13/2015 1:00:00 AM	8.100	8.100	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 CON BOMBA Y ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 7183 FT HASTA 8100 FT. CON Q: 200 GPM, P: 245 PSI, RPM, 30 TQ: 3 - 6 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/13/2015 1:00:00 AM	6/13/2015 4:00:00 AM	8.100	8.100	3	CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA DESDE 8100 FT HASTA 8040 FT CON Q: 370 GPM, P: 422 PSI, RPM: 30, TQ: 3 - 6 KLBS FT, MIENTRAS PREPARÓ PÍLDORA ESPECIAL X-LINK CON FIBRA.
CASTILLA 222	6/13/2015 4:00:00 AM	6/13/2015 4:30:00 AM	8.100	8.100	0,5	ESPOTEÓ PÍLDORA X-LINK PARA CONTROL SEVERO DE PÉRDIDAS ASÍ: BOMBEÓ 5 BLS DE AGUA 8.33 PPG, Q: 350 GPM, P: 110 PSI. BOMBEÓ 70 BLS DE PÍLDORA X-LINK PARA CUBRIR ZONA DE PÉRDIDAS, TOPE DE LA PÍLDORA 7103 FT, TOPE DE UNIDAD K2, 7235 FT. O.K. BOMBEÓ 5 BLS DE AGUA 8.33 PPG, DESPLAZÓ PÍLDORA CON LODO 9.2 PPG
CASTILLA 222	6/13/2015 4:30:00 AM	6/13/2015 6:00:00 AM	8.100	8.100	1,5	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 6547 FT (ZAPATO 9 5/8"), Y EN HUECO REVESTIDO DESDE 6547 FT HASTA 6496 FT. PÉRDIDÓ 16 BLS HASTA LAS 6 AM, TOTAL PERDIDO EN LA FASE 4018 BLS.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/13/2015 6:00:00 AM	6/13/2015 6:30:00 AM	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ HUECO CON Q: 150 GPM, P: 160 PSI, CERRÓ ANULAR Y PRESURIZÓ PÍLDORA POR EL KILL LINE CON 136 PSI.
CASTILLA 222	6/13/2015 6:30:00 AM	6/13/2015 11:00:00 AM	8.100	8.100	4,5	DEJÓ SARTA A 6495 FT, MONITOREÓ POZO ESTÁTICO CON TANQUE DE VIAJE, OBSERVÓ PÉRDIDAS DE 3 BLS/HR
CASTILLA 222	6/13/2015 11:00:00 AM	6/13/2015 11:30:00 AM	8.100	8.100	0,5	CIRCULÓ HUECO CON Q: 200 - 380 GPM, P: 190 - 410 PSI. MONITOREÓ POZO, NO OBSERVÓ PÉRDIDAS.
CASTILLA 222	6/13/2015 11:30:00 AM	6/13/2015 2:30:00 PM	8.100	8.100	3	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6496 FT HASTA 7180 FT, BAJÓ LAVANDO DESDE 7180 FT HASTA 7270 FT CON Q: 100 GPM, P: 125 PSI, INCREMENTÓ PARÁMETROS Y BAJÓ CON BOMBA Y ROTACIÓN DESDE 7270 FT HASTA 8100 FT CON Q: 200 GPM, P: 190 PSI, RPM, 20, TQ: 3 - 4 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/13/2015 2:30:00 PM	6/13/2015 5:30:00 PM	8.100	8.100	3	BOMBEÓ TREN DE PÍLDORAS Y CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA SIN BACKREAMING DESDE 8100 FT HASTA 8045 FT CON 30 RPM, TQ: 5 - 6 KLBS-FT ASÍ: BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA LCM (11.3 PPG, 83 LPB CaCO3 MALLA 10-40 + 95 LPB Q-FIBER + 22 LPB MALLA 200) CIRCULÓ CON Q: 250 GPM, P: 280 PSI, Y DESPLAZÓ CON LODO 9.2 PPG, Q: 365 GPM, P: 350 PSI.
CASTILLA 222	6/13/2015 5:30:00 PM	6/13/2015 6:30:00 PM	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 8100 FT HASTA 7387 FT, MONITOREANDO VIAJE SIN PERDIDAS DE LODO A FORMACION.
CASTILLA 222	6/13/2015 6:30:00 PM	6/13/2015 7:00:00 PM	8.100	8.100	0,5	BOMBEÓ 50 BLS PÍLDORA LUBRICANTE AL 3.5% VOL @ 7387 FT, DESPLAZÓ CON Q: 360 GPM, P: 380 - 390 PSI.
CASTILLA 222	6/13/2015 7:00:00 PM	6/13/2015 8:00:00 PM	8.100	8.100	1	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 7387 FT HASTA 6547 FT (ZAPATO 9 5/8"), Y EN HUECO REVESTIDO DESDE 6547 FT HASTA 6500 FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/13/2015 8:00:00 PM	6/13/2015 9:00:00 PM	8.100	8.100	1	CIRCULÓ HUECO @ 6500 FT CON Q: 360 GPM, P: 350 PSI. MONITOREANDO NIVELES EN SUPERFICIE, NO SE EVIDENCIÓ PERDIDAS.
CASTILLA 222	6/13/2015 9:00:00 PM	6/14/2015	8.100	8.100	3	SACÓ SARTA DP 5 1/2" Y 5 " CON BHA DE ACONDICIONAMIENTO No 6 EN HUECO REVESTIDO DESDE 6500 FT HASTA 3630 FT.
CASTILLA 222	6/14/2015	6/14/2015 2:30:00 AM	8.100	8.100	2,5	SACÓ Y QUEBRÓ BHA No 6 DE ACONDICIONAMIENTO DESDE 1197 FT HASTA SUPERFICIE ASÍ: (3) HWDP 5" + HYDRAULIC DRILLING JAR 6 1/2" + (30) HWDP 5" + (5) DC ESPIRAL 6 1/2" + NEAR BIT 8 1/8" + BROCA PDC 8 1/2" 6 ALETAS, IADC: M423 CORTADORES 16mm TIPO VM616PR (CALIFICACIÓN: 2-4-BT-G/S-X-I-LT-BHA).
CASTILLA 222	6/14/2015 2:30:00 AM	6/14/2015 4:30:00 AM	8.100	8.100	2	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA RIG UP DE HERRAMIENTAS Y CORRIDA DE REGISTROS ELÉCTRICOS; REALIZÓ RIG UP DE HERRAMIENTAS PARA CORRIDA DE REGISTROS TIPLE COMBO DUAL LATEROLOG – MICRORESISTIVO, INSTALÓ SONDA + POLEAS UPPER Y LOWER.
CASTILLA 222	6/14/2015 4:30:00 AM	6/14/2015 7:00:00 AM	8.100	8.100	2,5	BAJÓ SONDA DE REGISTROS TIPLE COMBO DUAL LATEROLOG – MICRORESISTIVO DESDE SUPERFICIE HASTA 8100 FT. SACÓ SONDA REGISTRANDO HUECO ABIERTO TIPLE COMBO DUAL LATEROLOG – MICRORESISTIVO DESDE 8100 FT HASTA 6547 FT.
CASTILLA 222	6/14/2015 7:00:00 AM	6/14/2015 12:30:00 PM	8.100	8.100	5,5	SACÓ SONDA DESDE 6547 FT HASTA SUPERFICIE, REALIZÓ RIG DOWN DE SONDA + EQUIPOS DE PRESIÓN M-3000 + POLEAS UPPER Y LOWER, RETIRÓ X-OVER Y CONECTÓ TOP DRIVE A LA SARTA.
CASTILLA 222	6/14/2015 12:30:00 PM	6/14/2015 3:00:00 PM	8.100	8.100	2,5	SUBIÓ COLGADOR LINER HANGER VERSAFLEX, Y TORQUEÓ PUP JOINT 5" NC-50 6 FT, CON 27 KLBS-FT. SACÓ A LOS RACKS.
CASTILLA 222	6/14/2015 3:00:00 PM	6/14/2015 4:30:00 PM	8.100	8.100	1,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA CORRIDA DE LINER 7", REALIZÓ RIG UP DE HERRAMIENTAS Y EQUIPOS PARA CORRIDA DE LINER 7". -GRAFICADOR DE TORQUE + LLAVE HIDRÁULICA+ SIDEDOOR 7" + CUÑA MANUAL 7".

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/14/2015 4:30:00 PM	6/14/2015 11:00:00 PM	8.100	8.100	6,5	REALIZÓ CORRIDA DE LINER DE 7" TSB (29 LB/FT, P-110, N-80), ASÍ: SUBIÓ JUNTA No 1 DE LINER 7" , CONECTÓ ZAPATO FLOTADOR 7" WEATHERFORD S/N 41267713-28, APLICÓ SOLDADURA LÍQUIDA Y TORQUEÓ. PROBÓ ZAPATO, O.K. SUBIÓ JUNTA No. 2 DE LINER 7" CON FLOAT COLLAR Y JUNTA NO 3 CON LANDING COLLAR, BAJÓ LINER 7" EN HUECO REVESTIDO DESDE SUPERFICIE HASTA 1686 FT.
CASTILLA 222	6/14/2015 11:00:00 PM	6/15/2015	8.100	8.100	1	CAMBIÓ ELEVADOR 7" POR ELEVADOR 5 1/2" SUBIÓ A LA MESA LINER HANGER VERSAFLEX 7" E INSTALÓ WIPER PLUG Y BAJÓ DESDE 1686 FT HASTA 1736 FT CONECTÓ X-OVER NC-50 X 5 1/2" FH Y PROBÓ CON LOS SIGUIENTES PARÁMETROS: Q: 100 GPM, P: 0 PSI, Q: 200 GPM, P: 50 PSI. Q: 260 GPM, P: 76 PSI, RPM: 20, TQ: 1 - 3 KLBS-FT.
CASTILLA 222	6/15/2015	6/15/2015 7:00:00 AM	8.100	8.100	7	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" EN HUECO REVESTIDO DESDE 1736 FT HASTA 5750 FT . ROMPIÓ GELES A 3850 FT Y 6504 FT CON Q: 100 GPM, P: 62 PSI. MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 25 FT/MIN Y A PARTIR DE 5000 FT REDUJO VELOCIDAD A 20 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 7:00:00 AM	6/15/2015 8:00:00 AM	8.100	8.100	1	A 6504 FT LLENÓ POZO Y CIRCULO INCREMENTANDO CAUDAL GRADUALMENTE CON ROTACIÓN ASÍ: Q: 100 GPM, P: 110 PSI, RPM: 50 TQ: 2 KLBS-FT. Q: 150 GPM, P: 137 PSI, Q: 200 GPM, P: 175 PSI, RPM: 30, TQ: 1 - 2 KLBS-FT Q: 250 GPM, P: 206 PSI,
CASTILLA 222	6/15/2015 8:00:00 AM	6/15/2015 9:00:00 AM	8.100	8.100	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" EN HUECO REVESTIDO DESDE 6504 FT HASTA 6547 FT (ZAPATO 9 5/8") Y LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 6547 FT HASTA 7237 FT . MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 15 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 9:00:00 AM	6/15/2015 9:30:00 AM	8.100	8.100	0,5	A 7237 FT LLENÓ POZO Y CIRCULO INCREMENTANDO CAUDAL GRADUALMENTE CON ROTACIÓN ASÍ: Q: 100 GPM, P: 150 PSI, Q: 120 GPM, P: 137 PSI, RPM: 20 TQ: 2 - 4 KLBS-FT. Q: 180 GPM, P: 195 PSI, Q: 200 GPM, P: 207 PSI, RPM: 20 TQ: 3 - 4 KLBS-FT.

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/15/2015 9:30:00 AM	6/15/2015 10:00:00 AM	8.100	8.100	0,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 7237 FT HASTA 7493 FT . MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 15 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 10:00:00 AM	6/15/2015 10:30:00 AM	8.100	8.100	0,5	OBSERVÓ BAJO DESEMPEÑO DEL TORQUE EN LA CONEXIÓN, PRESENTÓ DAÑO EN MANGUERA DE LLAVE HIDRÁULICA,
CASTILLA 222	6/15/2015 10:30:00 AM	6/15/2015 11:30:00 AM	8.100	8.100	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" LIBRE EN HUECO ABIERTO DESDE 7493 FT HASTA 7816 FT DONDE PRESENTÓ APOYO. MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 15 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 11:30:00 AM	6/15/2015 12:30:00 PM	8.100	8.100	1	CONECTÓ TOP DRIVE Y CIRCULÓ HUECO RECIPROCANDO SARTA ENTRE 7810 FT Y 7816 FT CON Q: 200 GPM, P: 245 - 220 PSI
CASTILLA 222	6/15/2015 12:30:00 PM	6/15/2015 1:30:00 PM	8.100	8.100	1	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" LAVANDO EN HUECO ABIERTO DESDE 7816 FT HASTA 8013 FT CON Q: 200 GPM, P: 230 - 240 PSI. MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 15 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 1:30:00 PM	6/15/2015 3:00:00 PM	8.100	8.100	1,5	BAJÓ SARTA DP 5 1/2" CON LINER 7" LAVANDO Y CON ROTACIÓN EN HUECO ABIERTO DESDE 8013 FT HASTA 8095 FT CON Q:150 - 210 GPM, P: 220 - 330 PSI, RPM: 15 - 20, TQ: 4 - 5 KLBS-FT. MONITOREÓ PÉRDIDAS, O.K. NOTA: REALIZÓ CORRIDA DE LINER 7" CON VELOCIDAD CONTROLADA A 15 FT/MIN DEBIDO A ANTECEDENTES DE PÉRDIDAS PRESENTADOS EN EL HUECO.
CASTILLA 222	6/15/2015 3:00:00 PM	6/15/2015 5:30:00 PM	8.100	8.100	2,5	CIRCULÓ RECIPROCANDO SARTA ENTRE 8095 FT Y 8090 FT, CON Q: 260 GPM, P: 325 PSI, RPM: 25, TQ: 4 - 5 KLBS-FT

Nombre Común del Pozo	Desde	Hasta	MD from (ft)	MD to (ft)	NPT (hr)	Operación
CASTILLA 222	6/15/2015 5:30:00 PM	6/15/2015 7:00:00 PM	8.100	8.100	1,5	SUBIÓ A LA MESA CABEZA DE CEMENTACIÓN. Y CIRCULÓ @ 8095 FT CON LOS SIGUIENTES PARÁMETROS Q: 250 GPM, P: 311 PSI, RPM: 25, TQ: 6 KLBS-FT. MIENTRAS REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA REALIZAR TRABAJO DE CEMENTACIÓN. NOTA: INSTALÓ LÍNEAS DE CEMENTACIÓN 2" Y PROBÓ CON 1200 PSI X 2 MIN O.K. Y CON 8100 PSI X 3 MIN O.K.
CASTILLA 222	6/15/2015 7:00:00 PM	6/15/2015 10:00:00 PM	8.100	8.100	3	REALIZÓ CEMENTACIÓN DE FASE 8 1/2" SEGÚN PROGRAMA ASÍ: - BOMBEÓ 30 BLS DE LAVADOR QUÍMICO 8.4 PPG Q: 4 BPM, P: 380 PSI. - BOMBEÓ 30 BLS DE ESPACIADOR MECANICO 11 PPG Q: 4 BPM, P: 280 PSI. - BOMBEÓ 30 BLS DE LAVADOR QUÍMICO 8.4 PPG Q: 4 BPM, P: 290 PSI. - BOMBEÓ 30 BLS DE ESPACIADOR MECANICO 11 PPG Q: 4 BPM, P: 260 PSI.
CASTILLA 222	6/15/2015 10:00:00 PM	6/15/2015 10:30:00 PM	8.100	8.100	0,5	BOMBEÓ 40 BLS DE PÍLDORA ABRASIVA (9.2 PPG, 48 SEG/QT 10 LPB DE MATERIAL ABRASIVO) Y CIRCULÓ CON: 420 GPM, P: 554 PSI. OBSERVÓ 32 BLS DE LODO CONTAMINADO + ESPACIADORES. NO OBSERVÓ PÉRDIDAS DURANTE CIRCULACIÓN.
CASTILLA 222	6/15/2015 10:30:00 PM	6/16/2015	8.100	8.100	1,5	SACÓ DP 5 1/2" CON SETTING TOOL EN HUECO REVESTIDO DESDE 6333 FT HASTA 5496 FT.
CASTILLA 222	6/16/2015	6/16/2015 3:00:00 AM	8.100	8.100	3	SACÓ DP 5 1/2" CON SETTING TOOL EN HUECO REVESTIDO DESDE 5496 FT HASTA 60 FT.
CASTILLA 222	6/16/2015 3:00:00 AM	6/16/2015 4:00:00 AM	8.100	8.100	1	QUEBRÓ SETTING TOOL. OBSERVÓ SISTEMA DE ACTIVACIÓN DE LA HERRAMIENTA O.K. NOTA: QUEBRÓ X-OVER 4 1/2" IF X HT 5 1/2" DE LA CABEZA DE CEMENTACIÓN Y QUEBRÓ PUP JOINT 5 1/2".

Anexo B.
Reporte Pozo
Castilla 232.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/08/2015 9:00	6/08/2015 10:00	6.905	6.905	1	CALIBRÓ SISTEMA DE PRESIÓN DE LA BOMBA DEL TALADRO.
CASTILLA 232	6/16/2015 2:00:00 AM	6/16/2015 2:30:00 AM	7.014	7.014	0,5	PRESENTÓ FUGA DE LODO A TRAVÉS DE LA CAMPANA, SACÓ PARADA A LA TORRE Y SACÓ MASTER BUSHING, APLICÓ BENTONITA A LA CAMPANA PARA EVITAR FUGA DE LODO.
CASTILLA 232	6/21/2015 8:00:00 PM	6/21/2015 10:00:00 PM	7.614	7.614	2	A 7533' CON PESO NEUTRO DE LA SARTA: 184 KLS, MANIOBRA ARRIBA Y ABAJO CON 10 KLS CON 100-150 RPM Y CON BOMBA A 8 GPM INTENTANDO BUSCAR ROTACION Y CIRCULACION SIN EXITO, NO OBSERVO NINGÚN CAMBIO EN PROFUNDIDAD. SE MANTIENE BOMBEÓ DE 4 SPM E INCREMENTA PESO DE LODO EN TANQUES DEL SISTEMA. NO OBSERVÓ CAMBIOS NI PROGRESO.
CASTILLA 232	6/21/2015 10:00:00 PM	6/21/2015 10:30:00 PM	7.614	7.614	0,5	DEJÓ SARTA EN PUNTO NEUTRO Y REvisa TORRE, PINES Y PASADORES, PARA EVITAR CAIDA DE OBJETOS. PARADA DE SEGURIDAD DEL RIG SE ACUERDA REVISIÓN TORRE CADA 2-3 HORAS DE CICLO DE MARTILLO.
CASTILLA 232	6/21/2015 10:30:00 PM	6/22/2015	7.614	7.614	1,5	CONTINUÓ TRABAJANDO SARTA PEGADA @7533' POR CICLOS MARTILLANDO HACÍA ARRIBA ACTIVANDO LOS DOS MARTILLOS EN SECUENCIA Y TENSIONA HASTA 420 KLBS SIN ÉXITO. TRABAJÓ CON LOS 2 MARTILLOS ENGATILLANDO HASTA 100 KLBS, TENSIONANDO HASTA 240 KLBS Y 340 KLBS RESPECTIVAMENTE. TRABAJANDO CON TENSIÓN INCREMENTANDO GRADUALMENTE DESDE PUNTO NEUTRO HASTA 450 KLBS (SIN ÉXITO), NO SE EVIDENCIA NINGÚN AVANCE HACIA A ARRIBA.
CASTILLA 232	6/22/2015	6/22/2015 3:00:00 AM	7.614	7.614	3	CONTINUÓ TRABAJANDO SARTA PEGADA @7533 FT CON MARTILLO INFERIOR, CON LOS DOS MARTILLOS, CON TENSION Y EN PUNTO NEUTRO INTENTANDO BUSCAR ROTACIÓN SIN ÉXITO. CON Y SIN PRESION ATRAPADA, SIN EXITO SE TRABAJO EN CICLOS DE 10 IMPACTOS HACIA ARRIBA CON MARTILLO INFERIOR SE TRABAJÓ CON Y SIN PRESIÓN ATRAPADA DE 300 - 500 PSI, NO SE OBSERVA AVANCE HACIA ARRIBA NI ABAJO. NO SE LOGRÓ RETORNOS.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/22/2015 3:00:00 AM	6/22/2015 3:30:00 AM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ INSPECCION VISUAL A LA TORRE Y EQUIPO EN SUPERFICIE POR SEGURIDAD
CASTILLA 232	6/22/2015 3:30:00 AM	6/22/2015 6:00:00 AM	7.614	7.614	2,5	CONTINUÓ TRABAJANDO SARTA PEGADA @7533', ACTIVANDO POR CICLOS EL MARTILLO INFERIOR Y POR CICLOS LOS DOS MARTILLOS LLEVANDOLOS HASTA MÁXIMA TENSION DE 175 KLBS. TRABAJÓ POR CICLOS DE 10 IMPACTOS HACIA ARRIBA,. TOTAL IMPACTOS SUBIENDO 126 / IMPACTOS BAJANDO 68.
CASTILLA 232	6/22/2015 6:00:00 AM	6/22/2015 7:00:00 AM	7.614	7.614	1	REALIZÓ INSPECCIÓN VISUAL AL RIG DEBIDO A ALTO TRABAJO DE MARTILLO, INSPECCIONA TORRE, PINES, CHABETAS, LAMPARAS CABLES Y TOP DRIVE. SE TENSIONÓ HASTA 450 KLBS COLOCÓ CUÑAS DESCONECTÓ PARADA Y SE SACO A LA TORRE, SE SUBE UN SENCILLO DE LOS RACKS A LA TORRE Y REALIZA CONEXIÓN.
CASTILLA 232	6/22/2015 7:00:00 AM	6/22/2015 8:00:00 AM	7.614	7.614	1	TRABAJA SARTA PEGADA MARTILLANDO HACIA ARRIBA, CARGANDO MARTILLO CON 130 KLBS Y DISPARANDO EN 340 KLBS. TENSIONÓ HASTA 400 KLBS, SIN MOSTRAR AVANCE. DURANTE INSPECCIÓN A LA TORRE Y TOP DRIVE SE ENCONTRÓ EL BOLSILLO DEL CONEJO SUELTO, SE RETIRA Y SE BAJA.
CASTILLA 232	6/22/2015 8:00:00 AM	6/22/2015 8:30:00 AM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ INSPECCIÓN VISUAL AL RIG DEBIDO A ALTO TRABAJO DE MARTILLO, INSPECCIONA TORRE, PINES, CHAETAS, LAMPARAS CABLES Y TOP DRIVE. SE TENSIONÓ HASTA 450 KLBS COLOCÓ CUÑAS DESCONECTÓ PARADA SE SACO A LA TORRE, SE SUBE UN SENCILLO DE LOS RACKS A LA TORRE Y REALIZA CONEXIÓN.
CASTILLA 232	6/22/2015 8:30:00 AM	6/22/2015 2:00:00 PM	7.614	7.614	5,5	TRABAJA SARTA PEGADA MARTILLANDO POR CICLOS HACIA ARRIBA, CARGANDO MARTILLO CON 130 KLBS Y DISPARANDO EN 340 KLBS. TENSIONÓ HASTA 400 KLBS. SIN ÉXITO. REALIZÓ INSPECCIÓN VISUAL AL RIG CADA HORA Y MEDIA DEBIDO A ALTO TRABAJO DE MARTILLO, INSPECCION A TORRE, PINES, CHAETAS, LAMPARAS CABLES Y TOP DRIVE.
CASTILLA 232	6/22/2015 2:00:00 PM	6/22/2015 2:30:00 PM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y SEGURIDAD PARA RIG UP DE SONDA DE FREE POINT, CORRIDA DE DUMMY Y CORRIDA DE SONDA REGISTRO CCL.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/22/2015 2:30:00 PM	6/22/2015 3:30:00 PM	7.614	7.614	1	REALIZÓ RIG UP DE POLEAS DE HALLIBURTON PARA CORRIDA DE DUMMY Y TOMAR FREE POINT CON SONDA.
CASTILLA 232	6/22/2015 3:30:00 PM	6/22/2015 5:30:00 PM	7.614	7.614	2	BAJÓ SONDA DUMMY DESDE SUPERFICIE HASTA 7413'. MÁXIMO OD 2 3/8" SACÓ HASTA SUPERFICIE.
CASTILLA 232	6/22/2015 5:30:00 PM	6/22/2015 6:00:00 PM	7.614	7.614	0,5	SOLTÓ TAPÓN DEL CUELLO DE GANSO DEL TOP DRIVE PARA BAJAR SONDA Y TOMAR FREE POINT. ARMÓ SARTA PARA TOMAR FREE POINT.
CASTILLA 232	6/22/2015 6:00:00 PM	6/22/2015 9:00:00 PM	7.614	7.614	3	BAJÓ SONDA CCL REGISTRANDO INTERVALO 7413' - SUPERFICIE. TENSIONÓ SARTA DESDE 180 KLBS HASTA 220 KLBS, PARA TRANSMITIR TORQUE DE 10 A 24 KLBS DE TORQUE. TENSIONÓ SARTA PARA REALIZAR REGISTRO DE PUNTO LIBRE, EN 5 CICLOS DE 200 KLBS DESDE 425 KLBS HASTA 450 KLBS.
CASTILLA 232	6/22/2015 9:00:00 PM	6/22/2015 10:30:00 PM	7.614	7.614	1,5	SACÓ SONDA DE REGISTRO CCL DESDE 7413' HASTA SUPERFICIE.
CASTILLA 232	6/22/2015 10:30:00 PM	6/23/2015	7.614	7.614	1,5	DESARMÓ SONDA CCL PARA ARMAR SONDA PARA REALIZAR BACKOFF (STRING SHOT DE 6' DE LONGITUD).
CASTILLA 232	6/23/2015	6/23/2015 1:00:00 AM	7.614	7.614	1	RECIPROCANDO SARTA ENTRE 180 KLBS Y 100 KLBS PARA TRANSMITIR 30 KLBS-FT DE TORQUE A LA TUBERÍA.
CASTILLA 232	6/23/2015 1:00:00 AM	6/23/2015 1:30:00 AM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL DE SEGURIDAD PARA REALIZAR PARA REALIZAR BACKOFF ELÉCTRICO.
CASTILLA 232	6/23/2015 1:30:00 AM	6/23/2015 3:00:00 AM	7.614	7.614	1,5	BAJÓ SONDA CON HERRAMIENTAS DE BACK OFF (STRING SHOT DE 6' DE LONGITUD) DESDE SUPERFICIE HASTA 6700'
CASTILLA 232	6/23/2015 3:00:00 AM	6/23/2015 4:00:00 AM	7.614	7.614	1	APLICÓ TORQUE A LA IZQUIERDA HASTA 22 KLBS-FT , RECIPROCANDO LA SARTA EN CADA VUELTA ENTRE 240 KLBS Y 320 KLBS DURANTE 10 VECES, INICIANDO TORQUE DE LA PRIMERA VUELTA EN 5.5 KLBS-FT HASTA LA NOVENA VUELTA EN 22 KLBS-FT, SE OBSERVO PERDIDA DE TORQUE A LA IZQUIERDA.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/23/2015 4:00:00 AM	6/23/2015 5:00:00 AM	7.614	7.614	1	SACÓ SONDA DE BACK OFF DESDE 6700' HASTA SUPERFICIE PARA VERIFICAR SARTA. INSTALÓ TAPÓN DEL WASHPIPE TOP DRIVE, COLOCO BOMBA HASTA ACUMULAR 450 PSI DE PRESIÓN. TENSIONÓ HASTA 450 KLBS. SE CARGAN LOS MARTILLOS HASTA 100 KLBS, SE ACTIVAN EN 240 Y 340 KLBS, IMPACTANDO HACIA ARRIBA 2 VECES, TENSIONÓ HASTA 450 KLBS, SIN EVIDENCIAR SARTA LIBRE.
CASTILLA 232	6/23/2015 5:00:00 AM	6/23/2015 6:00:00 AM	7.614	7.614	1	TRANSMITIÓ TORQUE A LA DERECHA HASTA LOS 30 KLBS-FT RECIPROCANDO SARTA ENTRE 180 KLBS Y 100 KLBS.
CASTILLA 232	6/23/2015 6:00:00 AM	6/23/2015 7:00:00 AM	7.614	7.614	1	BAJÓ SONDA DESDE SUPERFICIE HASTA 1000'. APLICÓ TORQUE A LA IZQUIERDA HASTA 22 KLBS-FT NUEVAMENTE, RECIPROCANDO LA SARTA EN CADA VUELTA ENTRE 240 KLBS Y 320 KLBS DURANTE 10 VECES, INICIANDO TORQUE DE LA PRIMERA VUELTA EN 6 KLBS-FT HASTA LA NOVENA VUELTA EN 22 KLBS-FT
CASTILLA 232	6/23/2015 7:00:00 AM	6/23/2015 9:00:00 AM	7.614	7.614	2	CONTINUÓ BAJANDO SONDA + CCL DESDE 1000' HASTA 7383' CORRELACIONÓ Y REALIZÓ DETONACIÓN SIN ÉXITO, SACÓ SONDA HASTA SUPERFICIE OBSERVÓ STRING SHOT DEFLAGRUADO.
CASTILLA 232	6/23/2015 9:00:00 AM	6/23/2015 12:30:00 PM	7.614	7.614	3,5	ARMÓ SONDA STRING SHOT PARA BAJAR Y REPETIR BACKOFF. TRANSMITIÓ TORQUE A LA DERECHA DE 30 KLB *FT A SARTA, RECIPROCANDO SARTA ENTRE 100 KLBS -184KLBS. ENHEBRÓ SONDA NUEVAMENTE POR EL TOP DRIVE.
CASTILLA 232	6/23/2015 12:30:00 PM	6/23/2015 2:30:00 PM	7.614	7.614	2	REALIZÓ CORRELACIÓN PARA BACK OFF @7383' CON CCL Y DETONÓ STRINGSHOT (PRIMACOR), OBSERVO DETONACION Y LIBERACION DE LA SARTA,
CASTILLA 232	6/23/2015 2:30:00 PM	6/23/2015 4:00:00 PM	7.614	7.614	1,5	SACÓ SONDA HASTA SUPERFICIE, REALIZÓ RIG DOWN DE POLEAS Y HERRAMIENTAS DE HLB.
CASTILLA 232	6/23/2015 4:00:00 PM	6/23/2015 8:30:00 PM	7.614	7.614	4,5	CIRCULÓ POZO A LIMPIO RECIPROCANDO SARTA @7383' AUMENTANDO GALONAJE GRADUALMENTE HASTA LLEGAR A 450 GPM. OBSERVÓ PICOS DE PRESIÓN Y TORQUE

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/23/2015 8:30:00 PM	6/24/2015	7.614	7.614	3,5	PUNTOS CON RESTRICCIÓN: PRESENTÓ INTENTÓ DE ATRAPAMIENTO INTERVALO @7292' - 7287' DONDE AUMENTÓ PRESIÓN HASTA 1300 PSI Y TORQUE ERRATICO. COLOCÓ GALONAJE GRADUALMENTE DESDE 25 GPM HASTA 400 GPM, SPP = 865 PSI, RPM = 30, TQ = 7- 5 KLBS*FT.
CASTILLA 232	6/24/2015	6/24/2015 1:00:00 AM	7.614	7.614	1	SACÓ SARTA EN HUECO ABIERTO CON BOMBA DESDE 7180' HASTA 6890' CON Q = 400 GPM, SPP = 865 PSI. CON PRECAUCION.
CASTILLA 232	6/24/2015 1:00:00 AM	6/24/2015 2:00:00 AM	7.614	7.614	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO RECIPROCANDO SARTA @6890' -6800' CON Q = 420 GPM, SPP = 850 PSI, 60 RPM. VOLÚMEN DE CAVING DURANTE CIRCULACIÓN = 0.44 BPH.
CASTILLA 232	6/24/2015 2:00:00 AM	6/24/2015 11:30:00 AM	7.614	7.614	9,5	SE USO LLAVE DE POTENCIA DURANTE LA SACADA DE LA SARTA. SE QUEBRÓ MARTILLOS DE 6 1/2" DE OD (MARTILLO DE SERIE: 88906G SALIÓ UN 30% CERRADO). SALIÓ POR DEBAJO DE MARTILLO 1 HWDP DE 5" OD.
CASTILLA 232	6/24/2015 11:30:00 AM	6/24/2015 12:00:00 PM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ RIG SERVICE A TORRE.
CASTILLA 232	6/24/2015 12:00:00 PM	6/24/2015 9:00:00 PM	7.614	7.614	9	QUEBRÓ 20 STANDS DE DP DE 5" + 14 STANDS DE HW DP DE 5" DE LA TORRE A LOS RACKS PARA INSPECCIÓN. PRESENTÓ SOBRE TORQUE HASTA 75 KLBS-FT.
CASTILLA 232	6/24/2015 9:00:00 PM	6/24/2015 9:30:00 PM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y SEGURIDAD PARA ARME DE SARTA PATA MULA PARA BOMBPEAR TAPÓN DE CEMENTO.
CASTILLA 232	6/24/2015 9:30:00 PM	6/25/2015	7.614	7.614	2,5	PARÓ DE LOS RACKS AL HUECO MULE SHOE (4.4 PIES)+ 15 STANDS DP DE 3 1/2", CONECTÓ CON DP DE 5" Y BAJÓ HASTA 1441'.
CASTILLA 232	6/25/2015	6/25/2015 4:30:00 AM	7.614	7.614	4,5	BAJÓ SARTA COMBINADA MULE SHOE + 3 1/2"+ DP 5" PUNTA ABIERTA DESDE 1441' HASTA 6900' (ZAPATO DE CASING DE 9 5/8"), EN HUECO REVESTIDO, ROMPIENDO GELES CADA 2000 PIES.
CASTILLA 232	6/25/2015 4:30:00 AM	6/25/2015 5:30:00 AM	7.614	7.614	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO RECIPROCANDO SARTA @6900'.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/25/2015 5:30:00 AM	6/25/2015 7:00:00 AM	7.614	7.614	1,5	BAJÓ SARTA COMBINADA MULE SHOE + 3 1/2"+ DP 5" PUNTA ABIERTA EN HUECO ABIERTO DESDE 6900' HASTA 7300'.
CASTILLA 232	6/25/2015 7:00:00 AM	6/25/2015 8:30:00 AM	7.614	7.614	1,5	CIRCULÓ FONDO A LIMPIO @7300'.
CASTILLA 232	6/25/2015 8:30:00 AM	6/25/2015 9:00:00 AM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y SEGURIDAD PARA BOMBEO DE TAPÓN DE CEMENTO, CONTINUÓ CIRCULANDO RECIPROCANDO SARTA.
CASTILLA 232	6/25/2015 9:00:00 AM	6/25/2015 9:30:00 AM	7.614	7.614	0,5	INSTALÓ SIDE ENTRY SUB Y LINEAS DE CEMENTACIÓN, PROBÓ CON 500 - 3000 PSI POR 10 MINUTOS OK.
CASTILLA 232	6/25/2015 9:30:00 AM	6/25/2015 10:30:00 AM	7.614	7.614	1	BOMBEO 25 BBLS DE PÍLDORA REACTIVA DE 9.2 PPG @4 BPM Y DESPLAZÓ CON 107 BBLS DE LODO DE 8.9 PPG @4 BPM.
CASTILLA 232	6/25/2015 10:30:00 AM	6/25/2015 12:00:00 PM	7.614	7.614	1,5	POSICIONÓ SARTA @7200' CIRCULÓ EXCESO DE PILDORA. (REALIZÓ PREMEZCLA DURANTE LA CIRCULACIÓN)
CASTILLA 232	6/25/2015 12:00:00 PM	6/25/2015 1:30:00 PM	7.614	7.614	1,5	REALIZÓ BALANCEO DE TAPÓN.
CASTILLA 232	6/25/2015 1:30:00 PM	6/25/2015 2:30:00 PM	7.614	7.614	1	SACÓ DP DE 5" DESDE 7200 FT HASTA 6500 FT, VELOCIDAD DE SACADA 15 FT/MIN.
CASTILLA 232	6/25/2015 2:30:00 PM	6/25/2015 4:30:00 PM	7.614	7.614	2	BOMBEO 50 BBLS DE PÍLDORA ABRASIVA A 6500 FT Y CIRCULÓ FONDOS A LIMPIO. OBSERVO RETORNO DE PREFLUJOS EN SUPERFICIE Y LODO CONTAMINADO.
CASTILLA 232	6/25/2015 4:30:00 PM	6/25/2015 8:00:00 PM	7.614	7.614	3,5	SACANDO SARTA COMBINADA DE DP DE 5". PRESENTANDO SOBRETORQUE EN LAS JUNTAS DE DP DE 5" DE HASTA 50 KLBS - FT, USÓ LLAVES DE POTENCIA.
CASTILLA 232	6/25/2015 8:00:00 PM	6/25/2015 9:00:00 PM	7.614	7.614	1	REPARACIÓN A TOP DRIVE CAMBIO DE GRIPER.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/25/2015 9:00:00 PM	6/26/2015	7.614	7.614	3	CONTINUÓ SACANDO QUEBRANDO DP DE 5"DESDE 5080' HASTA 2833'. PRESENTÓ SOBRETORQUE DE 40 - 60 KLB -FT EN TODAS LAS CONEXIONES (TUBERIA QUEBRADA 117/198 JUNTAS).
CASTILLA 232	6/26/2015	6/26/2015 8:00:00 AM	7.614	7.614	8	CONTINUÓ SACANDO SARTA COMBINADA (QUEBRÓ 44 JUNTAS, QUEBRÓ EN TOTAL 198/198 JUNTAS PARA INSPECCION). QUEBRÓ DP DE 3 1/2" A LOS RACKS 135 JUNTAS.
CASTILLA 232	6/26/2015 8:00:00 AM	6/26/2015 8:30:00 AM	7.614	7.614	0,5	REALIZÓ RIG SERVICE ENGRASO TOP DRIVE BLOQUE VIAJERO Y CORONA
CASTILLA 232	6/26/2015 8:30:00 AM	6/26/2015 9:00:00 AM	7.614	7.614	0,5	REUNIÓN DE SEGURIDAD PARA PARAR TUBERÍA DE LOS RACKS A LA TORRE.
CASTILLA 232	6/26/2015 9:00:00 AM	6/27/2015	7.614	7.614	15	PARÓ 44 STANDS DE DP DE 5"OD.
CASTILLA 232	6/27/2015	6/27/2015 1:30:00 AM	7.614	7.614	1,5	CALIBRÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES, WELL COMANDER Y 17 HWDP DE 5". REALIZÓ RIG UP DE BROCA.
CASTILLA 232	6/27/2015 1:30:00 AM	6/27/2015 2:30:00 AM	7.614	7.614	1	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y SEGURIDAD PARA ARME DE BHA # 9 DIRECCIONAL.
CASTILLA 232	6/27/2015 2:30:00 AM	6/27/2015 5:00:00 AM	6.978	6.978	2,5	ARMÓ Y BAJÓ BHA #9 DIRECCIONAL DESDE SUPERFICIE HASTA 118'. ORIENTÓ HERRAMIENTAS DIRECCIONALES
CASTILLA 232	6/27/2015 5:00:00 AM	6/27/2015 3:30:00 PM	6.978	6.978	10,5	CONTINÚA ARMANDO Y BAJANDO BHA #9 DIRECCIONAL LIBRE EN HUECO REVESTIDO DESDE 118' HASTA 6200' LLENÓ CADA 1500 FT. BAJÓ CON BOMBA DESDE 6000' HASTA 6525'.
CASTILLA 232	6/27/2015 3:30:00 PM	6/27/2015 11:00:00 PM	6.978	6.978	7,5	REALIZÓ DRILL OUT DE CEMENTO DESDE 6525' HASTA 6910'.
CASTILLA 232	6/27/2015 11:00:00 PM	6/28/2015	6.978	6.978	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO RECIPROCANDO SARTA @6910' CON Q = 400 GPM, SPP = 1270 PSI, 60 RPM, 172 RPMfondo, TQ = 4 -7 KLBS - FT.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/28/2015	6/28/2015 1:00:00 AM	6.978	6.978	1	REALIZÓ DRILL OUT DE CEMENTO DESDE 6910' HASTA 6940'.
CASTILLA 232	6/28/2015 1:00:00 AM	6/28/2015 1:30:00 AM	6.978	6.978	0,5	A 6940 FT, REALIZA CAMA PARA SIDETRACK EN UN INTERVALO DE 12 FT RECIPROCANDO ENTRE 6940 - 6928 FT, CON TOOLFACE DE 110 DEG CON Q = 350 GPM, SPP = 900 PSI.
CASTILLA 232	6/28/2015 1:30:00 AM	6/29/2015	6.978	6.978	22,5	INICIÓ SIDE TRACK, TIME DRILLING DESLIZANDO DESDE 6940' HASTA 6964'.
CASTILLA 232	6/29/2015	6/29/2015 4:30:00 AM	6.978	6.996	4,5	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 6978' HASTA 6996'.
CASTILLA 232	6/29/2015 4:30:00 AM	6/29/2015 6:00:00 AM	6.996	6.998	1,5	SE OBSERVA VARIACION EN LA PRESION POR ALTO CONTENIDO DE ESPUMA EN EL LODO CONTAMINADO CON CEMENTO NOTA: DURANTE TIME DRILLING REALIZÓ DESPLAZAMIENTO DE LODO DRILPLEX CONTAMINADO DE 9.0 PPG POR LODO DRILPLEX DE 9.0 PPG @6995' (LODO PROVENIENTE DEL CN203). A 6998' MUESTRA 100% CONTAMINADA CON MATERIAL DE PÉRDIDA
CASTILLA 232	6/29/2015 6:00:00 AM	6/29/2015 9:30:00 AM	6.998	7.000	3,5	VARIACION DE PRESION POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. CONTINUÓ MONITOREANDO MUESTRAS Y CONTINUOS DE HERRAMIENTA MWD. 6999' - 70% MATERIAL DEPERDIDA, 20% FORMACIÓN Y 10% CEMENTO 7000' - 50% MATERIAL MUESTRA, 40% FORMACIÓN Y 10% CEMENTO.
CASTILLA 232	6/29/2015 9:30:00 AM	6/29/2015 4:00:00 PM	7.000	7.012	6,5	VARIACION DE PRESION POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. SE OBSERVA LA MISMA TRAYECTORIA CON POZO ORIGINAL, APARENTEMENTE LOS CAMBIOS BRUSCOS DE LITOLOGÍA PODRIAN ESTAR MOSTRANDO EL PASO POR ZONAS DE WASHOUT DEL HUECO ORIGINAL.
CASTILLA 232	6/29/2015 4:00:00 PM	6/29/2015 10:30:00 PM	7.012	7.030	6,5	VARIACION DE PRESION POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. CONTINUÓ MONITOREANDO MUESTRAS Y CONTINUOS DE HERRAMIENTA MWD.
CASTILLA 232	6/29/2015 10:30:00 PM	6/29/2015 11:00:00 PM	7.030	7.040	0,5	PERFORÓ ROTANDO, FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7030' HASTA 7040' VARACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	6/29/2015 11:00:00 PM	6/30/2015	7.040	7.042	1	VARIACIÓN DE PRESION POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. PRESENTÓ ALTO COLGAMIENTO DIFICULTANDO DESLIZAR.
CASTILLA 232	6/30/2015	6/30/2015 8:30:00 AM	7.042	7.051	8,5	VARIACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. PRESENTÓ FUERTE COLGAMIENTO DE LA SARTA LO CUAL DIFICULTA DESLIZAR. DESLIZÓ INTERVALOS.
CASTILLA 232	6/30/2015 8:30:00 AM	6/30/2015 9:00:00 AM	7.051	7.056	0,5	VARIACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO.
CASTILLA 232	6/30/2015 9:00:00 AM	6/30/2015 5:00:00 PM	7.056	7.075	8	VARIACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. PRESENTÓ FUERTE COLGAMIENTO DE LA SARTA LO CUAL DIFICULTA DESLIZAR. CUANDO INCREMENTÓ GALONAJE TIENDE A COLGAR, ROCKEA PARA MEJORAR SLIDING. REPASÓ PARADA SIN ROTACIÓN ARRIBA Y ABAJO
CASTILLA 232	6/30/2015 5:00:00 PM	6/30/2015 5:30:00 PM	7.075	7.085	0,5	PERFORÓ ROTANDO, FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7075' HASTA 7085'.
CASTILLA 232	6/30/2015 5:30:00 PM	6/30/2015 11:30:00 PM	7.085	7.120	6	VARIACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO. REPASÓ PARADA SIN ROTACIÓN ARRIBA Y ABAJO.
CASTILLA 232	6/30/2015 11:30:00 PM	7/01/2015	7.120	7.135	0,5	PERFORÓ ROTANDO, FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7120' HASTA 7135'.
CASTILLA 232	7/01/2015	7/01/2015 3:00	7.135	7.155	3	VARIACIÓN DE PRESIÓN POR PRESENCIA DE ESPUMA EN EL LODO.
CASTILLA 232	7/01/2015 3:00	7/01/2015 4:30	7.155	7.177	1,5	REPASO PARADA PERFORADA CON BOMBA HACIA ARRIBA, CON ROTACION BAJANDO.
CASTILLA 232	7/01/2015 4:30	7/01/2015 11:30	7.177	7.264	7	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7177' HASTA 7200'.
CASTILLA 232	7/01/2015 11:30	7/01/2015 13:00	7.264	7.264	1,5	CIRCULÓ POZO A LIMPIO Y RECIPROCÓ SARTA. SE TRABAJÓ CON LA MAXIMA DISPONIBLE POR LA HERRAMIENTA.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	7/01/2015 13:00	7/01/2015 15:00	7.264	7.264	2	SACÓ CON BOMBA Y ROTACIÓN DP 5". NOTA : SE REALIZÓ VIAJE CORTO HASTA 6900' (ZAPATO 9 5/8") PARA REPASAR LA SALIDA DEL SIDE TRACK @ 6978'
CASTILLA 232	7/01/2015 15:00	7/01/2015 16:00	7.264	7.264	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO Y RECIPROCÓ SARTA @6900'.
CASTILLA 232	7/01/2015 16:00	7/01/2015 16:30	7.264	7.264	0,5	REALIZÓ RIG SERVICES, ENGRASÓ: TOP DRIVE, BLOQUE VIAJERO Y CORONA.
CASTILLA 232	7/01/2015 16:30	7/01/2015 17:30	7.264	7.264	1	BAJÓ CON BOMBA Y ROTACIÓN DP 5" + BHA # 9 DIRECCIONAL DESDE 6900' HASTA 7264'. INCREMENTO DE PRESION Y TORQUE CON PICO.
CASTILLA 232	7/01/2015 17:30	7/01/2015 18:30	7.264	7.264	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO Y RECIPROCÓ SARTA @7264'
CASTILLA 232	7/01/2015 18:30	7/01/2015 19:00	7.264	7.274	0,5	PERFORÓ ROTANDO, FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7264' HASTA 7274'
CASTILLA 232	7/01/2015 19:00	7/02/2015	7.274	7.345	5	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7274' HASTA 7306'.
CASTILLA 232	7/02/2015	7/02/2015 1:00	7.345	7.350	1	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7345' HASTA 7350'.
CASTILLA 232	7/02/2015 1:00	7/02/2015 3:00	7.350	7.376	2	PERFORÓ ROTANDO, FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7350' HASTA 7376'. @7359' PIES BOMBEO 20 BBLs DE PÍLDORA VISCOSA.
CASTILLA 232	7/02/2015 3:00	7/02/2015 5:00	7.376	7.403	2	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7376' HASTA 7403'. NOTA: OBSERVÓ EN SUPERFICIE RETORNOS DE MUESTRA CONTAMINADA CON CEMENTO BLANDO.
CASTILLA 232	7/02/2015 5:00	7/02/2015 6:00	7.403	7.403	1	CIRCULÓ POZO A LIMPIO Y RECIPROCÓ SARTA @7403'.
CASTILLA 232	7/02/2015 6:00	7/02/2015 12:00	7.403	7.474	6	PERFORÓ ROTANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7403' HASTA 7414'.
CASTILLA 232	7/02/2015 12:00	7/02/2015 12:30	7.474	7.484	0,5	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7474' HASTA 7484'.

Nombre del Pozo	Desde	Hasta	MD from (Ft)	MD to (Ft)	NPT (Hr)	Operación
CASTILLA 232	7/02/2015 12:30	7/02/2015 13:00	7.484	7.494	0,5	PERFORÓ ROTANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 SUPERIOR Y K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7484' HASTA 7494'.
CASTILLA 232	7/02/2015 13:00	7/02/2015 14:30	7.494	7.516	1,5	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7494' HASTA 7516'.
CASTILLA 232	7/02/2015 14:30	7/02/2015 15:00	7.516	7.530	0,5	PERFORÓ ROTANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7516' HASTA 7530'.
CASTILLA 232	7/02/2015 15:00	7/02/2015 17:30	7.530	7.544	2,5	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7530' HASTA 7544'. NOTA: REPASÓ PARADA 3 VECES.
CASTILLA 232	7/02/2015 17:30	7/02/2015 18:00	7.544	7.560	0,5	PERFORÓ ROTANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7544' HASTA 7560'. NOTA: @ 7557' BOMBEÓ 20 BBLS DE PÍLDORA DE 6 LBS DE GRAFITO.
CASTILLA 232	7/02/2015 18:00	7/02/2015 20:00	7.560	7.577	2	PERFORÓ DESLIZANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7560' HASTA 7577'.
CASTILLA 232	7/02/2015 20:00	7/03/2015	7.577	7.632	4	PERFORÓ ROTANDO FASE 8 1/2" FORMACIÓN K1 INFERIOR CON BHA #9 DIRECCIONAL DESDE 7577' HASTA 7592'.
CASTILLA 232	6/13/2015 1:00:00 AM	6/13/2015 2:30:00 AM	8.472	8.472	1,5	PARÓ OPERACIÓN POR TORMENTA ELECTRICA NIVEL 3.

Anexo C.
Simulación
condiciones Pozo
Castilla NC 232

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECAS	Versión 0
	Descripción del Trabajo de Grado para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Agosto - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Juan Sebastián Robayo Perdomo** y **Lina Paola Rodríguez Peña** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico-financiera de las Operaciones de Perforación para la Disminución de los Tiempos No Productivos Durante los Viajes en los Pozos Seleccionados del Campo Castilla**, elaborada en el año **2015**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad de 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 de 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.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECAS	Versión 0
	Descripción del Trabajo de Grado para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Agosto - 2016

- 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 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.



Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



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.



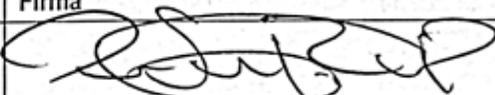
Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

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.

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 09 días del mes de Noviembre del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Juan Sebastian	Robayo Perdomo
Documento de Identificación No.	Firma
1018438203	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Lina Paola	Rodríguez Peña
Documento de Identificación No.	Firma
1032452436	