

**ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN  
LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA MEDIANTE EL CONCEPTO DE  
ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)**

**DAYRO ALEXANDER RODRÍGUEZ MUÑOZ  
YORMAN ANDREY COLLANTE SANJUAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN  
LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA MEDIANTE EL CONCEPTO DE  
ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)**

**DAYRO ALEXANDER RODRÍGUEZ MUÑOZ  
YORMAN ANDREY COLLANTE SANJUAN**

**Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**EMILIANO ARIZA LEÓN**

**Ingeniero de Petróleos, M. Sc.**

**Codirector**

**ERWIN YESID RODRÍGUEZ MUÑOZ**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*A Dios principalmente por todas las bendiciones recibidas, por las fuerzas que mantuvo en mí para nunca desistir, por las enseñanzas y experiencias que me ha dado a lo largo de mi vida, y por permitirme hacer realidad esta meta.*

*A mis padres Ciro Alfonso Rodríguez y María Edilma Muñoz por todo su amor, por su gran paciencia, consejos y constante apoyo durante toda mi vida, por las oportunidades brindadas las cuales he tratado de aprovechar al máximo, y porque siempre han estado pendientes de mí.*

*A mi hermano, Erwin que siempre ha estado ahí cuando lo he necesitado y es alguien a quien admiro mucho, por su apoyo, sus regaños y consejos, que han hecho de mí una persona más fuerte.*

*A mi sobrinita hermosa, Salome Rodríguez por llenarme de alegría con su ternura a cada instante.*

*A todos mis amigos de Barichara y a aquellos que tuve la fortuna de conocer en el transcurso de estos años, que de una forma u otra me ayudaron a alcanzar esta meta y que espero contar con ellos para lo que se venga de ahora en adelante.*

*Muchas Gracias a todos.  
Dayro Alexander Rodríguez Muñoz.*

## DEDICATORIA

*Primeramente, a Dios por ser la causa principal de todo lo bueno en mi vida, a mi madre Esperanza por su amor, apoyarme siempre y ser un ejemplo de lucha, paciencia y fortaleza, a mi tía carolina por haber sido esa segunda mano que llegó para ayudarme, a mi hermano Sebastián por enseñarme el sentido de la vida, a mis hermanas, familia y demás por su apoyo moral y confianza en mí, finalmente a Fabián Ozneider Contreras, mi viejo con vos empezó todo.*

*Agradecerles a: mi mano derecha Dayro Rodríguez con quien trabaje hombro a hombro para poder desarrollar este proyecto, a mi parcerero Pirry quien hizo eco para que me aventurara en esta ingeniería, a Carlos Vecino y Solís por “nerdos” y haberme colaborado en mis inicios de esta carrera, a parceros como Yeiner Ortiz y Andrés Cuarán por los momentos de estudio y recocha, a las niñas Laura, Jessica y Nathalia por auxiliarme cuando lo necesité, a mi pana Pipe Galvis con quien estudie mano a mano y pudimos vencer cada obstáculo, a Eugenia por su nobleza y sencillez para con migo, a grandes Ingenieros como Erik Montes, Jorge Palma, Nicolás Santos y Oscar Vanegas de quienes aprendí y me ayudaron mucho en mi formación, a mis “escoltas” Cesar Medrano y Kevin Guerrero por su gran Amistad y apoyo incondicional, a mis amigos de la Dinastia Fútbol Club, por cada pase, cada lujo y cada gol en los campeonatos y recochas de partidos jugados, a mis Grandes amigos “Los Companys” Checho, Alejo, Deyvid y Ray, cuando me pregunten por la humildad diré sus nombres, agradecerle a aquellos que nunca fueron amigos, si no HERMANOS, Álvaro, Jhoíner, Kevin y Samuel, gracias por todo, finalmente a la UIS junto a la sede Socorro por haber sido mi casa, aquella en la que me formé como profesional y persona.*

*Yorman Andrey Collante Sanjuan.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director, al Ingeniero M.Sc. Emiliano Ariza León, por su apoyo, orientación y buenos aportes durante el desarrollo de este proyecto.

Al Ingeniero Erwin Rodríguez, por su constante colaboración para hacer posible la realización de nuestro proyecto.

Al Ingeniero Carlos Cogollo, por su tiempo, ayuda y por ser un gran guía.

A la empresa GRAN TIERRA ENERGY LTD, por su confianza y aportes a este proyecto.

Al Ingeniero Jesús Rueda, por su dedicación y sus enseñanzas.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos y sus ingenieros, por todo lo enseñado durante la carrera universitaria y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la exitosa culminación de este trabajo.

## **CONTENIDO**

	Pág.
INTRODUCCIÓN	27
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PERFORACIÓN	28
1.1 PERFORACIÓN DE UN POZO	28
1.2 TORRE DE PERFORACIÓN	29
1.3 SISTEMAS ROTATORIOS	29
1.3.1 Sistemas de levantamiento (Hoisting system).	29
1.3.2 Sistema de rotación (Roating System).	30
1.3.3 Sistema de circulación (Circulation System).	30
1.3.4 Sistema de potencia (Power System).	30
1.4 BROCAS	31
1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS BROCAS	32
1.5.1 Brocas de cono giratorio	32

1.5.1.1 Mecanismo de corte de las brocas tricónicas	33
1.5.1.2 Cojinetes y sello	34
1.5.1.3 Clasificación IADC para brocas Tricónicas	35
1.5.2 Brocas de cortador fijo	37
1.5.2.1 Brocas compacta de diamante policristalino (PDC)	37
1.5.2.2 Clasificación IADC para brocas de cortadores fijos	41
1.6 CLASIFICACIÓN IADC PARA BROCAS DESGASTADAS	42
1.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	44
1.7.1 Peso sobre la broca (WOB).	45
1.7.2 Velocidad rotaria (RPM).	46
1.7.3 Torque (TRQ).	48
1.7.4 Tasa de flujo (Caudal).	48
1.7.5 Velocidad de penetración (ROP)	49
1.8 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (ROP)	50
1.8.1 Selección de la Broca	51
1.8.2 Presión Diferencial	51

1.8.3 Degaste de la broca	51
1.8.4 Litología	51
1.8.5 Profundidad	52
1.8.6 Fuerza De Impacto Hidráulico	52
1.8.7 Perfil Direccional del Pozo	52
1.8.8 Ensamblaje de Perforación (BHA).	52
1.8.9 Vibraciones	53
1.9 GENERALIDADES DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)	53
1.9.1 Energía Mecánica Específica (MSE)	53
1.9.2 Energía Mecánica Específica Ajustada (MSEaj).	56
1.9.3 Análisis del comportamiento de la curva de MSE	57
1.9.3.1 Comportamiento de la curva de MSE ante una broca embolada	58
1.9.3.2 Comportamiento de la curva de MSE ante vibraciones	59
1.9.3.3 Comportamiento de la curva de MSE ante broca dañada o desgastada	60
2. DESCRIPCION GENERAL DE LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA	62

2.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA CAGUAN PUTUMAYO	62
2.1.1 Localización Geográfica	63
2.1.2 Geología del petróleo	64
2.1.2.1 Roca Generadora	64
2.1.2.2 Generación y Migración	64
2.1.2.3 Roca Reservorio	65
2.1.2.4 Roca Sello	65
2.1.2.5 Trampas	65
2.1.2.6 Características de los Crudos	66
2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO COSTAYACO	66
2.2.1 Localización Geográfica	67
2.2.2 Estados mecánicos de los pozos	68
2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO MOQUETA	69
2.3.1 Localización Geográfica	69
2.3.2 Estados mecánicos de los pozos	70

2.4 ESTRATIGRAFIA DE LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA	71
2.4.1 Columna estratigráfica	72
2.4.2 Formación Orito-Belén	73
2.4.3 Formación Orteguaza	73
2.4.4 Formación Pepino	73
2.4.4.1 Formación Pepino Superior	74
2.4.4.2 Formación Pepino Medio	74
2.4.4.3 Formación Pepino Inferior	74
2.4.5 Formación Rumiyaco	74
2.4.6 Limolita “ktg”.	75
2.4.7 Arenisca “kg”.	75
2.4.8 Formación Villeta	75
2.4.8.1 Caliza M1	76
2.4.8.2 Caliza M2	76
2.4.8.3 Caliza A	76

2.4.8.4 Arenisca Superior U	76
2.4.8.5 Arenisca Inferior U.	76
2.4.8.6 Lutita 1	77
2.4.8.7 Caliza B	77
2.4.8.8 Sandstone T	77
2.4.9 Formación Caballos	77
2.4.10 Formación Saldaña	78
3. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL ESTUDIO	79
3.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	79
3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS MÁS EFICIENTES	81
3.2.1 Tiempos de perforación para cada pozo	81
3.2.2 Análisis BHA's y brocas utilizadas	85
3.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)	88
3.4 RESISTENCIA DE LA ROCA BAJO CONFINAMIENTO (CCS)	91

3.5 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE BAJA EFICIENCIA	<b>92</b>
4 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA FUTUROS POZOS.	<b>98</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PARA LA SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.	<b>98</b>
4.1.1 Identificación del BHA correspondiente a cada pozo	<b>98</b>
4.1.2 Direccionamiento de los pozos Costayaco 24d y moqueta 20A	<b>100</b>
4.1.3 Análisis y evaluación de los parámetros de perforación WOB, RPMT Y CAUDAL con respecto al ROP y MSEaj	<b>103</b>
4.1.4. Método de deciles como aplicación para la evaluación de parámetros.	<b>104</b>
4.1.5 Resultados de los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj de las formaciones de cada pozo	<b>105</b>
4.1.6. Comportamiento del ROP y el MSEaj respecto a los parámetros de perforación	<b>108</b>
4.1.7. Análisis del ROP y el MSEaj respecto a los parámetros de perforación contra la profundidad por formación	<b>116</b>
4.1.8 Resultado de parámetros de perforación para la obtención del máximo ROP	<b>119</b>
4.2 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PROPUESTOS PARA LA OBTENCIÓN DEL ROP ESPERADO.	<b>120</b>

4.3. TABLA DE RESULTADOS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN COMO PROPUESTA PARA FUTUROS POZOS.	<b>123</b>
4.4 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN MEDIANTE MSE	<b>127</b>
5. ANÁLISIS ECONÓMICO POR PIE PERFORADO PARA LOS POZOS COSTAYACO 24D Y MOQUETA 20A.	<b>134</b>
5.1 FACTORES INVOLUCRADOS EN EL COSTO TOTAL DE UN POZO.	<b>134</b>
5.2 ECUACIÓN DE COSTO POR PIE PERFORADO.	<b>135</b>
5.2.1 Costo Operativo del Equipo de Perforación	<b>136</b>
5.2.2 Tiempos de viaje	<b>136</b>
5.2.3 Tiempos de perforación	<b>136</b>
5.2.4 Pies perforados	<b>136</b>
5.2.5 Costo de la broca	<b>136</b>
5.3 CÁLCULO DE COSTOS POR PIE PERFORADO PARA LOS POZOS ACTUALES Y POZOS DE PRUEBA.	<b>138</b>
5.3.1 Comparación de resultados, Costayaco 24D vs Costayaco Prueba	<b>140</b>
5.3.2 Comparación de resultados, Moqueta 20A vs Moqueta Prueba	<b>146</b>

6. CONCLUSIONES	153
7. RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	157
ANEXOS	161

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Evolución de la broca de perforación.	31
Figura 2. Clasificación general de brocas.	32
Figura 3. Brocas Tricónicas.	33
Figura 4. Mecanismo de trituración de las Brocas Tricónicas.	34
Figura 5. Tipos de cojinetes.	34
Figura 6. Brocas PDC.	37
Figura 7. Mecanismo de corte broca PDC.	38
Figura 8. Brocas de cuerpo de acero y de Tungsteno.	39
Figura 9. Perfiles de las brocas PDC.	40
Figura 10. Calibre de las brocas PDC.	40
Figura 11. Respuesta general de la ROP cuando está sujeta al cambio de WOB.	46
Figura 12. Relación entre la ROP y las RPM respecto a la dureza de la formación.	47
Figura 13. Limitantes de la ecuación de MSE.	54
Figura 14. Energía mecánica específica (MSE) durante el embotamiento.	58
Figura 15. Energía mecánica específica por vibraciones.	59
Figura 16. Tendencia de desgaste o daño en la broca.	60
Figura 17. Ubicación geográfica de la cuenca Caguán-Putumayo.	63
Figura 18. Ubicación geográfica del campo Costayaco.	67
Figura 19. Estados mecánicos pozos Costayaco.	68
Figura 20. Ubicación geográfica del campo Moqueta.	70
Figura 21. Estados mecánicos pozos Moqueta.	71
Figura 22. Columna estratigráfica de los campos Costayaco y Moqueta.	72
Figura 23. ROP neto por formación para los pozos del campo Costayaco.	82
Figura 24. ROP neto por formación para los pozos del campo Moqueta.	82
Figura 25. Tiempos de perforación de los pozos Costayaco.	84

Figura 26. Tiempos de perforación de los pozos Moqueta.	85
Figura 27. Comportamiento de las curvas CCS y MSEaj por formación, pozo Costayaco 24D.	93
Figura 28. Comportamiento de las curvas CCS y MSEaj por formación, pozo Moqueta 20A.	94
Figura 29. Eficiencia mecánica (EFFM) del pozo Costayaco 24D.	96
Figura 30. Eficiencia mecánica (EFFM) del pozo Moqueta 20A.	97
Figura 31. Perfil direccional pozo Costayaco 24D.	101
Figura 32. Perfil direccional pozo Moqueta 20A.	102
Figura 33. ROP & MSE vs WOB Villeta Fm, sección de 12 ¼”.	108
Figura 34. ROP & MSE vs RPMT Villeta Fm, sección de 12 ¼”.	109
Figura 35. ROP & MSE vs GPM Villeta Fm, sección de 12 ¼”.	109
Figura 36. ROP & MSEaj vs WOB Villeta Fm, sección de 8 ½”.	110
Figura 37. ROP & MSE vs RPMT Villeta Fm, sección de 8 ½”.	111
Figura 38. ROP & MSEaj vs CAUDAL Villeta Fm, sección de 8 ½”.	111
Figura 39. ROP & MSEaj VS WOB RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(deslizand).	112
Figura 40. ROP & MSEaj VS RPMT RUMIYACO FM, sección 12 ¼” (deslizand).	113
Figura 41. ROP & MSEaj VS CAUDAL RUMIYACO FM, sección 12 ¼” (deslizand).	113
Figura 42. ROP & MSEaj VS WOB RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(rotando).	114
Figura 43. ROP & MSEaj VS RPMT RUMIYACO FM, sección 12 ¼” (rotando).	115
Figura 44. ROP & MSEaj VS CAUDAL RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(rotando).	115
Figura 45. MSEaj, ROP y parámetros de perforación contra la profundidad, formación Villeta, pozo Costayaco 24D.	117
Figura 46. MSEaj, ROP y parámetros de perforación contra la profundidad, formación Villeta, pozo Costayaco 24D.	118
Figura 47: Profundidad vs ROP formación Villeta, BHA 12 ¼”.	124

Figura 48. Profundidad vs ROP formación Rumiayaco, BHA 8 ½”.	126
Figura 49: Evaluación y optimización de los parámetros de perforación.	128
Figura 50. Porcentaje del ahorro total perteneciente a cada sección, Costayaco Prueba.	144
Figura 51. Porcentaje del ahorro total perteneciente a cada sección, Moqueta Prueba.	149

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Clasificación IADC para brocas tricónicas.	36
Tabla 2. Clasificación IADC para brocas de cortadores fijos.	42
Tabla 3. Clasificación IADC para brocas desgastadas.	44
Tabla 4. Características del campo Costayaco.	67
Tabla 5. Características del Campo Moqueta.	69
Tabla 6. Parámetros de perforación promedio del pozo Costayaco 24D.	80
Tabla 7. Parámetros de perforación promedio de pozo Moqueta 21D.	80
Tabla 8. Tiempos de perforación por formación, Pozos Costayaco.	83
Tabla 9. Tiempos de perforación por formación, Pozos Moqueta.	83
Tabla 10. Registro de brocas pozo Costayaco 24D.	86
Tabla 11. Registro de brocas pozo Moqueta 20A.	87
Tabla 12. Cálculo de la MSE del pozo Costayaco 24D, sección sin motor de fondo.	89
Tabla 13. Cálculo de la MSE del pozo Costayaco-24D, sección con motor de fondo.	90
Tabla 14. Resistencia de la roca bajo confinamiento (CCS) por formación.	91
Tabla 15. BHA por formación para el pozo Costayaco 24D.	99
Tabla 16. BHA por formación para el pozo Moqueta 20A.	99
Tabla 17. Datos, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.	100
Tabla 18. Parámetros de perforación, pozo moqueta 20A formación Rumiyaco.	103
Tabla 19. Energía mecánica específica, ROP y parámetros de perforación, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.	104
Tabla 20. Promedio de los parámetros de perforación, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.	105
Tabla 21. Promedio de resultados para las secciones 12 ¼" y 8 ½", pozo Costayaco 24D, formación Villeta.	106

Tabla 22. Promedio de resultados para la sección 12 ¼” pozo moqueta 20A formación Rumiyaco.	107
Tabla 23. Rango de parámetros de perforación para el máximo ROP, pozo Costayaco 24D	119
Tabla 24. Rango de parámetros de perforación para el máximo ROP, pozo Moqueta 20A.	120
Tabla 25. Obtención de parámetros propuestos, pozo Moqueta 20A, formación Rumiyaco.	121
Tabla 26. parámetros propuestos, pozo Costayaco, formación Rumiyaco.	122
Tabla 27. Parámetros propuestos de perforación, campo Costayaco.	123
Tabla 28: Parámetros propuestos de perforación, campo Moqueta.	125
Tabla 29. Variables por sección pozo Costayaco 24D.	137
Tabla 30. Variables por sección pozo Moqueta 20A.	137
Tabla 31. Tiempos de perforación por formación, Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	138
Tabla 32. Tiempos de perforación por formación, Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	139
Tabla 33. Calculo de costo por pie perforado, Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	139
Tabla 34. Calculo de costo por pie perforado, Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	140
Tabla 35. Comparación de los tiempos de perforación de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	141
Tabla 36. Comparación de los tiempos de perforación por sección de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	141
Tabla 37. Comparación de los costos por pie perforado para los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	142
Tabla 38. Comparación de costos totales de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.	143
Tabla 39. Porcentaje del ahorro total por sección del pozo Costayaco Prueba.	143

Tabla 40. Comparación de costos entre el pozo planeado, pozo actual y pozo de prueba para Costayaco 24D.	144
Tabla 41. Pozo Costayaco 24D barriles de producción diaria y costo del barril del petróleo	145
Tabla 42. Pozo estudio (Costayaco 24D), pozo prueba, tasa interna de retorno.	146
Tabla 43. Comparación de tiempos de perforación de los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	147
Tabla 44. Comparación de los tiempos de perforación para los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	147
Tabla 45. Comparación de los costos por pie perforado para los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	148
Tabla 46. Comparación de costos totales de los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.	148
Tabla 47. Porcentaje del ahorro total por sección del pozo Moqueta Prueba.	149
Tabla 48. Comparación de costos entre el pozo planeado, pozo actual y pozo de prueba para Moqueta 20A.	150
Tabla 49. Pozo Moqueta 20A, barriles de producción diaria y costo del barril del petróleo.	151
Tabla 50. Pozo estudio (Moqueta 20A), pozo prueba, tasa interna de retorno.	151

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>Pág.</b>
Ecuación 1. Revoluciones por minuto totales [rpm].	46
Ecuación 2. Energía mecánica específica.	54
Ecuación 3. Máxima eficiencia mecánica	55
Ecuación 4. Máxima eficiencia mecánica corregida.	55
Ecuación 5. MSE ajustado	56
Ecuación 6. MSE ajustado.	56
Ecuación 7. MSE con motor de fondo.	57
Ecuación 8. Costo por pie perforado.	135

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo 1. Parámetros de perforación promedio de los pozos Costayaco-25D, Costayaco-26D, Moqueta-20A y Moqueta-23D.	<b>161</b>
Anexo 2. Tablas de cálculo de los tiempos de perforación para los pozos del campo Costayaco y Moqueta.	<b>163</b>
Anexo 3. Registros de brocas de perforación de los pozos Costayaco-25D, Costayaco-26D, Moqueta-21A y Moqueta-23D.	<b>165</b>
Anexo 4. Resultados de los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj de las formaciones de los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A.	<b>167</b>
Anexo 5: ROP y MSEaj contra WOB, RPMT y CAUDAL para los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A por formación y BHA correspondiente.	<b>182</b>
Anexo 6. ROP, MSEaj, WOB, RPMT y CAUDAL en función de la profundidad.	<b>195</b>

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA MEDIANTE EL CONCEPTO DE ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)\*

**AUTORES:** DAYRO ALEXANDER RODRÍGUEZ MUÑOZ  
YORMAN ANDREY COLLANTE SANJUAN\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Energía mecánica específica, Campos Costayaco y Moqueta, Cuenca Caguán-Putumayo, Parámetros de perforación, Optimización.

### DESCRIPCIÓN

En el presente trabajo se hace un estudio basado en la Energía Mecánica Específica (MSE), con el fin de evaluar los parámetros de perforación utilizados en algunos pozos pertenecientes a los campos Costayaco y Moqueta de la empresa Gran Tierra Energy LTD, ubicados en la cuenca Caguán-Putumayo, y de esta forma desarrollar una propuesta de parámetros para la perforación de pozos futuros, que permita la disminución de tiempos y costos operacionales en comparación con los perforados anteriormente. Para dicho estudio se evaluaron los siguientes parámetros de perforación: revoluciones por minuto (RPM), peso sobre la broca (WOB), caudal (Q) y la velocidad de penetración (ROP).

Para iniciar el análisis se procedió a identificar el pozo más eficiente en la perforación de cada uno de los campos, posteriormente se establecieron los parámetros de los pozos seleccionados y se realizaron los cálculos de MSE y se compararon con los obtenidos a partir de la resistencia de la roca bajo confinamiento (CCS) de cada formación perforada, lo que permitió cuantificar la eficiencia de la perforación y determinar la posibilidad de optimizar los parámetros de perforación. Mediante un análisis estadístico y la realización gráfica que relaciona el comportamiento de cada parámetro (WOB, RPM y Q) con respecto a la MSE y la ROP, se determinó un mapa de parámetros recomendados.

Para evidenciar la viabilidad del proyecto se realizó un análisis de costos, en el cual se observó que la implementación de MSE; tiene efectos económicos debido a que, analizando un escenario de condiciones de la perforación actual contra un escenario de prueba a partir de parámetros recomendados para mejorar el rendimiento, se obtiene una reducción de costos.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de Ingeniería Fiscoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Emiliano Ariza León.

## ABSTRACT

**TITLE:** ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF THE PARAMETERS OF DRILLING IN COSTAYACO FIELD AND MOQUETA FIELD THROUGH THE CONCEPT OF MECHANICAL SPECIFIC ENERGY (MSE)\*

**AUTHORS:** DAYRO ALEXANDER RODRÍGUEZ MUÑOZ  
YORMAN ANDREY COLLANTE SANJUAN\*\*

**KEYWORDS:** Mechanical Specific Energy, Costayaco and Moqueta Fields, Drilling parameters, Optimization.

### DESCRIPTION

This paper based on the mechanical specific energy (MSE), in order to evaluate the drilling parameters was using in Costayaco and Moqueta fields by Tierra Energy Company Ltda, it located in the Caguan-Putumayo basin, and thus develop a proposal of drilling parameters for future wells, which enables: time reducing operating costs and relatively compared with previously drilling works, revolutions per minute (RPM), weight on bit (WOB), flow rate (Q) and the rate of penetration (ROP).

To begin the analysis is necessary to identify the most efficient drilling wells in each fields, then the wells parameters was selected and established, calculations MSE were performed and compared with those obtained from the resistance of the rock under confinement (CCS) of each drilled formation, which allowed quantify the efficiency of drilling and determine the possibility of optimizing drilling parameters. A statistical analysis and graphs relating the behavior of each parameter (WOB, RPM and Q) according with MSE and ROP, to end up in a map of recommended parameters are built.

To prove the feasibility of the cost analysis project, we can conclude that the implementation of MSE, has economic effects because, if we analyze a current scenario of drilling conditions against a test scenario from recommended parameters was performed to improve performance, cost reduction is obtained.

---

\* Project of grade

\*\* Faculty of Engineering Physical Chemical. School of Engineering Petroleum. Director: M. Sc. Emiliano Ariza León.

## INTRODUCCIÓN

La finalidad del trabajo es la optimización de los parámetros de perforación mediante el concepto de Energía Mecánica Específica (MSE) y evaluación de los parámetros utilizados durante la perforación de los pozos vecinos, desarrollando una propuesta de parámetros para la perforación de pozos futuros en los campos Costayaco y Moqueta, que permita la disminución de tiempos y costos operacionales.

En el capítulo 1 se presenta la información relacionada con los fundamentos teóricos de perforación involucrados en el desempeño de la velocidad de penetración (ROP) y los conceptos de la energía mecánica específica (MSE).

En el capítulo 2 se presentan las principales características litológicas, geológicas y estratigráficas de los campos Costayaco y Moqueta.

En los capítulos 3 y 4, se explica el proceso de análisis de la información de los pozos suministrados por la empresa Gran Tierra Energy LTD., para llegar a la optimización y recomendación de parámetros de perforación para cada uno de los campos. Como un valor agregado al presente trabajo se plantea una metodología para el análisis de parámetros de perforación mediante MSE que puede ser aplicada para la perforación de pozos en otros campos.

En el capítulo 5, se presenta un análisis de costos para evidenciar la viabilidad de la aplicación de parámetros que puedan brindar mejor rendimiento en la perforación.

## **1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PERFORACIÓN**

En el transcurso de la perforación de un pozo, en la fase de diseño es indispensable tomar decisiones precisas para la selección de las brocas y parámetros a utilizar, bajo el indicio de lo que puede suceder en el fondo del pozo. Existen varios factores que pueden afectar el rendimiento de la perforación, estos factores tienen una relación directa entre el equipo de perforación en superficie y el ensamble de fondo, tanto los parámetros de perforación como los diferentes tipos de litología influyen de forma directa con el comportamiento dinámico de la sarta y el desgaste de la broca<sup>1</sup>.

### **1.1 PERFORACIÓN DE UN POZO**

En la industria petrolera, la perforación como la exploración, es una actividad que demanda tiempo y recursos económicos. Por eso es indispensable un equipo de perforación que sólo se instala y comienza a perforar cuando geólogos y geofísicos han establecido la locación más apta para la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo.

El paso del tiempo ha hecho de la perforación un proceso evolutivo, donde se han logrado cambios significativos que han mejorado la eficiencia de esta actividad, mejorando a diario la tecnología de los equipos usados y con ello los estudios y resultados finales.

---

<sup>1</sup> HAWKER David; VOGT Karen y ROBINSON, Allan. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo. Datalog Wellsite Operations. Manual. Versión 3.0.

## 1.2 TORRE DE PERFORACIÓN

Es la estructura que se usa para poder soportar los bloques de corona y la sarta de un equipo de perforación, son de forma piramidal y brindan una buena relación resistencia/peso. Su función primordial es ser el armazón de los sistemas que intervienen en la perforación para crear un pozo, deben ser construidas de materiales muy resistentes, pero a su vez de poco peso. Hoy en día se han desarrollado varios tipos de plataformas especializadas según el requerimiento del terreno a trabajar ya sea en tierra (On-shore) o en mar adentro (Off-shore).

## 1.3 SISTEMAS ROTATORIOS

Este trabajo es realizado por un equipo de perforación rotatoria, cuya finalidad es crear pozos con presiones altas sobre la corteza terrestre haciendo girar el equipo a altas revoluciones. El equipo consta de una broca que gira para romper la corteza y realizar el hueco, además de secciones largas de tubería denominadas sarta de perforación que transmiten movimiento a la broca. Para el propósito de realizar pozos en el suelo, los diferentes equipos y maquinas que efectúan este trabajo se dividen en los 4 sistemas que se presentan a continuación.

**1.3.1 Sistemas de levantamiento (Hoisting system).** Dos propósitos tienen el sistema de levantamiento, el primero es mover la sarta de perforación dentro y fuera del pozo y mantener tensionados los cables que sostienen la sarta de perforación, el segundo es realizar un equilibrio con la sarta cuando está se encuentra perforando. Mediante un sistema de poleas el Top Drive y la Kelly estarán

soportadas por el bloque viajero con su gancho y sostenidos a su vez por el malacate durante el proceso de perforación.

**1.3.2 Sistema de rotación (Roating System).** Estos sistemas rotatorios son los que le dan la torsión necesaria a la sarta para que la misma pueda perforar sin dificultad, estos sistemas están compuestos por el swivel, kelly y el top drive.

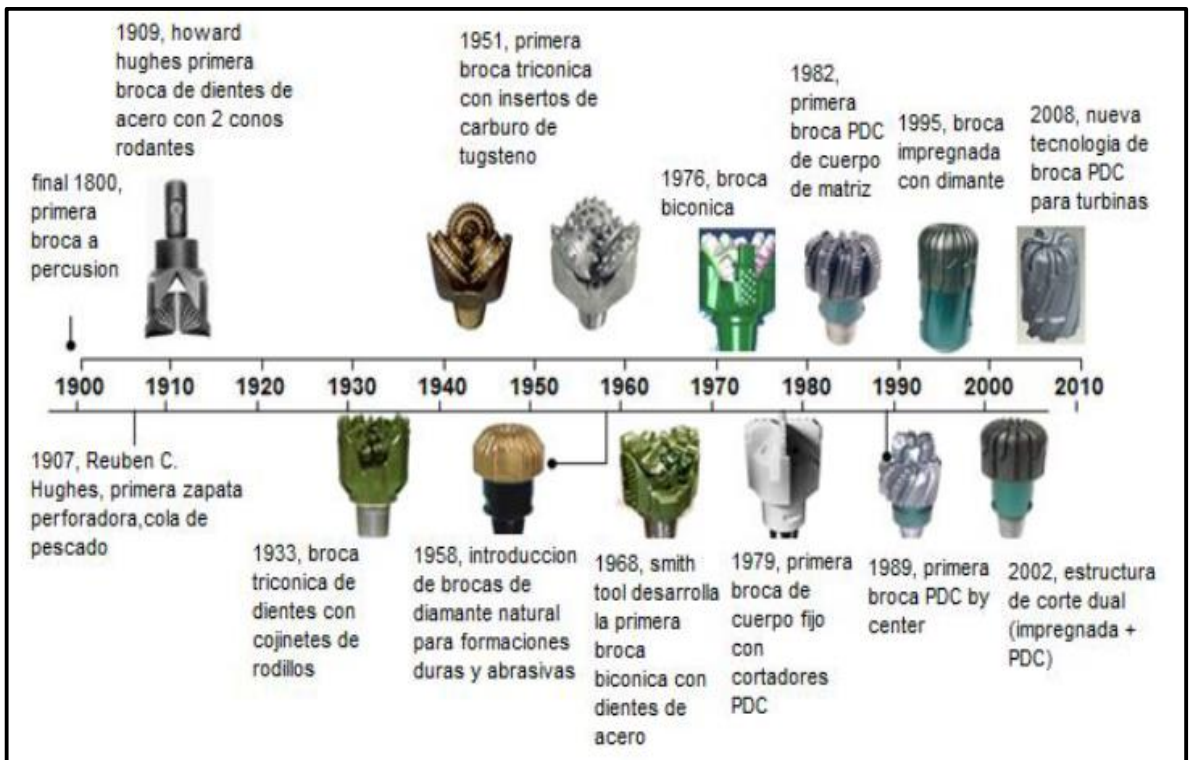
**1.3.3 Sistema de circulación (Circulation System).** Los equipos que componen este sistema están compuestos por bombas, las cuales hacen recircular el lodo de perforación. El fluido de perforación remueve los cortes de roca desde el fondo hacia la superficie para que la broca pueda continuar su trabajo sin mostrar complicaciones, además estos cortes son analizados para comprender mejor las características presentes en las formaciones, también logran enfriar y lubricar la broca y la sarta y así disminuir su desgaste, prolongando su tiempo de vida útil.

**1.3.4 Sistema de potencia (Power System).** En la industria petrolera, el área de perforación requiere de un sistema de potencia para ejecutar los sistemas anteriormente mencionados, generalmente este sistema proviene de motores de combustión interna que puede ser diésel o gasolina. Para poder transformar esta energía que viene de los motores a los diferentes sistemas se necesita de diferentes métodos, para lo cual se requiere del uso de motogeneradores que proporcionen potencia suficiente junto a la torre de perforación.

## 1.4 BROCAS

Las primeras patentes de brocas de perforación surgieron a mediados de 1900. En la actualidad, su diseño e ingeniería, han mejorado notablemente tanto sus características físicas como mecánicas, así como también han mejorado su funcionamiento y durabilidad, llegando a un mejor rendimiento y desempeño en la perforación de pozos (Figura 1).

**Figura 1. Evolución de la broca de perforación.**

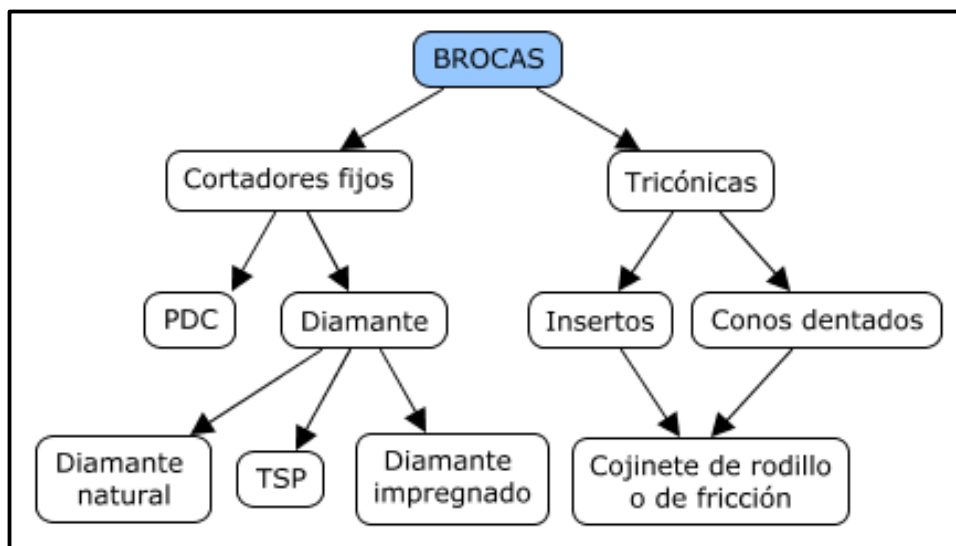


Fuente: GORDON R. Orlando. Seminario brocas de perforación nivel básico 2011. PDVSA.

## 1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS BROCAS

La selección de la broca se considera clave para el éxito de las operaciones de perforación; la buena selección, condiciones y parámetros de perforación desempeña un rol esencial en la optimización de la velocidad de penetración (ROP), lo que ayuda a minimizar el costo de la perforación y acorta el tiempo existente entre el inicio de un proyecto y la primera producción<sup>2</sup>. En la Figura 2, se observa una clasificación general de las brocas de perforación.

**Figura 2. Clasificación general de brocas.**



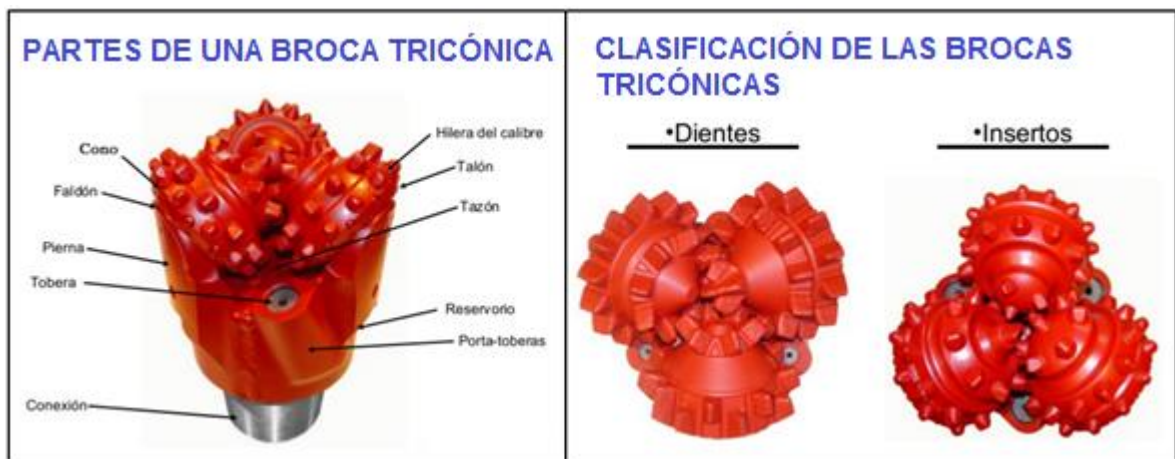
Fuente: Modificado de, VAREL INTERNATIONAL, Brocas de perforación de alto rendimiento, disponible en: <http://www.varelintl.com/es/Inicio-de-Petroleo-y-Gas/Brocas-de-Perforacin-PDC/>.

**1.5.1 Brocas de cono giratorio.** Formadas por tres conos cortadores que giran en su propio eje, capaces de perforar desde formaciones blandas hasta muy duras, y

<sup>2</sup> CENTALA, Prabhakaran, y CHALLA, Vennela. El diseño de las barrenas: Desde arriba hasta abajo. En: Revista Oil Field Review. Publicado en: 2011, No.02. Pág.04.

abrasivas, de características plásticas, pegajosas y cualquier combinación de éstas, aplicando distintos paramentos operativos. Los cortadores de estas brocas pueden ser diseñados bajo ciertas especificaciones y de acuerdo a la litología que se vaya a perforar, ya sean de dientes de acero (ST), usadas en formaciones blandas con baja resistencia a la compresión o de dientes con insertos de carburo de tungsteno (TCI), usadas para perforar desde formaciones blandas hasta muy duras (Figura 3).

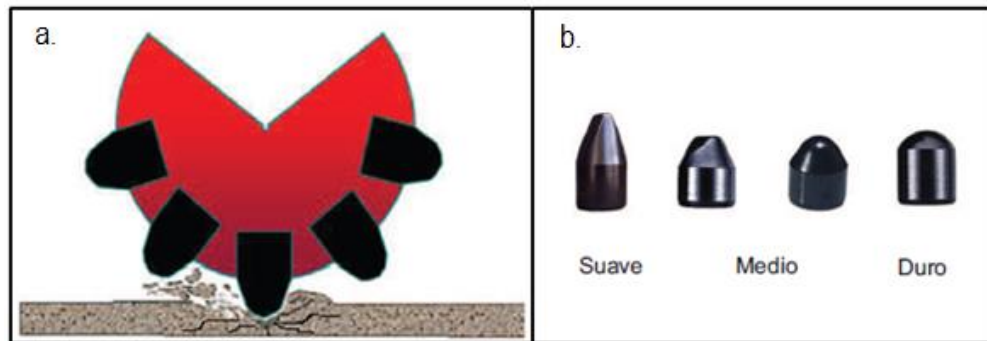
**Figura 3. Brocas Tricónicas.**



Fuente: Modificado de, VAREL INTERNATIONAL, brocas de perforación de alto rendimiento. Disponible en: <http://www.varelintl.com/es/Inicio-de-Petroleo-y-Gas/Brocas-Tricnicas-Rotativas/>

**1.5.1.1 Mecanismo de corte de las brocas tricónicas.** El mecanismo de corte de las brocas tricónicas consiste en perforar la roca por compresión (trituration). Al triturar la formación, se ejerce una carga perpendicular a la roca, dando lugar a una serie de fracturas que se propagan radialmente desde el punto de contacto (Figura 4a). Para formaciones duras los dientes o insertos tendrán una forma de domo o cónica, y para formaciones suaves tendrá una forma de cincel alargado (Figura 4b).

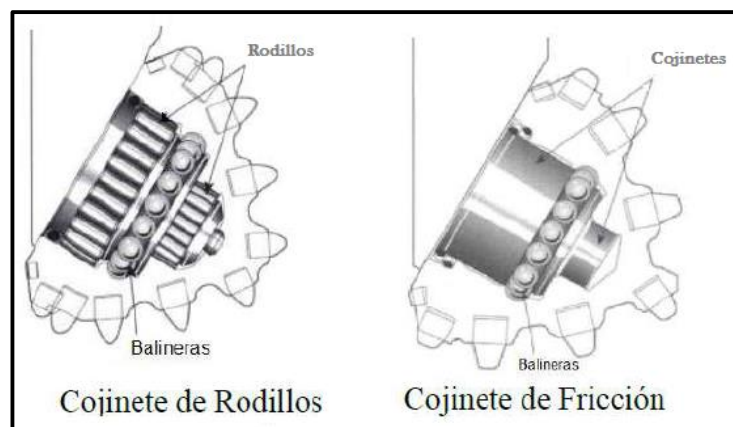
**Figura 4. Mecanismo de trituración de las Brocas Tricónicas.**



Fuente: Documentos Técnicos NOV Downhole

**1.5.1.2 Cojinetes y sello.** La estructura de corte en las brocas tricónicas está montada sobre los cojinetes, que rotan sobre pernos y constituyen una parte fundamental del cuerpo de la broca. Estos elementos son diseñados en base a la velocidad de rotación (RPM) y al peso sobre la broca (WOB). El sello generalmente es un elastómero el cual no permite el contacto entre el fluido de perforación y la parte interna del cono (Figura 5).

**Figura 5. Tipos de cojinetes.**



Fuente: PERFOBLOGGER Mechas e Hidráulica aplicada para las Mismas [en línea] disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2011/06/mechas-e-hidraulica-aplicada-para-las.html>

**1.5.1.3 Clasificación IADC para brocas Tricónicas.** El código IADC es un índice internacional que define el tipo de broca y sus características, sin importar la compañía fabricante, permitiendo hacer comparaciones entre los tipos de brocas en el mercado. La clasificación se basa en un código de tres caracteres numéricos.

- **Primer Carácter** (Serie de la estructura cortadora 1-8)

Los caracteres de esta serie indican la dureza de la formación, así como también el tipo de estructura de corte la broca. Las series del 1 al 3 indican que la broca tiene dientes de acero. La serie del 4 al 8 indica que la broca tiene insertos de carburo de tungsteno (TCI). Se considera que en la serie 1 la formación será muy blanda, aumentando hasta la serie 8, en donde la formación será muy dura.

- **Segundo Carácter** (Tipos de estructura cortadora).

El segundo carácter presenta una clasificación de dureza dentro de la dureza definida anteriormente. Cada serie está dividida en cuatro tipos en la mayoría de los casos. El 1 indica que es una formación muy blanda, hasta el 4 que indica una formación muy dura.

- **Tercer Carácter** (Cojinete/ Calibre).

Este carácter indica una descripción interna y externa de la broca. Hace referencia al diseño del cojinete y a la protección del calibre. Está dividido en siete categorías.

**Tabla 1. Clasificación IADC para brocas tricónicas.**

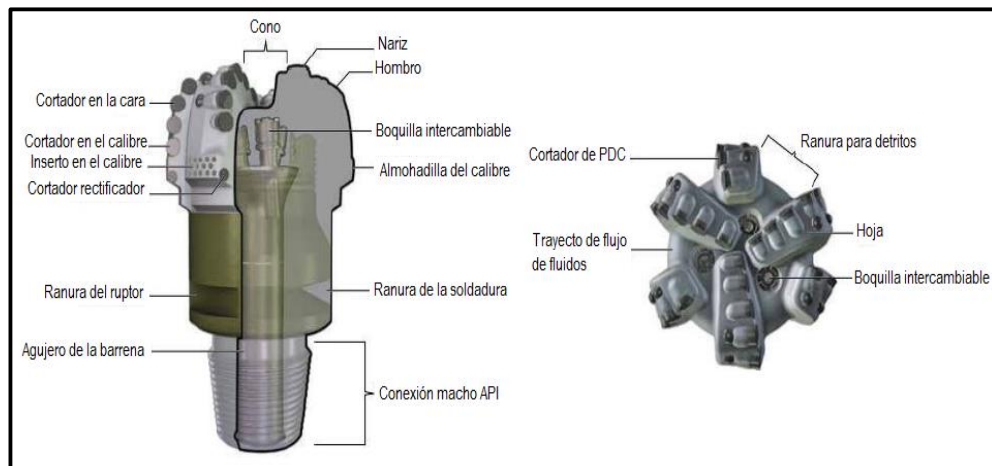
	1er Carácter	2do Carácter	3er Carácter						
	Sistema de corte	Dureza	1	2	3	4	5	6	7
<b>DIENTES DE ACERO</b>	1. Dientes de acero para formación blanda.	1. Suave	Cojinete de rodillo estándar no sellado.	Cojinete de rodillo enfriado con aire.	Cojinete de rodillo con calibre protegido.	Cojinete de rodillo sellado	Cojinete de rodillo sellado con calibre protegido.	Cojinete de fricción sellado.	Cojinete de fricción sellado con calibre protegido.
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
	2. Dientes de acero para formación media.	1. Suave							
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
	3. Dientes de acero para formación dura.	1. Suave							
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
<b>DIENTES DE INSERTO</b>	4. Dientes de inserto para formación muy blanda.	1. Suave							
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
	5. Dientes de inserto para formación blanda.	1. Suave							
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
	6. Dientes de inserto para formación media.	1. Suave							
	7. Dientes de inserto para formación dura.	1. Suave							
		2. Media suave							
		3. Media dura							
		4. Dura							
8. Dientes de inserto para formación muy dura.	1. Suave								
	2. Media suave								
	3. Media dura								
	4. Dura								

Fuente: Modificado de, CEDIP. Barrenas e hidráulica de perforación. Disponible en: ["http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo04.pdf"](http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo04.pdf).

**1.5.2 Brocas de cortador fijo.** También llamadas brocas de arrastre. Son las más simples ya que no poseen partes móviles. Sus cuchillas o dientes son parte integral de la broca rotando sólidamente con esta y la sarta.<sup>3</sup> Las brocas de diamante natural é impregnadas son aptas para formaciones semiduras y extremadamente duras, cuya abrasividad es mediana o extremadamente alta. Las brocas PDC son más adecuadas para formaciones que van de blandas a duras, de baja a alta abrasividad.

**1.5.2.1 Brocas compacta de diamante policristalino (PDC).** Las compañías están perforando con mayor rapidez y menos brocas, a menor costo por pie. Así como también las brocas Policristalinas (PDC) está diseñada para perforaciones rotativas direccionales y motorizadas, además facilita la perforación con diámetro uniforme y precisión de trayectoria (Figura 6).

**Figura 6. Brocas PDC.**

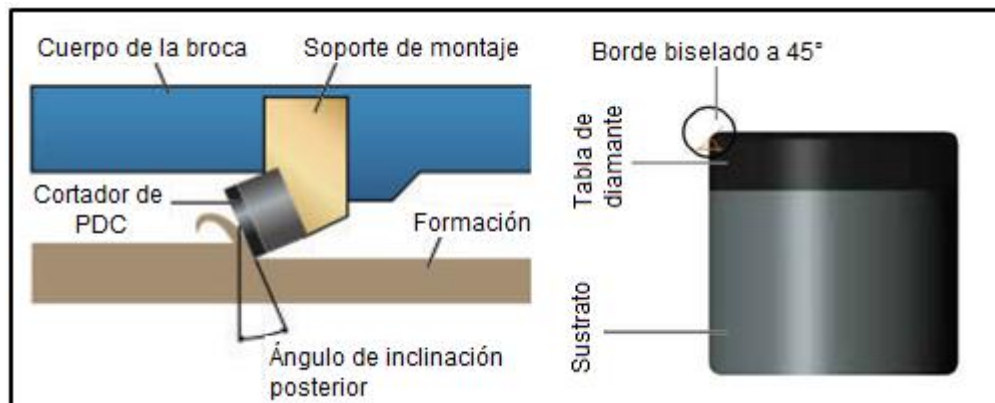


Fuente: Oilfield Review, SLB. Tecnología de barrenas de PDC para el siglo XXI.

<sup>3</sup> HAWKER, David. VOGT, Karen, y ROBINSON, Allan. Op. Cit., p.32.

- **Mecanismo de corte de las brocas PDC.** El principio de las brocas PDC es el cizallamiento generado por los cortadores de la broca que vencen la resistencia de la formación, perforando lentamente pulverizando la roca, lo que hace necesario una gran carga sobre la broca y altos esfuerzos de torsión. Estas brocas deben ser operadas a altas RPM para un funcionamiento óptimo. Un cortador PDC está conformado por una serie de diamantes sintéticos unidos a una base de carburo de tungsteno. Se pueden encontrar 5 tamaños básicos de cortadores, que varían desde 8 milímetros hasta los 19 milímetros (Figura 7)<sup>4</sup>.

**Figura 7. Mecanismo de corte broca PDC.**

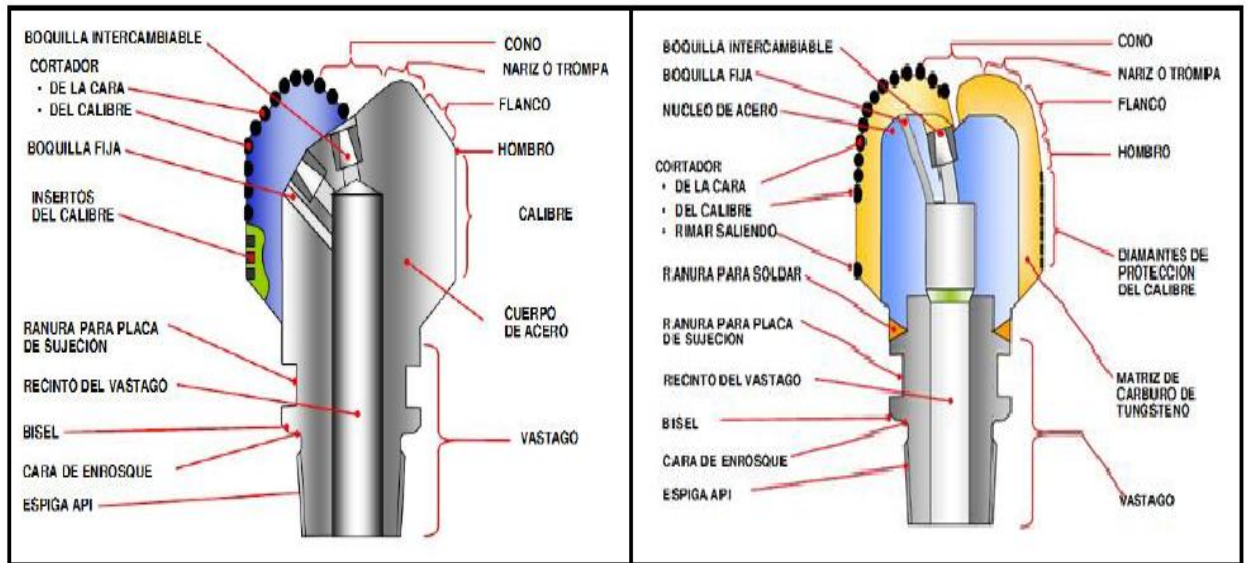


Fuente: Modificado de, GORDON R. Orlando. Seminario brocas de perforación nivel básico 2011.

- **Cuerpo de la broca PDC.** En la Figura 8, se ilustran las brocas con cuerpo de acero, fabricado con acero de alta aleación, para garantizar buena resistencia y elasticidad y las brocas con cuerpo de Carburo de tungsteno, fabricado a partir de carburo de tungsteno en polvo, con una aleación de níquel-cobre que actúa como aglutinante, el cual es altamente resistente a la abrasión y erosión.

<sup>4</sup> DE LA TORRE GONZÁLEZ, Pablo Antonio. Selección de barrenas por correlación. Tesis de grado Ingeniero Petrolero. México: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010.

**Figura 8. Brocas de cuerpo de acero y de Tungsteno.**



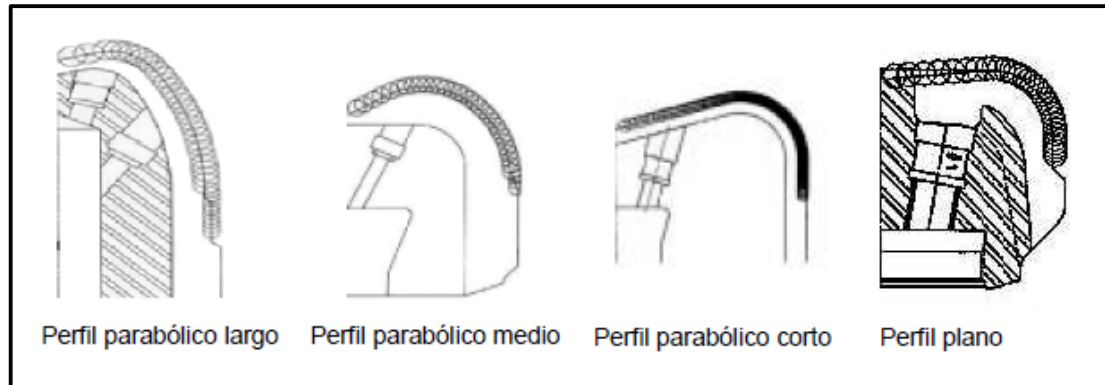
Fuente: NOV. ReedHycalog-Drill Bits. Generalidades brocas de perforación. Disponible en: <http://www.slideshare.net/DavidGualteros/brocas-de-perforacion>

- **Perfil de la broca PDC.** El perfil de la broca PDC se refiere a qué tan altos o bajos están los cortadores de la nariz con respecto al gauge. Su objetivo principal es que el desgaste de la estructura de corte de la broca se mantenga equilibrado y de esta forma mejorar la estabilidad de la broca<sup>5</sup>.

Las brocas con un perfil parabólico largo y medio son utilizadas principalmente en pozos verticales, mientras que las brocas con el perfil parabólico corto y perfil plano son utilizadas con mayor frecuencia en la perforación de pozos direccionales (Figura 9). Además de esto el diseño del perfil permitirá establecer el número de cortadores que se adaptarán en una aleta.

<sup>5</sup> HAWKER, David. VOGT, Karen, y ROBINSON, Allan. Op. Cit., p.32.

**Figura 9. Perfiles de las brocas PDC.**



Fuente: BURGOYNE, Adam. Applied Drilling Engineering. SPE, 1991.

- **Calibre o guaje.** El calibre es referido a la parte más baja de la aleta y está encargada de darle estabilidad a las aletas. Existen diferentes tamaños para el calibre, esto depende de su uso y tamaño de la misma, ya que mientras mayor sea el diámetro de la broca mayor podrá ser la longitud del gauge. Las brocas con calibres muy largos son utilizadas principalmente en pozos verticales y las de calibres cortos en pozos direccionales (Figura 10).

**Figura 10. Calibre de las brocas PDC.**



Fuente: Modificado de, GORDON R. Orlando. Seminario brocas de perforación nivel básico 2011. PDVSA.

**1.5.2.2 Clasificación IADC para brocas de cortadores fijos.** Se utiliza un código al igual que para las brocas tricónicas, de cuatro caracteres para clasificar las brocas, el primero alfabético y los tres restantes numéricos (Tabla 2).

- **Primer Carácter** (Tipo de cuerpo de la broca).

En el primer carácter se muestra el material del que está fabricada la broca. Con una “M” si es de matriz, y con una “S” si es de acero.

- **Segundo Carácter** (Dureza de la formación).

El segundo carácter presenta la dureza de formación. La dureza va desde el 1 que indica que es una formación muy blanda, hasta el 7 que indica que se trata de una formación muy dura.

- **Tercer Carácter** (Tamaño y tipo de cortador).

Este carácter indica el tipo de cortador y el diámetro de las pastillas de PDC. Esta va desde durezas de formaciones muy blandas a medias. De las durezas de formaciones medias-duras a extremadamente duras ya no es utilizada la pastilla de PDC.

- **Cuarto Carácter** (Perfil de la broca).

Se utiliza el 1 para perfil plano, hasta el 4 que es el perfil parabólico largo.

**Tabla 2. Clasificación IADC para brocas de cortadores fija.**

1er Carácter		2do Carácter	3er Carácter		4to Carácter			
CUERPO		FORMACIÓN	TAMAÑO		PERFIL			
					1	2	3	4
<b>"M" MATRIZ</b>	<b>"S" ACERO</b>	1. Muy blanda	2	PDC, 19 mm	Perfil plano.	Perfil parabólico corto	Perfil parabólico medio	Perfil parabólico largo
			3	PDC, 13 mm				
			4	PDC, 8 mm				
		2. Blanda	2	PDC, 19 mm				
			3	PDC, 13 mm				
			4	PDC, 8 mm				
		3. Blanda media	2	PDC, 19 mm				
			3	PDC, 13 mm				
			4	PDC, 8 mm				
		4. Media	2	PDC, 19 mm				
			3	PDC, 13 mm				
			4	PDC, 8 mm				
		5. Mediamente dura	1	Diamante natural				
			2	TSP				
			3	Combinación				
		6. Dura	1	Diamante natural				
			2	TSP				
			3	Combinación				
		7. Extremadamente dura	1	Diamante natural				
			4	Impregnada de diamante				

Fuente: Modificado de, CEDIP. Barrenas e hidráulica de perforación. [en línea] Disponible en: "<http://www.cedip.edu.mx/tomos/tomo04.pdf>".

## 1.6 CLASIFICACIÓN IADC PARA BROCAS DESGASTADAS

El sistema de clasificación de la IADC para brocas desgastadas presentado en la Tabla 3, permite registrar 8 factores o criterios de evaluación del desgaste. Aplica tanto para brocas de conos como para brocas de cortadores fijos, a pesar de que

los códigos existentes para el desgaste son diferentes para cada una. Esta información es esencial para el análisis detallado para la operación de las brocas<sup>6</sup>.

El desgaste de los dientes internos y externos es evaluado de 0 a 8 (0=no tiene desgaste, 8 = desgaste total; llenado en los casilleros 1 y 2 respectivamente). El tercer casillero es para especificar la característica del desgaste y el cuarto para definir su ubicación.

El quinto casillero permite calificar la condición de los cojinetes ya sean sellados o no, por lo general son tres espacios. En el caso de brocas de cortadores fijos en este espacio se coloca una "X".

El sexto casillero se debe colocar la evaluación del calibre de la broca en dieciseisavos de pulgadas. Se debe disponer del anillo de calibración correspondiente para evaluar el desgaste. El séptimo casillero permite especificar un desgaste secundario. El octavo casillero es para indicar la razón por la cual la broca fue sacada del pozo.

---

<sup>6</sup> Smith International." Manual de entrenamiento", documento electrónico, 2005

**Tabla 3. Clasificación IADC para brocas desgastadas.**

Estructura De Corte				B	B	B	G	Observaciones	
Hileras Interiores	Hileras Exteriores	Carac Desgaste	Localización	Balero Sello	Balero Sello	Balero Sello	Calibre	Otra Carac	Razones De Salida
3	5	CC	C	E	E	E	I	BT	TD

Desgaste Del Cortador	Desgaste Del Balero	Desgaste Del Calibre	Razón De Salida
0 = Sin Desgaste . . 8 = Sin Estructura De Corte Usable	<b>Baleros No Sellad</b> 0 = Sin Desgaste . . 8 = Totalmente Desgastado  <b>Baleros Sellados</b> E = Sello Efectivo F = Sello Fallado X = Brocas PDC	1 = Calibre 1 = 1/16" Desgastado 2 = 2/16 Desgastado E .	BHA = Cambio De Ensamblaje De Fondo DNF = Falla De Motor De Fondo DST = Falla De La Sarta De Producción. DTF = Falla Herramienta De Fondo LOG = Toma De Registros CM = Condiciones De Lodo CP = Corte De Núcleo DP = Sarta Tapada FM = Cambio De Formación HP = Problemas En El Agujero PP = Presión De Bombas PR = Ritmo De Penetración RIG = Reparación Del Equipo TD = Profundidad Total/TR TQ = Torque Tw = Sarta Torcida WC = Condiciones Climatológica

Característica De Desgaste
BC = Cono Roto BT = Diente/Cortador Roto BU = Embolada *CC = Cono Fracturado *CD = Cono Arrastrado *CI = Interferencia De Conos CR = Desgaste Centr: CT = Diente Aislado ER = Erosión FC = Cortador Plano HC = Sobre calentamie JD = Daño Por Chatarra *LC = Cono Perdido LN = Tobera Perdida LT= Dientes Perdidos OC = Desgaste Excéntricos PB = Broca Comprimida PN = Tobera Tapada RG = Calibre Redondeado RO = Anillado SD = Daño Del Faldón SS = Desgaste Auto Filado TR = Arrastre WT= Diente Cortador Desgastado NO = Sin Desgaste Importante Brocas Triconicas

Localización Del Desgaste
C = Cono 1,2,3 N = Nariz T = Hilera Intermedia S = Hombro G= Gauge O Calibre A = Todas Las Areas

Fuente: Modificado de, Smith International." Manual de entrenamiento", documento electrónico, 2005

### 1.7 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Los parámetros de perforación consisten en medir y registrar en función de la profundidad, uno o varios valores físicos durante la perforación, cuyas variaciones

dependen del terreno atravesado<sup>7</sup>. La breve descripción de los parámetros de perforación se considera necesaria.

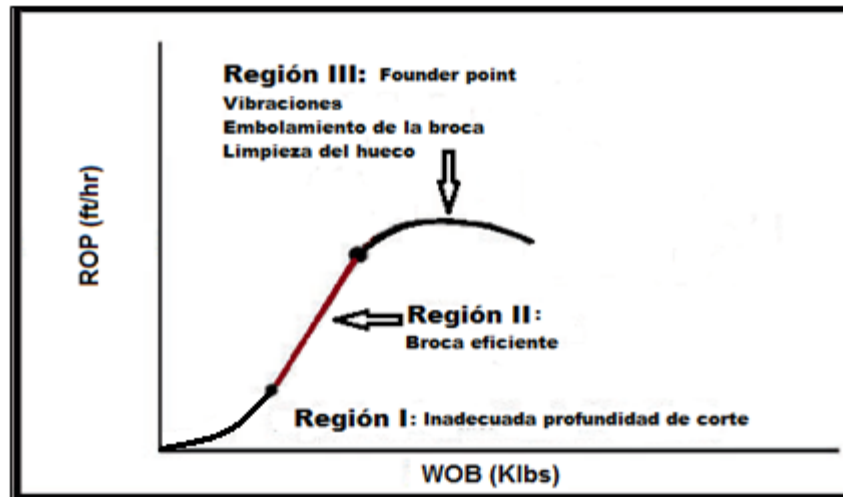
**1.7.1 Peso sobre la broca (WOB).** El peso sobre la broca permite incrementar la velocidad de penetración dentro de las recomendaciones que marca la directriz de la hoja de especificaciones del fabricante, a medida que la estructura de corte de la broca se desgasta, este necesitará más peso para mantener la velocidad de penetración y la estabilidad de la broca aumenta generalmente cuando se aumenta el WOB.

Las exigencias del WOB dependen principalmente del tipo y dureza de la formación, conforme va aumentando la fuerza compresiva de la formación, es importante aumentar el peso aplicado sobre la broca y bajar la velocidad de rotación. Si la formación es altamente abrasiva, es necesario mantener o reducir ligeramente el WOB y bajar las RPM, ya que esto incrementará el desgaste de los dientes de la broca. Además, es importante controlar el WOB aplicado, para minimizar la posibilidad de que se generen problemas en ella, como embotamiento o vibraciones, lo cual puede afectar la vida útil de la herramienta (Figura 11).

---

<sup>7</sup> JEAM LUTZ COMPANY. Parámetros de perforación. [en línea] Disponible en: <http://www.jeanlutzsa.fr/DNN/es/LOSPROCEDIMIENTOS/Geot%C3%A9cnica/Par%C3%A0metros%20de%20perforaci%C3%B3n.aspx>

Figura 11. Respuesta general de la ROP cuando está sujeta al cambio de WOB.



Fuente: FRED E. DuPriest, ExxonMobil and William L. Koederitz, SPE (2005)

**1.7.2 Velocidad rotaria (RPM).** Este parámetro es sinónimo de "revoluciones por minuto", representa la velocidad de rotación de la sarta de perforación. Rangos específicos de rotación tienen las brocas para ampliar la vida de la misma y así poder lograr óptimas velocidades de penetración.

Si se posee un motor de fondo la cantidad de RPM total aumentará. El cálculo del número de revoluciones por minuto se hace mediante la suma de las vueltas en el equipo superficial y las del motor de fondo.

**Ecuación 1. Revoluciones por minuto totales [rpm].**

$$RPMT = RPMS + RPMM$$

Donde:

RPMT = revoluciones por minuto totales [rpm].

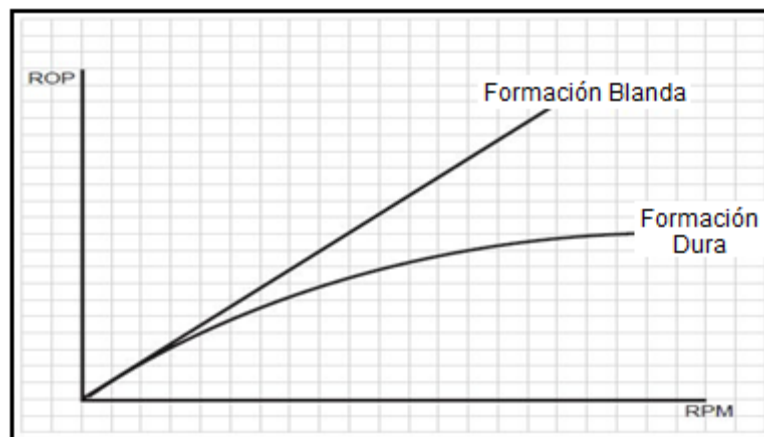
RPMS = revoluciones por minuto del equipo superficial [rpm].

RPMM = revoluciones por minuto del motor de fondo [rpm].

La cantidad de RPM depende de la dureza y abrasión de la formación. Al aumentar la fuerza compresiva de la formación es necesario bajar las RPM, ya que con RPM más altas es más eficiente la perforación en formaciones blandas. Al contrario, un RPM más bajo es eficiente en formaciones duras o abrasivas ya que minimiza vibraciones y desgaste de los elementos de corte. Algunas formaciones pueden ser considerablemente blandas pero abrasivas, siempre es necesario optimizar las RPM para prevenir vibraciones<sup>8</sup>.

La velocidad de penetración debe incrementar a altas velocidades si la hidráulica es buena y no ocurre aspereza en la perforación. Los límites en la RPM son generalmente impuestos por consideraciones de seguridad para la tubería de perforación. La Figura 12, muestra como varía el ROP con el RPM de acuerdo con la formación, se observa una relación lineal para formación blanda y opuesta en formaciones duras.

**Figura 12. Relación entre la ROP y las RPM respecto a la dureza de la formación.**



Fuente: EFFENDI SANTOSO, Hero. Bit Performance

<sup>8</sup> ENI, "Drilling Design Manual", documento electrónico, 2008. Pág 150

**1.7.3 Torque (TRQ).** Este parámetro es el esfuerzo de tensión de la sarta de perforación mientras está girando. En las formaciones homogéneas se puede considerar un torque constante, pero de no ser así se obtendrán cambios considerables en él. Un torque estable generalmente indica que factores como la hidráulica, RPM y WOB están bien coordinados.

Se dice que se perfora rotando, cuando se utiliza la mesa rotaria para imprimirle revoluciones por minuto a la sarta, y se le llama deslizar cuando la sarta se encuentra inmóvil mientras se le ajusta la inclinación y el azimut para poder direccionar el pozo, utilizando únicamente el gasto de lodo y el motor de fondo<sup>9</sup>. Cuando hay un exceso de torque se puede limitar la longitud del intervalo horizontal, puesto que, esto podría causar daño a las juntas o a las conexiones débiles de la tubería o a las paredes más delgadas de ésta.

El torque es mayor cuando se perfora rotando ya que toda la tubería está en movimiento, al contrario que al estar deslizando, ya que es en esta operación el torque es mínimo. El incremento en el torque puede ser causado por cambios en el ángulo del pozo, cambios de formación, incremento en el peso sobre la broca, un aumento en el daño que sufren los cortadores, conos o aletas. La disminución en el torque se puede presentar por cambios en la formación, cambios en la velocidad de rotación o enderezamiento del ángulo del pozo.

**1.7.4 Tasa de flujo (Caudal).** El caudal es la cantidad de fluido de perforación que avanza por unidad de tiempo en diferentes puntos del sistema de circulación de un taladro, su unidad es galones por minuto (GPM).

---

<sup>9</sup> MITCHELL, Bill. "Advanced Oilwell Drilling Engineering". 1995, Pág. 404.

El caudal afecta la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo brindan mejor limpieza que las bajas, ya que, transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular, he incrementan la energía hidráulica en la broca. Si la limpieza del agujero no es eficaz, los cortes pueden molestar en el fondo, disminuyendo la superficie de corte de la broca con el fondo, esto obviamente tendría un efecto perjudicial en el ROP.

Algunos factores limitantes del caudal en brocas e hidráulica son:

- **Caudal mínimo:** este garantiza una limpieza mínima de los cortes o ripidos del pozo y el enfriamiento de los cortadores de PDC de la broca. No es conveniente reducir el caudal mínimo, ya que un caudal bajo podría provocar embotamiento y reduce la limpieza del agujero, provocando la disminución en el caudal de penetración, incrementando el costo de operación.
- **Caudal máximo:** es dado cuando está limitado por las características de la bomba del taladro y las condiciones de presión de los diferentes equipos y accesorios del taladro. Puede resultar una limitante las condiciones de flujo y la presión de las herramientas que conforman la sarta de perforación.
- **Caudal crítico:** hace referencia al caudal que generará una velocidad de circulación crítica en el anular, un valor de velocidad por el cual el régimen de flujo cambiará de laminar a turbulento, a lo que es necesario evitar problemas de las herramientas que conforman la sarta de perforación.
- **Caudal óptimo:** certifica la pérdida de presión óptima de la broca de acuerdo al método hidráulico seleccionado.

**1.7.5 Velocidad de penetración (ROP).** Es el parámetro más indispensable que se registra mientras el pozo está siendo perforado, este parámetro además indica si es necesario continuar perforando con la broca o si se debe cambiarla debido a que su valor no está dentro del rango adecuado de operación, también dependerá

del modo en que se está trabajando (rotando o deslizando). Su unidad de medida puede estar en intervalos de profundidad ganada sobre un intervalo de tiempo (ft/hr).

La velocidad de penetración (ROP) es inversamente proporcional a la resistencia de compresión de la roca, lo que lo convierte en un indicativo de cambios litológicos y formaciones, debido al cambio de la velocidad de corte de la broca. La velocidad de penetración va a depender mucho de la dureza y característica de la formación, además del tamaño y forma de los elementos de corte de la broca y del peso aplicado por unidad de diámetro de la broca.

### **1.8 FACTORES QUE AFECTAN LA VELOCIDAD DE PENETRACIÓN (ROP)**

Los factores que tienen un efecto sobre la velocidad de penetración se muestran en dos clasificaciones generales tales como controlables y del medio ambiente. Los factores controlables son los que pueden ser cambiados al instante como el peso sobre la broca (WOB), velocidad rotacional de la broca (RPM) y el sistema hidráulico, donde su influencia sobre la ROP fue explicada anteriormente.

Los factores ambientales por otra parte no son controlables, tales como propiedades de la formación y los requisitos de fluidos de perforación. La razón de que el fluido de perforación se considera que es un factor ambiental es debido al hecho de que se requiere una cierta cantidad de densidad con el fin de obtener ciertos objetivos, tales como tener suficiente sobrepresión para evitar el flujo de fluidos de la formación hacia el pozo<sup>10</sup>.

---

<sup>10</sup> TUNA Eren “Real-Time-Optimization Of Drilling Parameters During Drilling Operations”.

**1.8.1 Selección de la Broca.** A más dura la formación, entonces más dura la broca debe ser. Formaciones más blandas no requerirán brocas duras, y las mejores velocidades de penetración serán logradas con dientes más grandes y ovalados. Más dura la formación, más corto y plano debe ser el diente. La selección de la broca está determinada en los registros de brocas anteriores y en los registros de costos de pozos cercanos y las litologías esperadas.

**1.8.2 Presión Diferencial.** Es la diferencia entre la presión de formación y la presión debida al peso de la columna vertical del fluido de perforación (presión hidrostática del lodo). Cuando estas dos presiones son iguales, se indica que el pozo esta balanceado. Cuando la presión hidrostática del lodo es más grande que la presión de formación, entonces el pozo esta sobre balanceado. De igual forma, el pozo está sub-balanceado si la presión de formación es la más grande de las dos. A más grande el sobre balance, más lenta la velocidad de penetración. Típicamente entonces, mientras más alto el peso del lodo, más lento el ROP. Igualmente si aumenta la presión de formación, el ROP aumentara<sup>11</sup>.

**1.8.3 Desgaste de la broca.** Debido a que la broca se desgasta en una continua perforación, la velocidad de penetración notoriamente disminuirá. Este cambio en la velocidad de penetración es una de las consideraciones principales para establecer cuando la broca debe ser retirada y remplazada del hueco.

**1.8.4 Litología.** La velocidad de penetración es una de las herramientas interpretativas esenciales usadas por el Geólogo y el personal de registro para reconocer los cambios de formación. Los factores anteriores que pueden afectar la

---

<sup>11</sup> DAVID HAWKER Karen Vogt "Procedimientos Y Operaciones En El Pozo".

ROP tienen que ser tenidos en cuenta para estipular la razón del cambio. Si ningún factor puede explicar un aumento o disminución del ROP entonces el cambio tiene que ser el resultado de un cambio en las propiedades de la formación.

Las propiedades que afectan la ROP incluye la mineralogía y dureza (más duro más lento), la porosidad (mayor – más rápido), consolidación contra cementación (bien consolidado – más lento) inclusiones minerales como pirita (más lento), etc.

**1.8.5 Profundidad.** Con una profundidad y sobrecarga mayor, la litología se vuelve más compacta, resultando en una reducción de la porosidad. Como la proporción de la roca aumenta, la litología se vuelve más difícil de perforar.

**1.8.6 Fuerza De Impacto Hidráulico.** Este parámetro es la relación entre el tiempo con el cambio del momento del fluido. El momento del fluido a través de la broca a su vez es un producto consecuencia de la densidad, caudal y velocidad del fluido en las toberas.

**1.8.7 Perfil Direccional del Pozo.** Este direccionamiento produce que las tuberías generen fricción con las paredes del pozo, afectando el ROP y requiriendo un ajuste en los parámetros de perforación manejados.

**1.8.8 Ensamblaje de Perforación (BHA).** El BHA constituye la herramienta principal en el control de direccionamiento de los pozos, ya que una configuración no adecuada de sus componentes podría generar cambios negativos en la trayectoria de perforación planificada.

**1.8.9 Vibraciones.** Es uno de los principales factores que limita la entrada de energía, la estabilidad del pozo y causa de daños en la columna de perforación. Se pueden presentar vibraciones axiales, laterales y torsionales.

## **1.9 GENERALIDADES DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)**

Una manera óptima de evaluar el desempeño de una broca y en general de todo el proceso de perforación, es realizando una comparación del desempeño real con resultados de un historial de pozos vecinos. La predicción o análisis del rendimiento del sistema involucrado en la perforación puede derivarse de la energía mecánica específica (MSE), donde se puede determinar el efecto y las contribuciones de cada parámetro involucrado en el comportamiento en la ROP<sup>12</sup>.

**1.9.1 Energía Mecánica Específica (MSE).** El concepto de energía mecánica específica (MSE) está definida como la energía requerida para excavar un volumen unitario de roca. Este concepto fue introducido por R. Teale en 1964, un modelo para cuantificar la relación existente entre la cantidad de energía de entrada y la velocidad de penetración (ROP). Es un parámetro útil que puede considerarse como indicativo de la eficiencia de un trabajo de perforación y a su vez usado para mejorar su rendimiento. Este método relaciona cada uno de los parámetros registrados en la perforación, matemáticamente se expresa en la ecuación 2 y en la Figura 13 se observan las limitantes de esta ecuación.

---

<sup>12</sup> PORTILLA Esteban, SUÁREZ Diego Fernando y MEJÍA Yuliana. Optimización de parámetros de perforación con MSE e impacto en la construcción de un pozo en el campo YARIGUÍ – CANTAGALLO. Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 12 N° 2 de 2014 - Jul/Dic.

## Ecuación 2. Energía mecánica específica.

$$MSE = \frac{480 * TRQ * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi * D^2}$$

En donde:

MSE= Energía mecánica específica, [psi].

TRQ= Torque, [ft\*Lb].

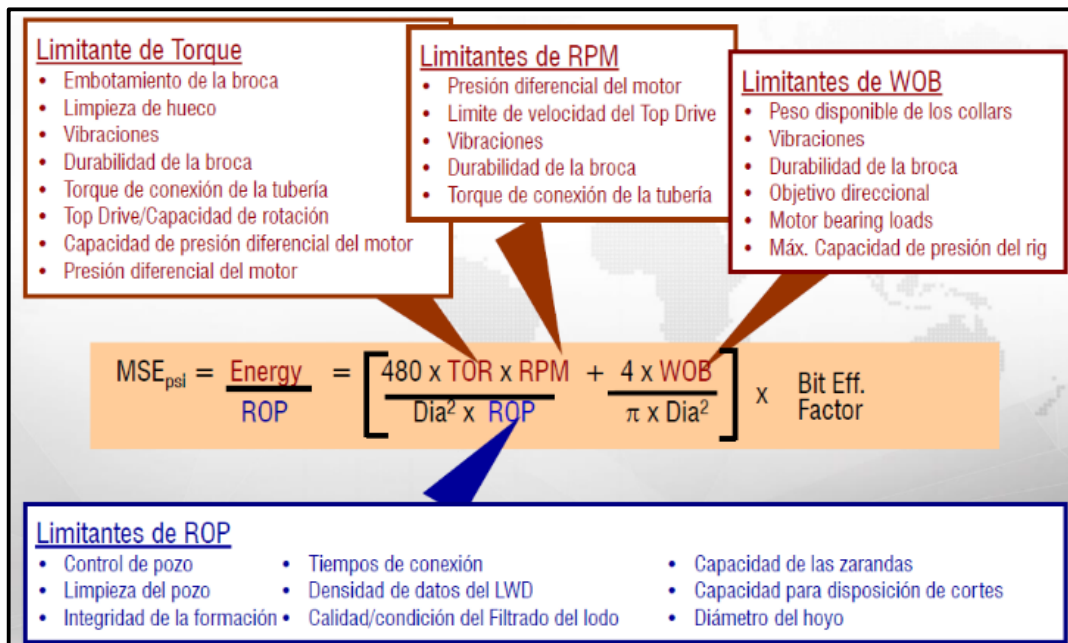
RPM= Revoluciones por minuto de la broca, [rev/min].

WOB= Peso sobre la broca, [Lb].

ROP= Velocidad de penetración, [ft/h].

D= Diámetro de la broca, [in].

Figura 13. Limitantes de la ecuación de MSE.



Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO DOWNHOLE (NOV).

Estudios han demostrado que los valores de MSE son numéricamente iguales a la resistencia compresiva no confinada de la roca (UCS), en libras por pulgada cuadrada (psi). Este hecho es un factor importante desde el punto de vista operacional ya que sirve de referencia para estimar la eficiencia en la perforación. La máxima eficiencia mecánica se presenta en la ecuación 3.

### **Ecuación 3. Máxima eficiencia mecánica**

$$EFF_M = \frac{MSE_{min}}{MSE} * 100$$

Dónde:

$EFF_M$  = Máxima eficiencia mecánica

$MSE_{min}$  = Resistencia de la roca = UCS, [psi].

MSE = Energía mecánica específica, [psi].

Pessier en 1998, certifico la ecuación de máxima eficiencia mecánica de Teale, bajo presión hidrostática donde la resistencia de la roca está bajo confinamiento (CCS). Esto posibilito una mejor aproximación a lo que realmente está ocurriendo al momento de la perforación<sup>13</sup>. En la ecuación 4, se muestra la nueva eficiencia mecánica.

### **Ecuación 4. Máxima eficiencia mecánica corregida.**

$$EFF_M = \frac{CCS}{MSE}$$

Dónde:

---

<sup>13</sup> PESSIER, R.C., Fear, M.J.: "Quantifying common drilling problems with mechanical specific energy and bit-specific coefficient of sliding friction". SPE- 24584, 1992.

$EFF_M$  = Máxima eficiencia mecánica

CCS = Resistencia de la roca bajo confinamiento, [psi].

MSE = Energía mecánica específica, [psi].

**1.9.2 Energía Mecánica Específica Ajustada (MSEaj).** La eficiencia máxima de la perforación en condiciones de campo es por lo general mucho más baja, a menudo en el rango de (30 a 40%). Esta ineficiencia resulta en una medición de MSE que es de alrededor de tres veces la resistencia de la roca. Se ajusta el MSE (MSEaj) para que el valor representado esté más cerca de la resistencia de la roca conocido. De esto surge el factor de eficiencia  $EFF_M$  como un valor intermedio del 35% que se usa de forma uniforme<sup>14</sup>. En la ecuación 5, se presenta el MSE ajustado.

#### **Ecuación 5. MSE ajustado**

$$MSE_{aj} = MSE * EFF_M$$

Reemplazando la **ecuación 2** en la **ecuación 5** obtenemos:

#### **Ecuación 6. MSE ajustado.**

$$MSE_{aj} = 0.35 * \left( \frac{480 * TRQ * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi * D^2} \right)$$

Existen diferentes modelos para la obtención de la Energía Mecánica Específica (MSE). Se diferencian principalmente por la información que requieren para poder aplicarlas, pero la tendencia de respuesta de estas es muy similar. La ecuación 6,

---

<sup>14</sup> ARMENTA, Miguel. Identifying inefficient drilling conditions using drilling specific energy. SPE 116667, 2008.

Se emplea para determinar una eficiencia de MSE del 35% y es muy práctica de utilizar ya que solo requiere de los parámetros de perforación.

La respuesta del comportamiento de la energía en zonas en donde se está deslizando tubería, puede hallarse mediante la ecuación de Koederitz, que tiene el mismo funcionamiento de la ecuación de Teale, brindando una mejor lectura de la eficiencia de perforación, su única restricción es que para emplearla se necesita una información adicional de motor como se puede apreciar en la ecuación 7.

**Ecuación 7. MSE con motor de fondo.**

$$MSE = \frac{4WOB}{\pi * D^2} + \frac{480 * (N + K_N * Q) * \left(\frac{Tq_{max}}{\Delta P_{max}}\right) \Delta P + TRQ}{D^2 * ROP}$$

Dónde:

MSE = Energía mecánica específica, [psi].

Tq<sub>max</sub> = Torque máximo del motor, [ft-Lb].

N = Revoluciones por minuto de la broca en superficie, [rev/min].

WOB = Peso sobre la broca, [lb].

ΔP<sub>max</sub> = Diferencial máximo del motor, [psi].

K<sub>N</sub> = Factor del motor, [rev/gal].

Q = Caudal, [gpm].

TRQ = Torque, [lb-ft]

ROP = Velocidad de penetración, [ft/h].

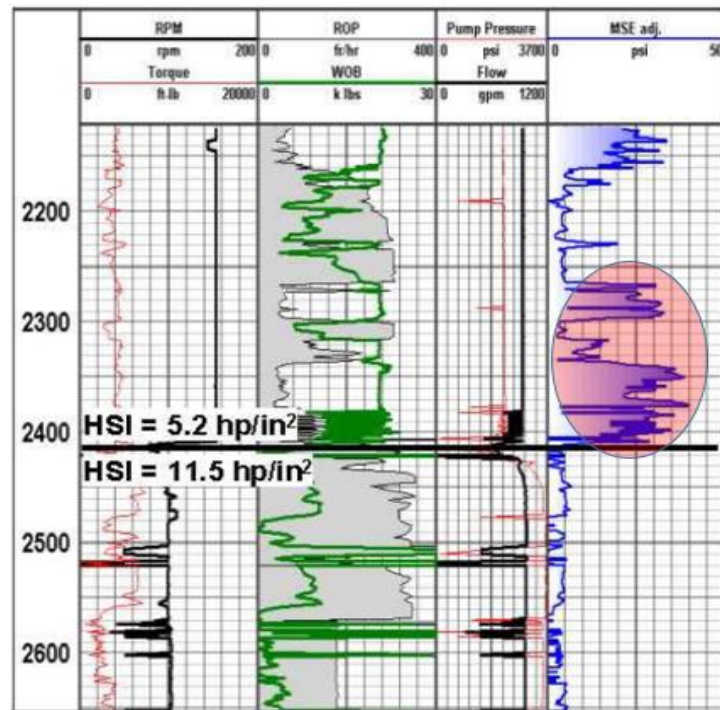
D = Diámetro de la broca, [in].

**1.9.3 Análisis del comportamiento de la curva de MSE.** El concepto de MSE no es usado únicamente para optimizar los parámetros de perforación, también es una

herramienta útil que permite identificar tres tipos de problemas en la broca y sistema de perforación, a partir de la interpretación del comportamiento de la curva MSE, que servirán para una toma de decisiones más oportuna y eficiente.

**1.9.3.1 Comportamiento de la curva de MSE ante una broca embotada.** Una broca embotada se genera en formaciones arcillosas, generalmente cuando se perfora con sistemas de fluidos base agua. Esto ocurre cuando hay acumulación de ripios dentro de la estructura de corte, obstruyendo la transferencia de energía a la roca, generando una caída en la velocidad de penetración (ROP).

**Figura 14. Energía mecánica específica (MSE) durante el embotamiento.**



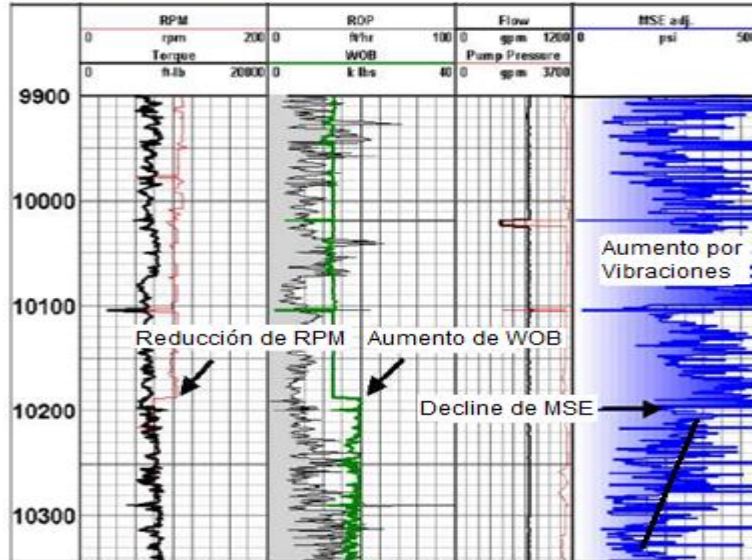
Fuente: Modificado de, FRED E. DuPriest, ExxonMobil and William L. Koederitz, Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. SPE, 2005.

En la Figura 14, se puede observar que el consumo de energía es alto con un MSE en exceso de 30000 psi en una zona conformada por lutitas y perforando a una ROP

promedio de 150 ft/hr. Se concluyó que en dicha zona existe presencia de embotamiento. La solución de este problema fue optimizar la hidráulica permitiendo a la estructura de corte permanecer con una buena limpieza y un ROP más óptimo. Luego de estos cambios, el MSE disminuyó notablemente y se perforo uniformemente a más de 350 ft/hr<sup>15</sup>.

**1.9.3.2 Comportamiento de la curva de MSE ante vibraciones.** El concepto de MSE también puede ayudar a detectar y prevenir problemas de vibraciones por medio del ajuste de parámetros de perforación en tiempo real. El aumento de MSE está bien correlacionado con el aumento de vibraciones, teniendo en cuenta que estas tendencias vibratorias pueden cambiar con la litología y otros factores, generando daños y desgaste en las herramientas de fondo.

**Figura 15. Energía mecánica específica por vibraciones.**



Fuente: Modificado de, FRED E. DuPriest, ExxonMobil and William L. Koederitz, Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. SPE, 2005.

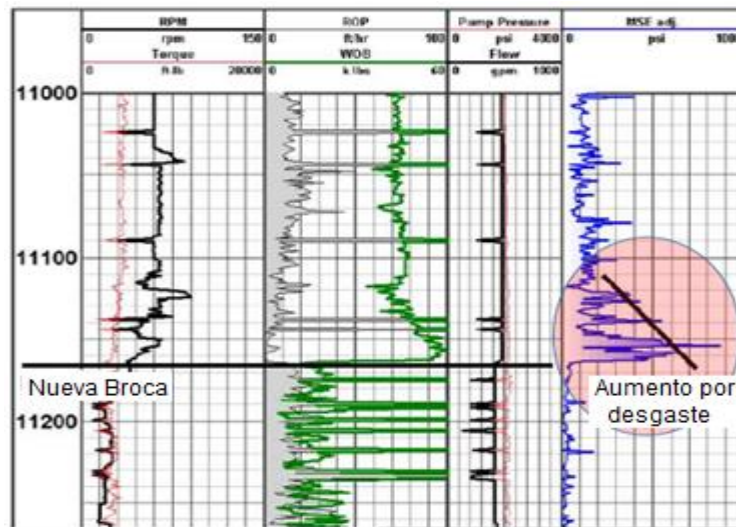
<sup>15</sup> FRED E. DuPriest, ExxonMobil and William L. Koederitz, Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. SPE 92194, 2005.

En la Figura 15, se pueden observar altos valores de MSE causados por vibraciones, generando grandes pérdidas de energía por la fricción que se produce entre las paredes del pozo y las herramientas de fondo. Los picos en la curva de MSE se cree que es debido a la tendencia de la broca a desarrollar un movimiento de remolino mientras atraviesa la formación. El  $MSE_{aj}$  se puede utilizar para ajustar los parámetros buscando mitigar las vibraciones, pero sólo dentro de un cierto rango. Si la tendencia de vibración es demasiado grande, el equipo debe modificar la broca o el sistema para lograr una mejora significativa<sup>16</sup>.

### 1.9.3.3 Comportamiento de la curva de MSE ante broca dañada o desgastada.

El uso del concepto de MSE para identificar una broca dañada o desgastada, implica en gran parte el conocimiento del operador sobre la vida útil y del rendimiento esperado de la broca, para así tomar la decisión de subirla o no, basado en la tendencia observada en la curva de MSE.

**Figura 16. Tendencia de desgaste o daño en la broca.**



Fuente: Modificado de, Fred E. DuPriest, ExxonMobil and William L. Koederitz, Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. SPE, 2005.

<sup>16</sup> DuPriest, op.cit. Pág 5.

El desgaste de la broca afecta la eficiencia de perforación, generando un mayor consumo de energía, incrementado los valores de MSE. En zonas con parámetros de perforación eficientes, el análisis se centra inicialmente en la variación del peso sobre la broca (WOB), para ver su efecto sobre la velocidad de penetración (ROP). El comportamiento normal o eficaz es que mientras aumento el WOB, la ROP aumenta y el MSE decae. En la Figura 16, se observa que en caso de desgaste de la broca el comportamiento es contrario a lo mencionado, a medida que el WOB comienza a aumentar, el ROP decae y los valores de MSE aumentan.

En este caso de tendencia de desgaste de la broca, la solución fue realizar su cambio a 11.170 ft. La nueva broca perforó a la mitad de las RPM, menor WOB, la ROP incremento eficazmente y los valores de MSE disminuyeron radicalmente, logrando los resultados esperados<sup>17</sup>.

---

<sup>17</sup> DuPriest, op.cit. Pág 5.

## **2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA**

En este capítulo, se describen las generalidades más importantes de los campos Costayaco y Moqueta, siendo de gran importancia conocer su geología y demás características principales para la realización de este proyecto.

Las generalidades constan de una reseña histórica de la cuenca y sus campos (Costayaco y Moqueta), su localización, estratigrafía, las formaciones que atraviesan los pozos, y los estados mecánicos utilizados.

### **2.1 GENERALIDADES DE LA CUENCA CAGUAN PUTUMAYO**

La cuenca Caguán-Putumayo es una región productora de petróleo y de gas, que tiene una gran importancia no solo por el volumen de reservas descubiertas, sino por las perspectivas de nuevos hallazgos para el futuro. Más de 665 MBO han sido potencialmente generados y hasta la fecha en el área hay 41 campos que aportan el 5% de la producción total del país. La evidencia del potencial de exploración de esta cuenca incluye una producción importante, grandes campos petroleros (Orito y Costayaco), 22 campos pequeños (entre los cuales se incluyen el campo Moqueta) y la presencia de campos gigantes en la cuenca de Oriente en Ecuador<sup>18</sup>.

La exploración en la cuenca fue iniciada en 1937. Luego en 1963, Texaco descubrió el principal campo, Orito con reservas por el orden de los 250 MBO<sup>19</sup>. La existencia

---

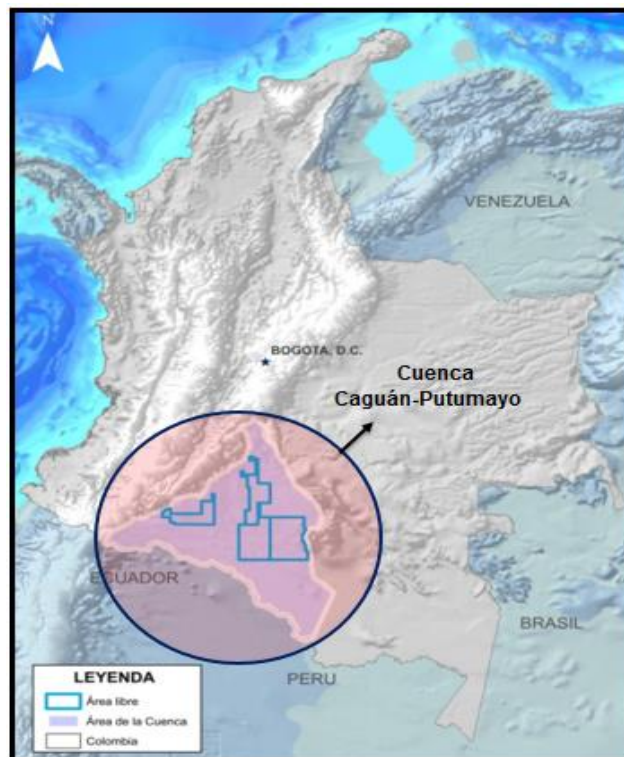
<sup>18</sup> PETRONORTE. Cuencas donde tenemos presencia. Disponible en: <http://www.petrnorte.com/es/operaciones/cuenca-del-caguan-putumayo>

<sup>19</sup> PETRONORTE. Op. Cit., p.1.

de un sistema petrolífero se documenta con varios campos petroleros descubiertos en la cuenca. Dos extensiones productivas, una falla invertida de alto ángulo y anticlinales relacionados con torsión, dan cuenta de la mayoría del crudo descubierto hasta ahora. Adicionalmente, las extensiones productivas también son importantes objetivos de exploración.

**2.1.1 Localización Geográfica.** Limita al occidente con la cordillera Oriental y al oriente con el Escudo de la Guyana; al norte con la Serranía de la Macarena y al sur con el límite internacional con Ecuador (Figura 17). La Cuenca de Caguán-Putumayo abarca una región de 110.304 kilómetros cuadrados.

**Figura 17. Ubicación geográfica de la cuenca Caguán-Putumayo.**



Fuente: Sistemas hidrocarbúricos y análisis de plays en la Cuenca Caguán – Putumayo. ANH.

**2.1.2 Geología del petróleo.** En esta cuenca se han reportado rezumaderos, descubrimientos de petróleo (365 MBP) y gas (305 GPCS), elementos que confirman la existencia de por lo menos un sistema petrolífero activo. Se proponen como sistemas petrolíferos en la zona sur Caballos- Caballos, Caballos-Pepino, Villeta-Caballos, Villeta- Villeta y Villeta-Pepino, mientras que en la zona norte se proponen Macarena-Macarena y Macarena-Pepino.

**2.1.2.1 Roca Generadora.** Los intervalos generadores de hidrocarburo para este medio son la unidad inferior de la formación Villeta y posiblemente los niveles arcillosos de la formación Caballos. Los hidrocarburos presentes en esta roca se originaron a partir de una roca madre de ambiente marino, anóxico a subanóxico y principalmente siliciclástica, además se incluyen rocas arcillosas y margosas.

**2.1.2.2 Generación y Migración.** El modelo de generación y migración plantea altas posibilidades de entrapamiento de hidrocarburos. La evaluación geoquímica del aceite encontrado en las rocas generadoras ofrece poca evidencia para inferir una migración vertical, las trazas de aceite no son exactamente iguales que los extractos obtenidos de la roca generadora; por lo tanto, el crudo puede venir del oeste o de áreas profundas aun no perforadas. De acuerdo con los modelos geoquímicos, el hidrocarburo migró lateralmente desde zonas por fuera del límite actual de la cuenca, en la Cordillera Oriental. Esta hipótesis sugiere un importante proceso de expulsión desde las formaciones Caballos y Villeta durante el Mioceno-Plioceno temprano en el sur de la cuenca<sup>20</sup>.

---

<sup>20</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Caguán-Putumayo. 2010.

**2.1.2.3 Roca Reservorio.** Las areniscas cretácicas de la Formación Caballos son el principal reservorio en la cuenca, especialmente cuando se desarrollan fallas de un desplazamiento mayor a 61 metros. Las porosidades van desde 10% a 16% y permeabilidades promedio de 50 md. Reservorios secundarios son encontrados en las areniscas de la Formación Villeta (Areniscas T, Areniscas U Inferior, Areniscas U Superior y Areniscas M2) y los conglomerados de la Formación Pepino<sup>21</sup>.

**2.1.2.4 Roca Sello.** La roca sello regional para este medio es la formación Villeta con sus niveles de lutitas y margas de la parte Villeta Superior, desde el tope de la Caliza M2, hasta la base de la Arenisca N. Dentro de los sellos locales se consideran las intercalaciones arcillosas de la formación Caballos, el Intervalo C de la formación Villeta y las demás intercalaciones arcillosas y calcáreas de la parte Inferior de esta última<sup>22</sup>.

**2.1.2.5 Trampas.** En la zona del Putumayo, las principales trampas son: fallas inversas de alto ángulo con pliegues asociados, anticlinales relacionados con fallamientos tipo thick skinned y anticlinales relacionados con fallas inversas y back thrusts. Para la zona del Caguán, las estructuras de entrapamiento se relacionan con pliegues formados por inversión de fallas normales, así como a pliegues de arrastre tipo fault propagation fold. En el área de antepaís, para la Cuenca Caguán-Putumayo, las principales trampas son estratigráficas, debidas a acuñamientos de las secuencias cenozoicas contra el basamento.

---

<sup>21</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Caguán-Putumayo. 2010.

<sup>22</sup> GHISAYS, Alfredo, PEÑUELA, Liliana y VARGAS, Nebardo. GEOLOGÍA DE HIDROCARBUROS AVANZADA CUENCA DEL PUTUMAYO. 2004.

**2.1.2.6 Características de los Crudos.** La gravedad API de los crudos se encuentra entre 25 y 37°API, mientras que para los crudos más pesados se encuentra entre 12 y 15°API. El porcentaje en peso de contenido de azufre se encuentra en el rango de 0.27 a 1.16%. Los crudos de mayor gravedad API provienen de la Formación Caballos debido a que ha soportado una mayor historia termal (índice de madurez). Los aceites con mayor contenido de azufre provienen de la Formación Villeta, ya que estos se derivaron de una roca que poseía mayor contenido de azufre.

## **2.2 GENERALIDADES DEL CAMPO COSTAYACO**

La empresa operadora Gran Tierra Energy descubrió el Campo Costayaco en el año 2007, ubicado en el bloque Chaza, siendo de la cuenca Caguan-Putumayo el mayor productor de hidrocarburos y a su vez el segundo campo más extenso. La estratigrafía del campo consta de una secuencia Cretácica marina de aproximadamente 1250 pies de shales, micrítas, biomicrítas y areniscas cuarzosas<sup>23</sup>. Los yacimientos principales del campo son la arenisca T de la formación Villeta y la formación Caballos en donde estos tienen características sedimentológicas y estratigráficas específicas. En la Tabla 4, se presentan algunas características del campo.

---

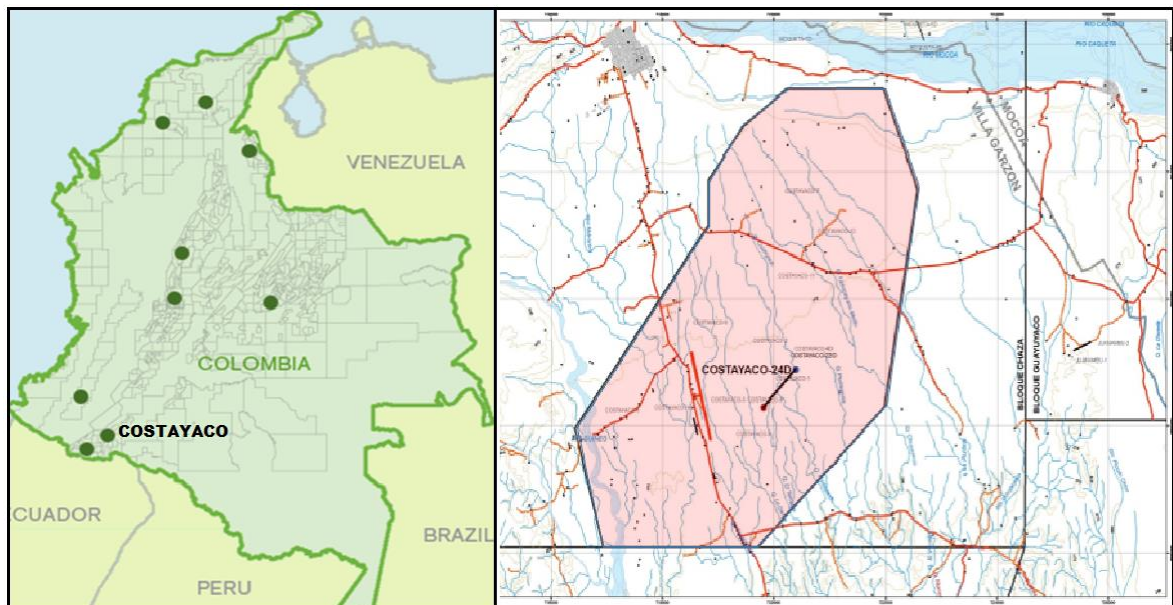
<sup>23</sup> RAMIREZ, Carlos; GUTIERREZ, Arlex y HENAO, Adriana. PETROLEUM EXPLORATION IN SUBANDEAN BASINS. Knowledge Integration - The key to success.

**Tabla 4. Características del campo Costayaco.**

CARACTERÍSTICAS	
Cuenca	Caguán-Putumayo
Profundidad promedio	8616 ft
°API	26,9 - 30,1
Reservas Probadas	17,7 MSTB
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Descubrimiento	2007

**2.2.1 Localización Geográfica.** El campo Costayaco se encuentra ubicado en el Departamento del Putumayo: a 6 kilómetros al sur del Municipio de Villagarzón (Figura 18).

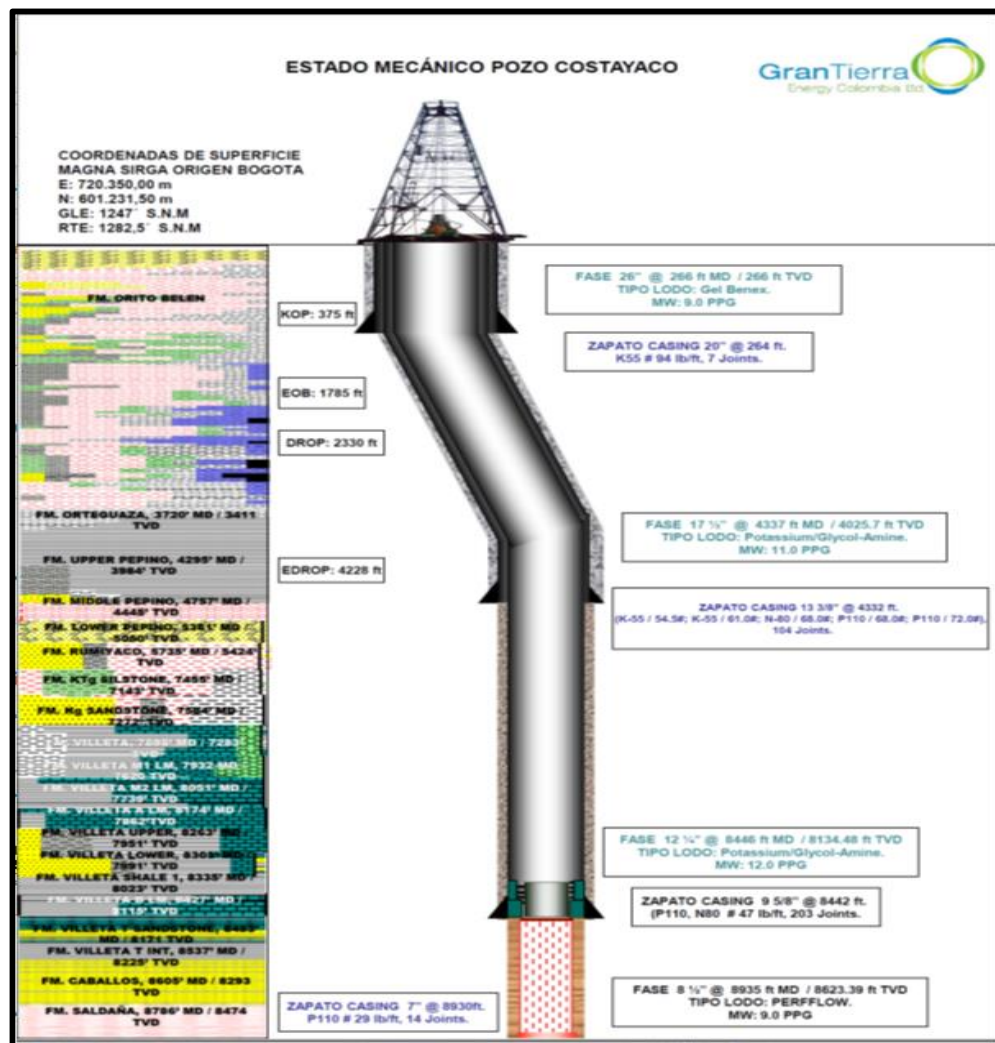
**Figura 18. Ubicación geográfica del campo Costayaco.**



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

**2.2.2 Estados mecánicos de los pozos.** En la Figura 19 se presenta el estado mecánico de los pozos estudiados, los cuales fueron perforados en cuatro secciones. La primera sección de 26" revestida con un casing de 20". La segunda sección tuvo un diámetro de 17 ½" y fue revestida con un casing de 13 3/8", en esta sección se perforo con un BHA direccional, para darle la correcta desviación al pozo. La siguiente sección es de 12 ¼" y fue revestida con un casing de 9 5/8" y la última sección es de 8 ½" y casing de 7".

**Figura 19. Estados mecánicos pozos Costayaco.**



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

## 2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO MOQUETA

La empresa Gran Tierra Energy posee el 100% de los intereses de trabajo y es la operadora en este campo. Gran Tierra Energy informó en enero de 2013 exitosas pruebas iniciales tras culminar la perforación del pozo Moqueta-7. La empresa perforó el pozo Moqueta-12 en el costado sur del campo Moqueta, para reafirmar el potencial. La formación de la arenisca T se perforó y probó desde 5.556 ft hasta 5.695 ft de profundidad medida a una tasa promedio de 780 barriles de crudo por día de 27 °API, con un corte de agua del 0,3 %. La formación Caballos se perforó y probó de 5.831 ft a 6.146 ft a una tasa promedio de 476 barriles al día de crudo de 26.3 °API con un corte de agua del 0,3 %<sup>24</sup>. En la Tabla 5, se presentan algunas características del campo.

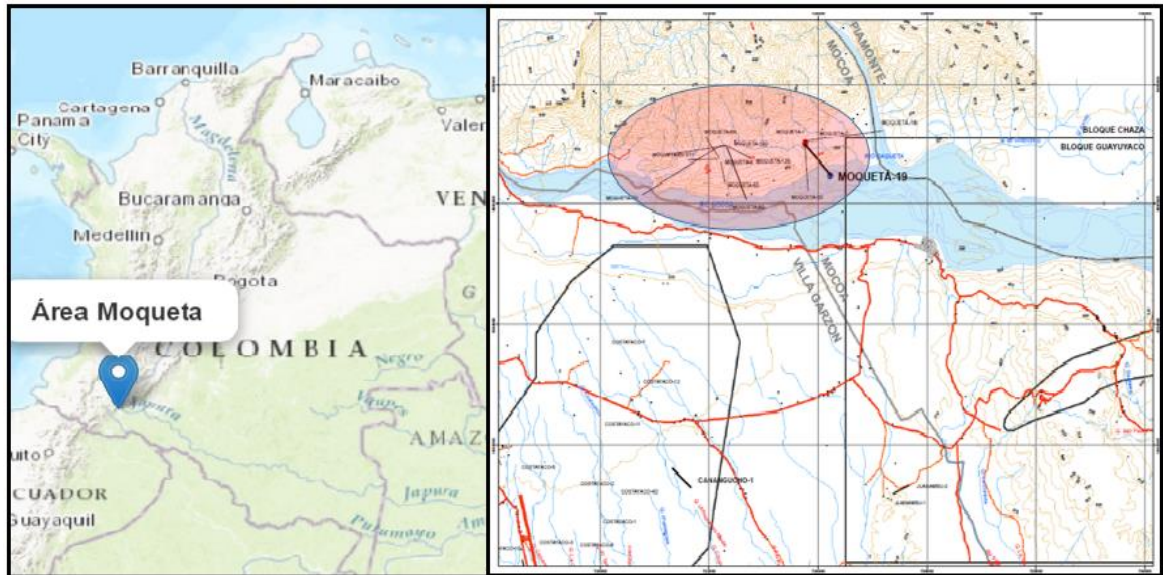
**Tabla 5. Características del Campo Moqueta.**

CARACTERÍSTICAS	
Cuenca	Caguán-Putumayo
Profundidad promedio	5500 ft
°API	26,3 - 29,6
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Descubrimiento	2013

**2.3.1 Localización Geográfica.** El Área de perforación exploratoria del campo Moqueta se encuentra ubicada en la Cuenca Caguán-Putumayo, dentro del bloque Chaza, localizado en la jurisdicción del municipio de Mocoa, en el Departamento de Putumayo, Colombia (Figura 20).

<sup>24</sup> Miputumayo.com, disponible en:” <http://miputumayo.com.co/2014/01/31/sigue-exito-de-gran-tierra-en-colombia/>”.

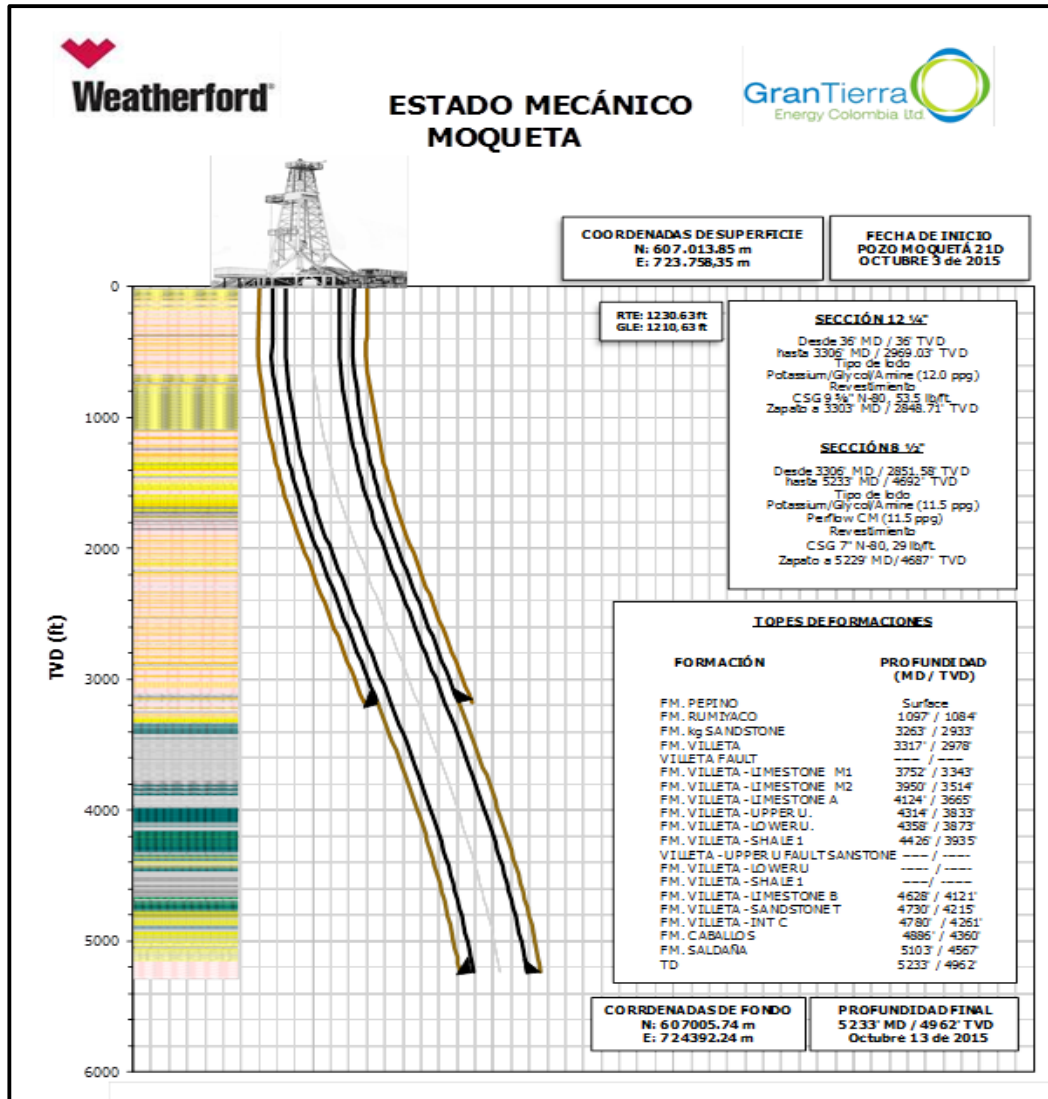
**Figura 20. Ubicación geográfica del campo Moqueta.**



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

**2.3.2 Estados mecánicos de los pozos.** Los pozos que se estudiaron fueron perforados en dos secciones. La primera sección de 12 ¼” revestida con un casing de 9 5/8”. La segunda y última sección de 8 ½” revestida con un casing de 7” (Figura 21).

Figura 21. Estados mecánicos pozos Moqueta.



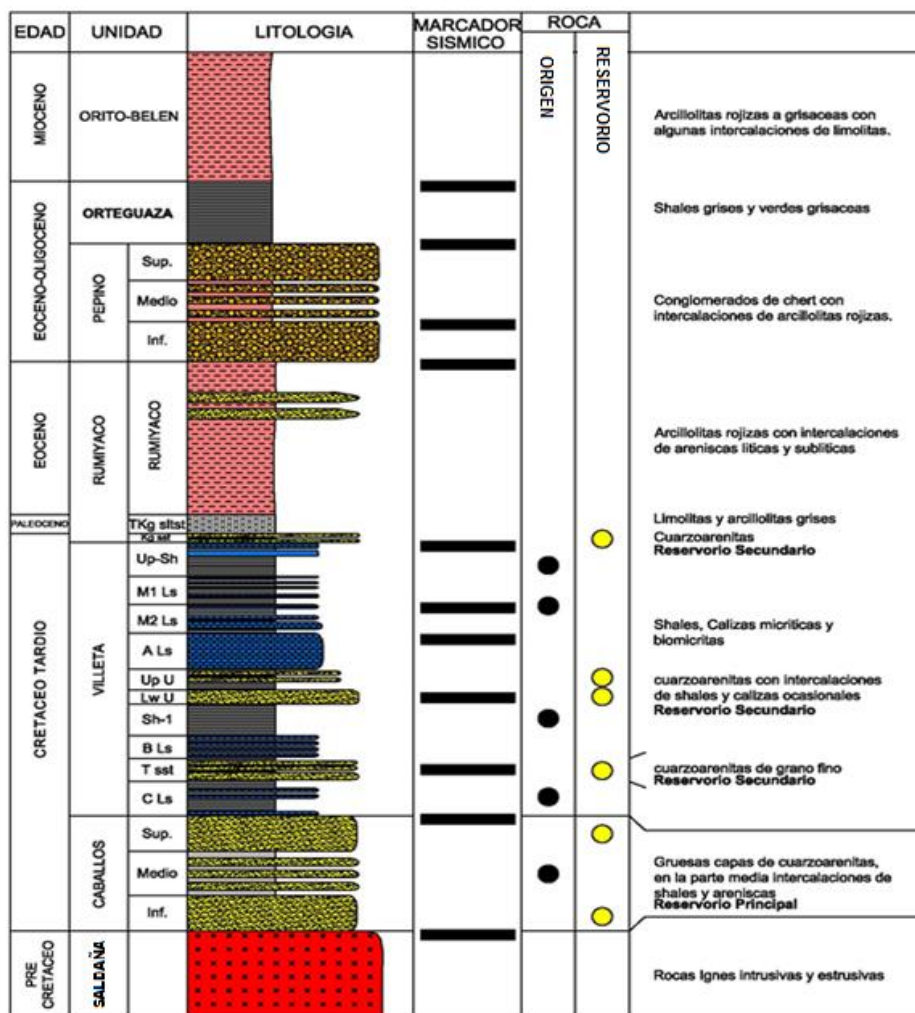
Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

## 2.4 ESTRATIGRAFÍA DE LOS CAMPOS COSTAYACO Y MOQUETA

Se presenta la columna estratigráfica para la cuenca Caguán-Putumayo, en donde se describen las formaciones que comprenden los campos Costayaco y Moqueta, su respectiva litología y periodo geológico al que pertenece.

**2.4.1 Columna estratigráfica.** En la Figura 22 se presenta la secuencia estratigráfica de esta área, comprendida por unidades litológicas con edades del Precámbrico hasta la reciente. En la Figura 6 se observa las principales formaciones perforadas en los campos Costayaco y Moqueta, resaltando que en el campo Costayaco inicia el proceso de perforación a partir de la formación Orito-Belén y en el campo Moqueta inicia en la formación Pepino medio.

**Figura 22. Columna estratigráfica de los campos Costayaco y Moqueta.**



Fuente: Gran Tierra Energy

**2.4.2 Formación Orito-Belén.** La Formación Orito-Belén está compuesta por capas gruesas a bancos de arcillolita varicoloreadas con finas intercalaciones de yeso y laminaciones carbonosas. Yace concordantemente sobre la Formación Orteguaza. Fue depositada en un ambiente continental lacustre. Tiene un espesor aproximado de 1.000 metros y la edad es asignada como Oligoceno Superior – Mioceno Medio<sup>25</sup>. Hacia el tope de la formación, la sección está conformada por depósitos conglomeráticos compuesto por fragmentos de rocas ígneas. A la base de la sección, se presentan trazas de lutitas de color gris verdoso, gris verdoso oscuro, firme, subblocosa, subplanar, local tabular, ocasional físil, laminar, local con fractura concoidea, algo limosa, local con materia orgánica diseminada.

**2.4.3 Formación Orteguaza.** Esta formación está conformada por un masivo paquete de arcillolitas, lutitas grises claras y verdosas con intercalaciones de areniscas ferruginosas de grano fino y pequeñas capas carbonosas, localmente pueden presentarse delgados mantos de lignito<sup>26</sup>. Yace concordantemente sobre la Formación Pepino. Su ambiente de depositación es continental lacustre. Tiene un espesor promedio de 300 metros y la edad asignada es Eoceno Superior – Oligoceno Inferior.

**2.4.4 Formación Pepino.** En la cuenca del Putumayo esta formación se ha dividido en tres unidades estratigráficas, denominadas de techo a base: Pepino Superior, Pepino Medio y Pepino Inferior. El ambiente de depositación es continental, de un gran abanico aluvial sobre una gran llanura de piedemonte y cortado por algunos canales principales. El espesor varía entre 400 a 1300 metros que es este último el

---

<sup>25</sup> PEÑUELA, Liliana; GHISAYS, Alfredo y VARGAS, Nerbarido. Geología de hidrocarburos avanzada cuenca del Putumayo. p 8-10. 2004.

<sup>26</sup> GRAN TIERRA ENERGY Ltda. Informe final de perforación Costayaco 24. P 34-42.

promedio y yace discordantemente sobre la Formación Rumiyo. La edad es Eoceno Superior.

**2.4.4.1 Formación Pepino Superior.** Se caracteriza por la aparición de un nivel de arenisca gris verde claro, verde claro, gris claro, friable a moderadamente dura, compuesta por cuarzo, grano fino, subesférico, buena selección, cemento calcáreo, con glauconita y sin manifestación de hidrocarburos. También, se observa lutita de color gris verde a gris oscuro.

**2.4.4.2 Formación Pepino Medio.** Esta unidad se caracteriza por presentar un incremento y cambio en el porcentaje de arcillolita que se presenta en la base de la Formación Pepino Superior. Esta es predominantemente de color marrón rojizo, menor naranja amarillo, ocasional gris claro; moderadamente firme a firme.

**2.4.4.3 Formación Pepino Inferior.** El nivel inferior de esta formación se compone en un 100% de conglomerado, compuesto en un (70%) de chert predominantemente de color naranja amarillento pálido, marrón amarilláceo, ocasional negro; blocoso, subangular a angular, fractura concoidea; (30%) de líticos de color marrón oscuro, negro, gris oscuro, menor marrón rojo claro, gris verde oscuro y gris claro.

**2.4.5 Formación Rumiyo.** Esta formación registra la finalización de las condiciones de sedimentación marina del cretáceo y el inicio de las condiciones de sedimentación continental del terciario, por tanto, se asume una edad de Maastrichtiano Medio – Paleoceno, fue depositada en condiciones transicionales entre marina y de agua dulce, en un medio probablemente deltaica. Predominantemente constituida por una sucesión de arcillolitas abigarradas y

varicoloreadas, de tonos rojos, pardos, grises y verdes, con delgadas interestratificaciones de areniscas. La limolita es de color marrón rojizo, marrón amarilláceo, gris claro, subblocosa, firme, local con inclusiones de granos de arenisca de grano fino, también localmente con material carbonoso y no calcárea<sup>27</sup>. La Formación Rumiayaco un espesor aproximado de 1500 metros.

**2.4.6 Limolita “ktg”.** Esta formación está compuesta principalmente por intercalaciones de limolita (20%) y arcillolita (80%), de color marrón rojizo, moderadamente marrón amarillento, marrón claro, gris marrón, menor naranja amarillento, ocasional gris claro, verde claro; blanda; subblocosa, subplanar, menor amorfa; gomosa; pegajosa; ligeramente limosa; soluble y no calcárea.

**2.4.7 Arenisca “kg”.** El tope de la formación se definió por la presencia de arenisca cuarzosa, de color gris claro, gris verdoso claro; friable a moderadamente dura. El cuarzo es sub-translúcido, blanco lechoso; grano fino a fino; sub-redondeado, subesférico; buena selección; con cemento arcilloso y calcárea. Sin manifestación de hidrocarburos.

**2.4.8 Formación Villeta.** Constituida por lutitas negras con una concentración variable de materia orgánica, con las cuales alternan niveles de calizas y areniscas. Dentro de este conjunto se reconocen varias sub-unidades con el carácter de miembros informales, denominados de base a techo: Caliza C, Arena T, Caliza B, Arena U, Caliza A, Caliza M1, Caliza M2 y Arena N. El espesor varía entre 300 a 750 metros y es de edad Albiano Superior – Maastrichtiano Inferior. Se constituye como un objetivo secundario de producción de hidrocarburos.

---

<sup>27</sup> LOPEZ, Aleida; CORTES, Mario y CUELLAR, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Instituto Cet-Petrol, 2012.

**2.4.8.1 Caliza M1.** Compuesto por la aparición de caliza, a partir de un punto disminuye en porcentaje, hasta observarse solo trazas. Esta caliza es de color gris muy claro, blanco y marrón claro. También se observa arcillolita, la cual se caracteriza por ser de color gris claro, marrón amarillo, menor gris claro moteado con marrón rojizo; suave a moderadamente firme, subblocosa a blocosa; ligeramente limosa y ligeramente calcárea.

**2.4.8.2 Caliza M2.** Esta marcado por la aparición de caliza Mudstone (gris claro), blanca moteada con negro, suave a moderadamente dura, blocosa a subblocosa, con inclusiones de líticos, material carbonoso, y con porosidad no visible. Muy pobre manifestación de hidrocarburos.

**2.4.8.3 Caliza A.** Está compuesta principalmente por una secuencia de caliza la cual se describe como Mudstone (gris claro), blanca moteada con negro, local blanca parduzca, con inclusiones de líticos, material carbonoso, y con porosidad no visible. Muy pobre manifestación de hidrocarburos.

**2.4.8.4 Arenisca Superior U.** Esta sección esta compuesta por arenisca, lutitas y calizas; el tope de este nivel aparece con un alto porcentaje de arenisca, seguidamente y hasta la Formación Arenisca 'U' inferior hay un total dominio litográfico por parte de la lutita, donde hay un incremento muy relevante de los niveles de carbón antes de ingresar a la Formación Arenisca 'U' inferior. Las lutitas son de color gris medio a gris oscuro, firme a moderadamente dura.

**2.4.8.5 Arenisca Inferior U.** La unidad arenisca "U" inferior se manifiesta por la presencia de un 40% de arenisca cuarzosa, de color blanco lechoso, gris

marronáceo, friable a moderadamente dura, blocosa. Compuesta por cuarzo; de grano fino a muy fino.

**2.4.8.6 Lutita 1.** Corresponde a un nivel compuesto totalmente por lutitas de color gris medio a gris oscuro, local gris claro; firme y laminar. Ocasional con abundante materia orgánica y pirita diseminada y ligeramente calcárea. En esta formación el gas disminuye notablemente, observándose un gas background (BGG) de 0.3%, el cual se incrementa a la entrada en la Formación Villeta Caliza B.

**2.4.8.7 Caliza B.** Se definió por la aparición de caliza descrita como Mudstone de color gris claro, menor Packstone de color gris oscuro, gris marrón oscuro; blanda a moderadamente consolidada, blocosa, ocasional con glauconita, sin porosidad visible y sin manifestación de hidrocarburos.

**2.4.8.8 Sandstone T.** Esta unidad está conformada en su mayoría por arenisca, cuarzosa; gris clara, marrón claro, friable, blocosa, compuesta de cuarzo, translucido, marrón claro (debido al manchamiento). Cuarzo, de grano fino a muy fino, hialino, translúcido, redondeado, local matriz arcillosa, con pirita y glauconita. 10% de manchamiento, color marrón oscuro, en parches a uniforme; 50% amarillo oro, brillante, uniforme, de fluorescencia natural (NF). La parte media de esta unidad se observa lutita de color gris oscuro, con materia orgánica y no calcárea, además se presentan trazas de pirita, limolita y margas.

**2.4.9 Formación Caballos.** Se describe como una secuencia de areniscas de grano fino a conglomerático, intercaladas con niveles lodosos. Su ambiente de depósito es marino somero muy próxima a la línea de costa de carácter

transgresivo. Según Govea (1981) su espesor varía entre 60 y 250 metros, pero en promedio se estima en 130 metros. Es datada de edad Albiano y considerada como el objetivo principal de producción de hidrocarburos de la cuenca.

**2.4.10 Formación Saldaña.** Es una secuencia vulcanosedimentaria con intercalaciones de tobas, flujos de lava, aglomerados, areniscas tobáceas y limolitas del Triásico/Jurásico en la zona sur de la cuenca, se compone de roca volcánica, de color púrpura claro, menor blanco rojizo claro, con textura afanítica, compuestas por cuarzo, plagioclasa, fragmentos de feldespatos potásicos y dura.

### **3. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS DEL ESTUDIO**

En este capítulo, se realizará el análisis a la información recopilada de los seis pozos estudio, suministrada por la empresa Gran Tierra Energy Ltda., de los cuales tres pertenecen al campo Costayaco (Costayaco 24D, Costayaco 25D y Costayaco 26D) y tres al campo Moqueta (Moqueta 20A, Moqueta 21D y Moqueta 23D).

#### **3.1 ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN**

Los registros de parámetros de perforación son recolectados de las unidades de Mud Logging o de sensores del mismo taladro, si estos lo poseen, y son visualizados en los monitores de los interesados. Estos parámetros son medidos respecto a la profundidad; entre ellos encontramos la velocidad de penetración (ROP), el peso sobre la broca (WOB), el torque (TRQ), el caudal (GPM) y las revoluciones por minuto (RPM).

Para iniciar el análisis y optimización de los parámetros de perforación es indispensable conocer los valores que se obtienen de cada uno de ellos por formación perforada. A medida que se avanza en la construcción del pozo se van encontrando formaciones con características litológicas diferentes, debido a esto, los valores de los parámetros van a tener tendencias distintas para cada formación. En las tablas 6 y 7, se muestra el comportamiento promedio de cada parámetro por formación, para dos pozos, Costayaco 24D y Moqueta 21D, pertenecientes a cada uno de los campos petroleros. Los valores de RPM incluyen las RPM del top drive más las RPM del motor de fondo, el torque corresponde al torque de fondo (TRQ

on) y el ROP corresponde al ROP efectivo. En el **ANEXO 1**, se presentan las Tablas correspondientes a los cuatro pozos restantes utilizados para el presente estudio.

**Tabla 6. Parámetros de perforación promedio del pozo Costayaco 24D.**

POZO COSTAYACO-24D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [Klb]	RPM Total [rev/min]	TORQUE [Lb-ft]	CAUDAL [gal/min]	ROP [ft/hr]
ORITO-BELEN	26"	19,78	78,45	3601,34	309,04	35,22
	17 1/2"	21,20	183,27	5351,00	1219,67	169,14
ORTEGUAZA	17 1/2"	28,60	182,47	7697,77	1193,87	67,42
PEPINO SUPERIOR	17 1/2"	31,28	191,41	11025,28	1183,27	54,52
	12 1/4"	23,73	219,08	17766,57	939,39	113,17
PEPINO MED.	12 1/4"	27,23	241,11	19167,59	1002,61	145,88
PEPINO INF.	12 1/4"	32,21	208,05	18719,10	923,54	64,00
	12 1/4"	28,35	213,00	20083,00	941,12	65,00
RUMIYACO	12 1/4"	34,60	235,54	22114,15	1000,41	89,61
KTg	12 1/4"	32,15	234,70	26697,12	999,57	84,20
Kg	12 1/4"	31,21	232,99	28347,78	998,84	82,47
VILLETA	12 1/4"	38,38	230,59	26746,19	1001,79	32,13
	8 1/2"	23,95	224,45	31239,63	586,05	122,71
CABALLOS	8 1/2"	20,87	232,56	31463,52	601,21	120,55
SALDAÑA	8 1/2"	28,56	230,14	28327,26	601,08	84,99

**Tabla 7. Parámetros de perforación promedio de pozo Moqueta 21D.**

POZO MOQUETA-21D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klb]	RPM [rev/min]	TORQUE [lb-ft]	CAUDAL [gal/min]	ROP [ft/hr]
PEPINO MED.	12 1/4"	18,32	133,97	2289,79	359,12	46,68
	12 1/4"	10,30	208,93	1141,19	754,11	208,11
PEPINO INF.	12 1/4"	15,11	264,30	3264,77	854,28	236,71
RUMIYACO	12 1/4"	23,52	283,27	4557,83	961,72	187,97
Kg	12 1/4"	12,89	281,42	5813,69	845,34	104,41
VILLETA	8 1/2"	23,56	317,16	9652,30	610,57	131,13
CABALLOS	8 1/2"	26,20	313,65	10582,23	590,87	81,54
SALDAÑA	8 1/2"	32,62	290,77	8001,42	604,23	28,13

## **3.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS MÁS EFICIENTES**

Se seleccionó el pozo más eficiente de cada uno de los campos, para iniciar en ellos un proceso de análisis más exhaustivo y poder obtener la mejor recomendación de parámetros óptimos, desarrollando una propuesta para la perforación de pozos futuros, que permita la disminución de tiempos y costos operacionales en comparación con los ya perforados.

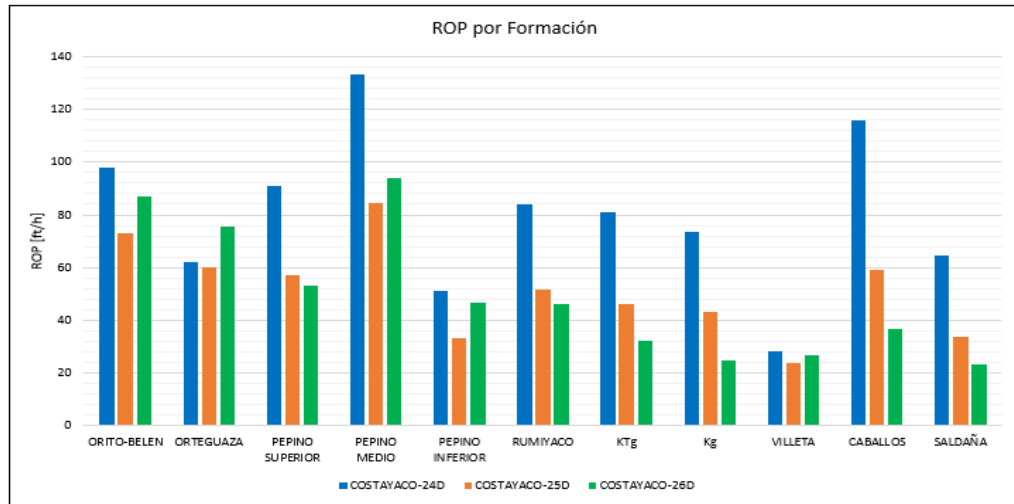
Para seleccionar los pozos más eficientes de cada campo y sabiendo que las profundidades de los pozos son similares, se tuvo en cuenta el menor tiempo invertido en la perforación.

**3.2.1 Tiempos de perforación para cada pozo.** Partiendo del estudio de la información de los pozos del campo Costayaco y Moqueta mostrados en el capítulo 2, se observó que la litología que atraviesan durante su perforación es la misma, con pequeñas variaciones en los espesores de sus formaciones, además sus estados mecánicos son muy similares, por tanto, un punto clave para la determinación del pozo más eficiente serán los tiempos de perforación invertidos por cada uno de ellos.

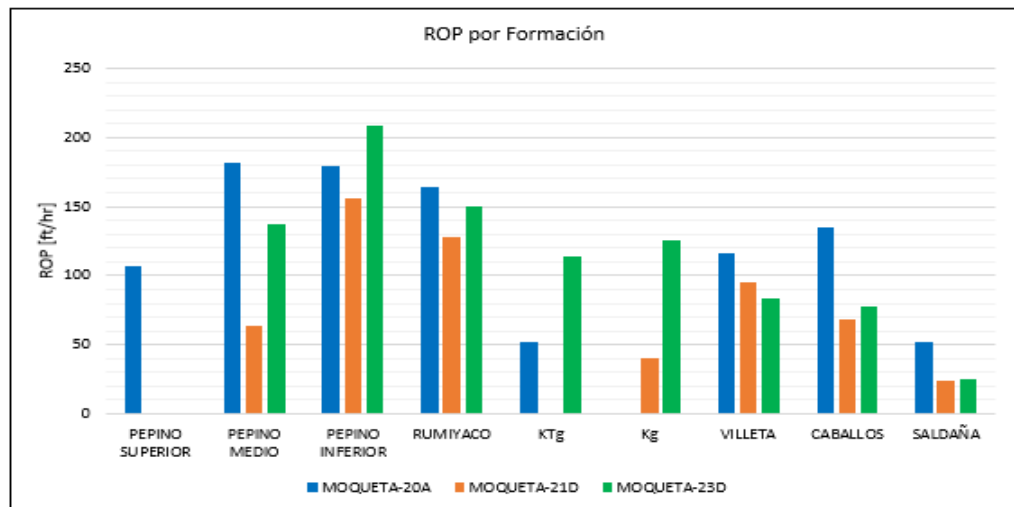
De los reportes finales de cada uno de los pozos se obtuvo su respectivo ROP efectivo por intervalos perforados durante el proceso de perforación, por lo cual también es importante obtener los espesores y topes de cada formación perforada, sacados del mismo reporte final o del reporte de “bit track” de cada una de las brocas utilizadas, para determinar de una manera más exacta los tiempos de perforación invertidos en cada una de las formaciones y en la totalidad del pozo.

En la Figuras 23 y 24, se muestra una comparación entre los ROP efectivo de los pozos alcanzados para cada una de las formaciones, con la finalidad de observar cuál de ellos posee el mejor desempeño.

**Figura 23. ROP neto por formación para los pozos del campo Costayaco.**



**Figura 24. ROP neto por formación para los pozos del campo Moqueta.**



Los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A de estos dos campos, tienen el mejor desempeño de ROP efectiva, la cual fue evaluada para cada formación. Posteriormente, para seleccionar los pozos con mayor certeza, se determinó para cada uno de los pozos el tiempo efectivo de perforación total (Tablas 8 y 9).

**Tabla 8. Tiempos de perforación por formación, Pozos Costayaco.**

FORMACIÓN	CTY-25D	CTY-26D	CTY-24D
	Tiempo [hr]	Tiempo [hr]	Tiempo [hr]
ORITO-BELEN	48,87	42,13	37,37
ORTEGUAZA	11,73	8,11	9,27
PEPINO SUPERIOR	5,73	7,62	5,08
PEPINO MEDIO	9,15	8,22	4,54
PEPINO INFERIOR	8,24	5,51	7,32
RUMIYACO	32,41	36,68	20,53
KTg	3,06	4,05	1,59
Kg	0,37	0,81	0,15
VILLETA	43,42	38,33	36,01
CABALLOS	2,63	4,76	1,56
SALDAÑA	3,78	5,00	2,31
<b>TOTAL</b>	169,39	161,23	125,73

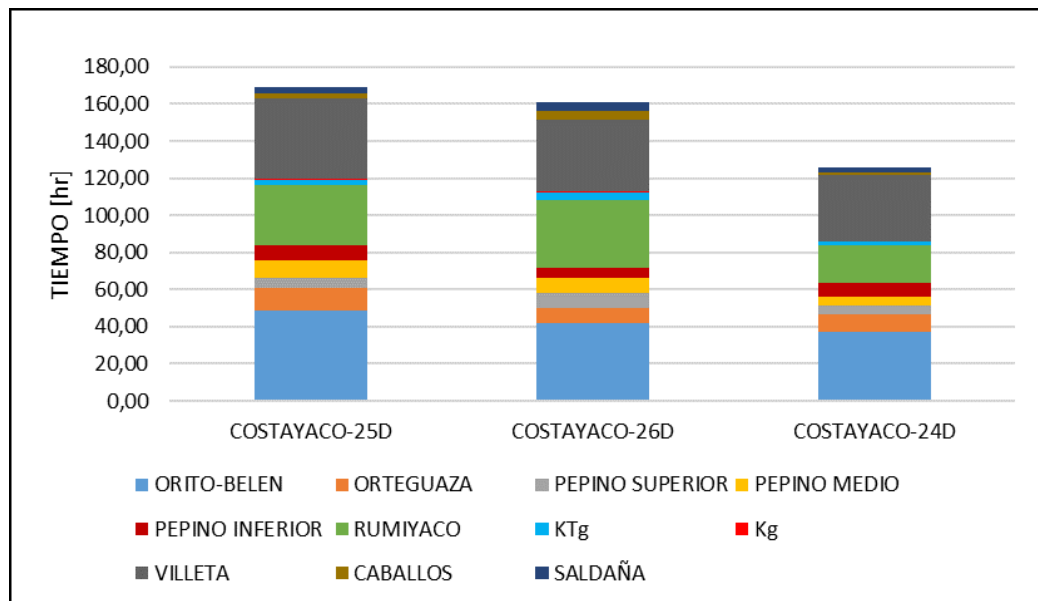
**Tabla 9. Tiempos de perforación por formación, Pozos Moqueta.**

FORMACIÓN	MQT-21D	MQT-23D	MQT-20A
	Tiempos [hr]	Tiempos [hr]	Tiempos [hr]
PEPINO SUPERIOR	0,00	2,26	3,01
PEPINO MEDIO	10,25	1,58	1,33
PEPINO INFERIOR	2,61	1,10	1,29
RUMIYACO	17,28	14,58	16,01
KTg	0,00	2,15	0,37
Kg	0,27	0,40	0,00
VILLETA	16,43	29,80	9,77
CABALLOS	3,20	2,58	1,18
SALDAÑA	5,40	31,10	2,58
<b>TOTAL</b>	55,44	85,55	35,55

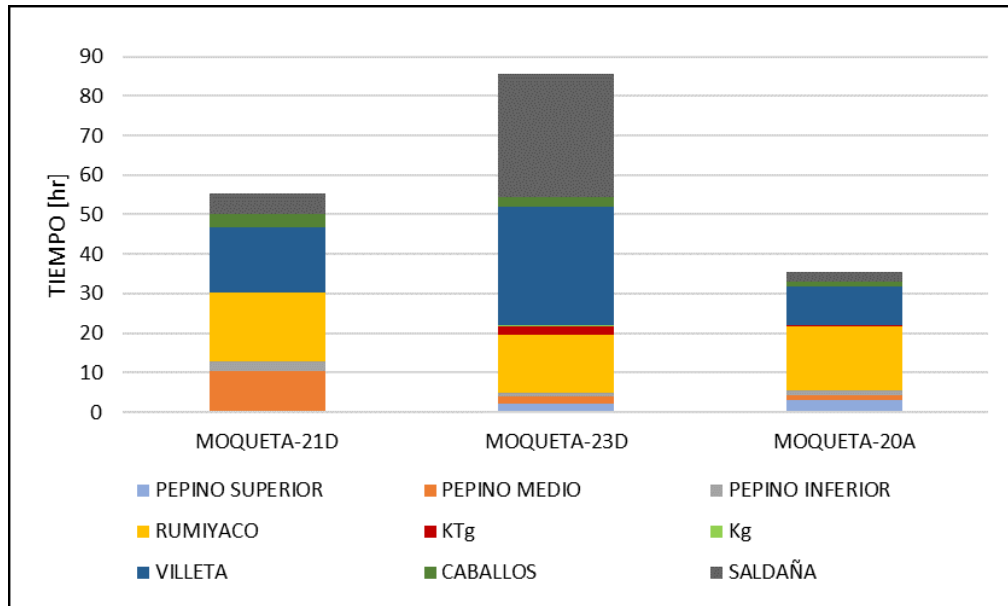
En el **ANEXO 2** se muestran las Tablas del cálculo de tiempos efectivos con más detalle para cada uno de los pozos.

De los resultados obtenidos mostrados en las Tablas 8 y 9 y Figuras 23 y 24, luego de realizar los respectivos cálculos, se puede concluir que los pozos con mejor desempeño fueron los pozos **Costayaco 24D** y **Moqueta 20A**. En las Figuras 25 y 26, se validó el análisis planteado anteriormente para la selección del pozo más eficiente en la perforación.

**Figura 25. Tiempos de perforación de los pozos Costayaco.**



**Figura 26. Tiempos de perforación de los pozos Moqueta.**





**3.2.2 Análisis BHA's y brocas utilizadas.** Con la finalidad de analizar y argumentar las posibles variables que generaron mejoras en el proceso de perforación de Costayaco 24D y Moqueta 20A con respecto a los demás pozos, se analizó la forma en que se construyeron a partir de los BHA y brocas utilizadas.

En el campo Costayaco, el pozo Costayaco 24D, se compara con los pozos Costayaco 25D y Costayaco 26D. Estos pozos están compuestos por cuatro secciones que inicia con una sección de 26", continua con 17 ½", 12 ¼" y 8 ½", excepto del pozo Costayaco 25D, que no tiene la sección inicial. Estos pozos son direccionales tipo "S", en la sección de 17 ½". Se pudo observar que el pozo Costayaco 25D presentó diversos problemas en el transcurso de su perforación lo que obligó a realizar varios cambios de BHA no planeados, alargando su perforación.

Los pozos Costayaco 25D y Costayaco 26D, utilizaron solo una broca PDC para la perforación de toda la sección de 12 ¼", a diferencia del pozo Costayaco 24D que

utilizó dos brocas PDC, generando mejorías en la perforación y disminución de tiempos, pero la variable más influyente en la disminución de los tiempos de perforación del pozo Costayaco 24D fue la utilización de un motor de fondo para la perforación de la sección de 8 ½". En la Tabla 10, se muestra el registro de brocas de Costayaco 24D donde se evidencia lo mencionado anteriormente.

**Tabla 10. Registro de brocas pozo Costayaco 24D.**

 <span style="margin-left: 200px;">POZO: COSTAYACO 24D</span> 																		
REGISTRO DE BROCAS																		
BROCA No	MARCA	TIPO	DIAM. (in)	JETS / TFA	ENTRO (ft)	SALIO (ft)	CORRIDA (ft)	TIEMPO EFECTIVO (hrs)	TIEMPO TOTAL (hrs)	ROP (ft/hr)	WOB (kibs)	Torque lb-ft	RPM	PRESION (psi)	GALONAJE (gpm)	MW (ppg)	CALIFICACION	FORMACION
SECCION DE 26"																		
1U	NOV	T11	26	3X14 + 3X11/0.729	53	266	213	10,79	15	19,7	4-33	2500-6500	40-110	90-600	150-560	8.9 - 9.0	3-1-WT-A-E-I-FC-TD.	ORITO BELEN
SECCION DE 17 ½"																		
2	NOV	S11GCP	17 1/2	4X16 / 0.785	266	266	Realizó operación Drill Out Casing 20" y bolsillo de 266 a 284 pies				1 - 3	2000	30	600 - 615	590 - 720	9,0	0-0-NO-A-E-I-NO-BHA	ORITO BELEN
3	NOV	TFH1519S	17 1/2	2x12-5X13 / 0.868	284	4337	4053	36,48	52,0	111,1	10 - 40	2500 - 18000	94 - 208	750 - 3730	660 - 1300	11,0	0-1-BT-S/G-X-I-CT-TD.	ORITO BELEN, ORTEGUAZA, PEPINO SUP.
SECCION DE 12 ¼"																		
4	NOV	E1134	12 1/4	7x13 / 0.907	4337	5599	1262	13,74	17,5	91,8	10-40	10000-22000	140-245	1500-3700	360-1010	12,0	1-3-BT-S-X-I-CT/PN-DMF	PEPINO, RUMIYACO
5	NOV	E1134	12 1/4	7x13 / 0.907	5599	8446	2847	59	68	48,3	12-45	18000-32000	176-249	2313-3800	830-1040	12,0	2-4-BT-S-X-I-CT/HC-TD	RUMIYACO - KTg - Kg - VILLETA, VILLETA
SECCION DE 8 ½"																		
6	NOV	SKH1516M	8 1/2	3x12+4x11 / 0.702	8446	8935	489	5,47	7	89,4	10-36	28000-32000	170-237	1400-2500	490-613	9,0	0-1-CT-G-X-I-WT-TD	VILLETA T, VILLETA C, CABALLOS, SALDAÑA



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

En el campo Moqueta, los pozos seleccionados para el estudio (Moqueta 20A, Moqueta 21D y Moqueta 23D) poseen un direccionamiento leve a lo largo de la construcción del pozo. Están compuestos por dos secciones, la primera de 12 ¼" y la segunda de 8 ½". El pozo Moqueta 23D posee una mayor profundidad con respecto a los otros pozos, aproximadamente 1700 pies más, lo cual generó que

sea el pozo con el mayor tiempo de perforación. Los pozos Moqueta 20A y Moqueta 21D, poseen relativamente la misma profundidad y utilizaron el mismo número de brocas para cada una de sus secciones.

Por lo cual se concluye que el pozo moqueta 20A tuvo una adecuada selección en sus brocas y un mejor manejo de los parámetros de perforación para obtener los tiempos de perforación más bajos. En la Tabla 11, se presenta el registro de brocas del pozo Moqueta 20A.

**Tabla 11. Registro de brocas pozo Moqueta 20A.**

BIT RECORD																						
		COMPANY: <b>GRANTERRA ENERGY</b>																				
WELL NAME : <b>MOQUETA 20A</b>																						
BHA No	BIT No/RUN	SIZE IN	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	DEPTH (Ft)		HOLE			ROP (Ft / Hr)		HOURS		JETS / TFA	Q / PUMP PRESS		WOB / RPM / TORQUE		IADC DULL GRADING	FORMATION
							IN	OUT	MAD E	DRLG	BOT	DRLG	BOT	GPM / PSI	KLB / (ROT/MOT) /							
1	1	12 1/4	TRC	SMT	XR-CPS	11T	PY7096	37	200	163	72,12	54,33	2,26	3,00	3x20 & 1x16 / 1.117	200 - 515 / 60 - 260	5 - 20 / 80 - 130 / 0.5 - 3.0	1-WT-M-EEE-I-NO-BH	FM. PEPINO SUPERIOR			
2	2	12 1/4	PDC	SMT	IDIS1LMHEBR	M223	JK8548	200	3524	3324	141,27	84,15	23,53	33,50	7x13 / 0.307	700 - 1000 / 350 - 2600	5 - 30 / 50 - 65 (168 - 240) / 2.0 - 14.0	0-1-WT-SIG-X-I-CT-TD	FM. PEPINO (SUPERIOR - MEDIO - INFERIOR) FM. RUMIYACO (Kg SILSTONE - Kg SANDSTONE) FM. VILLETA			
3	3	8 1/2	PDC	SMT	MS1516LUE	M323	JK2604	3524	3524	SALIÓ A SUPERFICIE SIN REALIZAR LA CORRIDA, POR PRESENTAR FALLAS EN LA HERRAMIENTA DIRECCIONAL.					5x14 / 0.752	..	..	0-0-NO-A-X-I-NO-DMF	..			
4	3R	8 1/2	PDC	SMT	MS1516LUE	M323	JK2604	3524	4920	1386	120,45	66,48	11,59	21,00	5x14 / 0.752	550 - 650 / 1400 - 3200	5 - 38 / 45 - 70 (198 - 234) / 4.0 - 14.0	0-2-WT-S-X-I-CT-TD	FM. VILLETA FM. CABALLOS FM. SALDAÑA			

Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

En el **ANEXO 3**, se presentan los registros de brocas para los pozos restantes.

### **3.3 CÁLCULO DE LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE)**

La Energía Mecánica Especifica (MSE) es un parámetro muy útil y su cálculo puede considerarse como un indicativo de la eficiencia de un trabajo de perforación, estando ligada con las condiciones de operación de la broca con o sin motor, permitiendo mejorar la selección de los parámetros de perforación, además de ayudar en la identificación de algunos problemas operacionales, como el desgaste y embolado de la broca, y vibraciones.

El concepto de la Energía Mecánica Específica (MSE) está en función de los parámetros de perforación. Los datos para el cálculo son obtenidos de la información disponible de los parámetros de perforación reales de los pozos Costayaco-24D y Moqueta-20A, suministrados por la empresa Gran Tierra Energy Ltda.

Los datos necesarios para el cálculo de la MSE son los siguientes parámetros de perforación: el peso sobre la broca (WOB), el torque, las revoluciones por minuto (RPM) y la velocidad de penetración (ROP), los cuales fueron analizados y ordenados con respecto a la profundidad pie a pie. Posteriormente se realizó el cálculo para cada intervalo de interés.

En la Tabla 12, se dan los valores de los parámetros pertenecientes a la profundidad de 254 pies del pozo Costayaco 24D, para realizar un cálculo de MSE sin motor a manera de ejemplo.

**Tabla 12. Cálculo de la MSE del pozo Costayaco 24D, sección sin motor de fondo.**

Sección	Profundidad [ft]	ROP [ft/hr]	WOB [lbs]	Torque [lb-ft]	RPM [rev/min]
26"	254	21,45	13950	4720	93

Al reemplazar los datos en la ecuación 2, se obtiene el siguiente resultado:

$$MSE = \frac{480 * TRQ * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4WOB}{\pi * D^2}$$

$$MSE = \frac{480 * 4720 * 93}{26^2 * 21,45} + \frac{4 * 13950}{\pi * 26^2}$$

$$MSE = 14557,16 \text{ psi}$$

La eficiencia máxima de la perforación en condiciones de campo es por lo general mucho más baja, a menudo en el rango de 30 a 40%, es decir, que toda la energía del sistema involucrada en la perforación se disipa aproximadamente en un 60% en factores como: fricción, top drive, circulación, remoción, trayectoria, entre otros; mientras que solo en 35 o 40% se aprovecha para el avance de la perforación. Por este motivo el valor calculado de la MSE debe ser ajustado, para tener un valor más real a lo que sucede en campo. Utilizamos la ecuación 5 para corregir el valor de MSE.

$$MSE_{aj} = MSE * EFF_M$$

$$MSE_{aj} = 14557,16 * 0,35$$

$$MSE_{aj} = 5095 \text{ psi}$$

En la Tabla 13, se dan los valores de los parámetros pertenecientes a la profundidad de 1814 pies del pozo Costayaco 24D, para realizar un cálculo de MSE con motor a manera de ejemplo.

**Tabla 13. Cálculo de la MSE del pozo Costayaco-24D, sección con motor de fondo.**

Sección	Profundidad [ft]	ROP [ft/hr]	WOB [lbs]	TORQUE [lb-ft]	CAUDAL [gal/min]	Presión dif. [psi]	RPM en sup. [rev/min]	RPM de fondo [rev/min]	RPM Total [rev/min]
17 1/2"	1814	213	25180	6345	1275	400	50	153	203

Los valores de la Tabla 6 son tomados de la sección de 17 1/2" pertenecientes al campo Costayaco-24D, en el cual usaron un motor de fondo de 9 5/8". Este motor posee un factor  $K_N$  de 0,12 rev/gal y un factor de torque  $\left(\frac{Tq_{max}}{\Delta P_{max}}\right)$  de 17,58 lb-ft/psi. Al reemplazar los datos en la ecuación 7, se obtiene el siguiente resultado:

$$MSE = \frac{4WOB}{\pi * D^2} + \frac{480 * (N + K_N * Q) * \left(\frac{Tq_{max}}{\Delta P_{max}}\right) \Delta P + TRQ}{D^2 * ROP}$$

$$MSE = \frac{4 * 25180}{\pi * 17,5^2} + \frac{480 * (50 + (0,12 * 1275)) * ((17,58 * 400) + 6345)}{17,5^2 * 213}$$

$$MSE = 20086,75 \text{ psi}$$

$$MSE_{aj} = MSE * EFF_M$$

$$MSE_{aj} = 20086,75 * 0,35$$

$$MSE_{aj} = 7030,36 \text{ psi}$$

### 3.4 RESISTENCIA DE LA ROCA BAJO CONFINAMIENTO (CCS)

La resistencia de la roca bajo confinamiento (CCS) es de gran importancia para el desarrollo de este proyecto, ya que a partir de la comparación de la resistencia de la roca (CCS) con la energía utilizada para destruirla (MSE), es que se determina que tan eficiente ha sido el proceso de perforación.

Para obtener la resistencia compresiva de la roca bajo confinamiento (CCS), se requiere de la información de los registros eléctricos correlacionados entre pozos, descripción de litología y perfil direccional, los cuales fueron introducidos al software especializado para este cálculo. Los valores promedio por formación de CCS de la cuenca Caguán- Putumayo fueron suministrados por la empresa Gran Tierra Energy Ltda. (Tabla 14).

**Tabla 14. Resistencia de la roca bajo confinamiento (CCS) por formación.**

FORMACIÓN	CCS mínimo [psi]	CCS máximo [psi]
ORITO-BELEN	3000	5000
ORTEGUAZA	3000	5000
PEPINO SUPERIOR	5000	7000
PEPINO MEDIO	4000	6000
PEPINO INFERIOR	10000	15000
RUMIYACO	5000	10000
VILLETA	8000	12000
CABALLOS	10000	11000
SALDAÑA	12000	15000

### 3.5 IDENTIFICACIÓN DE ZONAS DE BAJA EFICIENCIA

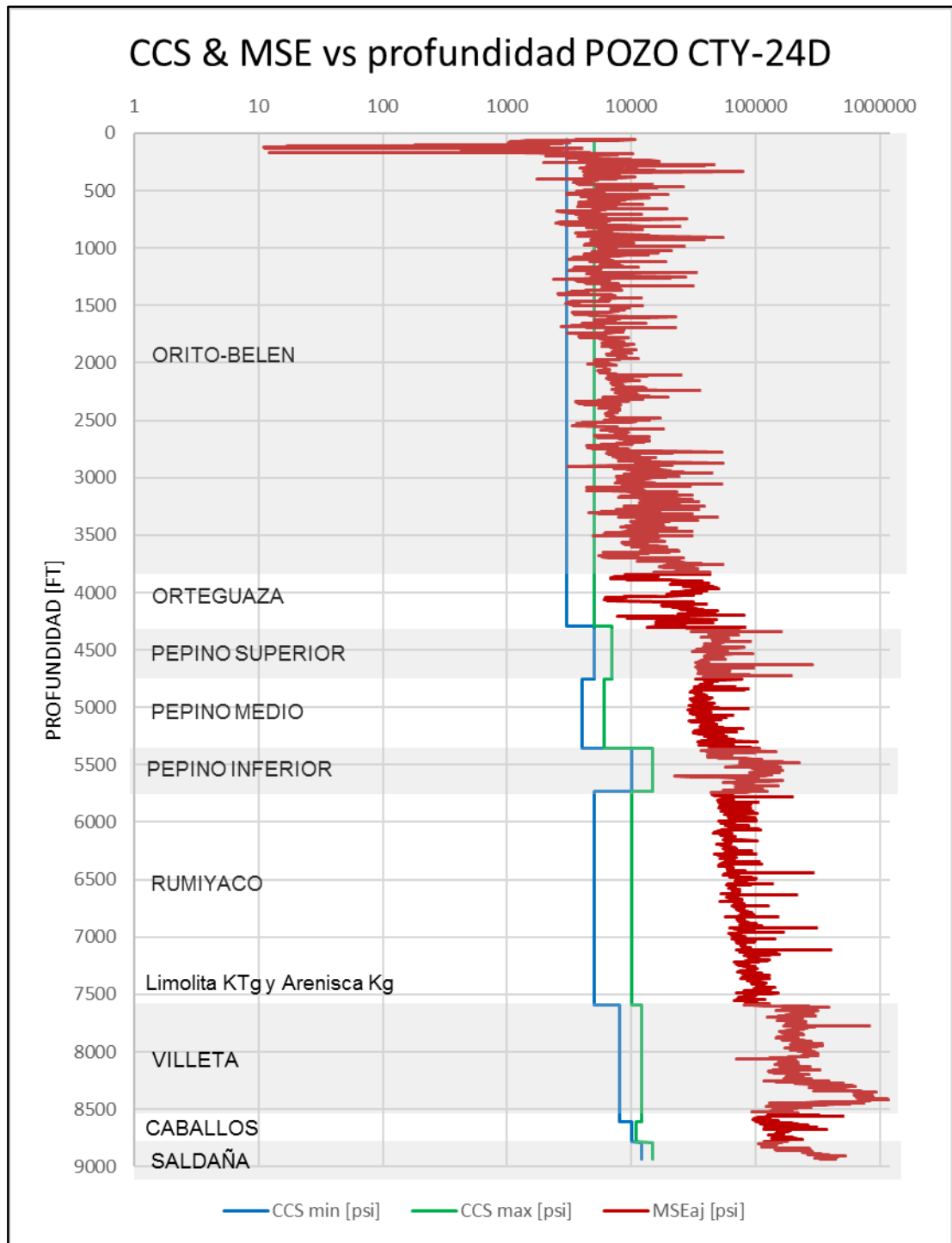
A partir de la comparación de la curva de Energía Mecánica Específica Ajustada ( $MSE_{adj}$ ) con la curva de la Resistencia de la roca bajo confinamiento (CCS) contra la profundidad, se pueden identificar las zonas de ineficiencia y con ayuda de la información adicional registrada del pozo y analizar las posibles causas de dicha ineficiencia.

La distancia entre las curvas ayuda a determinar la posibilidad de mejorar el rendimiento del proceso mediante un ajuste de los parámetros de perforación. Entre menor sea esta distancia, la perforación está cerca de la eficiencia máxima que se puede obtener.

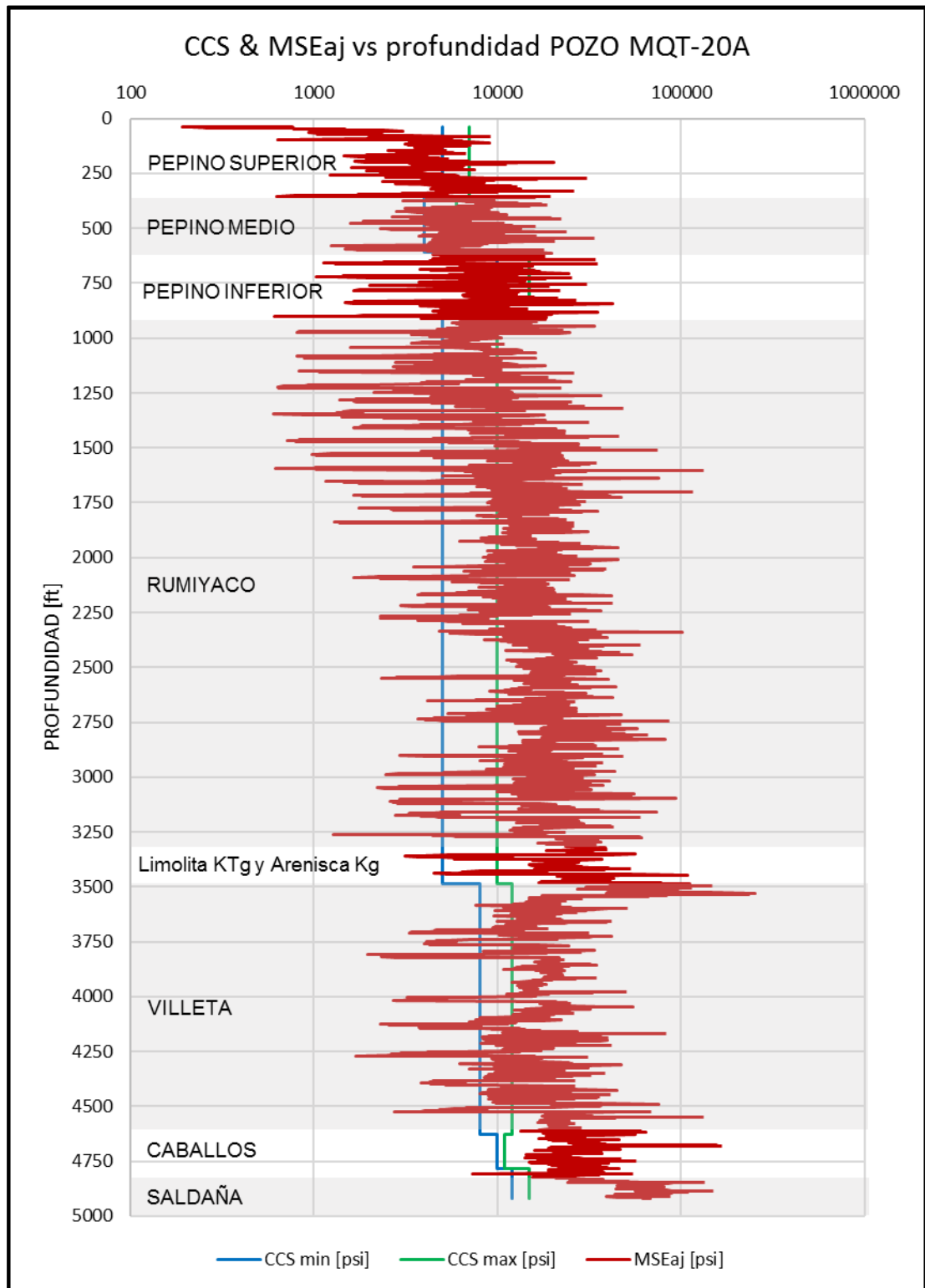
En la Figura 27, se representan las curvas CCS y  $MSE_{aj}$  para el pozo Costayaco 24D, de la cual se puede observar que a partir de la formación Orteguaza ocurre una mayor separación entre las curvas, mostrando ineficiencias en el proceso de perforación, generando una oportunidad de optimización de sus parámetros.

En la Figura 28, se representan las curvas CCS y  $MSE_{aj}$  para el pozo Moqueta 20A, mostrando un mejor comportamiento al observado en el pozo Costayaco 24D. En las formaciones Caballos y Saldaña, es donde se observa la mayor distancia entre las curvas.

**Figura 27. Comportamiento de las curvas CCS y MSEaj por formación, pozo Costayaco 24D.**



**Figura 28. Comportamiento de las curvas CCS y MSEaj por formación, pozo Moqueta 20A.**



Otro método para identificar las zonas con ineficiencias de un proceso de perforación es la relación entre la resistencia de la roca y la energía mecánica específica ajustada (EFFM) evaluada con la ecuación 3. Una buena eficiencia de perforación se considera cuando está cerca al 35% de la energía o superior a ella.

Para este cálculo solo usaremos el valor de la resistencia de la roca bajo confinamiento máxima (CCS<sub>max</sub>), dividido con los valores de MSE<sub>aj</sub>.

$$EFF_M = \frac{CCS_{max}}{MSE_{aj}} * 100 \quad (\text{Ecuación 3})$$

En la Figura 29, se representa la eficiencia con la que se perforo el pozo Costayaco 24D, observando que es alta en los primeros 3500 pies, confirmando lo analizado anteriormente (Figura 27). A partir de esta profundidad, es decir de la formación Orteguaza, es ineficiente el proceso de perforación.

En la Figura 30, se representa la eficiencia con la que se perforó el pozo Moqueta 20A, en el cual se obtuvo una buena eficiencia de perforación en la mayor parte del pozo, ratificando lo obtenido en el análisis presentado en la (Figura 28).

Figura 29. Eficiencia mecánica (EFFM) del pozo Costayaco 24D.

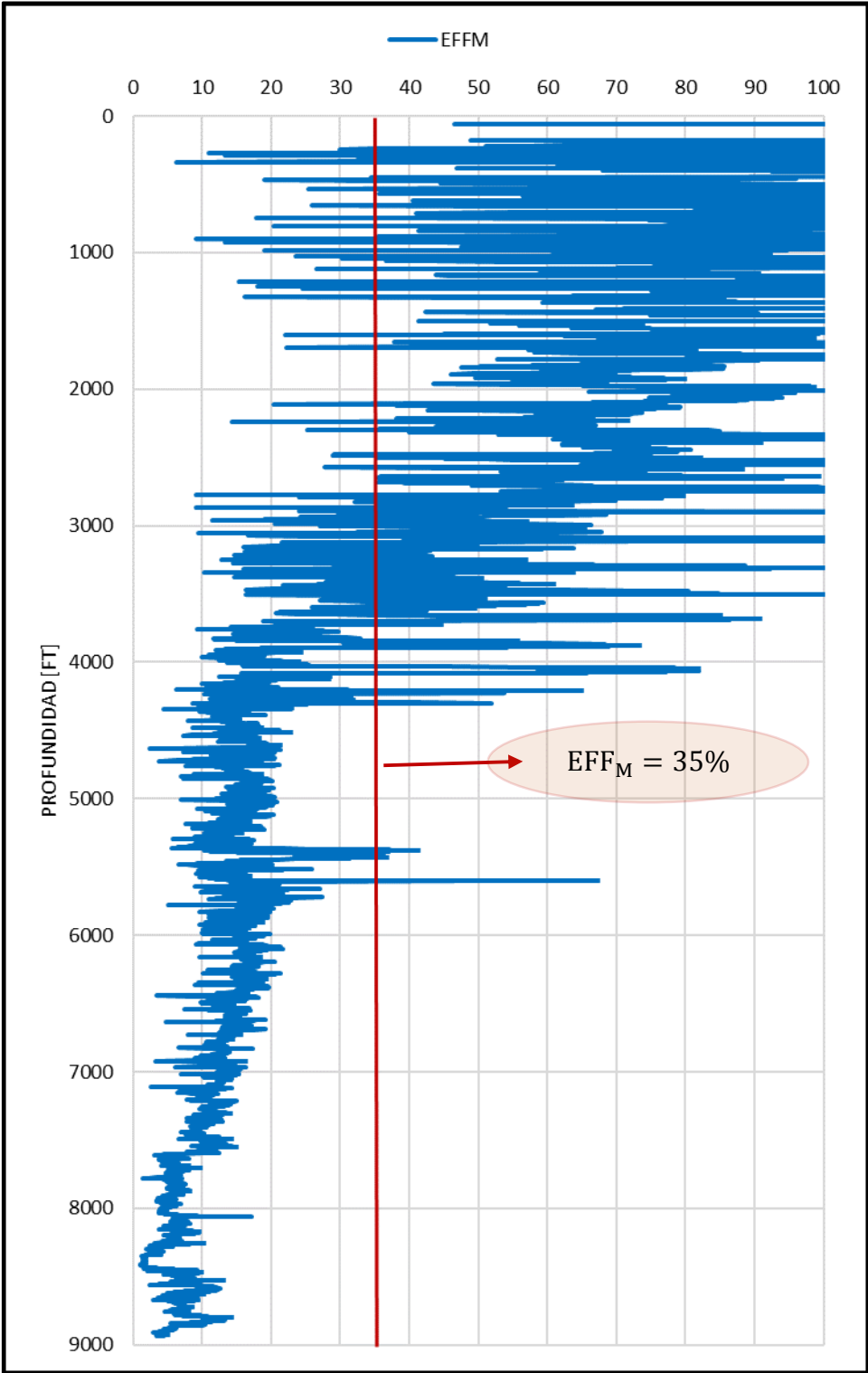
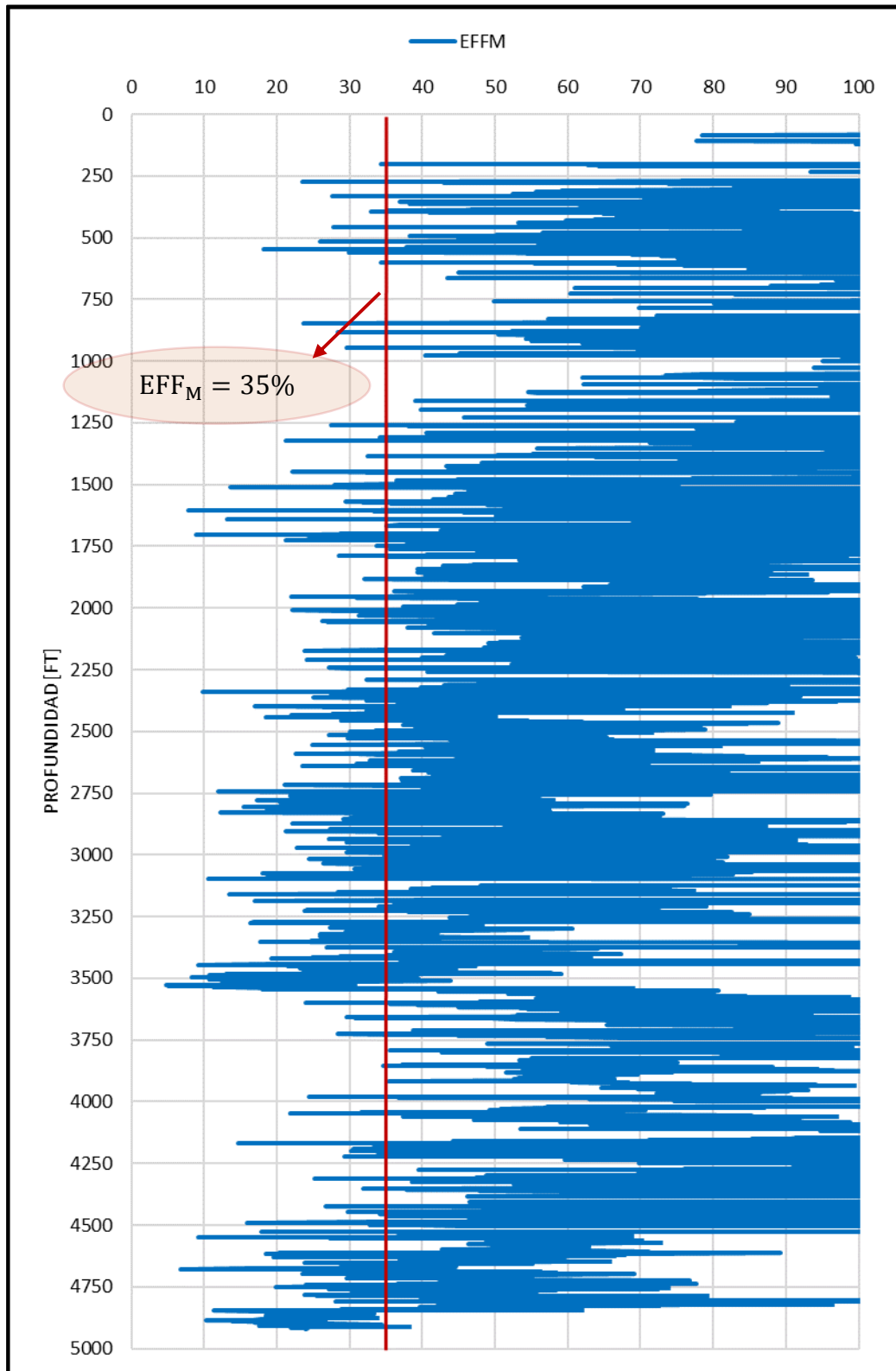


Figura 30. Eficiencia mecánica (EFFM) del pozo Moqueta 20A.



## **4 SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PARA FUTUROS POZOS.**

Con la información de los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A, una vez analizada la energía mecánica específica (MSE) para cada una de las formaciones, se procede a realizar un análisis en el que pueda evaluar los parámetros de perforación tales como WOB, RPM y CAUDAL para seleccionar y recomendar aquellos con los cuales se pueda obtener la mejor ROP que permita perforar nuevos pozos con mayor eficiencia.

### **4.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO PARA LA SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.**

Para la evaluación y optimización de los parámetros de perforación se describe el procedimiento respectivo a tener en cuenta, tomando como ejemplo la formación Villeta para el pozo Costayaco 24D y la formación Rumiyaco para el pozo Moqueta 20A.

**4.1.1 Identificación del BHA correspondiente a cada pozo.** La evaluación de los parámetros que se lleva a cabo parte de agrupar los datos por formación correspondientes a los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A.

Para poder evaluar cada parámetro se tiene en cuenta el BHA que se utilizaron en cada formación como se presenta en las Tablas 15 y 16. Se aclara que cuando se habla de BHA solo se referirá a la broca y al motor de fondo.

**Tabla 15. BHA por formación para el pozo Costayaco 24D.**

FORMACIONES	BHA	SECCIÓN
ORITO	#1 con broca Tricónica	26"
ORTEGUAZA	#2 con broca PDC y motor de fondo	17 ½"
PEPINO S		
PEPINO M		
PEPINO I	#3 con broca PDC y motor de fondo	12 ¼"
RUMIYACO		
LIMOLITA		
ARENISCA		
VILLETA	#4 con broca PDC y motor de fondo	12 ¼"
CABALLOS		
SALDAÑA		
	#5 con broca PDC y motor de fondo	8 ½"

**Tabla 16. BHA por formación para el pozo Moqueta 20A.**

FORMACIONES	BHA	SECCIÓN
PEPINO SUPERIOR	#1 con broca Tricónica	12 ¼"
PEPINO MEDIO	#2 con broca PDC y motor de fondo	12 ¼"
PEPINO INFERIOR		
RUMIYACO		
LIMOLITA		
ARENISCA		
VILLETA	#3 con broca PDC y motor de fondo	8 ½"
CABALLOS		
SALDAÑA		

En la Tabla 17, se presentan datos para algunos de los intervalos del pozo Costayaco 24D cuando se perforo la formación Villeta. Se aprecian los parámetros de perforación para esta formación que inicia en 7596 pies y termina en 8605 pies. En 8446 pies se cambió de BHA.

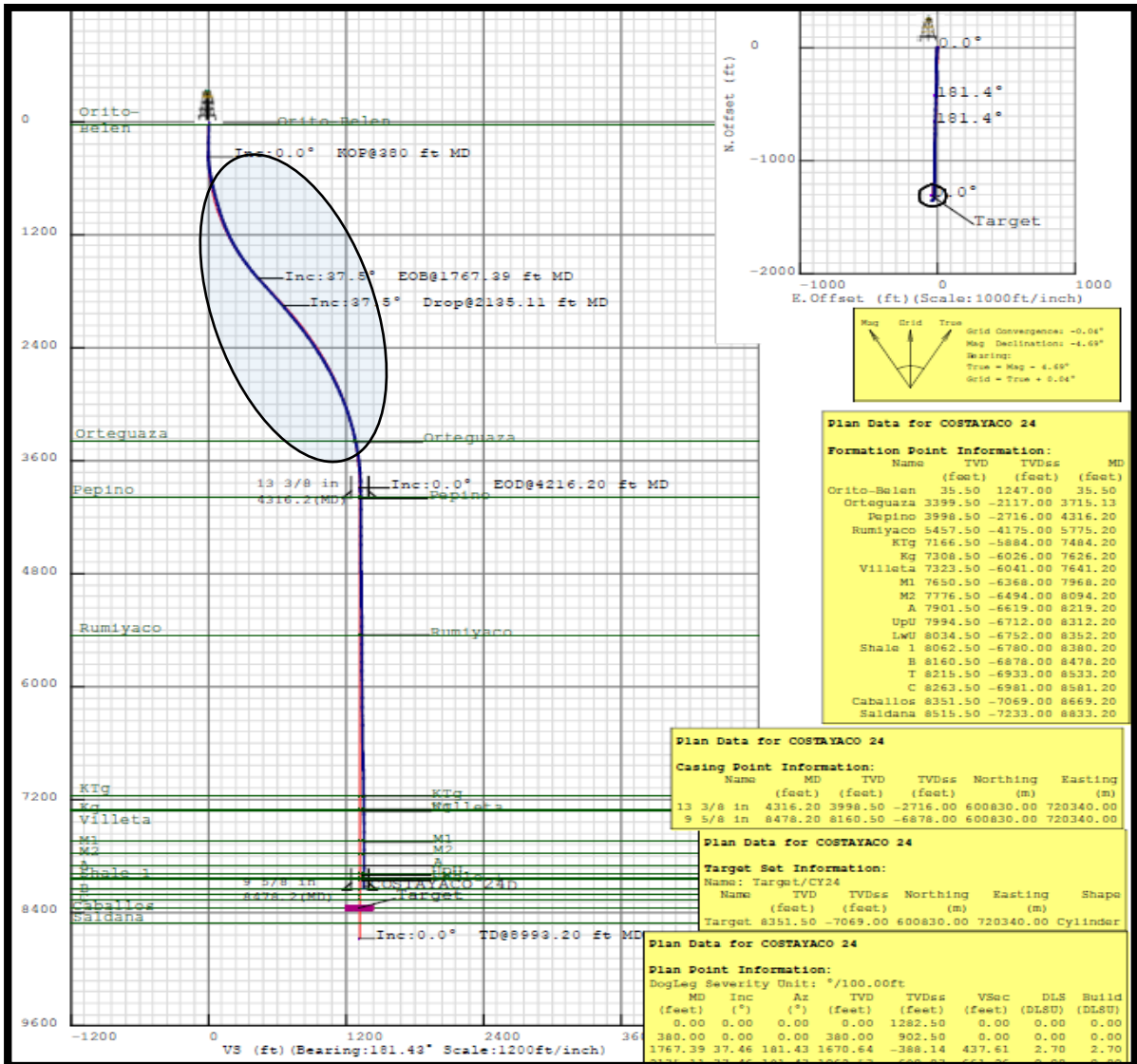
**Tabla 17. Datos, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.**

PROFUNDIDAD [ft]	WOB [Klb]	ROP [ft/hr]	RPM SUP [rev/min]	CAUDAL [gal/min]	RPM TOTAL [rev/min]	TORQUE [ft/Lb]
8443	31	11	63	999	233	29433
8444	33	28	63	1002	233	30093
8445	34	40	62	1001	232	30330
8446	33	24	48	753	176	30667
8447	29	27	38	503	184	29555
8448	24	110	36	499	181	30631
8449	23	109	37	487	178	31521

**4.1.2 Direccionamiento de los pozos Costayaco 24d y moqueta 20A.** Luego de identificarse los parámetros de perforación de cada formación teniendo en cuenta el BHA se procede a analizar los datos de las formaciones donde se está realizando direccionamiento.

Las Figuras 31 y 32, muestran el perfil direccional de los pozos que se están evaluando.

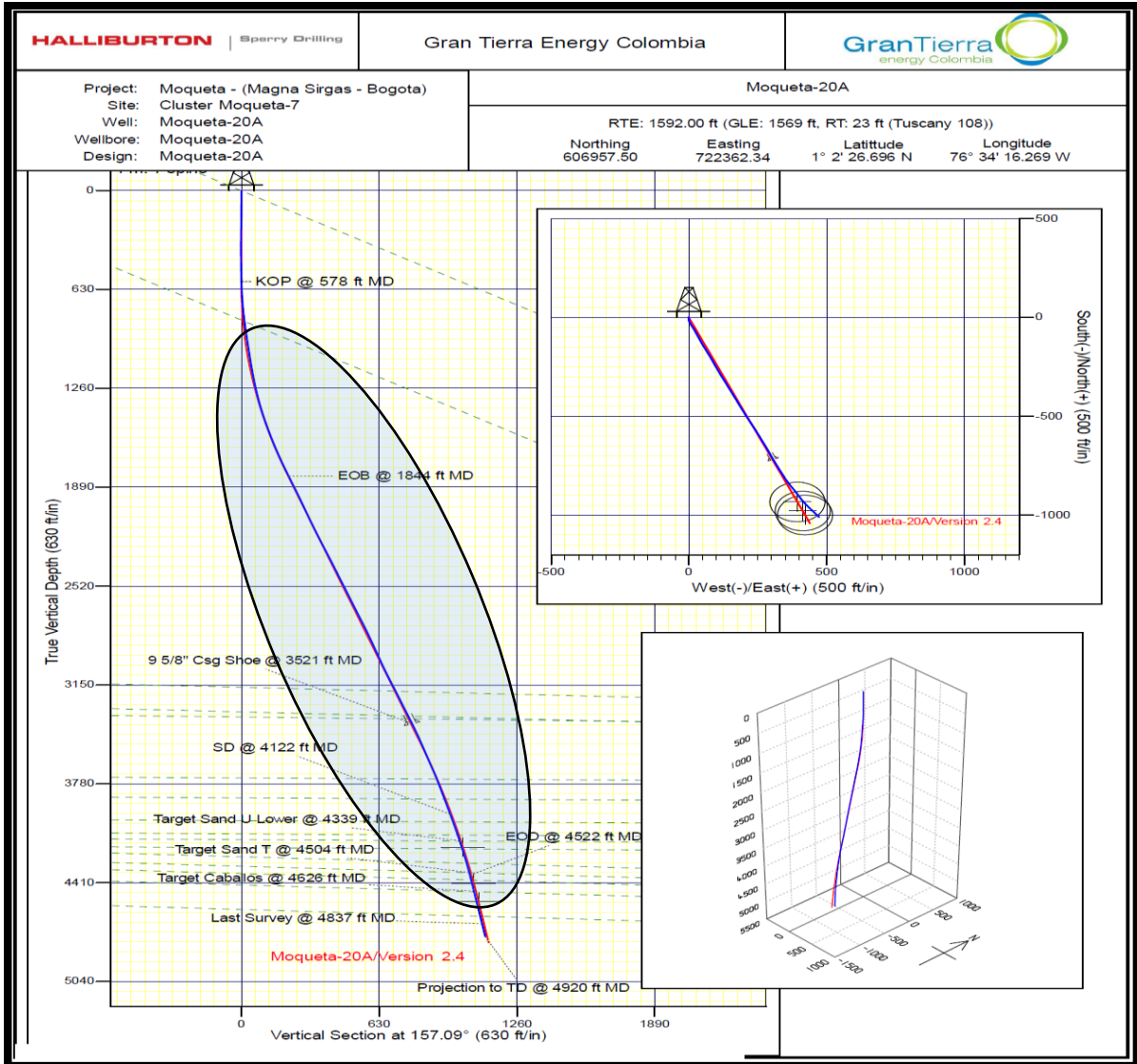
Figura 31. Perfil direccional pozo Costayaco 24D.



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

La Figura 31, representa el perfil direccional del pozo Costayaco 24D, donde el direccionamiento se realizó desde la formación Orito Belén hasta la formación Pepino Medio con sección de 17 ½” mostrado en la zona encerrada. Para el desarrollo de la evaluación de los parámetros una vez identificadas las formaciones donde se realizó el direccionamiento se procede a identificar los datos donde se está deslizando y rotando el sistema de perforación.

**Figura 32. Perfil direccional pozo Moqueta 20A.**



Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

En el pozo moqueta 20A (Figura 32), el direccionamiento fue realizado durante la mayor parte de la perforación; Este direccionamiento va desde la formación Pepino Inferior hasta la formación Villeta entre los rangos de profundidad de 630 pies hasta 4410 pies. De igual manera para este pozo en la formación Rumiayaco, se procede a identificar los datos donde se está deslizando y rotando (Tabla 18).

**Tabla 18. Parámetros de perforación, pozo moqueta 20A formación Rumiayaco.**

PROFUNDIDAD: [ft]	WOB [Klb]	ROP [ft/hr]	RPM S [rev/min]	CAUDAL [gal/min]	RPM MOTOR [rev/min]	RPM TOTAL [rev/min]	TORQUE: [klb-ft]
894	5	149	51	989	237	288	7
895	7	199	51	985	236	287	8
896	3	291	51	993	238	289	4
897	2	122	0	982	236	236	0
898	2	159	0	984	236	236	0
899	4	176	0	979	235	235	0

Los datos representados en la Tabla 18 son un claro ejemplo para identificar que el sistema de perforación está rotando o deslizando mientras se perfora la formación.

Cuando las revoluciones por minuto en superficie (**RPM S**) del top drive son cero y los valores de torque son muy pequeños, indica que el sistema de perforación está deslizando. De acuerdo a esto es indispensable agrupar los datos de cada formación donde se desliza y donde se rota.

**4.1.3 Análisis y evaluación de los parámetros de perforación WOB, RPMT Y CAUDAL con respecto al ROP y MSEaj.** Una vez que la información esta ordenada por formación teniendo en cuenta su BHA y su direccionamiento se procede a agrupar los valores de ROP Y MSE por separado con los parámetros de perforación con el WOB, RPMT Y EL CAUDAL. La Energía Mecánica Especifica (MSE) ya se encuentra ajustada y será denotada como (**MSEaj**). Para realizar este proceso el peso sobre la broca, las revoluciones por minuto y el caudal estarán ordenados de menor a mayor.

La Tabla 19 muestra algunos datos de la formación Villeta del pozo Costayaco 24D Para una mayor apreciación de lo dicho anteriormente.

**Tabla 19. Energía mecánica específica, ROP y parámetros de perforación, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.**

WOB [Klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RPM T [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	CAUDAL [gal/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
14	25	559155	171	41	336263	487	109	130056
15	144	127847	174	34	407284	489	51	270249
15	41	371560	178	109	130056	499	110	126800
15	33	423022	179	51	270249	500	33	423022
16	37	488312	180	40	353108	502	25	559155
16	120	149909	181	110	126800	502	41	349662
17	26	533977	184	27	507577	502	62	225183
17	176	102169	184	26	533977	503	47	289008
17	126	144883	185	48	285484	503	27	507577
17	62	225183	185	34	392559	503	41	336263
18	110	156311	186	25	559155	504	40	353108
18	51	270249	188	39	359952	504	41	371560
18	48	285484	189	41	371560	505	34	407284
18	179	101293	190	33	423022	505	26	533977
18	89	192336	190	47	289008	506	39	359952
18	176	103157	191	62	225183	506	34	392559

Después de haber agrupado los parámetros como se observa en la Tabla 19 seguidamente se aplica un método estadístico para encontrar el mayor ROP concurrente a cada parámetro y a la energía mecánica específica (MSEaj).

#### **4.1.4. Método de deciles como aplicación para la evaluación de parámetros.**

Este método estadístico consiste en dividir en 10 partes iguales los datos de la formación analizada. Para ilustrar este método se toma como ejemplo una vez más datos del pozo Costayaco 24D cuando se perforó formación Villeta (Tabla 19).

La formación Villeta en el pozo Costayaco 24D tiene un espesor de 1010 pies, el tope de esta formación empieza en 7596 pies y su base termina en 8605 pies. Para la aplicabilidad del método de deciles se dividen los 1010 datos en 10 partes iguales

dando como resultado un valor de 101, lo cual quiere decir, que se agrupan 10 bloques o paquetes de a 101 datos.

Los datos representados en la Tabla 19 corresponden a la formación Villeta cuando se estaba usando un BHA de sección 8 ½”, con lo cual se perforaron 160 pies de los 1010 pies de espesor de esta formación, quiere decir que aplicando el método de deciles quedan 10 paquetes de 16 datos para esta sección. Seguidamente se promedia cada parámetro de perforación junto con el ROP y MSEaj.

La Tabla 20, muestra los promedios de los parámetros de perforación (WOB RPM CAUDAL) del ROP y MSEaj correspondientes al paquete de la Tabla 19.

**Tabla 20. Promedio de los parámetros de perforación, pozo Costayaco 24D, formación Villeta.**

WOB [klbs]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RPM T [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	CAUDAL [gal/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
17	90	264678	183	48	348202	501	48	352213

Después de obtener todos los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj por formación una Tabla se resumen los promedios de cada variable representados en los paquetes de datos.

**4.1.5 Resultados de los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj de las formaciones de cada pozo.** En las Tablas 21 y 22, se muestra como ejemplo los resultados de la formación Villeta para el pozo Costayaco 24D y la formación Rumiyaco para el pozo Moqueta 20A. Los resultados para las demás formaciones se presentan en el Anexo 4.

**Tabla 21. Promedio de resultados para las secciones 12 ¼" y 8 ½", pozo Costayaco 24D, formación Villeta.**

BHA #4 - 12 ¼"				BHA #5 - 8 ½"			
RANGO [WOB]	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [WOB]	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
20-31	27	31	377850	14-18	17	90	264678
31-34	33	29	377834	18-19	19	122	181347
34-36	35	24	496042	19-21	20	126	161580
36-38	37	30	345076	21-23	22	130	154269
38-40	39	34	250872	23-24	23	141	143837
40-41	41	33	233735	24-25	24	149	136394
41-42	41	36	217772	25-26	26	112	169119
42-43	42	36	213088	26-28	27	114	167821
43-44	43	34	227961	29-30	29	114	177153
44-46	45	34	227064	30-36	33	130	146919
BHA #4 - 12 ¼"				BHA #5 - 8 ½"			
RANGO [RPMT]	RPMT [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [RPMT]	RPMT [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
176-226	223	30	292919	171-191	183	48	348202
226-227	226	34	233265	191-227	222	110	174340
227-228	227	33	241655	227-227	227	156	119612
228-229	228	33	299484	227-228	228	172	105654
229-230	229	35	295778	228-230	229	137	142382
230-231	230	32	331300	230-230	230	120	174196
231-232	231	34	303710	230-231	231	119	160707
232-234	233	28	371928	231-231	231	125	156407
234-238	236	31	309391	231-232	231	116	165606
238-249	242	31	287158	232-234	232	125	156618
BHA #4 - 12 ¼"				BHA #5 - 8 ½"			
RANGO [CAUDAL]	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [CAUDAL]	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
753-998	983	35	259830	487-506	501	48	352213
998-1000	999	32	319823	506-588	581	109	162615
1000-1001	1000	28	358050	588-595	594	102	182504
1001-1002	1001	27	384430	595-596	596	117	162690
1002-1003	1002	32	276642	596-597	597	133	144081
1003-1004	1004	34	266696	597-597	597	132	144139
1004-1005	1005	32	289501	597-598	598	153	126746
1005-1006	1006	33	304744	598-598	598	142	140234
1006-1008	1007	34	268491	598-599	599	165	113826
1008-1019	1011	34	238948	599-608	602	126	175880

**Tabla 22. Promedio de resultados para la sección 12 ¼” pozo moqueta 20A formación Rumiayaco.**

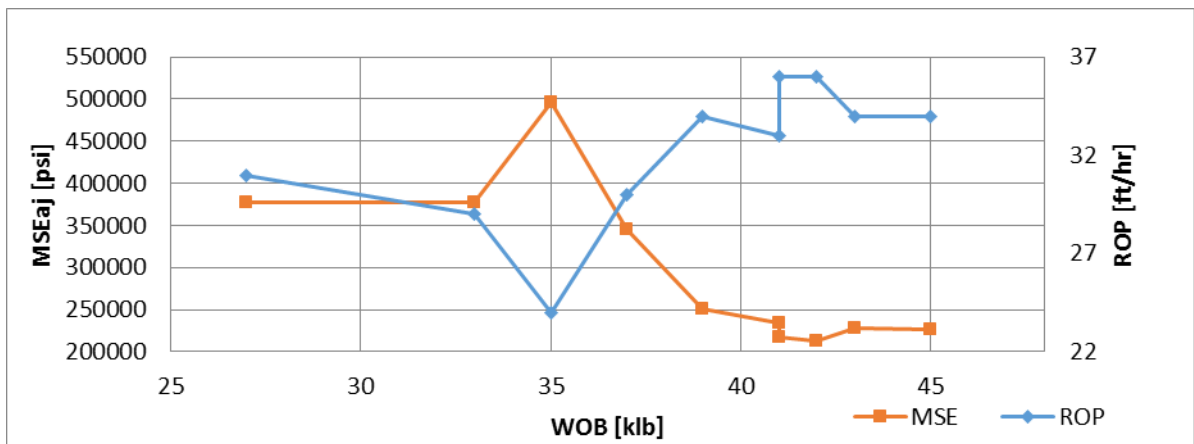
BHA #2 DESLIZANDO				BHA #2 ROTANDO			
RANGO [WOB]	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [WOB]	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
1,1-9	6,9	194	2117	1,9-9,2	3,6	317	11822
9-10,6	9,7	184	2137	9,3-11,1	10,2	326	12270
10,6-11,8	11,1	204	2090	11,1-12,7	11,8	325	12437
11,8-13,4	12,4	240	1823	12,7-15	13,8	290	15614
13,4-15,8	14,7	175	3283	15-16,5	15,7	249	20334
15,8-17,5	16,7	164	386	16,5-18,2	17,3	246	18955
17,5-20,1	19	156	3620	18,2-19,6	18,9	236	22369
20,1-23,6	21,6	124	5394	19,6-21,8	20,4	231	24690
23,6-27,4	25,8	98	6161	21,8-27,3	24,7	214	27122
27,4-31,7	29	100	6311	27,4-38,5	30	236	25056
BHA #2 DESLIZANDO				BHA #2 ROTANDO			
RANGO [RPMT]	RPMT [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [RPMT]	RPMT [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
186-198	197	112	5397	199-265	256	221	25415
198-205	202	99	5939	265-273	269	205	27477
205-235	220	165	4724	273-289	281	260	17920
235-236	236	203	2172	289-297	293	355	12638
236-237	236	171	3083	297-299	298	344	12584
237	237	201	8564	299-300	299	277	15186
237-238	238	206	2031	300-301	300	276	16296
238-239	239	171	2940	301-303	302	285	16032
239-241	240	142	3624	303-306	304	241	20763
241-259	243	164	3762	306-327	310	205	26452
BHA #2 DESLIZANDO				BHA #2 ROTANDO			
RANGO [CAUDAL]	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO [CAUDAL]	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
814-828	823	109	5833	798-833	823	224	25731
828-852	841	102	5502	833-853	845	205	28490
852-979	915	165	4724	853-980	927	280	17951
979-984	983	203	2171	980-986	984	298	15052
984-987	985	172	3017	986-989	987	298	14756
987-989	988	200	2631	989-990	989	262	15661
889-991	990	206	2031	991-994	992	295	14932
991-997	994	171	2940	994-1000	996	284	16367
997-1004	1001	142	3624	1000-1005	1002	296	17770
1004-1071	1011	164	3762	1005-1024	1010	226	24062

En las Tablas 21 y 22, se observan los resultados promedio de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj de las formaciones correspondientes a cada pozo, para lo cual, también se indica el mayor valor promedio de ROP (**máximo**) que corresponde a cada rango de parámetros de perforación y también la energía mecánica específica promedio en ese punto, (**franjas rojas**).

**4.1.6. Comportamiento del ROP y el MSEaj respecto a los parámetros de perforación.** Una vez obtenido los promedios de los datos de cada parámetro por formación se procede a realizar las gráficas, observando el comportamiento del ROP y MSEaj para obtener los mejores parámetros que sirvan para recomendar en las futuras perforaciones.

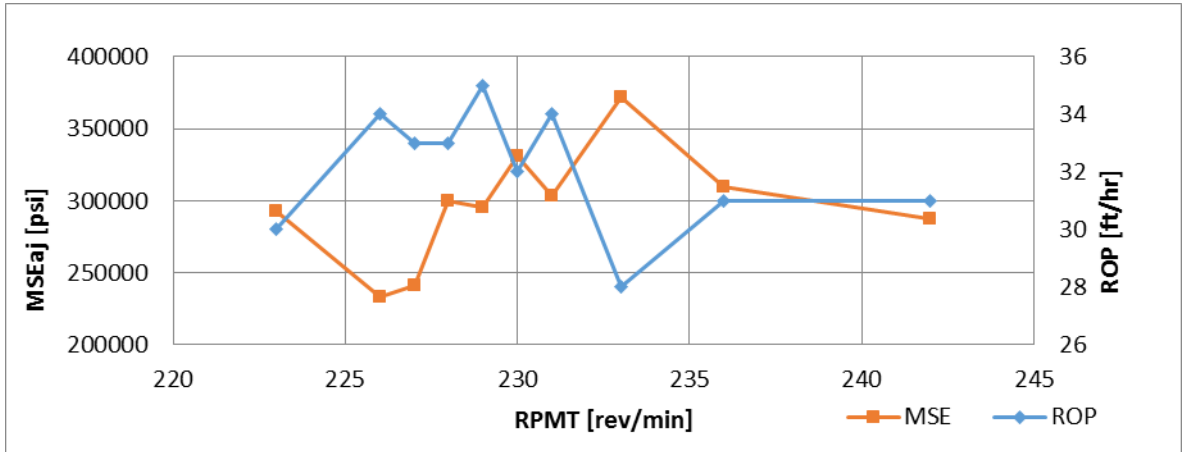
En las Figuras 33 a 44 se presentan los resultados con los valores promedios de los parámetros descritos en las Tablas 21 y 22, las figuras correspondientes a cada formación de los pozos estudio se muestran en el Anexo 5.

**Figura 33. ROP & MSE vs WOB Villeta Fm, sección de 12 ¼”.**



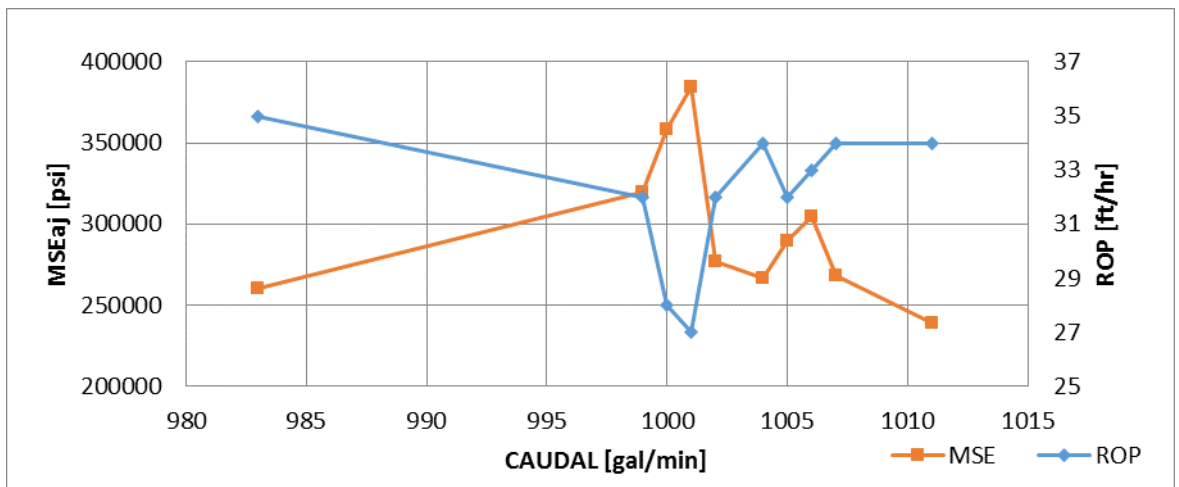
En la Figura 33 se observa que donde están los mayores valores de ROP está los menores valores de MSEaj y que el ROP tiene un comportamiento creciente y el MSEaj decreciente después de usarse un peso de 35 klb.

**Figura 34. ROP & MSE vs RPMT Villeta Fm, sección de 12 ¼”.**



En la Figura 34 se observa que en el rango de 225 y 235 de RPMT el ROP tiene un comportamiento decreciente y el MSEaj un comportamiento creciente y luego la tendencia es estable.

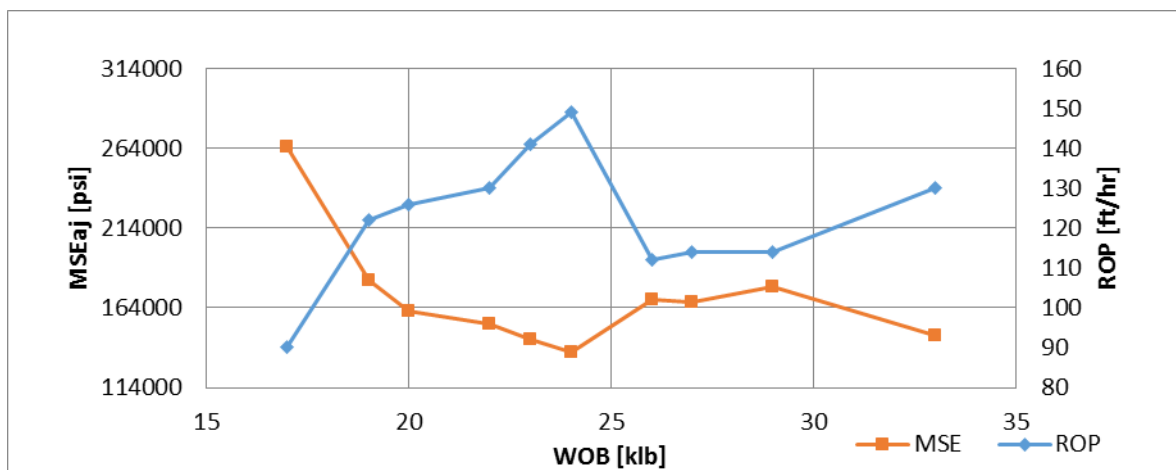
**Figura 35. ROP & MSE vs GPM Villeta Fm, sección de 12 ¼”.**



En la Figura 35, se concluye, que en esta formación usar un caudal mayor a 1000 gpm se logra obtener un mayor ROP y un menor MSEaj, aunque el comportamiento no se puede generalizar, puesto que el caudal está más relacionado con las revoluciones por minuto totales, como se explicó en el capítulo 1, a mayor caudal más alto es el rpm y por ende el ROP crece.

En las Figuras 33, 34 y 35 se observa el comportamiento del ROP y MSEaj con respecto al WOB, RPMT y CAUDAL cuando se está usando el BHA #4 de sección de 12 ¼”, en las 3 Figuras se puede concluir que el ROP tiene un comportamiento inverso al MSEaj, lo que quiere decir, que cuando se tiene un alto ROP el MSEaj es bajo y viceversa; esto no quiere decir que no siempre a pesar de tener un mayor ROP se tiene el menor MSEaj como se puede apreciar en la Figura 34.

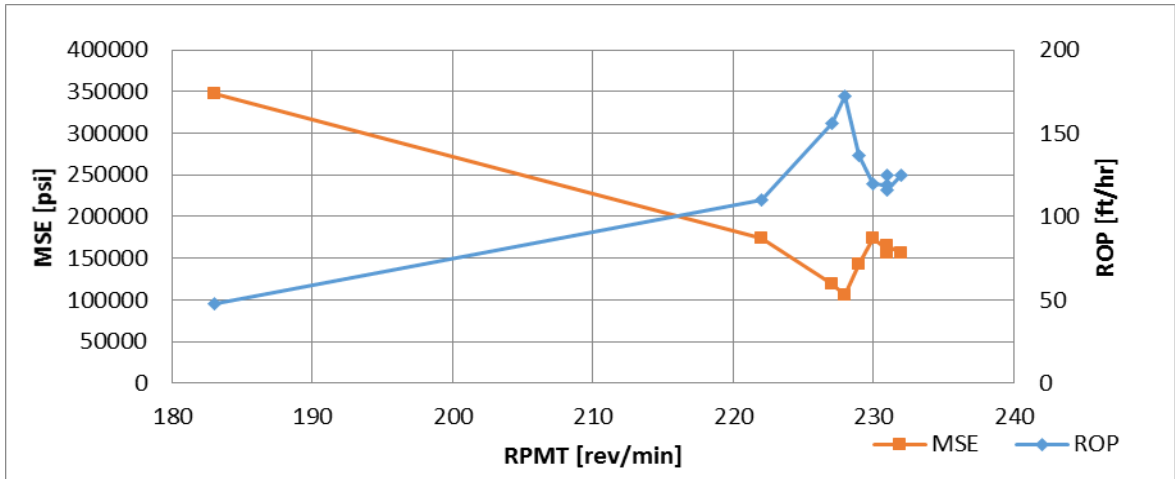
**Figura 36. ROP & MSEaj vs WOB Villeta Fm, sección de 8 ½.”**



En la Figura 36, el comportamiento no es tan estable, pues se observa que en el rango de 15 y 25 (klb) de WOB el ROP crece y el MSEaj decrece, luego es estable entre 25 y 30 y aumenta el ROP y decrece el MSEaj, este comportamiento puede ser a causa de varias hipótesis, como por ejemplo las características litológicas de

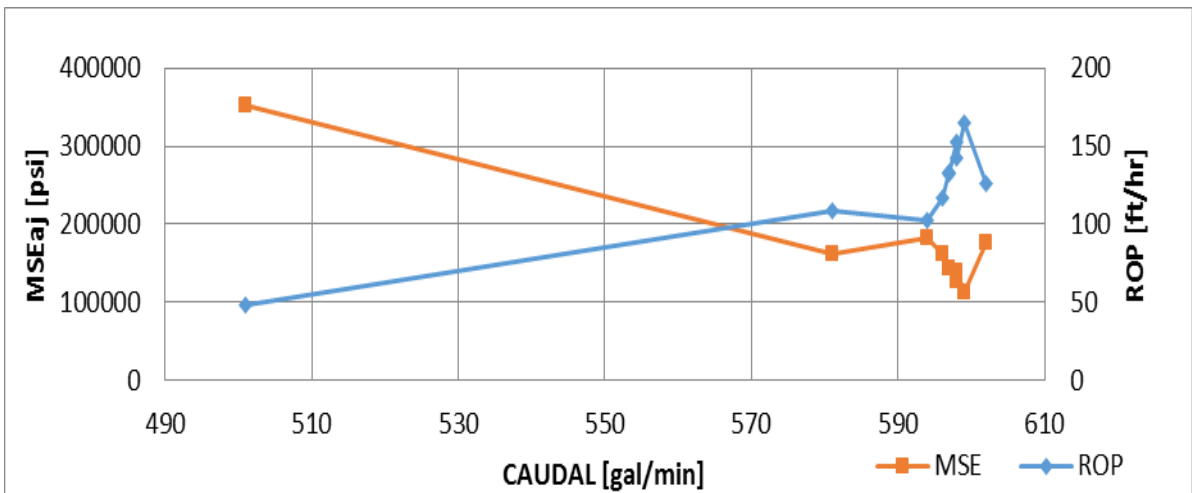
cada formación o la influencia de los otros parámetros o algún problema operacional entre otras.

**Figura 37. ROP & MSE vs RPMT Villeta Fm, sección de 8 ½”.**



En la Figura 37, el ROP aumenta a medida que las revoluciones por minuto aumentan, al igual, aunque de manera inversa se puede observar en el MSEaj.

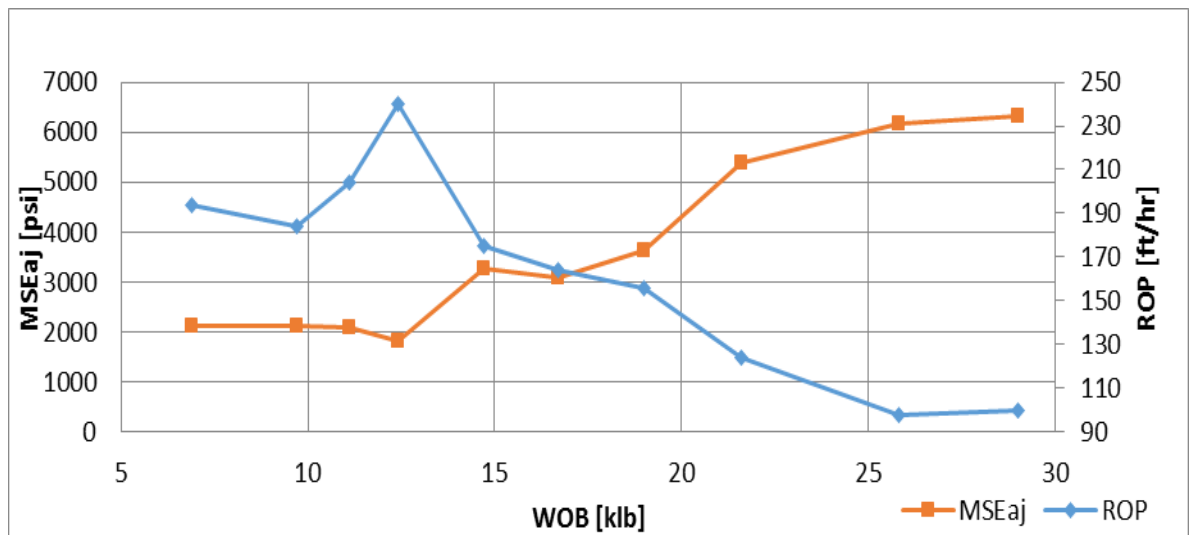
**Figura 38. ROP & MSEaj vs CAUDAL Villeta Fm, sección de 8 ½”.**



En la Figura 38, el ROP crece y el MSEaj disminuye a medida que aumenta el caudal.

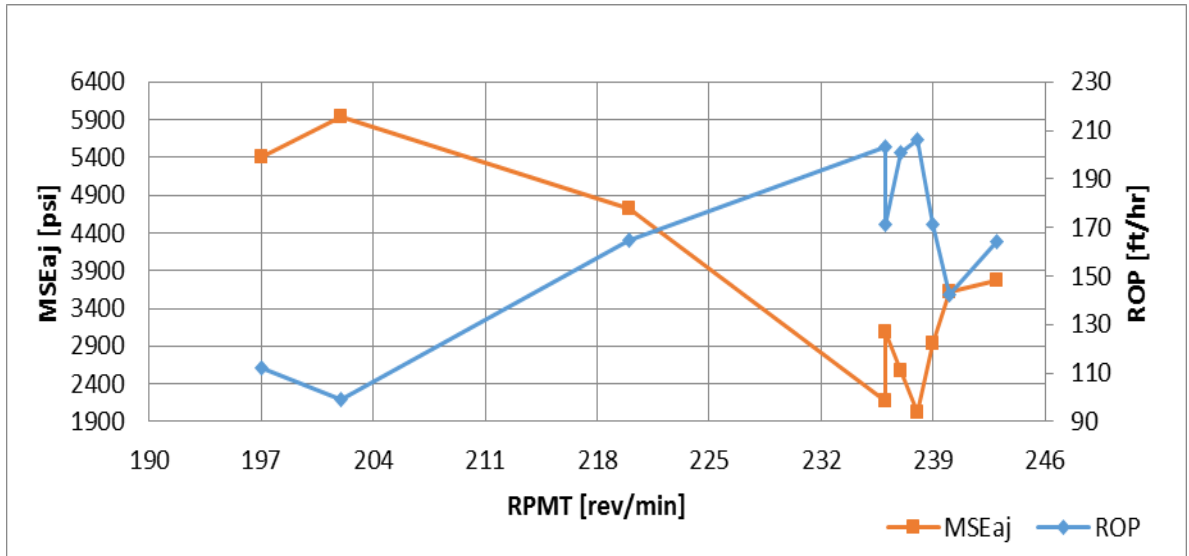
En las Figuras 36, 37 y 38 se ve el comportamiento del ROP y MSEaj con respecto al WOB, RPMT y CAUDAL cuando se está usando el BHA #5 de sección de 8 ½”, se concluye, que el ROP es ideal hasta cierto punto, aun habiendo variaciones puede crecer, pero no será igual que el máximo.

**Figura 39. ROP & MSEaj VS WOB RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(deslizado).**



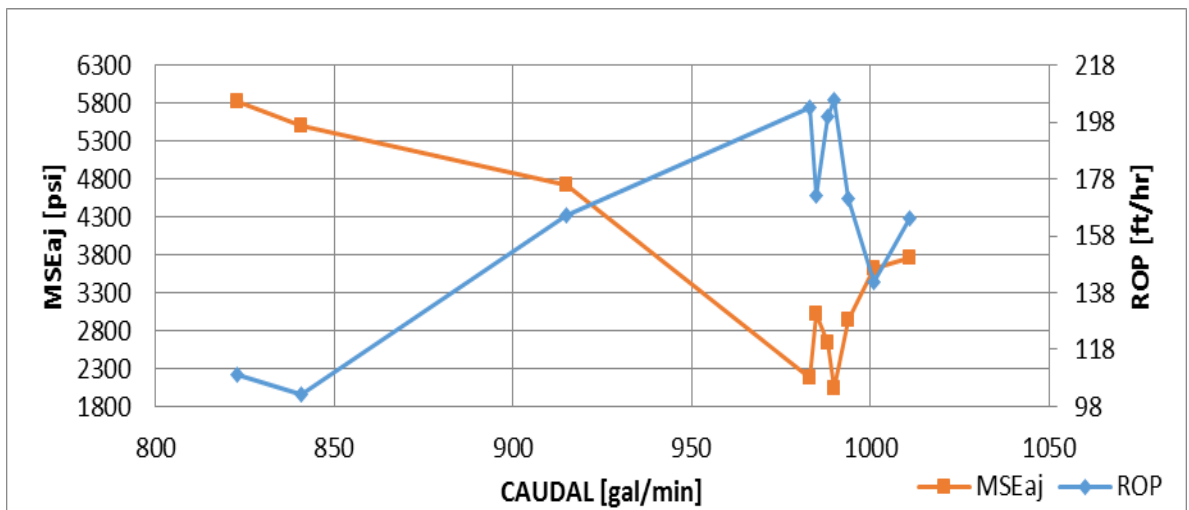
En la Figura 39 se aprecia que el comportamiento del ROP es decreciente después de 12,5 klb de peso, después de ese punto disminuye considerablemente mientras que la energía del sistema aumenta.

**Figura 40. ROP & MSEaj VS RPMT RUMIYACO FM, sección 12 ¼" (deslizado).**



En la Figura 40, se observa un aumento considerable del ROP de 100 pies por hora hasta cerca de 240 pies por hora cuando aumenta las revoluciones por minuto y que su comportamiento es creciente, así también una disminución considerable de energía usada en el sistema.

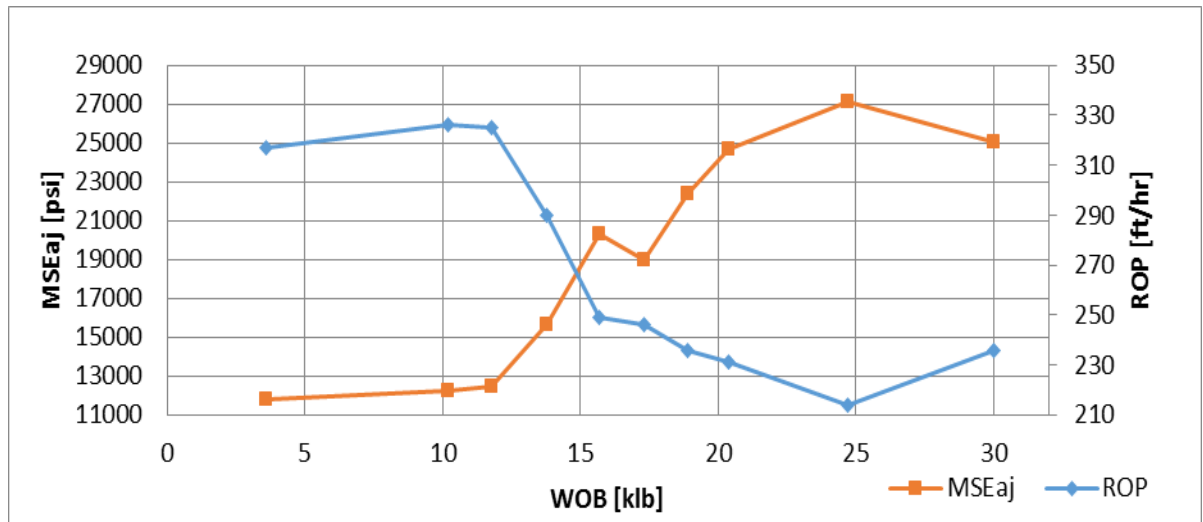
**Figura 41. ROP & MSEaj VS CAUDAL RUMIYACO FM, sección 12 ¼" (deslizado).**



En la Figura 42, se observa un aumento considerable del ROP a medida que se aumenta el caudal y que el comportamiento es creciente mientras que la energía del sistema disminuye.

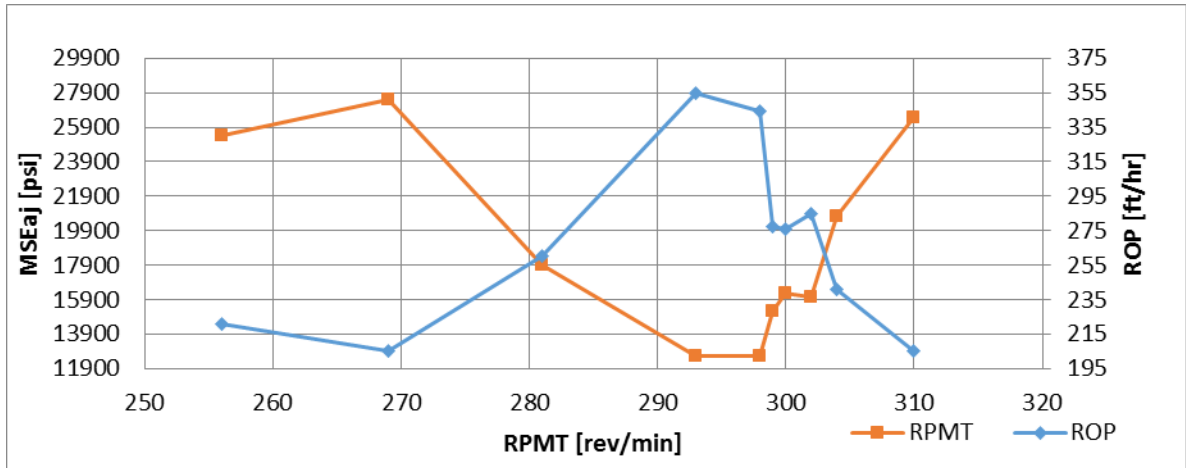
En las Figuras 39, 40 y 41, se ve el comportamiento del ROP y MSEaj con respecto al WOB, RPMT y CAUDAL cuando se está usando el BHA #2 de sección 12 ¼” mientras se está deslizando el sistema de perforación en el pozo Moqueta 20ª para la formación Rumiayaco.

**Figura 42. ROP & MSEaj VS WOB RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(rotando).**



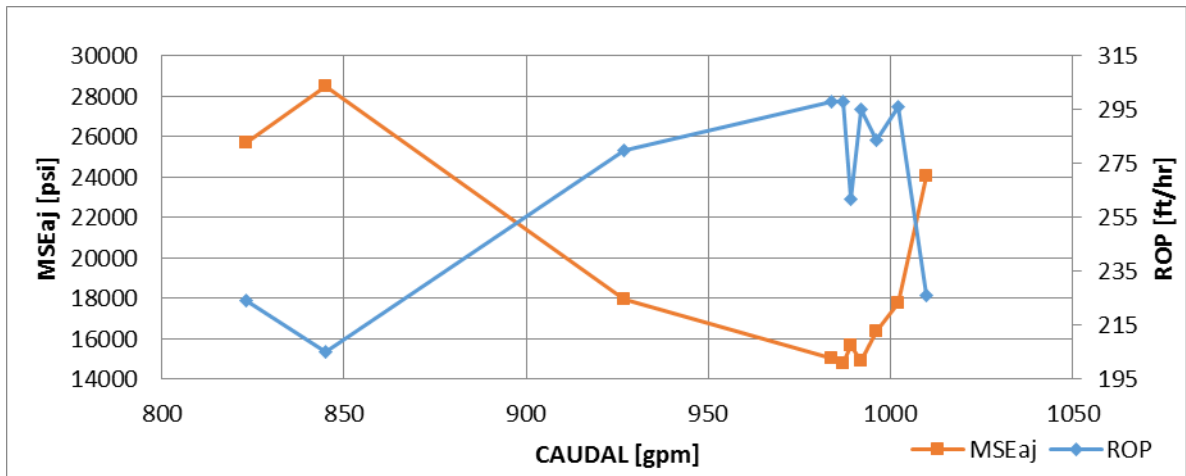
En la Figura 42, se puede apreciar que en el rango de 10 a 35 klbs de WOB hay una disminución notoria de ROP, aunque el valor de ROP es alto y la perforación tiene un avance significativo.

**Figura 43. ROP & MSEaj VS RPMT RUMIYACO FM, sección 12 ¼” (rotando).**



En la Figura 43, se observa que el ROP alcanza su punto óptimo y a partir de 300 revoluciones disminuye, haciendo que aumente la energía del sistema transitoriamente.

**Figura 44. ROP & MSEaj VS CAUDAL RUMIYACO FM, sección 12 ¼ “(rotando).**



En la Figura 44, se observa que para obtener un considerable ROP es necesario para esta formación en estas condiciones tener entre 950 y 1000 galones por

minuto, si los demás parámetros se mantienen la anergia en el sistema será baja y las herramientas tendrán menos daños, si no se involucran otros factores ajenos.

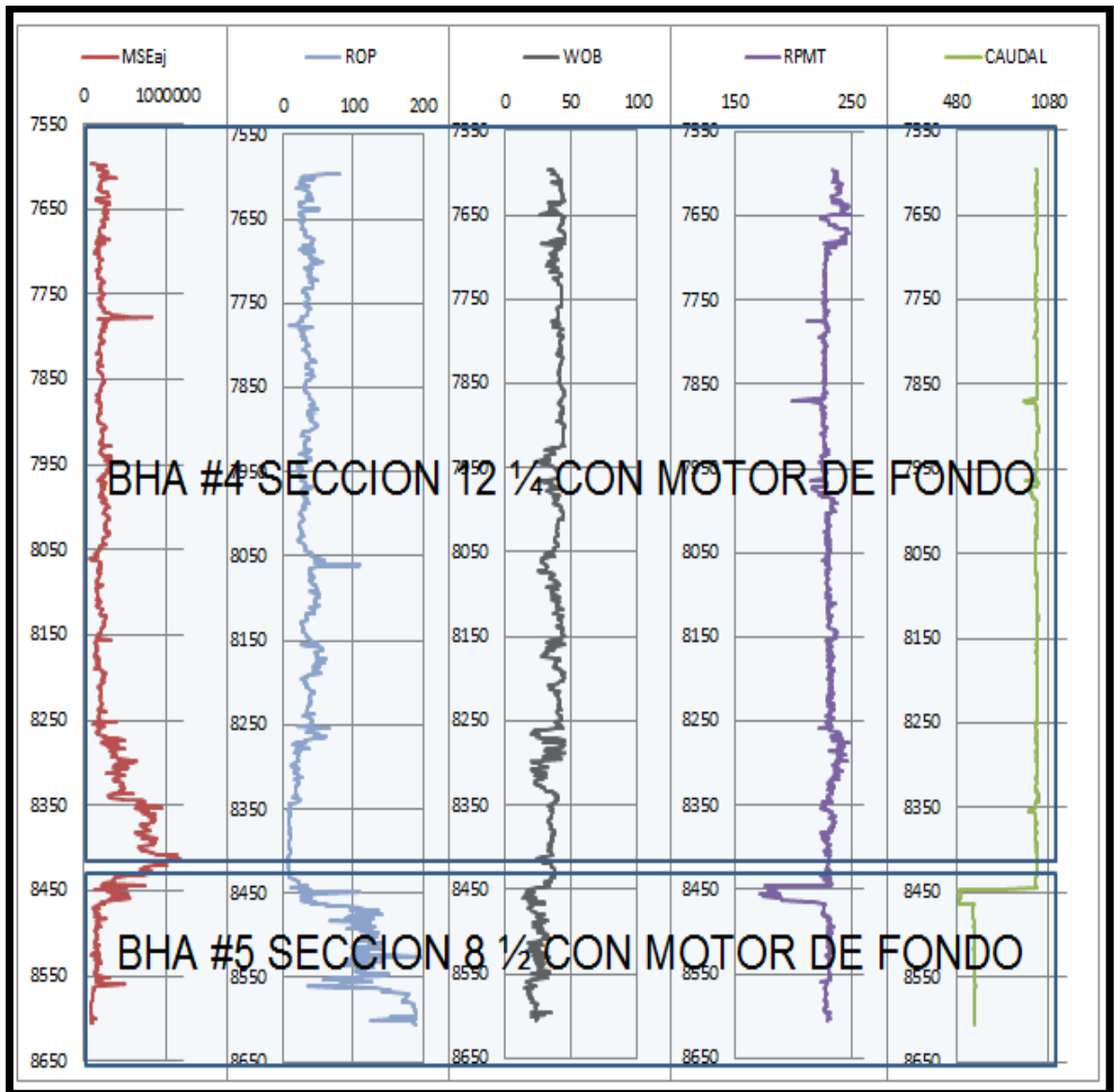
Para las Figuras 42, 43 y 44, se observa el comportamiento del ROP y MSEaj con respecto al WOB, RPMT y CAUDAL cuando se está usando el BHA #2 de sección 12 ¼” mientras se está rotando la broca con el sistema de perforación en el pozo Moqueta 20A para la formación Rumiyaco y también a la velocidad en el que se mueve el sistema de perforación, que es considerable y oscila entre 300 ft por minuto.

Se analiza que la disminución o el aumento del ROP no son totalmente debido a la variación de parámetros, puede involucrar otros factores como problemas de las herramientas de perforación, errores humanos, cambios de formación, toma de decisiones, cambios de broca, etc.

**4.1.7. Análisis del ROP y el MSEaj respecto a los parámetros de perforación contra la profundidad por formación.** Después de encontrar los mayores ROP promediados por formación usando el método de deciles, se procede a confrontar con los datos de ROP en función de la profundidad para cada una de las formaciones. También se tendrán en cuenta los parámetros de perforación correspondientes a cada profundidad que afectan el ROP al igual que el MSEaj, con el objetivo de seleccionar el ROP representativo a sugerir para cada una de las formaciones.

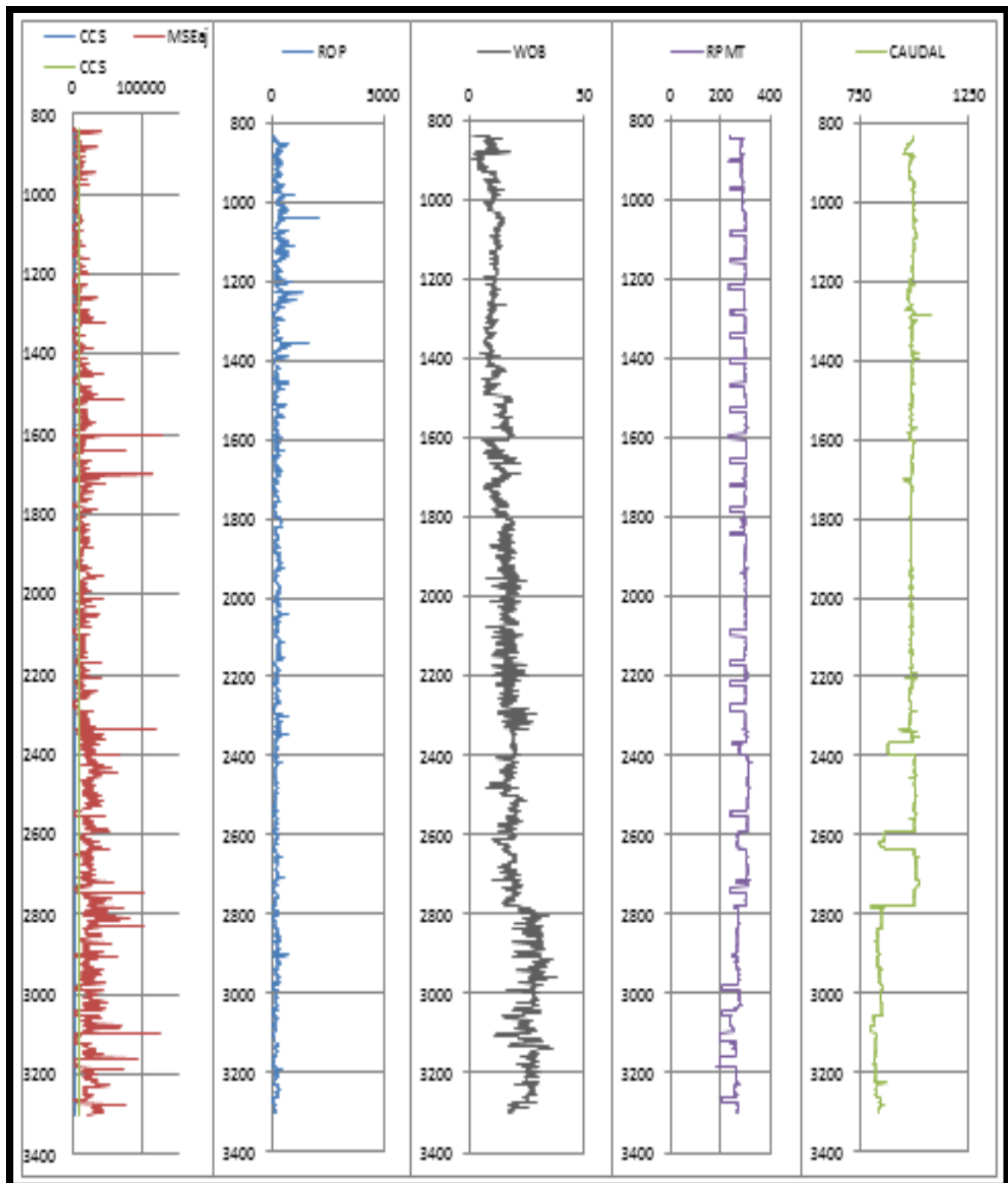
En las Figuras 45 y 46 se muestra del ROP, MSEaj, WOB, RPM T y CAUDAL en función de la profundidad de las formaciones estudiadas anteriormente, formación Villeta para el pozo Costayaco 24D y formación Rumiyaco para el pozo Moqueta 20A. En el Anexo 6, se presentan las Figuras correspondientes a las demás formaciones de los pozos en estudio.

**Figura 45. MSEaj, ROP y parámetros de perforación contra la profundidad, formación Villeta, pozo Costayaco 24D.**



Para esta formación se usan dos BHA con motores de fondo, se puede observar que cuando se usa el BHA de 8 1/2" el ROP tiene un incremento significativo, esto es posible debido a que se perforo con una broca nueva.

**Figura 46. MSEaj, ROP y parámetros de perforación contra la profundidad, formación Villeta, pozo Moqueta 20A.**



En la Figura 46 se puede apreciar el comportamiento real de los parámetros de perforación, ROP y el MSEaj.

**4.1.8 Resultado de parámetros de perforación para la obtención del máximo ROP.** Para la obtención del ROP a seleccionar por formación es necesario postular un rango de parámetros en base al rango de parámetros donde se obtuvo el ROP máximo de las Tablas 21,22 y del Anexo 4.

En las Tablas 23 y 24, se presenta un rango mayor de parámetros de perforación donde están los ROP más cercanos al ROP máximo

**Tabla 23. Rango de parámetros de perforación para el máximo ROP, pozo Costayaco 24D**

FORMACIONES	BHA	WOB [klbs]	RPMT [rev/min]	CAUDAL [gal/min]
ORITO	26	15-20	60-70	250-300
	17 ½ ROTANDO	18-25	190-200	1150-1250
	17 ½ DESLIZANDO	15-28	140-160	1000-1300
ORTEGUAZA	17 ½ ROTANDO	30-35	180-195	1100-1200
	17 ½ DESLIZANDO	35-40	145-150	1200-1220
PEPINO S	17 ½	-	-	-
	12 ¼	25-30	240-250	1000-1010
PEPINO M	12 ¼	20-25	240-250	1000-1010
PEPINO I	12 ¼	28-33	240-250	1000-1010
	12 ¼	13-25	170-180	820-850
RUMIYACO	12 ¼	35-43	234-245	980-1000
LIMOLITA	12 ¼	35-42	235-240	980-990
ARENISCA	12 ¼	35-42	235-240	980-990
VILLETA	12 ¼	40-45	230-240	980-1000
	8 ½	20-25	220-230	590-600
CABALLOS	8 ½	20-25	220-230	590-600
SALDAÑA	8 ½	20-25	230-240	590-600

**Tabla 24. Rango de parámetros de perforación para el máximo ROP, pozo Moqueta 20A.**

FORMACIONES	BHA	WOB [klbs]	RPMT [rev/min]	CAUDAL [gal/min]
PEPINO S	12 ¼ (Tr-Sin Motor)	10-18	120-130	300-500
	12 ¼	9-12	225-235	810-830
PEPINO M	12 ¼	6-10	270-280	900-920
PEPINO I	12 ¼ (Deslizando)	6-9	220-240	970-1000
	12 ¼ (Rotando)	8-11	275-290	970-1000
RUMIYACO	12 ¼ (Deslizando)	11-16	230-240	980-1010
	12 ¼ (Rotando)	9-18	280-310	960-1000
LIMOLITA	12 ¼ (Deslizando)	20-25	200-210	830-840
	12 ¼ (Rotando)	13-18	255-270	820-840
ARENISCA	12 ¼	19-22	250-260	800-820
VILLETA	12 ¼	-	-	-
	8 ½ (Deslizando)	20-30	230-240	550-600
	8 ½ (Rotando)	25-30	290-310	630-660
CABALLOS	8 ½	10-20	280-300	650-670
SALDAÑA	8 ½	20-30	290-300	650-670

Estos parámetros de perforación se evalúan a fin de encontrar los mejores valores posibles a recomendar en las futuras perforaciones.

#### **4.2 EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN PROPUESTOS PARA LA OBTENCIÓN DEL ROP ESPERADO.**

Luego de mostrar los valores presentados en las Tablas 23 y 24, se evalúa el ROP y los parámetros de perforación registrados en los datos suministrados por la **Empresa Gran Tierra Energy Ltda.**, de cada pozo por formación, para así, poder encontrar unos parámetros más técnicos y representativos, puesto que, el ROP máximo hallado en cada formación no indica que haya sido siempre constante durante la perforación.

En la Tabla 25, se muestra cómo es la obtención de los parámetros de perforación a proponer, con algunos datos del pozo Moqueta 20A de la formación Rumiyaco cuando desliza el sistema de perforación.

**Tabla 25. Obtención de parámetros propuestos, pozo Moqueta 20A, formación Rumiyaco.**

POZO MOQUETA 20A, FORMACIÓN RUMIYACO.					
PROFUNDIDAD: [ft]	WOB: [Klb]	ROP: [ ft/hr]	CAUDAL: [gal/min]	RPMT: [rev/min]	TORQUE: [ft/Lb]
1335	9,8	162,7	988	237	0
1339	9,8	196,8	991	238	0
1343	9,8	196,3	991	238	0
1397	9,8	135,1	996	239	0
3103	15	42,6	828	198	0
3104	11,3	74,6	828	198	0
3102	13	131,8	831	198	0
3101	12	79,6	831	198	0
3106	16	137,7	831	200	0
1222	10,3	345,8	973	234	0
1219	10,1	412,1	976	234	0
1214	10,6	312,1	979	235	0
1218	10,3	327,9	979	235	0
1217	10,8	328,6	979	235	0
1216	10,3	345,3	979	235	0
1223	13,3	398,3	979	235	0
1220	12	427,1	979	235	0
1226	11,3	447,3	979	235	0
1221	10,8	454,5	979	235	0
1526	14,7	184,9	982	236	0
2278	14,6	165	983	236	0
1781	10,9	103,6	983	236	0
1780	12,4	125,7	983	236	0
1663	15,2	106,8	983	236	0
Altos ROP	No están en el rango		No cumplen		

Para la obtención de los parámetros propuestos se promedia el ROP presente en los datos y se tiene en cuenta el resultado de los parámetros WOB, RPMT y CAUDAL de las Tablas 23 y 24 y la información de los reportes diarios de cada pozo. En la Tabla 26 se muestra el rango de parámetros de perforación donde se tuvo el mejor ROP.

**Tabla 26. Parámetros propuestos, pozo Costayaco, formación Rumiayaco.**

WOB [klb]	RPMT [rev/min]	CAUDAL [gal/min]	ROP RECOMENDADO [ft/hr]
9-17	230-240	870-1002	190

En la Tabla 25, se observan valores que no cumplen y no se toman en cuenta, puesto que, no abarcan completamente en los rangos propuestos para obtener el ROP esperado. Se observan rangos de WOB que, si cumplen en el rango propuesto en la Tabla 26 pero las revoluciones por minuto totales y los caudales concurrentes a él no están en el rango, además los valores donde se encuentran un ROP alto tampoco se toman en cuenta, ya que, estos no tienen una tendencia respecto a los demás y ese resultado pudo haber sido por una alteración anormal en el sistema de perforación.

Si el ROP promediado en el rango donde se evalúa es constante en un rango mayor se tienen en cuenta esos parámetros de perforación y se toma un nuevo rango. Los valores que están antes o después del nuevo rango de parámetros de perforación propuesto no se toman en cuenta, puesto que, a partir de esos valores se observan considerables disminuciones de ROP, y el enfoque principal de este proyecto es optimizar o evaluar los parámetros de perforación, lo cual se hace para obtener un ROP esperado.

### 4.3. TABLA DE RESULTADOS DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN COMO PROPUESTA PARA FUTUROS POZOS.

Luego de determinar los parámetros ideales u óptimos de perforación, se realiza una Tabla de resultados de parámetros a proponer para futuros pozos que tengan características similares a los pozos evaluados.

En las Tablas 27 y 28, se muestra el rango de parámetros de perforación a proponer y el ROP esperado que se podría obtener.

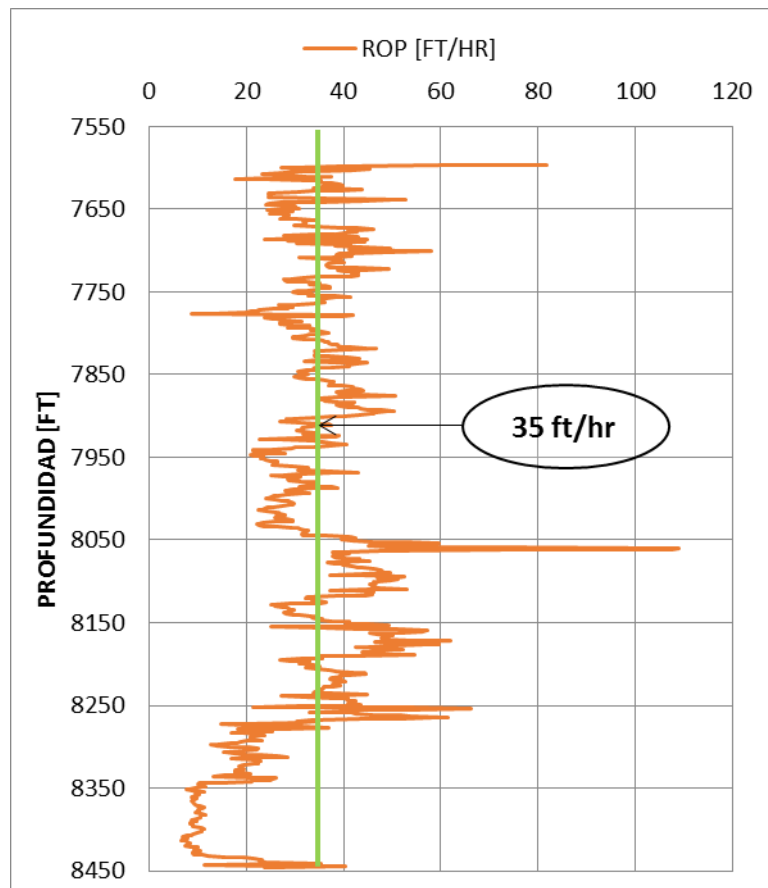
**Tabla 27. Parámetros propuestos de perforación, campo Costayaco.**

FORMACIONES	BHA	WOB (klb)	RPMT (rev/min)	CAUDAL (gal/min)	ROP ESPERADO (ft/hr)
ORITO	26	15-25	60-80	200-250	43
	17 1/2 ROTANDO	18-25	180-200	1150-1300	190
	17 1/2 DESLIZANDO	18-25	140-160	1200-1290	130
ORTEGUAZA	17 1/2 ROTANDO	33-39	185-195	1100-1200	72
	17 1/2 DESLIZANDO	35-45	144-150	1190-1210	76
PEPINO S	17 1/2	-	-	-	-
	12 1/4	24-30	236-250	980-1010	149
PEPINO M	12 1/4	20-25	240-250	1000-1010	157
PEPINO I	12 1/4	20-33	180-240	850-1000	78
	<b>CAMBIO DE BROCA</b>				
	12 1/4	29-36	180-240	940-1020	66
RUMIYACO	12 1/4	36-43	234-245	980-1010	94
LIMOLITA	12 1/4	35-40	230-240	980-1010	90
ARENISCA	12 1/4	35-40	230-240	980-1010	90
VILLETA	12 1/4	39-45	220-230	980-1000	35
	8 1/2	19-26	215-235	590-610	137
CABALLOS	8 1/2	20-25	220-232	590-610	130
SALDAÑA	8 1/2	19-24	230-240	590-610	124

Para saber si el ROP esperado que se propone bajo los parámetros recomendados abarca entre la mayoría de ROP registrados en los datos de cada formación del pozo Costayaco 24D y fue constante durante su recorrido se realiza una gráfica de profundidad contra ROP y se comprueba.

En la Figura 17 se toma como ejemplo el ROP esperado propuesto en la formación Villeta con BHA de 12 ¼" el cual es de 35 ft/hr.

**Figura 47: Profundidad vs ROP formación Villeta, BHA 12 ¼".**



Se observa que efectivamente el ROP esperado propuesto abarca entre la mayoría de los que se registraron en la formación Villeta cuando se usó el BHA de 12 ¼",

una vez comprobado este valor propuesto, se realiza el mismo proceso para las demás formaciones (Anexo 6).

No se hace una propuesta de parámetros en la formación Pepino Superior con un BHA de 17 ½” debido a que solo se perforan 40 ft con esta configuración antes de cambiar a la de 12 ¼”.

Para la perforación de futuros pozos en el campo Costayaco se deben tener en cuenta dos consideraciones: usar motor de fondo a partir del segundo BHA y hacer un cambio de broca en la formación Pepino Inferior, formación muy compleja con respecto a las demás y de difícil toma de decisiones debido a los conglomerados. Además, aplicar los parámetros propuestos en la Tabla 27.

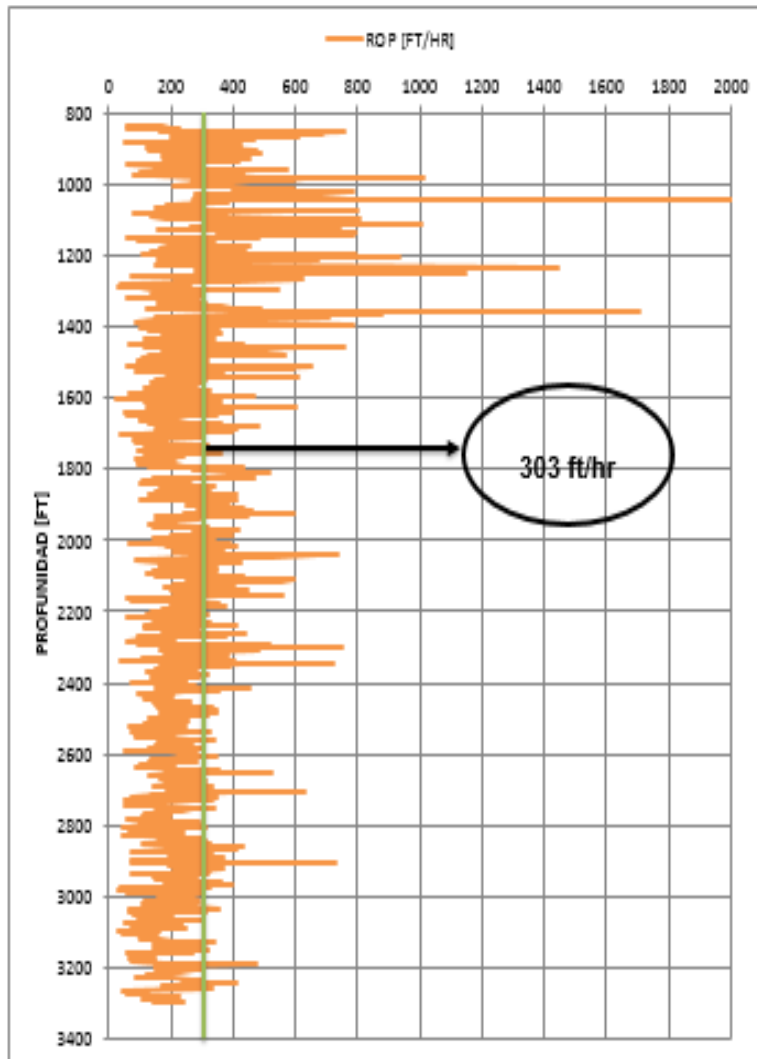
**Tabla 28: Parámetros propuestos de perforación, campo Moqueta.**

FORMACIONES	BHA	[WOB] (klb)	[RPMT] (rev/min)	[CAUDAL] (gal/min)	ROP ESPERADO (ft/hr)
PEPINO S	12 1/4 (Tr-Sin Motor)	10-18	111-130	400-500	111
	12 1/4	9-12	230-240	800-845	310
PEPINO M	12 1/4	6-10	265-290	880-920	365
PEPINO I	12 1/4 (Deslizando)	6-9	210-240	900-1000	166
	12 1/4 (Rotando)	7,7-11	262-285	880-980	292
RUMIYACO	12 1/4 (Deslizando)	10-16	230-240	870-1002	190
	12 1/4 (Rotando)	8-12	280-310	970-1015	303
LIMOLITA	12 1/4 (Deslizando)	19-25	199-205	830-845	71
	12 1/4 (Rotando)	12-19	255-270	820-845	162
ARENISCA	12 1/4	19-22	250-265	800-835	120
VILLETA	12 1/4	-	-	-	-
	8 1/2 (Deslizando)	20-29	229-242	635-671	115
	8 1/2 (Rotando)	25-30	280-312	620-670	270
CABALLOS	8 1/2	8--20	275-300	620-670	164
SALDAÑA	8 1/2	20-33	280-300	605-655	122

De igual manera para el pozo Moqueta 20A para saber si el ROP esperado que se propone bajo los parámetros recomendados está comprendido entre los ROP

registrados en cada formación durante la perforación del pozo Moqueta-20A. Para mostrar este resultado se efectúa una gráfica de profundidad contra ROP, se toma la formación Rumiayaco cuando rota con BHA de 12 ¼" el cual es de 303 ft/hr (Figura 48).

**Figura 48. Profundidad vs ROP formación Rumiayaco, BHA 8 ½”.**



Se observa que evidentemente el ROP esperado propuesto abarca entre la mayoría de los que se presentaron en la formación Caballos cuando se usó el BHA #2, una

vez comprobado este valor propuesto, se realiza el mismo proceso para las demás formaciones.

No se hace una propuesta de parámetros en la formación Villeta con un BHA de 12 ¼" debido a que solo se perforan 37 ft con esta configuración antes de cambiar a la de 8 ½".

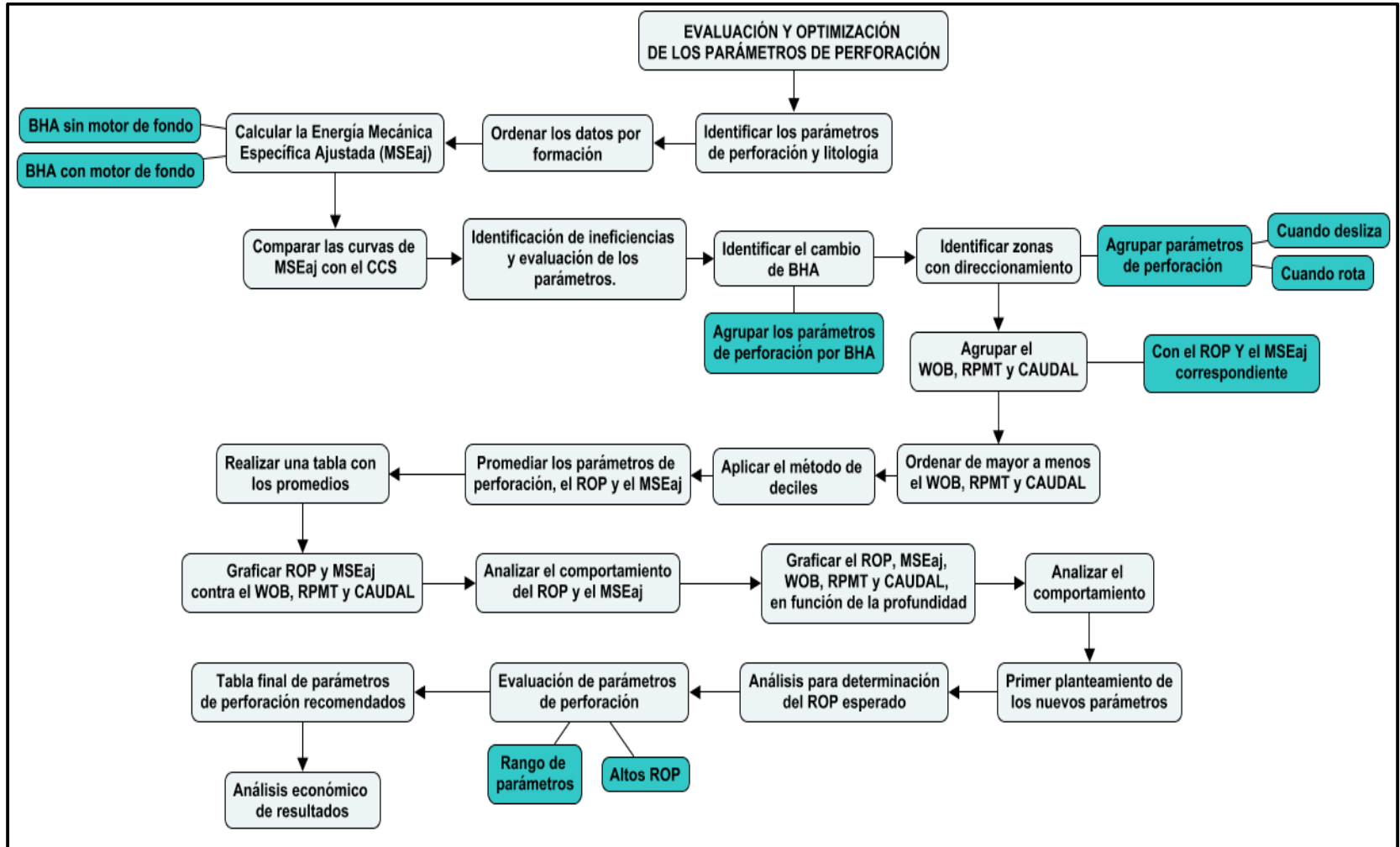
En el pozo Moqueta 20A se alcanzó el mejor rendimiento entre otros aspectos: el uso de BHA con brocas PDC y motor de fondo, perforado recientemente aplicando mejores prácticas de perforación. Se recomienda para la perforación de futuros pozos en este campo, continuar aplicando similares BHA y los parámetros descritos en la Tabla 28.

#### **4.4 METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN MEDIANTE MSE**

Como valor agregado se plantea una metodología para la evaluación y optimización de los parámetros de perforación teniendo en cuenta la energía mecánica específica (MSE) y la velocidad de penetración (ROP) alcanzada en el sistema, con el fin de mejorar el rendimiento de la perforación en tiempos y costos, la cual pueda ser aplicada a otros campos.

En la figura 49 se describen los pasos recomendados a seguir para la aplicación de la metodología.

Figura 49: Evaluación y optimización de los parámetros de perforación.



1. **Identificar los parámetros de perforación y litología.** Identificar la litología y los parámetros de perforación, tales como: WOB, RPMT, CAUDAL, TORQUE y ROP.
2. **Ordenar los datos por formación.** Ordenar la información del pozo por formación es indispensable, para facilitar, el análisis y la optimización al tener en cuenta las características principales que presentan cada una de ellas.
3. **Calcular la energía mecánica específica ajustada (MSEaj).** Se calcula la energía del sistema que fue empleada en cada formación con el fin de observar el rendimiento de cada parámetro de perforación. Para el cálculo de esta energía se tiene en cuenta el tipo de BHA que se está utilizando.
  - 3.1. **BHA sin motor.** Cuando se utiliza un BHA sin motor en cualquier formación, la Energía Mecánica Específica Ajustada se calcula solamente en función de los parámetros de perforación, mediante la ecuación 6.
  - 3.2. **BHA con motor.** Para las formaciones que utilizan BHA con motor la Energía Mecánica Específica Ajustada que se calcula está en función de los parámetros de perforación, la presión diferencial y las referencias del motor de fondo del BHA, utilizando la ecuación 7.
4. **Comparar las curvas de MSEaj y CCS.** Después calcular la energía, la compresibilidad de la roca confinada de cada formación se grafican y comparan con el fin de observar y determinar qué tan eficiente ha sido el proceso de perforación.
5. **Identificar el cambio de BHA.** Analizar en cual formación se realiza el cambio de BHA y cuál fue el motivo de su cambio.

**5.1. Agrupar los parámetros de perforación por BHA.** Una vez se identifique la formación donde ocurre el cambio de BHA, se toman los datos por aparte, debido a que, los parámetros de perforación deben ser analizados y evaluados independientemente según el BHA que se usa.

**6. Identificar zonas con direccionamiento.** Se identifica el direccionamiento del pozo, ya que, la perforación generalmente se realiza deslizando y rotando.

**6.1. Agrupar los parámetros de perforación.** Se tiene en cuenta de qué manera avanza la perforación, se analizan por separado los parámetros de perforación si el sistema desliza o rota.

**6.1.1. Cuando desliza.** Las revoluciones por minuto de la superficie del top drive son cero y los valores de torque son muy pequeños esto indica que el sistema de perforación está deslizando.

**6.1.2. Cuando rota.** Por el contrario, cuando las revoluciones por minuto de la superficie del top drive no son cero y los valores de torque son considerables esto indica que el sistema de perforación está rotando.

**7. Agrupar el WOB, RPMT y CAUDAL.** Se agrupan por separado estos parámetros.

**7.1. Con el ROP y el MSEaj correspondiente.** Es necesario analizar y evaluarlos detalladamente la velocidad de penetración (**ROP**) y la Energía Mecánica Específica Ajustada (**MSEaj**) a partir de los parámetros de perforación, para conocer el comportamiento de cada uno de ellos.

- 8. Ordenar de menor a mayor el WOB, RPMT y CAUDAL.** Se realiza este procedimiento para encontrar rangos que indiquen el comportamiento del ROP y el MSEaj.
- 9. Aplicar el método de deciles.** Se aplica este método estadístico el cual consiste en dividir en 10 partes iguales los parámetros totales por formación ya mencionados junto al ROP y MSEaj.
- 10. Promediar los parámetros de perforación, el ROP y el MSEaj.** Se promedia los datos presentados en los 10 “bloques” para observar la tendencia de cada uno de ellos.
- 11. Realizar una tabla con los promedios.** Se realiza una tabla con los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y el MSEaj, posteriormente se resalta donde se encuentre el mayor ROP.
- 12. Graficar el ROP y el MSEaj contra el WOB, RPMT y CAUDAL.** Se grafica los promedios de los datos presentes en cada tabla.
- 13. Analizar el comportamiento del ROP y MSEaj.** Se analiza la tendencia y el comportamiento del ROP y el MSEaj respecto a cada parámetro de perforación para su posterior evaluación. En esta etapa se obtiene el primer planteamiento de parámetros recomendados.
- 14. Graficar el ROP, MSEaj, WOB, RPMT y CAUDAL en función de la profundidad.** Se realiza una gráfica de profundidad contra el ROP, MSEaj, WOB, RPMT y CAUDAL por separado de cada formación para observar el comportamiento que se tuvo durante la corrida.

**15. Analizar el comportamiento.** Se analizan el comportamiento de las gráficas a partir de los parámetros recomendados, además las anomalías y puntos “extraños” del ROP en función de cada parámetro de perforación, teniendo en cuenta los reportes diarios de perforación y la litología perforada.

**16. Primer planteamiento de los nuevos parámetros.** Una vez analizadas las gráficas de los pasos 12 y 14 se realiza una tabla con los rangos de los parámetros de perforación donde se obtiene el mayor ROP presente en cada formación.

**17. Análisis para determinar ROP esperado.** Se analizan los datos de los parámetros de perforación de cada formación y se evalúan los rangos donde se obtiene el mayor ROP a partir de los parámetros recomendados, con el fin de encontrar el mejor ROP técnicamente viable, no necesariamente el mayor ROP encontrado representa el más eficiente rendimiento durante toda la perforación realizada en cada formación.

**18. Evaluación de parámetros de perforación.** Se promedia el ROP presente en los datos de cada formación utilizando los rangos de los parámetros de perforación descrito en la etapa 16.

**18.1. Rango de parámetros.** Si se observa que el ROP promedio o ROP esperado es constante en un rango mayor a los parámetros recomendados, se tienen en cuenta esos parámetros y se toma un nuevo rango.

**18.2. Altos ROP.** Donde se encuentran ROP fuera del promedio normal o muy altos, no se tienen en cuenta, porque dicho comportamiento pudo ser

causado, entre otros posibles factores a una alteración inusual de los sensores del sistema de perforación.

**19. Tabla final de parámetros recomendados.** Se realiza una tabla de resultados con los nuevos rangos de parámetros de perforación y el ROP esperado.

**20. Análisis económico de resultados.** Mediante un análisis comparativo de costos, se determina la viabilidad y aplicación de los parámetros recomendados para futuros pozos

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO POR PIE PERFORADO PARA LOS POZOS COSTAYACO 24D Y MOQUETA 20A.

Luego de haber encontrado un ROP esperado mediante los parámetros de perforación (WOB, RPMT y CAUDAL) recomendados basados en el análisis y estudio que se hizo a los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A, en este capítulo se realiza un análisis económico enfocado al perfil financiero. Se tuvieron en cuenta indicadores de rendimiento de la perforación representados en tiempos y costos por pie perforado para la perforación de futuros pozos con los parámetros recomendados, comparado con el rendimiento logrado en pozos anteriores.

### 5.1 FACTORES INVOLUCRADOS EN EL COSTO TOTAL DE UN POZO.

Es importante tener en cuenta que el costo total de un pozo está subdividido en diferentes categorías que son mencionadas a continuación:

- **Licencias ambientales:** está implicado con el acuerdo que se llega con las comunidades de las zonas donde se hará la explotación y también los trámites de licencias ambientales requeridos.
- **Obras civiles:** en las obras civiles se tiene en cuenta la adaptación y construcción de la localización, obras eléctricas la interventoría e infraestructura física cuya construcción y establecimiento es requerida.
- **Servicios de perforación y materiales:** está relacionado con la contratación de taladros para el proceso de perforación, y partes del proceso como perforación direccional y equipamiento de los taladros.
- **Otros servicios:** son partes del proceso como cementación, seguridad, insumos, etc.

- **Movilización de equipo:** los gastos relacionados con esta categoría se relacionan con el transporte de materiales, accesorios y partes necesarias para el proceso de perforación y el equipamiento de los taladros.
- **Servicios profesionales:** estos servicios son indirectos al proceso como, supervisión, aseguramiento de calidad, Company man, ingenieros de perforación, interventores y otros asesores.

Para el desarrollo de este capítulo solo se tendrá en cuenta los costos de perforación que está relacionado con costos generados en los **Servicios de perforación y materiales.**

## 5.2 ECUACIÓN DE COSTO POR PIE PERFORADO.

El análisis se desarrolló con la interpretación del costo de la perforación representados en costos por pie, obtenido mediante la **Ecuación 8**, con la finalidad de determinar cuál fue la disminución en los costos del pozo prueba donde se manejan los parámetros recomendados. Los datos necesarios para el análisis fueron obtenidos de los informes diarios de perforación e informes de costos, para los pozos de estudio (Costayaco 24D y Moqueta 20A).

### Ecuación 8. Costo por pie perforado.

$$C = \frac{[R * (T + D)] + B}{F}$$

Dónde:

C = Costo de perforación por pie (U\$/ft).

R = Costo operativo del equipo de perforación (U\$/hr).

T = Tiempo de viaje (hr).

D = Tiempo de perforación (hr).

B = Costo de la broca (U\$).

F = Pies perforados (ft).

**5.2.1 Costo Operativo del Equipo de Perforación.** Representa todos los costos relacionados con el taladro e inicio de la operación de perforación.

**5.2.2 Tiempos de viaje.** Consiste en el tiempo empleado para llevar la tubería desde superficie a fondo después de terminada la perforación y el tiempo empleado para llevarla de nuevo a superficie para continuar la perforación.

**5.2.3 Tiempos de perforación.** Consiste en el tiempo empleado para realizar la perforación del intervalo a analizar, por lo general son los tiempos gastados en cada sección del pozo.

**5.2.4 Pies perforados.** Representa el intervalo perforado que se desea analizar, ya sea por sección, corrida o la totalidad del pozo.

**5.2.5 Costo de la broca.** Depende del tipo de análisis de costo por pie que se esté realizando para evaluar el desempeño, sea por pozo, por sección o por corrida.

En las Tablas 29 y 30, se presentan los valores correspondientes para cada una de las variables de la **ecuación 8** para los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A. El análisis de costo por pie perforado en este trabajo se realizó para cada una de las secciones de los pozos.

**Tabla 29. Variables por sección pozo Costayaco 24D.**

Sección	Tiempos de viajes [hr]	Pies perforados [ft]	Costo de brocas [U\$]	Costo operativo del equipo de perforación [U\$/hr]
26"	2	213	14000	4583,33
17 1/2"	23	4071	41000	
12 1/4"	75	4109	48050	
8 1/2"	30,5	489	20400	
TOTAL	130,5	8882	123450	

**Tabla 30. Variables por sección pozo Moqueta 20A.**

Sección	Tiempos de viajes [hr]	Pies perforados [ft]	Costo de brocas [U\$]	Costo operativo del equipo de perforación [U\$/hr]
12 1/4"	5,26	163	5000	5416,67
12 1/4"	22	3324	30000	
8 1/2"	49,5	1396	28000	
TOTAL	76,76	4883	63000	

Una vez entendida cada variable presentada se procede a realizar los cálculos de costos por pie perforados, para los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A, con los costos reales de cada uno, datos suministrados por la empresa **Gran Tierra Energy Ltda.**, y se realizara una comparación con los mismo pozos, en donde se mantendrán los mismos costos y tiempos de viajes, la variable del tiempo de perforación será calculado con la ROP esperada, que se determina con los parámetros recomendados en el capítulo 4. Los pozos con los parámetros recomendados se denominan en esta tesis como pozos de prueba **Costayaco prueba** y **Moqueta prueba**.

### 5.3 CÁLCULO DE COSTOS POR PIE PERFORADO PARA LOS POZOS ACTUALES Y POZOS DE PRUEBA.

Para hallar el costo por pie de los pozos ya mencionados, se tiene en cuenta el tiempo total de perforación invertido en el proceso, el cual es hallado teniendo en cuenta el espesor y el ROP neto de cada formación.

En la Tabla 31, se muestra el resultado obtenido de los tiempos de perforación por formación y en la totalidad del pozo, comparando los obtenidos en los pozos Costayaco 24D y Costayaco prueba. En la Tabla 32, se comparan los resultados obtenidos en los pozos Moqueta 20A y Moqueta prueba.

**Tabla 31. Tiempos de perforación por formación, Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

BHA	Sección	Formaciones	Costayaco 24D Tiempos de Perforación [hr]	Costayaco Prueba Tiempos de Perforación [hr]
#1	26"	ORITO-BELEN	10,79	4,95
#2	17 1/2"	ORITO-BELEN	26,58	20,29
		ORTEGUAZA	9,27	7,90
		PEPINO S	0,88	0,30
#3	12 1/4"	PEPINO S	4,2	2,80
		PEPINO M	4,54	3,85
		PEPINO I	7,32	5,11
#4	12 1/4"	RUMIYACO	20,53	18,30
		LIMOLITA	1,59	1,43
		ARENISCA	0,15	0,12
		VILLETA	34,41	24,31
#5	8 1/2"	VILLETA	1,6	1,16
		CABALLOS	1,56	1,39
		SALDAÑA	2,31	1,20
TOTAL			125,73	93,11

**Tabla 32. Tiempos de perforación por formación, Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

BHA	Sección	Formación	Moqueta 20A Tiempos de Perforación [hr]	Moqueta Prueba Tiempos de Perforación [hr]
#1	12 1/4"	PEPINO SUPERIOR	2,26	1,47
#2	12 1/4"	PEPINO S	0,75	0,52
		PEPINO M	1,33	0,68
		PEPINO I	1,29	0,84
		RUMIYACO	14,98	8,82
		KTg	1,03	1,33
		Kg	0,37	0,16
		VILLETA	9,77	5,02
#3	8 1/2"	CABALLOS	1,18	0,97
		SALDAÑA	2,58	1,11
TOTAL			35,54	20,92

Teniendo calculados los tiempos de perforación para cada uno de los pozos, se procede al cálculo de costo por pie para los pozos actuales y pozos de prueba. Los resultados obtenidos se presentan en las Tablas 33 y 34.

**Tabla 33. Calculo de costo por pie perforado, Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

CÁLCULO DE COSTOS POR PIE PERFORADO							
Sección	Tiempo totales de viaje [hr]	Pies perforados [ft]	Costos de brocas [U\$]	Costayaco 24D Tiempos de perforación [hr]	Costayaco 24D Costos por pie perforado [U\$/ft]	Costayaco Prueba Tiempos de perforación [hr]	Costayaco Prueba Costos por pie perforado [U\$/ft]
26"	2	213	14000	10,79	340,94	4,95	215,28
17 1/2"	23	4071	41000	36,73	77,32	28,19	67,70
12 1/4"	75	4109	48050	72,74	176,49	56,23	158,07
8 1/2"	30,5	489	20400	5,47	378,86	3,75	362,74

**Tabla 34. Calculo de costo por pie perforado, Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

<b>CÁLCULO DE COSTOS POR PIE PERFORADO</b>							
Sección	Tiempo totales de viaje [hr]	Pies perforados [ft]	Costos de brocas [US\$]	Moqueta 20A Tiempos de perforación [hr]	Moqueta 20A Costos por pie perforado [US\$/ft]	Moqueta Prueba Tiempos de perforación [hr]	Moqueta Prueba Costos por pie perforado [US\$/ft]
12 ¼"	5,26	163	5000	2,26	280,57	1,47	179,22
12 ¼"	22	3324	30000	21,7	80,24	12,34	64,98
8 ½"	49,5	1396	28000	11,58	257,06	7,09	239,63

Partiendo de los resultados obtenidos, se realizó una comparación entre los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba, y entre los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba, con la finalidad de mostrar y evidenciar mediante indicadores de rendimiento de tiempos y costos, el ahorro generado al manejar los parámetros recomendados en el presente trabajo.

**5.3.1 Comparación de resultados, Costayaco 24D vs Costayaco Prueba.** El primer análisis que se realizó fue de los tiempos de perforación empleados por cada uno de los pozos y posteriormente el análisis de costos ya obtenidos.

En la Tabla 35, se comparan los tiempos de perforación para los dos pozos, por formación y la totalidad del tiempo gastado en la perforación del pozo. En la última columna de la derecha, se observa el porcentaje de ahorro de tiempos de perforación utilizando los parámetros recomendados. Finalmente, el ahorro fue de un 26% de tiempo total de perforación del pozo prueba con respecto al pozo Costayaco 24D.

**Tabla 35. Comparación de los tiempos de perforación de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

Formaciones	Costayaco 24D Tiempo de perforación [hr]	Costayaco Prueba Tiempo de perforación [hr]	% de ahorro de tiempo
ORITO	37,37	25,24	32%
ORTEGUAZA	9,27	7,90	15%
PEPINO S	5,08	3,10	39%
PEPINO M	4,54	3,85	15%
PEPINO I	7,32	5,11	30%
RUMIYACO	20,53	18,3	11%
LIMOLITA KTg	1,59	1,43	10%
ARENISCA Kg	0,15	0,12	20%
VILLETA	36,01	25,47	29%
CABALLOS	1,56	1,39	11%
SALDAÑA	2,31	1,20	48%
<b>TOTAL</b>	<b>125,73</b>	<b>93,11</b>	<b>26%</b>

La Tabla 36, muestra la misma comparación para estos dos pozos de los tiempos de perforación, pero ahora por secciones. Mostrando nuevamente resultados positivos para el pozo Costayaco Prueba.

**Tabla 36. Comparación de los tiempos de perforación por sección de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

Sección	Costayaco 24D Tiempos de perforación [hr]	Costayaco Prueba Tiempos de perforación [hr]	% de ahorro de tiempo
26"	10,79	4,95	54%
17 ½"	36,73	28,19	23%
12 ¼"	72,74	56,23	23%
8 ½"	5,47	3,75	31%
<b>TOTAL</b>	<b>125,73</b>	<b>93,11</b>	<b>26%</b>

Concluyendo que a partir de la utilización de los parámetros recomendados en el pozo Costayaco Prueba se obtuvo una disminución de tiempos del 26% equivalente a 32,62 horas. Posteriormente, se procedió a realizar el respectivo análisis de costos para determinar el ahorro económico que representa este ahorro de tiempo. Para el análisis de los costos obtenidos, se inició con la comparación de los costos por pie calculados la Tabla 33.

En la Tabla 37, se observa una disminución en los costos por pie en el pozo Costayaco Prueba en comparación con los valores obtenidos para el pozo Costayaco 24D.

**Tabla 37. Comparación de los costos por pie perforado para los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

Sección	Costayaco 24D Costo por pie perforado [U\$/ft]	Costayaco Prueba Costo por pie perforado [U\$/ft]	% de ahorro económico
26"	340,94	215,28	37%
17 ½"	77,32	67,70	12%
12 ¼"	176,49	158,07	10%
8 ½"	378,86	362,74	4%

A partir de los costos por pie perforados para cada una de las secciones, se calculó el costo total de cada sección y de los pozos, lo cual permite visualizar el verdadero ahorro que se generó (Tabla 38).

**Tabla 38. Comparación de costos totales de los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba.**

Sección	Costayaco 24D Costo por sección [U\$]	Costayaco Prueba Costo por sección [U\$]	Ahorro económico por sección [U\$]
26"	72620,79	45854,14	26766,65
17 ½"	314762,30	275620,66	39141,64
12 ¼"	725191,17	649520,40	75670,78
8 ½"	185262,38	177379,05	7883,33
<b>COSTOS TOTALES DE PERFORACION [U\$]</b>	1.297.836,65	1.148.374,25	% de ahorro
<b>AHORRO TOTAL DE LA PERFORACIÓN [U\$]</b>	149.462,39		12%

El ahorro total conseguido a partir de los parámetros recomendados es de U\$149.462,39, lo que equivale a un 12% del costo total de la perforación.

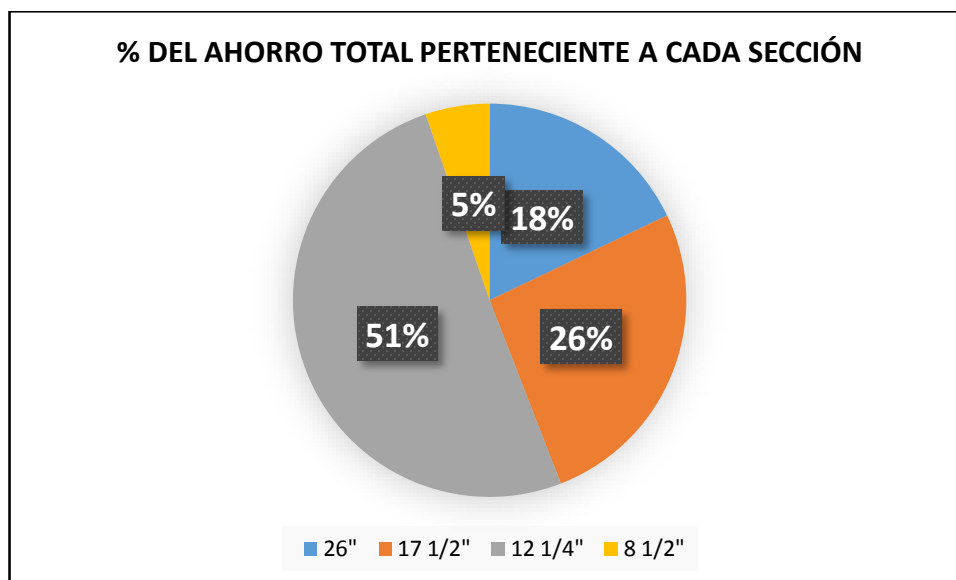
En la Tabla 39, este ahorro se distribuye de la siguiente manera por secciones.

**Tabla 39. Porcentaje del ahorro total por sección del pozo Costayaco Prueba.**

Sección	Ahorro total de la perforación [U\$]	% del ahorro
26"	149.462,39	18%
17 ½"		26%
12 ¼"		51%
8 ½"		5%

Partiendo del ahorro total conseguido para el pozo Costayaco Prueba, se puede concluir que la sección en la cual se concentró el mayor ahorro, fue la sección de 12 ¼" con un 51% (Tabla 39 y Figura 50).

**Figura 50. Porcentaje del ahorro total perteneciente a cada sección, Costayaco Prueba.**



Luego de analizar el ahorro de costos de perforación en el pozo se hace una comparación de costos totales del pozo Costayaco 24D y el pozo de prueba.

En la Tabla 40, se muestra una comparación de costos totales del pozo, teniendo en cuenta el costo total de perforación y los costos ajenos, los cuales son los relacionados con los factores mencionados en el numeral 5.1.

**Tabla 40. Comparación de costos entre el pozo planeado, pozo actual y pozo de prueba para Costayaco 24D.**

	POZO PLANEADO	POZO ACTUAL	POZO PRUEBA
Días de perforación [días]	33	27	26
Costos ajenos por hr [U\$/hr]	N/A	139.500,98	139.500,98
Total costos ajenos a la perforación [U\$]	N/A	3.766.526,35	3.576.979,40
Total costos de perforación [U\$]	N/A	1.297.836,65	1.148.374,25
Costo total del pozo [U\$]	7.316.600,00	5.064.363,00	4.725.353,66

Ahorro total de costos de pozos [U\$]	339.009,34	
---------------------------------------	------------	--

Porcentaje de costos totales de perforación	25,63%	24,30%
Ahorro porcentual de costos de perforación	1,32%	

Usando los parámetros recomendados podemos observar que el ahorro total en días entre el pozo actual y el pozo de prueba se reduce a 1 día, exactamente 32,61 horas y el total de costos a U\$ 339.009,34 el cual incluye el ahorro conseguido con la reducción de tiempos y la disminución de algunos costos ajenos a la perforación; además se disminuyó la participación en el 1,32% de costos totales de perforación, pasando de 25,63% del pozo actual a 24,30% en el pozo de prueba.

Con lo dicho anteriormente se realiza una evaluación económica futura para observar la viabilidad del proyecto mediante el análisis de resultados al calcular una tasa interna de retorno (TIR).

En la Tabla 41, se muestra la producción promedio de barriles por día (BPD) del pozo Costayaco 24D, valores que también se tomaran para el pozo prueba y los días de acondicionamiento para que el pozo empiece la producción. Este análisis solo se realiza a partir de que los pozos futuros que se perforen produzcan.

**Tabla 41. Pozo Costayaco 24D barriles de producción diaria y costo del barril del petróleo**

POZO COSTAYACO 24D [BPD]	DÍAS DE ACONDICIONAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN	COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO [U\$]
600-800	5-8	43,3

En la Tabla 42, se realiza la evaluación económica para el pozo estudio y el pozo de prueba, teniendo en cuenta como factor principal el ahorro de costos totales de los pozos mostrados en la Tabla 40.

**Tabla 42. Pozo estudio (Costayaco 24D), pozo prueba, tasa interna de retorno.**

<b>TASA INTERNA DE RETORNO, POZO ACTUAL, POZO PRUEBA.</b>		
<b>INVERSIÓN</b>	<b>POZO ACTUAL</b>	<b>POZO PRUEBA</b>
<b>MES</b>	<b>-\$</b>	<b>-\$</b>
	5.064.363,00	4.725.353,66
1	\$ 649.500,00	\$ 1.014.489,34
2	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
3	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
4	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
5	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
6	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
7	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
8	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
9	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
10	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
11	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
12	\$ 779.400,00	\$ 779.400,00
<b>TIR</b>	<b>11%</b>	<b>13%</b>

Al momento de evaluar el pozo actual respecto al pozo de prueba, teniendo en cuenta el valor del barril del petróleo actual, equivalente a U\$ 43,3 y un escenario pesimista de 600 BPD y 8 días de acondicionamiento para el inicio de la producción del pozo, se identifica que el proyecto genera una Tasa Interna de Retorno mayor al momento de aplicar la metodología del presente proyecto.

**5.3.2 Comparación de resultados, Moqueta 20A vs Moqueta Prueba.** Se realizó el mismo análisis hecho para los pozos Costayaco 24D y Costayaco Prueba, para evidenciar la viabilidad del trabajo.

En la Tabla 43, se compararon los tiempos de perforación obtenidos para cada uno de los pozos por formación, observando ahorros de tiempos en todas las formaciones. Finalmente se obtiene un ahorro del 41% en los tiempos totales de perforación, pasando de tardar 35,54 horas a 21 horas aproximadamente de perforación.

**Tabla 43. Comparación de tiempos de perforación de los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

Formaciones	Moqueta 20A Tiempo de perforación [hr]	Moqueta Prueba Tiempo de perforación [hr]	% de ahorro de tiempo
PEPINO SUPERIOR	3,01	1,99	34%
PEPINO MEDIO	1,33	0,68	49%
PEPINO INFERIOR	1,29	0,84	35%
RUMIYACO	14,98	8,82	41%
KTg	1,03	1,33	29%
Kg	0,37	0,16	57%
VILLETA	9,77	5,02	49%
CABALLOS	1,18	0,97	18%
SALDAÑA	2,58	1,11	57%
<b>TOTAL</b>	<b>35,54</b>	<b>20,92</b>	<b>41%</b>

En la Tabla 44, se muestran la comparación de los tiempos de perforación obtenidos por sección con su respectivo porcentaje de ahorro en los tiempos invertidos. En este caso para los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba se toman por separado dos secciones de 12 ¼", debido a las diferentes características en las herramientas utilizadas en la perforación de cada una de ellas.

**Tabla 44. Comparación de los tiempos de perforación para los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

Sección	Moqueta 20A Tiempos de perforación [hr]	Moqueta Prueba Tiempos de perforación [hr]	% de ahorro de tiempo
12 ¼"	2,26	1,47	35%
12 ¼"	21,7	12,34	43%
8 ½"	11,58	7,09	39%
<b>TOTAL</b>	<b>35,54</b>	<b>20,9</b>	<b>41%</b>

Concluyendo que a partir de la utilización de los parámetros recomendados en el pozo Moqueta Prueba se obtuvo una disminución de tiempos del 41%, equivalentes a 14,64 horas. Se procedió a realizar el respectivo análisis de costos para determinar el ahorro económico que representa este ahorro de tiempo.

En la Tabla 45, se comparó los costos por pie para cada una de las secciones.

**Tabla 45. Comparación de los costos por pie perforado para los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

Sección	Costayaco 24D Costo por pie perforado [U\$/ft]	Costayaco Prueba Costo por pie perforado [U\$/ft]	% de ahorro económico
12 1/4"	280,57	179,22	36%
12 1/4"	80,24	64,98	19%
8 1/2"	257,06	239,63	7%

Posteriormente de observar estos resultados, se procedió a calcular el valor económico que me representan estos porcentajes de ahorro, para cada una de las secciones en su totalidad, de igual forma los costos totales para cada uno de los pozos y el ahorro total alcanzado (Tabla 46).

**Tabla 46. Comparación de costos totales de los pozos Moqueta 20A y Moqueta Prueba.**

Sección	Moqueta 20A Costo por pie perforado [U\$/ft]	Moqueta Prueba Costo por pie perforado [U\$/ft]	Ahorro económico por sección [U\$]
12 1/4"	45732,91	29212,86	16520,05
12 1/4"	266717,76	215993,52	50724,24
8 1/2"	358855,76	334523,48	24332,28
<b>COSTOS TOTALES DE PERFORACION [U\$]</b>	671.306,43	579.729,86	<b>% de ahorro</b>
<b>AHORRO TOTAL DE LA PERFORACIÓN [U\$]</b>	91.576,57		<b>14%</b>

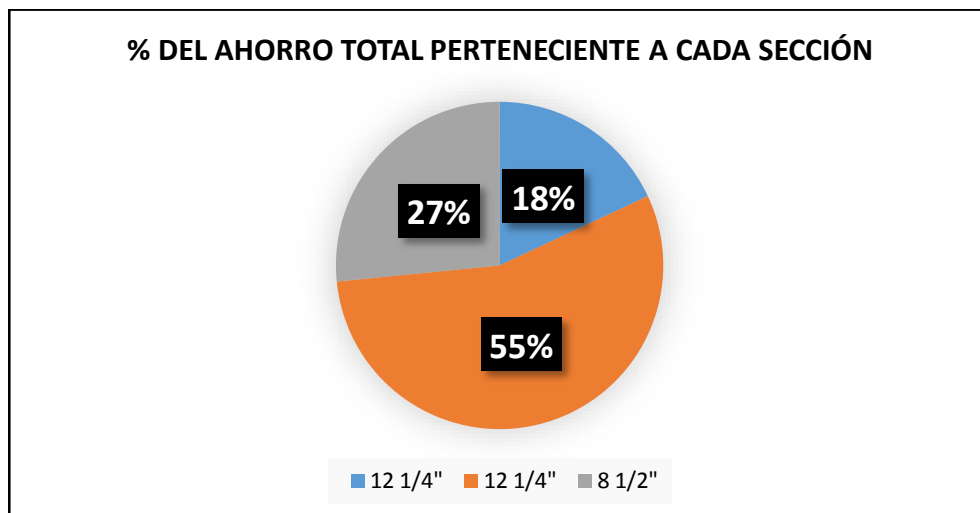
El ahorro total conseguido a partir de los parámetros recomendados es de U\$91.576,57, lo que equivale a un 14% del costo total de la perforación. Este ahorro se distribuye de la siguiente manera por secciones, (Tabla 47).

**Tabla 47. Porcentaje del ahorro total por sección del pozo Moqueta Prueba.**

Sección	Ahorro total de la perforación [U\$]	% del ahorro
12 1/4"	91.576,57	18%
12 1/4"		55%
8 1/2"		27%

Partiendo del ahorro total conseguido para el pozo Moqueta Prueba, se puede concluir que la sección en la cual se concentró el mayor ahorro, fue la sección de 12 1/4" con un 55% (Tabla 47 y Figura 51).

**Figura 51. Porcentaje del ahorro total perteneciente a cada sección, Moqueta Prueba.**



Luego de analizar el ahorro de costos de perforación en cada pozo se hace una comparación de costos totales del pozo Moqueta 20A junto con el pozo prueba. En las Tabla 48 se muestra una comparación de costos totales del pozo, teniendo en cuenta el costo total de perforación y los costos ajenos.

**Tabla 48. Comparación de costos entre el pozo planeado, pozo actual y pozo de prueba para Moqueta 20A.**

	<b>POZO PLANEADO</b>	<b>POZO ACTUAL</b>	<b>POZO PRUEBA</b>
Días de perforación [días]	12	14	13
Costos ajenos por hr [U\$/hr]	N/A	255.912,54	255.912,54
Total costos ajenos a la perforación [U\$]	N/A	3.582.775,57	3.426.882,18
Total costos de perforación [U\$]	N/A	671.306,43	579.729,86
Costo total del pozo [U\$]	6.173.200,00	4.254.082,00	4.006.612,04
Ahorro total de costos de pozos [U\$]		247.469,96	
Porcentaje de costos totales de perforación		15,78%	14,47%
Ahorro porcentual de costos de perforación		1,31%	

Una de las principales causas por las cuales los días de perforación en el pozo Moqueta 20A fueron más que los días planeados es debido a la movilización de equipos, herramientas y maquinaria que no es realizado por tierra, si no, por helicóptero. Si se tienen en cuenta los parámetros recomendados para futuros pozos en este campo se puede observar un ahorro total en días entre el pozo actual y el pozo de prueba de aproximadamente 1 día, exactamente 14,62 horas y un ahorro total de costos significativos de U\$ 247.469,96; además se disminuyó la participación en 1,31% de costos totales de perforación, pasando de 15,78% del pozo actual a 14,47% en el pozo de prueba.

Con lo dicho anteriormente se realiza una evaluación económica futura para observar la viabilidad del proyecto mediante el análisis de resultados al calcular una tasa interna de retorno (TIR).

En la Tabla 49, se muestra la producción promedio de barriles por día (BPD) del pozo Moqueta 20A, valores que también se tomaran para el pozo prueba y los días de acondicionamiento para que el pozo empiece la producción.

**Tabla 49. Pozo Moqueta 20A, barriles de producción diaria y costo del barril del petróleo.**

POZO MOQUETA 20A [BPD]	DÍAS DE ACONDICIONAMIENTO PARA LA PRODUCCIÓN	COSTO DEL BARRIL DE PETRÓLEO [U\$]
500-600	5-8	43,3

Luego de conocer estos valores se procede a realizar el cálculo económico de los pozos proyectando la viabilidad mes a mes durante un año. Este análisis solo se realiza a partir de que los pozos futuros que se perforen puedan producir.

En la Tabla 50 se realiza la evaluación económica para el pozo estudio y el pozo de prueba, teniendo en cuenta como factor principal el ahorro de costos totales de los pozos mostrados en la Tabla 48.

**Tabla 50. Pozo estudio (Moqueta 20A), pozo prueba, tasa interna de retorno.**

TASA INTERNA DE RETORNO, POZO ACTUAL, POZO PRUEBA.		
INVERSIÓN	POZO ACTUAL	POZO PRUEBA
MES	-\$ 4.254.082,00	-\$ 4.006.612,04
1	\$ 1.472.200,00	\$ 1.741.319,96
2	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
3	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
4	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
5	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
6	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00

<b>TASA INTERNA DE RETORNO, POZO ACTUAL, POZO PRUEBA.</b>		
<b>INVERSIÓN</b>	<b>POZO ACTUAL</b>	<b>POZO PRUEBA</b>
<b>MES</b>	-\$ 4.254.082,00	-\$ 4.006.612,04
7	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
8	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
9	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
10	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
11	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
12	\$ 649.500,00	\$ 649.500,00
<b>TIR=</b>	15%	18%

Evaluando el pozo actual respecto al pozo de prueba y de igual manera que en el pozo Costayaco 24D, también se emplea un escenario pesimista de 500 BBD, 8 días de acondicionamiento para el inicio de la producción del pozo y el mismo valor del barril del petróleo, se identifica que el proyecto genera una Tasa Interna de Retorno mayor pasando del 15% al 18% al momento de aplicar la metodología del presente proyecto.

Se recalca que las evaluaciones económicas realizadas para ambos pozos se representan de manera hipotética ya que se maneja la misma producción por día y el mismo valor del crudo, valores que no son constantes en el tiempo.

Finamente, se concluye que, al acondicionar los métodos de perforación recomendados, se obtuvieron resultados favorables tanto económicos como en los tiempos invertidos, demostrando teóricamente la viabilidad del proyecto.

## 6. CONCLUSIONES

Usando los parámetros recomendados y haciendo una comparación de ahorro de tiempos y costos entre el pozo en estudio Costayaco 24D y el pozo de prueba se observa un ahorro en tiempos de perforación de 32,61 horas, donde la sección en la cual se concentró el mayor ahorro de costo por pie perforado fue la sección de 12 ¼" con un 51%, dando como resultado un ahorro de U\$ 149.462,39 con una disminución en la participación en el 1,32% de costos totales de perforación y un ahorro final de costos totales del pozo equivalente a U\$ 339.009,34.

Usando los parámetros recomendados y haciendo una comparación de ahorro de tiempos y costos entre el pozo en estudio Moqueta 20A y el pozo de prueba se observa un ahorro en tiempos de perforación de 14,62 horas, donde la sección en la cual se concentró el mayor ahorro de costo por pie perforado fue la sección de 12 ¼" con un 55%, dando como resultado un ahorro de U\$ 91.576,57 con una disminución en la participación en el 1,31% de costos totales de perforación y un ahorro final de costos totales del pozo equivalente a U\$ 247.469,96

Los parámetros controlables en una perforación son el caudal (GPM), peso sobre la broca (WOB) y las revoluciones por minuto (RPM). Los parámetros como la presión diferencial, el torque y la velocidad de penetración (ROP), constituyen una consecuencia de cómo se aplican los parámetros controlables y de otros factores como la trayectoria y litología del pozo. Por tal motivo, el proyecto se centró en el análisis y la recomendación de nuevos parámetros controlables para futuros pozos en los campos Costayaco y Moqueta.

Costayaco 24D y Moqueta 20A, fueron los pozos más eficientes de cada uno de los campos, donde se tuvo en cuenta el menor tiempo invertido en la perforación, iniciando en ellos un proceso de análisis más exhaustivo para obtener la mejor recomendación de parámetros óptimos.

El concepto de Energía Mecánica Específica (MSE) permitió determinar la eficiencia de la perforación de algunos pozos de los campos Costayaco y Moqueta, permitiendo identificar zonas con ineficiencias para realizar actividades de optimización de la velocidad de penetración.

El concepto de Energía Mecánica Específica (MSE) no es utilizado únicamente para optimizar los parámetros de perforación, también es una herramienta útil que permite identificar diferentes tipos de problemas en la broca y sistema de perforación, a partir de la interpretación del comportamiento de la curva MSE, que servirán para una toma de decisiones más oportuna y eficiente.

El ROP tiene generalmente un comportamiento inverso al MSEaj, quiere decir, que cuando aumenta el ROP el MSEaj disminuye y viceversa.

La disminución o el aumento del ROP no son totalmente debido a la variación de parámetros, pueden involucrarse otros factores como problemas de las herramientas de perforación, errores humanos, cambios de formación, toma de decisiones, cambios de broca, condiciones ambientales, etc.

Para la perforación más eficiente de futuros pozos en el campo Costayaco se deben tener en cuenta la utilización de motor de fondo a partir del segundo BHA y hacer un cambio de broca PDC en la formación Pepino Inferior.

Para la perforación de futuros pozos en el campo Moqueta se deben tener en cuenta para un mejor rendimiento el uso de BHA con brocas PDC, motor de fondo y aplicar mejores prácticas de perforación.

Se plantea una metodología y optimización de parámetros de perforación que puede contribuir a alcanzar eficientes rendimientos de la perforación y menores costos de operación.

## 7. RECOMENDACIONES

Realizar pruebas de perforabilidad durante el proceso de perforación en las diferentes secciones del pozo, permitiendo la ubicación del punto óptimo de esfuerzo (Founder Point), prediciendo el comportamiento de la velocidad de penetración.

Es recomendable aplicar el concepto de MSE no solo para determinar los parámetros de perforación óptimos, si no como una herramienta útil que permite identificar diferentes tipos de problemas en la broca y sistema de perforación, a partir de la interpretación del comportamiento de la curva MSE, que servirán para una toma de decisiones más oportuna y eficiente en la perforación de futuros pozos.

Realizar las futuras perforaciones, empleando los parámetros recomendados, así como usar la Energía Mecánica Específica como indicador de eficiencia que permita identificar áreas problemáticas y ayude a generar posibles soluciones.

Realizar la evaluación de parámetros de perforación mediante el uso de un software especializado para adquirir datos más exactos que permitan obtener mejores resultados.

## BIBLIOGRAFÍA

ACUÑA MENDOZA, Fany Margarita y CUAO MOREU, Jacobo Ignacio. Metodología para el estudio del desgaste de las brocas de perforación debido a la interacción broca – roca. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2014.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS/ UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA. Cartografía geológica de 51267.45 km<sup>2</sup> en la cuenca Caguán – Putumayo a partir de sensores remotos a escala 1:100.000 y 739 km<sup>2</sup> con control de campo a escala 1:50.000 en las planchas igac 413 y 414 departamentos de meta, Caquetá, Putumayo. [en línea] Bogotá: ANH / UPTC Agosto 2009. [consulta 3 Mayo 2016]. Disponible en Web: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/INFORME.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS / OPEN ROUND COLOMBIA 2010. Generalidades Cuenca Caguán-Putumayo. [En línea] Bogotá: ANH, Diciembre, 2009. [Consulta 10 Junio 2016] Disponible en : [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Caguan-Putumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf)

BAKER HUGHES INTEQ. Drilling Engineering Workbook A Distributed Learning Course. [en línea] Houston, TX, E.U: Baker Hughes Inteq, December 1995. [consulta: 14 junio 2016] Disponible en Web: [http://www.fanarco.net/books/Drilling\\_Engineering\\_Workbook\\_-\\_Baker\\_Hughes\\_INTEQ.pdf](http://www.fanarco.net/books/Drilling_Engineering_Workbook_-_Baker_Hughes_INTEQ.pdf)

DE LA TORRE GONZÁLEZ, Pablo Antonio. Selección de barrenas por correlación. Tesis de grado Ingeniero Petrolero. México: Universidad Autónoma de México, Facultad de Ingeniería, 2010.

DUPRIEST, Fred E. and KOEDERITZ, William L. Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. *Society of Petroleum Engineers*. [en línea]. SPE-92194-MS. SPE/IADC Drilling Conference, 23-25 February, 2005. Amsterdam, Netherlands. [Consulta: 13 Junio 2016] Disponible en: OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-92194-MS>

DUPRIEST, Fred E.; WITT, Joseph William and REMMER, Stephen Matthew. Maximizing ROP with Real-Time Analysis of Digital Data and MSE. *International Petroleum Technology Conference*. [en línea] IPTC-10607-MS. International Petroleum Technology Conference, 21-23 November, Doha, Qatar, 2005. [Consulta: 13 Abril 2016] Disponible en: OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-10607-MS>

GRAN TIERRA ENERGY INC. [Sitio web] Calgary, Canadá, 2016. [Consulta: 25 mayo 2016] Disponible en Web: <http://www.grantierra.com/es/company/contact.html>

HAWKER David; VOGT Karen y ROBINSON, Allan. Manual de Perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo. Datalog Wellsite Operations. Manual. Versión 3.0. [en línea] Calgary, Alberta, Canadá, March, 2001. [consulta 3 abril 2016] Disponible en Web: <http://www.docfoc.com/manual-de-perforacion-procedimientos-y-operaciones-en-el-pozo>

LOPEZ LOPEZ, Aleida; CORTES, Mario Alberto y CUELLAR NARVAEZ, Durley. Cuencas sedimentarias de Colombia. Bogotá: Instituto Cet-Petrol, 2012.

MOSTOFI, M.; SHABAZI, K. AND RAHIMZADEH, H, Drilling optimization based on the ROP model in one of the Iranian oil fields. . *Society of Petroleum Engineers*. SPE 131349. CPS/SPE International Oil & Gas –Conference and Exhibition held in Beijing, China. 8-10 June 2010. [Consulta: 18 mayo 2016] Disponible en Disponible en: OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/download/conference-paper/SPE-131349-MS?id=conference-paper%2FSPE-131349-MS>

MITCHELL, Bill. Advanced Oilwell drilling engineering. Handbook & Computers Programs. [en línea] New México, E.U: Mitchell Engineering, 1974 [citado 14 de Abril, 2016] Disponible en: <https://es.scribd.com/document/39208394/Mitchell-Advanced-Oil-Well-Drilling-Engineering>

PESSIER, R.C., and FEAR, M.J, Quantifying common drilling problems with mechanical specific energy and bit-specific coefficient of sliding friction. *Society of Petroleum Engineers*. [en línea] SPE- 24584-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, Washington, D.C., 1992. Disponible en: OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-24584-MS>

PORTILLA R. Helmuth; MEJIA R., Yuliana y SUÁREZ A., Esteban. Optimización de parámetros de perforación con MSE e impacto en la construcción de un pozo en el campo YARIGUÍ – CANTAGALLO. *Revista Fuentes: El Reventón Energético* [en

línea]. Julio- Diciembre, 2014 Vol. 12 N° 2. 45-54 [Consultado: 16 marzo 2016].  
Disponible en. <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/4790/4936>

TUNA Eren and M. and OZBAYOGLU, Mehmet Evren. Real Time Optimization of Drilling Parameters During Drilling Operations. Society of Petroleum Engineers [en línea] SPE-129126-MS. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, 20-22 January, Mumbai, India, 2010. Disponible en: OnePetro: Vía Universidad Industrial de Santander: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-129126-MS>

## ANEXOS

### Anexo 1. Parámetros de perforación promedio de los pozos Costayaco-25D, Costayaco-26D, Moqueta-20A y Moqueta-23D.

POZO COSTAYACO-25D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klbs]	RPM TOTAL [rev/min]	TQ [lb-ft]	Q [gal/min]	ROP [ft/hr]
ORITO-BELEN	17 1/2"	4,18	53,07	885,99	262,24	71,18
	17 1/2"	12,67	142,73	4321,50	899,49	100,26
ORTEGUAZA	17 1/2"	19,69	177,62	10006,37	1172,63	69,43
PEPINO SUPERIOR	17 1/2"	23,85	155,44	12232,90	939,69	38,60
	12 1/4"	18,64	185,03	13175,68	837,73	64,17
PEPINO MED.	12 1/4"	17,14	215,30	15340,92	945,25	112,99
PEPINO INF.	12 1/4"	24,47	197,17	16060,44	903,01	37,11
RUMIYACO	12 1/4"	33,72	220,48	18572,73	947,11	59,12
KTg	12 1/4"	37,72	221,24	20582,21	952,79	52,35
Kg	12 1/4"	41,43	220,20	20584,94	949,05	49,48
VILLETA	12 1/4"	35,67	202,63	22404,57	875,16	26,72
	8 1/2"	15,79	88,23	29870,42	638,36	43,23
CABALLOS	8 1/2"	24,58	92,78	38501,77	651,32	60,48
SALDAÑA	8 1/2"	25,72	91,31	39293,88	649,71	35,78

POZO COSTAYACO-26D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klbs]	RPM TOTAL [rev/min]	TQ [lb-ft]	Q [gal/min]	ROP [ft/hr]
ORITO-BELEN	26"	18,19	82,45	3169,34	379,56	37,14
	17 1/2"	21,08	178,00	4821,00	1174,00	142,00
ORTEGUAZA	17 1/2"	28,82	190,00	8906,00	1196,00	83,00
PEPINO SUPERIOR	17 1/2"	36,24	196,00	11778,00	1201,00	36,24
	12 1/4"	21,69	218,00	17694,00	956,00	107,00
PEPINO MED.	12 1/4"	21,63	222,00	18380,00	994,00	120,00
PEPINO INF.	12 1/4"	31,19	215,00	19837,00	1001,00	50,00
RUMIYACO	12 1/4"	35,20	226,00	22120,00	993,00	51,00
KTg	12 1/4"	37,73	223,00	25381,00	968,00	37,73
Kg	12 1/4"	39,55	227,00	24630,00	1006,00	39,55

POZO COSTAYACO-26D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klbs]	RPM TOTAL [rev/min]	TQ [lb-ft]	Q [gal/min]	ROP [ft/hr]
VILLETA	12 1/4"	37,58	225,00	27740,00	992,00	31,00
	8 1/2"	17,83	96,00	32496,00	618,00	40,00
CABALLOS	8 1/2"	19,21	91,00	36691,00	662,00	42,00
SALDAÑA	8 1/2"	22,03	88,00	36816,00	661,00	25,00

POZO MOQUETA-20A						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klbs]	RPM TOTAL [rev/min]	TQ [lb-ft]	Q [gal/min]	ROP [ft/hr]
PEPINO SUP.	12 1/4"	10,31	105,71	2060	367,89	90,97
	12 1/4"	7,7	233,91	2820	807,79	270,66
PEPINO MED.	12 1/4"	7,82	268,57	4700	890,64	341,97
PEPINO INF.	12 1/4"	8,08	272,11	5390	953,60	270,42
RUMIYACO	12 1/4"	17,02	309,12	7030	955,27	252,53
KTg	12 1/4"	19,45	251,95	7310	833,08	130,33
Kg	12 1/4"	22,27	263,04	8880	823,65	93,65
VILLETA	12 1/4"	23,13	260,69	8400	813,48	50,88
	8 1/2"	22,80	287,19	7290	640,75	232,43
CABALLOS	8 1/2"	17,14	294,62	9380	654,28	160,90
SALDAÑA	8 1/2"	30,79	287,17	8610	632,34	92,30

POZO MOQUETA-23D						
FORMACIÓN	SECCIONES	WOB [klbs]	RPM TOTAL [rev/min]	TQ [lb-ft]	Q [gal/min]	ROP [ft/hr]
PEPINO MED.	12 1/4"	12,11	120,62	3180,00	384,09	79,08
	12 1/4"	11,98	190,61	4270,00	648,54	319,16
PEPINO INF.	12 1/4"	13,20	276,66	8660,00	950,84	361,80
RUMIYACO	12 1/4"	16,69	269,26	6470,11	985,17	368,11
	8 1/2"	22,57	298,36	7440,78	649,67	194,73
KTg	9 1/2"	24,56	304,67	7470,00	655,81	155,32
Kg	8 1/2"	31,32	309,09	9140,44	660,64	185,52
VILLETA	8 1/2"	23,26	284,67	7620,79	651,80	134,35
CABALLOS	8 1/2"	27,03	304,36	14090,23	653,64	107,20
SALDAÑA	8 1/2"	25,36	303,93	14400,77	650,63	44,87



MOQUETA-20A				MOQUETA-21D				MOQUETA-23D			
FORMACIÓN	FOOTAGE [ft]	ROP [ft/hr]	TIEMPO [hr]	FORMACIÓN	FOOTAGE [ft]	ROP [ft/hr]	TIEMPO [hr]	FORMACIÓN	FOOTAGE [ft]	ROP [ft/hr]	TIEMPO [hr]
PEPINO SUPERIOR	163	72,1	2,26	PEPINO MEDIO	274	35,1	7,81	PEPINO MEDIO	163	72,1	2,26
PEPINO SUPERIOR	160	213,3	0,75	PEPINO MEDIO	380	155,8	2,44	PEPINO MEDIO	363	229,7	1,58
PEPINO MEDIO	242	182	1,33	PEPINO INFERIOR	407	155,8	2,61	PEPINO INFERIOR	229	208,2	1,10
PEPINO INFERIOR	231	179,1	1,29	RUMIYACO	2209	127,8	17,28	RUMIYACO	1134	181,7	6,24
RUMIYACO	2635	164,6	16,01	Kg	11	40,74	0,27	RUMIYACO	1061	127,3	8,33
KTg	19	51,4	0,37	VILLETA	435	111,54	3,90	KTg	245	113,95	2,15
VILLETA	37	19	1,95	VILLETA CALIZA M1	198	117,16	1,69	Kg	50	125	0,40
VILLETA	366	114	3,21	VILLETA CALIZA M2	174	97,75	1,78	VILLETA	584	114,96	5,08
VILLETA CALIZA M1	132	184,2	0,72	VILLETA CALIZA A	190	99,48	1,91	VILLETA CALIZA M1	126	84	1,50
VILLETA CALIZA M2	151	167,8	0,90	VILLETA UPPER USS	44	112,82	0,39	VILLETA CALIZA M2	40	64,52	0,62
VILLETA CALIZA A	87	158,2	0,55	VILLETA LOWER USS	68	85	0,80	FALLA M1 Limestone	345	95,83	3,60
VILLETA UPPER USS	38	175,4	0,22	VILLETA SHALE 1	202	95,28	2,12	VILLETA M2 Limestone	203	89,43	2,27
VILLETA LOWER USS	52	222,8	0,23	VILLETA CALIZA B	102	67,55	1,51	VILLETA CALIZA A	167	77,31	2,16
VILLETA SHALE 1	92	134,6	0,68	VILLETA T	50	80,65	0,62	VILLETA UPPER USS	115	118,56	0,97
VILLETA CALIZA B	62	161,7	0,38	VILLETA C	106	61,99	1,71	VILLETA LOWER USS	117	76,97	1,52
VILLETA T	47	104,4	0,45	CABALLOS	217	67,81	3,20	VILLETA SHALE 1	340	81,53	4,17
VILLETA C	75	155,2	0,48	SALDAÑA	130	24,07	5,40	VILLETA CALIZA B	247	51,89	4,76
CABALLOS	159	134,4	1,18	<b>TOTAL</b>	5197		<b>55,44</b>	VILLETA T	45	37,5	1,20
SALDAÑA	135	52,25	2,58					VILLETA T	41	68,33	0,60
<b>TOTAL</b>	4883		<b>35,55</b>					VILLETA C	120	88,89	1,35
								CABALLOS	199	77,13	2,58
								SALDAÑA	355	36,6	9,70
								CABALLOS/SALDAÑA	436	20,37	21,40
								<b>TOTAL</b>	6725		<b>85,55</b>

**Anexo 3. Registros de brocas de perforación de los pozos Costayaco-25D,  
Costayaco-26D, Moqueta-21A y Moqueta-23D.**

<b>POZO MOQUETÁ 21D</b>																			
REGISTRO DE BROCAS																			
BHA No	BROC A No	MARC A	TIPO	DIAM. (in)	JETS / TFA	ENTRÓ (ft)	SALIÓ (ft)	CORRID A (ft)	HORAS EFECTIVAS (hr)	HORAS TOTALES (hr)	ROP EFEC. (ft/hr)	ROP PROM. (ft/hr)	WOB (klb)	TORQUE (klb-ft)	RPM (RPM)	PRESIÓN (psi)	GALONAJ E (gpm)	MW (ppg)	CALIFICACIÓN
SECCION DE 12 1/4"																			
1	1	NOV	S11GP	12 1/4	3*24/ 1,3254	36	310	274	7,81	12,00	35,1	22,8	4-20	1-5	40-183	100-530	150-700	12,00	2-2-BT-A-E-I-NO-BHA
2	2	NOV	DSH1519M	12 1/4	5*13+1*14+1*12/ 0,9089	310	3306	2996	22,34	43,50	134,1	68,9	5-35	0-12	0-95 (48-330)	500-3000	500-1000	12,00	0-1-CT-S-X-I-WT-TD
SECCION DE 8 1/2"																			
3	3	NOV	SKH616D	8 1/2	4*13+1*12+1*14 / 0,779	3306	5233	1927	25,32	45,50	76,1	42,4	7-44	7-10	70-100 (220-240)	2500-3200	350-620	11,50	0-1-CT-G-X-I-WT-TD
4	4	WFT	W-WHO-022090	8 1/2	FULL OPEN	5233	5233	Esta broca fue utilizada para correr registros en modo TDL											

Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

<b>BIT RECORD</b> <span style="float: right;"> </span>																			
COMPANY: <b>GRANTIERRA ENERGY</b> WELL NAME : <b>MOQUETA 23D</b>																			
BHA No	BIT No/RUN	SIZE IN	MAKE	TYPE	IADC	SERIAL	DEPTH (FT)		HOLE MADE	ROP (Ft / Hr)		HOURS		JETS / TFA	Q / PUMP PRESS GPM / PSI	VOB / RPM / TORQUE (ROT/MOT) / KLBS-FT	IADC DULL GRADING	FORMATION	
							IN	OUT		DRLG	BOT	DRLG	BOT						
1	1	12 1/4	TRC	SMT	XFR-CPS	117	PF6906	38	198	160	75,12	53,33	2,13	3,00	4x16 / 0,785	220 - 530 / 120 - 540	2 - 15 / 80 - 130 / 0,5 - 3,0	0-1-WT-M-E-I-NO-BHA	FM. PEPINO (MEDIO)
2	2	12 1/4	PDC	SMT	MDZ518LMHEB PX	M323	JM1078	198	1924	1726	193,50	101,53	8,92	17,00	7x14 / 1,052	500 - 1000 / 650 - 3100	13 - 22 / 40 - 50 (120 - 240) / 1,0 - 10,0	0-1-WT-S-X-I-NO-TD	FM. PEPINO (MEDIO - INFERIOR) FM. RUMIYACO
3	3	8 1/2	PDC	NOV	SKH516M	M422	A167164	1924	5609	3685	94,20	55,41	39,12	66,50	3x14 & 4x13 / 0,969	450 - 650 / 1600 - 3900	5 - 35 / 70 (162 - 234) / 5,0 - 14,0	1-1-WT-S-X-I-BT-BHA	FM. RUMIYACO (Kg SILSTONE - Kg SANDSTONE) FM. VILLETA (MILIMSTONE - M2 LIMESTONE (FAULT) - M2 LIMESTONE ALIMESTONE - UPPER U
4	4	8 1/2	PDC	NOV	SKH516M	M422	A167165	5989	6760	1151	36,27	26,46	31,79	43,50	7x14 / 1,052	600 - 650 / 2900-3800	10 - 40 / 50 - 70 (216 - 234) / 3,0 - 16,0	2-4-RO-S-X-I-HC-PR	T SANDSTONE C LIMESTONE FM. CABALLOS FM. SALDAÑA FM. CABALLOS (FAULT) FM. SALDAÑA

Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

Weatherford		POZO: COSTAYACO 25D														GranTierra Energy Colombia Ltd		
REGISTRO DE BROCAS																		
BROCA No	MARCA	TIPO	DIAM. (in)	JETS / TFA	ENTR O (ft)	SALIO (ft)	CORRID A (ft)	TIEMPO EFECTIVO	TIEMPO TOTAL (hrs)	ROP (ft/hr)	WOB (klbs)	Torque lb-ft	RPM	PRESIÓN (psi)	GALONAJ E (gpm)	Mv (ppg)	CALIFICACIÓN	FORMACION
SECCION DE 17 1/2"																		
1	NOV	S11GP	17 1/2	FULL OPEN	55	183	134	4,31	4,5	31,1	5 - 10	1000 - 2000	50 - 60	50 - 80	200 - 400	11,0	0-0-NO-A-E-I-NO-BH	ORITO BELEN
2	NOV	TFH519S-A7	17 1/2	3X15 + 4"x14/119	183	340	151	1,34	3,0	77,8	4 - 10	1000 - 3000	40 - 50	700 - 840	670 - 730	11,0	0-2-BT-S-X-I-CT-HP	ORITO BELEN
1R	NOV	S11GP	17 1/2	FULL OPEN	340	340	REALIZO DRILL OUT Y ACONDICIONAMIENTO DEL HUECO POSTERIOR A CEMENTACION REMEDIAL										0-2-BT-S-X-I-CT-BHA	
3	NOV	TFH519S-A7	17 1/2	3X15 + 4"x14/119	340	2396	2656	30,47	31	87,2	3 - 30	3000 - 12000	30 - 50	900 - 2300	700 - 1005	11,0	0-1-BT-G-X-I-NO-HP	ORITO BELEN
3R	NOV	TFH519S-A7	17 1/2	3X15 + 4"x14/119	2396	3183	187	5,57	7	33,6	3 - 25	6000 - 12000	40 - 50	3100 - 3770	1195 - 1205	11,0	0-1-BT-G-X-I-NO-DMF	ORITO BELEN
3RR	NOV	TFH519S-A7	17 1/2	3X15 + 4"x14/119	3183	4325	1142	19,55	27,5	58,4	3 - 35	9000 - 19000	40 - 70	1500 - 3200	850 - 1210	11,0	1-2-BT-S-X-I-I-TD	ORITO BELEN, ORTEGUAZA, PEPINO.
SECCION DE 12 1/2"																		
4	NOV	E1134	12 1/4	5x15 + 2x13/1.1221	4325	8384	4053	34,27	117	43,1	20 - 40	10000 - 27000	50 - 60	2500 - 2800	600 - 980	11,0	BT/CTY-S/W-X-I-LT	PEPINO - RUMIYACO - KTg - VILLETA.
5	WFT	M516LPX	8 1/2	FULL OPEN	8384	8384	SARTA PARA REALIZAR REGISTROS ELECTRICOS											
SECCION DE 8 1/2"																		
6	NOV	SKFX616M	8 1/2	6x13/0.778	8384	8837	453	11,36	13	33,9	10 - 40	25000 - 40000	60 - 100	1750-2030	600-655	3,1	0-1-CT-G-X-I-WT-TD	VILLETA C, CABALLOS, SALDAÑA

Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

Weatherford		POZO: COSTAYACO 26D														GranTierra Energy Colombia Ltd		
REGISTRO DE BROCAS																		
BROCA No	MARCA	TIPO	DIAM. (in)	JETS / TFA	ENTR O (ft)	SALIO (ft)	CORRID A (ft)	TIEMPO EFECTIVO	TIEMPO TOTAL (hrs)	ROP (ft/hr)	WOB (klbs)	Torque lb-ft	RPM	PRESIÓN (psi)	GALONAJ E (gpm)	Mv (ppg)	CALIFICACIÓN	FORMACION
SECCION DE 26"																		
1	NOV	T11	26	3X20 + 3X13/1.309	51	304	253	11,59	14,5	21,8	10-25	2000-4000	60-120	50 - 300	200 - 530	9,0	1-1-WT-A-E-I-FC-TD.	ORITO BELEN
SECCION DE 17 1/2"																		
2	NOV	TFFX519M	17 1/2	5x15 / 0.863	304	793	489	9,12	16,5	53,6	4-35	2500-6400	50 - 60	680-2870	580-1210	11,0	2-4-BT-A-X-I-RO-PR	ORITO BELEN
3	NOV	TFFX519S	17 1/2	5x15 / 0.863	793	4359	3566	33,05	50,5	107,9	10 - 40	2500-15000	30 - 70	1300 - 3850	804 - 1260	11,0	1-3-BT-SIG-X-I-VT-TD	ORTEGUAZA, PEPINO.
SECCION DE 12 1/2"																		
4	NOV	E1134	12 1/4	7x13 / 0.307	4359	8468	4107	33,51	115	43,9	15-45	18000-33700	100-250	650-3490	360-1010	12,0	6-BT-S-X-I-HCLN-T	PEPINO - RUMIYACO - KTg - VILLETA.
SECCION DE 8 1/2"																		
5	NOV	SKFX616M	8 1/2	2x13+4x12 / 0.701	8468	8922	456	14,84	17,74	30,7	10-40	25-45	66-120	1400-3220	500-670	9,0	0-1-WT-A-X-I-CT-TD	VILLETA C, CABALLOS, SALDAÑA

Fuente: Gran Tierra Energy Ltda.

**Anexo 4. Resultados de los promedios de cada parámetro de perforación, ROP y MSEaj de las formaciones de los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A.**

POZO COSTAYACO 24D.

<b>DATOS FORMACION ORITO BELEN BHA DE 26"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
5-10	8	21	3483	31-42	37	58	988	154-177	168	25	3341
10-13	12	36	1606	42-59	50	43	2369	177-199	190	29	2100
13-15	14	46	1949	63-73	70	37	2800	200-225	212	65	1340
15-16	16	36	2510	73-74	74	35	1990	225-235	229	64	881
16-17	17	40	2617	74-74	74	40	1624	235-287	253	46	1418
18-19	18	30	4587	74-81	76	40	1909	289-353	310	27	2629
19-23	21	39	3344	81-94	89	22	5797	355-376	367	26	4403
23-25	24	29	4430	94-100	97	18	7722	379-391	385	27	4744
25-27	26	46	3756	100-108	102	30	4817	393-421	402	20	6954
27-33	30	23	6676	108-108	108	25	5065	423-567	553	19	7180

<b>DATOS FORMACION ORITO BELEN BHA DE 17 ½" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
4-12	10	134	4531	94-136	121	66	8645	787-1132	1004	66	8645
12-15	14	128	4804	136-142	139	94	6733	1132-1187	1162	94	6733

<b>DATOS FORMACION ORITO BELEN BHA DE 17 ½" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
15-16	16	129	4718	142-143	143	116	5184	1187-1192	1190	116	5184
16-18	17	126	5114	143-144	144	119	5572	1192-1201	1197	119	5572
18-20	19	133	4958	144-148	146	144	4482	1201-1232	1218	144	482
20-22	21	141	4679	148-154	151	132	5886	1232-1280	1260	132	5886
22-24	23	125	5830	154-154	154	154	4279	1280-1287	1284	154	4279
24-27	25	117	5958	155-155	155	135	4740	1287-1291	1289	135	4740
27-29	28	98	7347	155-155	155	124	5166	1291-1294	1292	124	5166
29-40	31	97	7273	155-156	156	145	4492	1294-1301	1296	145	4492

<b>DATOS FORMACION ORITO BELEN BHA DE 17 ½" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
2-13	10	170	8713	17-190	170	147	9878	560-1188	1057	141	10088
13-16	14	185	8265	190-192	191	189	9008	1188-1198	1194	186	10234
16-18	17	187	8888	192-194	193	195	9306	1198-1204	1201	223	8049
18-20	19	191	9085	194-195	195	217	8264	1204-1218	1209	214	7959
20-22	21	196	8943	195-196	195	212	7925	1218-1228	1223	193	9034
22-24	23	189	9527	196-199	197	169	10339	1228-1239	1234	146	12254
24-26	25	188	9813	200-201	200	199	8689	1239-1245	1242	143	13005
26-28	27	177	10905	201-203	202	172	10708	1245-1276	1258	182	10311
28-30	29	182	11076	203-204	203	166	11327	1276-1286	1282	215	7494
30-43	32	176	11293	204-208	205	175	11068	1286-1305	1291	197	8142

<b>DATOS FORMACION ORTEGUAZA SECCION 17 ½" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
14-16	15	54	10485	142	142	47	11093	1182-1185	1184	47	11903
16-18	17	47	12066	142-143	142	53	10990	1185-1189	1186	53	10990
18-23	21	57	10260	143	143	64	8893	1189-1194	1192	64	8893
23-25	24	64	8985	143-144	143	62	9394	1194-1196	1195	62	9394
25-27	26	63	9466	144	144	67	9065	1196-1198	1197	67	9065
27-29	28	63	9523	144	144	63	9692	1198-1200	1199	62	9692
29-30	30	66	8777	144	144	60	9963	1200-1202	1201	60	9963
30-32	31	65	9217	144-145	145	57	10911	1202-1207	1205	57	10911
32-34	32	73	8482	145	145	78	7274	1207-1210	1209	78	7274
34-43	37	75	8307	145-146	146	78	7298	1211-1213	1211	78	7298

<b>DATOS FORMACION ORTEGUAZA SECCION 17 ½" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
7-18	15	43	26771	168-188	179	71	23605	999-1190	1114	79	21527
18-24	21	65	26835	188-190	189	70	27323	1190-1194	1192	83	23786
24-26	25	65	26552	190-191	190	71	26494	1194-1196	1195	72	24991
26-29	28	66	27269	191-192	192	66	29194	1196-1199	1197	70	25199
29-30	29	65	27935	192-193	192	68	28844	1199-1201	1200	67	28654
30-32	31	68	28471	193-194	193	76	25984	1201-1202	1201	64	29957
32-34	33	68	29551	194-195	194	67	28424	1202-1204	1203	69	28711
34-35	35	76	25970	195-197	196	66	28578	1204-1207	1205	69	27009
35-37	36	74	26603	197-199	198	68	26988	1207-1209	1208	60	30909

<b>DATOS FORMACION ORTEGUAZA SECCION 17 1/2" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
37-44	39	75	27540	199-204	200	63	28045	1210-1219	1212	54	32485

<b>DATOS FORMACION PEPINO SUPERIOR SECCION 12 1/4"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
11-17	15	106	46218	140-180	173	65	54434	611-805	783	67	51255
17-18	18	101	47079	180-188	184	75	51321	805-852	830	72	54677
19-20	19	97	47996	188-192	190	96	45357	852-867	858	95	45763
20-21	20	97	46982	192-223	206	106	44853	867-977	931	122	43047
21-23	22	91	54274	223-237	236	119	58689	977-986	982	113	52373
24-25	24	119	46759	237-239	238	116	49724	986-998	990	110	54306
25-27	26	127	44515	239-240	240	130	45251	998-1001	1000	145	43766
27-29	28	149	43222	240-241	241	134	46780	1001-1003	1002	150	41136
29-32	30	137	44375	241-242	241	144	43374	1003-1007	1005	136	45106
32-41	34	106	60845	242-244	243	144	42910	1007-1017	1009	120	51069

<b>DATOS FORMACION PEPINO MEDIO 12 1/4"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
14-21	19	161	37279	234-239	238	138	45109	986-996	993	139	45038
21-23	22	156	40052	239-240	239	153	39901	996-999	998	146	42217
23-25	24	150	40709	240-240	240	163	37155	999-1000	1000	144	42848

<b>DATOS FORMACION PEPINO MEDIO 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
25-27	26	157	38963	240-241	240	142	43230	1000-1001	1001	147	41079
27-28	27	154	39567	241-241	241	151	40786	1001-1002	1002	151	39937
28-29	28	142	43056	241-241	241	154	39923	1002-1003	1003	148	41529
29-30	30	144	43010	241-242	241	148	41066	1003-1005	1004	151	40456
30-31	31	139	44581	242-242	242	146	41994	1005-1006	1005	143	42505
31-32	32	129	48916	242-242	242	140	44252	1006-1009	1007	159	37278
32-36	33	128	49003	242-246	243	126	51550	1009-1018	1012	130	52044

<b>DATOS FORMACION PEPINO INFERIOR 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
22-29	26	82	86812	173-190	186	44	852;874	852-874	863	41	110799
29-30	30	104	60546	190	190	52	874;878	874-878	876	44	114301
30-32	31	78	88089	190-191	191	35	878;880	878-880	879	42	113477
32-33	32	79	78440	191	191	33	880;883	880-883	881	40	118074
33	33	71	92698	191-192	192	39	883;888	883-888	885	47	106721
33-34	34	74	86734	192-232	199	54	888;998	888-998	921	53	133627
34	34	62	102318	238-241	240	106	898;1001	898-1001	1000	111	57612
34-35	35	54	107707	241-242	241	102	1001;1003	1001-1003	1002	111	56751
35-37	36	44	114249	242-243	242	121	1003;1006	1003-1006	1005	99	64732
37-40	39	40	121521	242-245	243	107	1006;1014	1006-1014	1010	105	58891

<b>DATOS FORMACION PEPINO INFERIOR SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
13-23	19	81	72969	177-181	180	78	73100	826-840	833	80	70527
23-25	24	57	98302	181-183	182	62	80262	843-855	849	60	82371
25-26	26	58	90613	183-200	187	53	90535	855-939	874	53	92316
26-28	27	62	91669	200-210	205	59	96139	943-947	945	76	74484
28	28	68	81408	210-211	211	73	75544	947-948	947	67	79923
28-29	29	57	97423	212-223	219	60	96493	948-996	960	52	107845
29-30	29	62	96426	223-238	230	66	88071	997-1000	999	65	92301
30-31	30	63	91075	239-241	240	62	99164	1001-1007	1003	64	95534
31-33	32	72	79987	242	242	67	92544	1007-1010	1009	64	95825
33-35	34	69	81827	243-245	243	68	92905	1010-1014	1011	67	93722

<b>DATOS FORMACION RUMIYACO SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
16-31	29	87	80930	197-232	229	77	86235	937-990	996	83	80268
31-32	32	90	76809	232-234	233	81	87902	990-998	995	97	75339
33	33	91	75111	234	234	86	78411	998-1000	999	96	69916
33-34	34	90	74951	234-235	234	88	77307	1000-1002	1001	92	74221
34-35	34	90	75206	235	235	88	76884	1002-1003	1002	89	80143
35	35	86	79805	235-236	236	90	76314	1003-1004	1003	89	77894
35-36	36	83	82988	236-237	236	92	74220	1004-1005	1004	89	77289
36-37	36	88	76046	237-238	237	96	71625	1005-1006	1005	91	72198
37-38	37	92	74059	238-240	239	98	66823	1006-1008	1007	85	77293

<b>DATOS FORMACION RUMIYACO SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
38-43	40	100	66368	240-248	242	99	66522	1008-1044	1011	86	77781

<b>DATOS FORMACION LIMOLITA SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
15-29	24	75	106504	230-232	231	81	95084	982-988	985	94	82348
29-30	30	79	97356	232-233	232	88	88535	988-990	989	92	84111
31	31	82	95230	233	233	79	98034	990-999	993	83	95199
32	32	86	90048	233-234	233	84	92489	999-1001	1000	73	105713
32-33	32	83	93217	234	234	91	86091	1001	1001	79	97150
33	33	82	95230	234-235	234	82	93428	1001-1002	1002	82	93283
33-34	34	86	91618	235	235	84	95015	1002-1003	1003	84	91305
34-35	35	90	86853	235-236	235	84	94283	1003-1005	1004	84	92972
35-36	36	92	85197	236	236	88	88879	1005-1006	1005	78	99812
36-37	37	89	87501	237-241	238	82	97739	1006-1009	1007	91	86847

<b>DATOS FORMACION ARENISCA SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
17-23	20	77	95563	230-232	231	81	95084	982-988	985	94	82348
27-32	29	77	108284	232-233	232	88	88535	988-990	989	92	84111
33-34	34	83	102539	233	233	79	98034	990-999	993	83	95199

<b>DATOS FORMACION ARENISCA SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
34-35	34	82	105557	233-234	233	84	92489	999-1001	1000	73	105713
35-37	36	89	90218	234	234	91	86091	1001	1001	79	97150

<b>DATOS FORMACION SALDAÑA BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
15-21	19	108	167598	213-225	224	76	233063	591-596	594	85	208547
21-22	22	135	130703	225-226	225	60	274417	596-597	597	59	277379
22-23	23	132	138467	226-226	226	56	294471	597-598	598	53	310156
23-24	23	121	155990	226-227	227	49	341359	598-598	598	50	325189
24-31	26	102	182022	227-232	231	48	358720	598-599	599	47	351888
31-34	32	59	280940	232-232	232	64	298974	599-600	600	62	307832
34-35	35	47	342657	232-234	233	91	217927	600-603	601	84	239952
35-35	35	56	281144	234-234	234	142	124657	608-609	608	145	121404
35-36	36	45	360725	234-235	235	130	135787	609-609	609	132	134353
36-36	36	42	384480	235-235	235	139	128271	609-610	609	136	131138

<b>DATOS FORMACION CABALLOS BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
5-16	12	118	162506	214-230	225	120	154394	592-596	595	115	170789
16-18	17	114	165854	230-231	230	118	167964	596-597	597	133	144383

<b>DATOS FORMACION CABALLOS BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
18-19	18	118	161880	231-231	231	131	150358	597-599	598	130	150147
19-20	19	114	174071	231-232	232	128	148596	599-600	600	117	166093
20-21	20	120	158841	232-234	233	123	152642	600-601	601	123	153120
21-22	22	127	151160	234-234	234	120	156126	601-602	602	122	151891
22-24	23	121	152358	234-234	234	114	170397	602-603	602	114	163836
24-25	24	126	149678	234-235	235	122	156025	603-604	603	118	154155
25-26	25	127	146431	235-235	235	117	157573	604-606	605	114	165527
26-31	28	120	153945	236-238	236	114	162190	606-614	608	119	156635

POZO MOQUETA 20A.

<b>DATOS FORMACION PEPINO SUPERIOR BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
2,3-4,5	3,3	113	1831	68-81	77	105	702	207-248	225	105	702
4,6-6,1	5,4	60	3582	81	81	68	1589	248-292	263	69	1589
6,1-7,1	6,6	64	2177	81- 111	88	57	3330	295-325	304	63	3040
7,1	7,1	68	1872	111	111	72	3763	325-333	330	74	3709
7,1-10,1	9,2	61	4950	111	111	68	4903	333-368	342	59	5285
10,2-11,3	10,7	78	4230	111	111	63	5088	371	371	62	5115
11,4-12,9	12,2	76	4564	111	111	78	4209	371-415	412	86	3950
12,9-15,5	14	108	3928	111-119	115	114	3571	415-453	433	98	3980
15,5-16,5	16	138	2952	119-121	120	116	3265	456-475	469	139	2906
16,5-18,6	17,2	136	2976	121-131	128	159	2685	475-529	508	148	2832

<b>DATOS FORMACION PEPINO SUPERIOR SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
2-4	3,2	205	8497	188-202	200	196	4136	640-771	731	166	6501
4,2-5,3	4,9	250	5239	202-223	215	220	4602	783-802	792	268	5899
5,5-6,4	6	250	5809	223-230	228	277	4060	802	802	263	7311
6,4-7,2	6,8	238	6861	232-234	233	403	4628	802	802	275	6316
7,2-8	7,7	273	6884	234-236	235	275	6503	802-803	803	213	8193
8-8,5	8,2	264	4825	236-237	236	286	5118	805-813	809	329	4319
8,5-9	8,8	244	5959	237-239	237	260	5536	814-822	819	362	3247
9-10	9,6	292	4985	239-251	245	244	8307	822-840	833	305	5948
10-10,5	10,2	307	5205	251-259	255	272	6330	840-843	841	271	3325
10,7-12,1	11,2	382	3429	259-268	262	274	8473	843-862	844	254	6635

<b>DATOS FORMACION PEPINO MEDIO SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
1,3-5,1	4,1	323	6865	226-253	236	202	4933	835-843	836	272	8233
5,1-5,9	5,5	284	7801	253-260	257	392	7227	843-846	843	294	7472
5,9-6,5	6,1	327	8483	260-262	261	269	8067	846-857	854	359	8071
6,5-7,1	6,8	308	8118	262-265	263	278	7761	858-884	873	383	6541
7,1-7,8	7,4	503	5796	265-271	268	360	7411	884-904	892	367	7232
7,9-8,4	8,1	373	6640	271-273	272	354	7426	904-910	906	309	7884
8,4-9,1	8,7	341	5922	273-278	277	291	7983	910-915	911	474	6579
9,1-9,6	9,3	334	6073	278-284	281	447	7142	915-918	916	402	7651

<b>DATOS FORMACION PEPINO MEDIO SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
9,6-10,5	10	311	8059	284-285	285	441	6265	918-943	922	344	7957
10,6-15	11,6	313	9343	286-287	286	376	8790	943-970	949	213	5518

<b>DATOS FORMACION PEPINO INFERIOR SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
3,1-5,2	4,4	274	10997	258-259	259	284	9353	278-881	881	242	11741
5,2-5,9	5,6	280	10578	262	262	269	11656	881-884	881	345	9309
5,9-6,7	6,1	300	10663	262-275	266	305	10317	884-947	903	265	11467
6,7-6,9	6,8	291	10287	275-278	277	257	12605	947-950	949	237	11791
7,2-7,7	7,5	255	12528	278-280	279	314	10459	950-966	956	308	11756
7,7-8,7	8,3	305	10256	280-284	282	306	11579	966-975	970	388	11017
8,7-9,2	8,9	302	12766	284-285	284	313	12333	975-992	981	287	11632
9,2-10,2	9,8	265	12152	285-288	286	288	10848	993-995	993	244	11437
10,5-12,7	11,2	305	10668	288-291	290	252	11108	995-998	997	254	10510
12,7-17,6	14,1	286	11107	291-293	291	281	11658	998-1007	1003	294	11369

<b>DATOS FORMACION PEPINO INFERIOR SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
1,6-3,6	2,8	134	2520	211	211	151	1822	881	881	151	1822
4,9-5,9	5,3	156	1832	212-238	229	143	2226	884-993	953	143	2226

<b>DATOS FORMACION PEPINO INFERIOR SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
5,9-7,2	6,4	151	1994	238-241	239	166	1969	993-1004	998	166	1969
7,7-8,7	8,2	180	1085	241-242	241	162	2133	1004-1007	1005	162	2133

<b>DATOS FORMACION LIMOLITA SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
13-14	14	190	21409	251-260	258	176	22112	808-820	816	151	24909
15-15	15	164	24573	261-262	261	130	27345	820-820	820	130	27573
15-16	16	163	26624	262-263	262	115	32087	820-823	821	102	38854
16-18	17	144	35668	264-266	265	114	33015	825-837	832	188	24188
18-18	18	143	29039	266-268	267	171	25948	837-840	839	190	21618
18-20	19	170	22609	268-268	268	134	28490	840-840	840	139	27735
20-20	20	120	30489	268-268	268	160	24063	840-840	840	119	32861
20-24	22	121	30236	268-269	269	136	30345	840-840	840	141	27845
24-25	25	125	30428	269-269	269	161	26447	840-843	841	165	25336
25-29	26	136	28381	269-274	270	144	29793	843-864	846	144	29062

<b>DATOS FORMACION LIMOLITA SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
16-19	17	61	7109	174-197	193	65	6908	820-820	820	60	7228

<b>DATOS FORMACION LIMOLITA SEGUNDO BHA DE 12 ¼" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
19-20	20	70	8165	197-198	197	69	8359	820-836	823	68	8453
20-23	22	73	6021	200-202	201	73	6141	837-840	839	79	5721
24-26	25	72	10165	202-202	202	69	10059	840-843	842	69	10059

<b>DATOS FORMACION ARENISCA SEGUNDO BHA DE 12 ¼"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
19-21	20	120	28530	254-262	260	110	31670	801-820	815	113	30364
24-26	25	70	50382	265-266	266	79	47556	820-834	831	76	48731

<b>DATOS FORMACION VILLETA SEGUNDO BHA DE 8 ½" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
3--15	12	159	31376	179-286	270	221	28538	412-608	589	217	31433
15-20	18	204	24765	286-292	289	202	21394	608-643	635	264	16828
20-22	21	248	19251	292-295	294	195	23040	643-646	645	275	16079
22-23	23	259	17012	296-300	298	284	15532	646-650	648	267	17296
23-24	24	256	18001	300-303	302	300	15911	650-653	651	261	19397
24-25	25	263	18225	303-304	304	267	17741	653-654	654	236	21243
25-26	25	267	19319	304-305	305	269	18574	654-656	655	253	16638
26-27	26	304	15645	305-307	306	281	18038	656-657	657	264	20594
27-28	27	285	17788	307-308	307	274	17616	657-659	658	244	17884

<b>DATOS FORMACION VILLETA SEGUNDO BHA DE 8 ½" (ROTANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
28-35	29	296	15519	308-347	310	248	20412	659-721	661	260	19427

<b>DATOS FORMACION VILLETA SEGUNDO BHA DE 8 ½" (DESLIZANDO)</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
7--16	14	93	5074	198-199	199	88	5086	551-554	554	88	5086
16-18	17	90	5326	199-213	212	102	4761	554-592	590	102	4761
18-20	19	103	5113	213-214	213	130	3725	592-595	593	130	3725
20-20	20	127	3904	214-214	214	96	4767	595-595	595	96	4767
20-23	21	113	4733	214-218	215	86	5550	595-606	598	86	5550
23-24	23	88	5252	218-228	222	90	6559	606-634	616	90	6559
24-25	24	98	5154	228-231	229	86	6060	634-641	636	86	6060
25-27	26	96	6154	231-233	233	103	5472	641-648	646	112	5078
27-27	27	120	4728	234-234	234	117	4631	648-651	650	115	4657
27-29	28	118	5208	234-266	239	147	4038	651-739	664	141	4406

<b>DATOS FORMACION CABALLOS SEGUNDO BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
4--11	9	155	35549	275-290	286	161	34228	620-649	631	156	28296
12--13	12	164	26763	290-292	291	148	27738	649-653	652	145	33528
13-14	14	177	23476	292-294	293	158	28146	653-653	653	185	23152

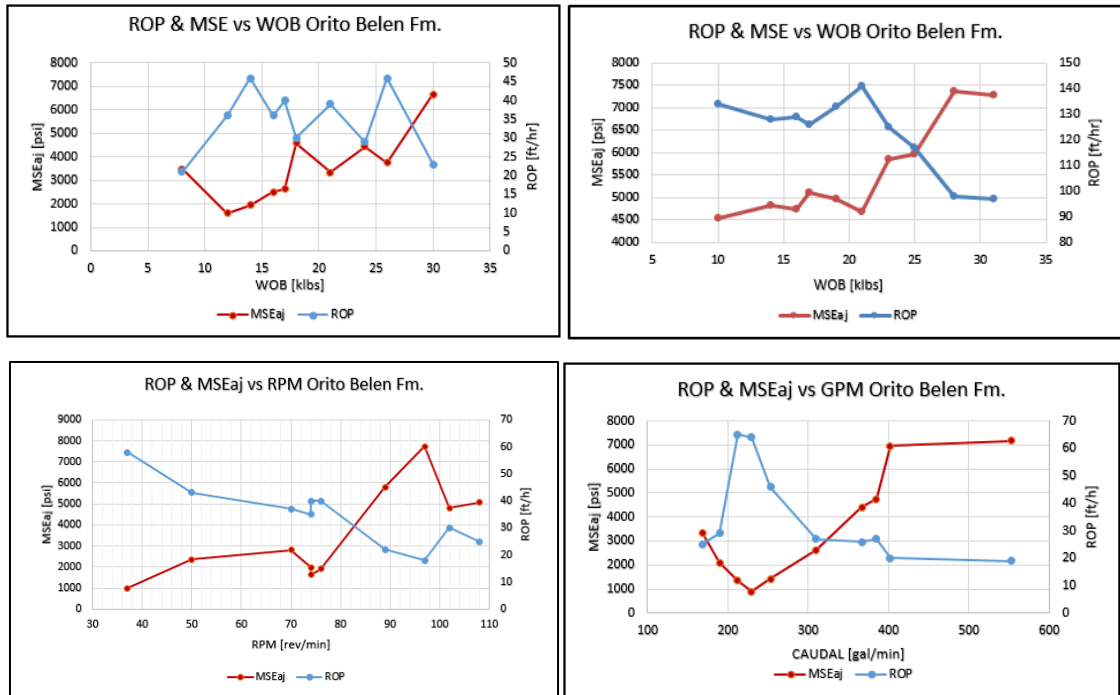
<b>DATOS FORMACION CABALLOS SEGUNDO BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
14-16	15	152	29550	294-294	294	182	24165	654-654	654	174	24444
16-17	16	164	25279	294-295	295	144	30794	654-654	654	153	26805
17-18	17	181	25646	295-296	295	154	36171	654-654	654	140	44188
18-19	18	168	27476	296-296	296	175	24977	654-655	655	162	26242
19-21	20	157	27888	296-297	297	158	27877	655-658	657	151	28234
21-25	23	145	36872	297-299	298	181	26097	658-667	664	193	24707
25-32	27	145	30465	299-306	302	149	28658	670-676	671	149	29295

<b>DATOS FORMACION SALDAÑA SEGUNDO BHA DE 8 ½"</b>											
RANGO	WOB [klb]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	RPM [rev/min]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]	RANGO	CAUDAL [gpm]	ROP [ft/hr]	MSEaj [psi]
17-24	22	161	29592	266-274	272	83	51459	605-608	606	48	69159
24-27	25	144	34174	274-275	274	55	58669	608-610	609	60	57601
27-28	28	121	43963	275-281	280	52	64175	610-611	611	55	58951
28-29	29	110	39043	281-282	281	53	64556	612-614	613	50	64477
29-30	29	113	40131	282-284	283	45	74930	614-617	615	39	85735
30-33	31	81	50146	284-293	288	91	66230	617-651	634	103	48449
33-34	33	58	58021	293-295	294	139	31750	651-651	651	176	23914
34-35	34	56	60193	295-296	296	127	31733	651-651	651	112	36888
35-37	36	49	71397	296-297	296	146	27496	651-652	652	120	37613
37-40	39	43	77738	297-375	304	119	42835	652-695	659	146	32626

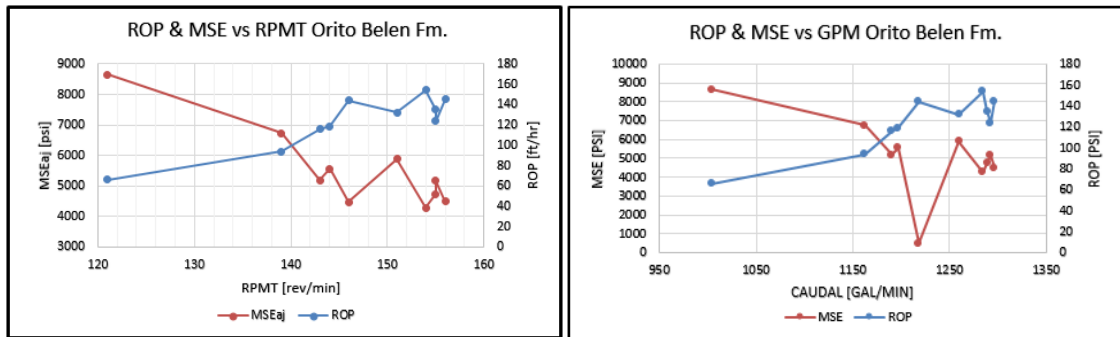
**Anexo 5: ROP y MSEaj contra WOB, RPMT y CAUDAL para los pozos Costayaco 24D y Moqueta 20A por formación y BHA correspondiente.**

**Pozo Costayaco 24D.**

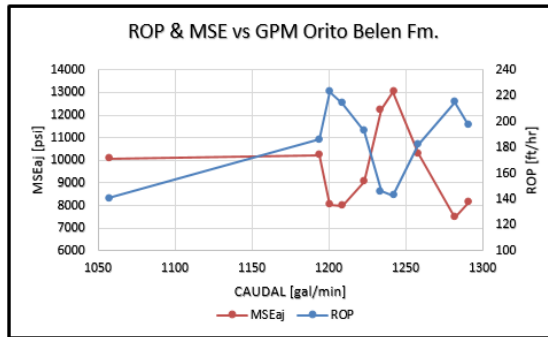
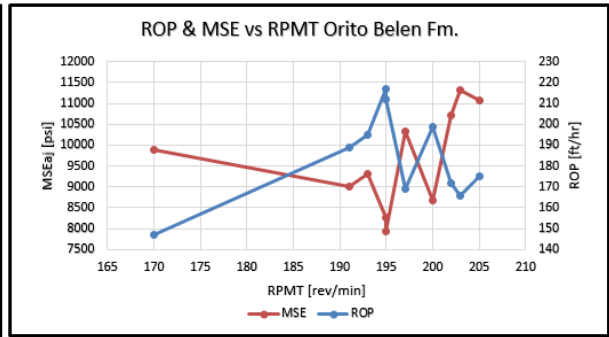
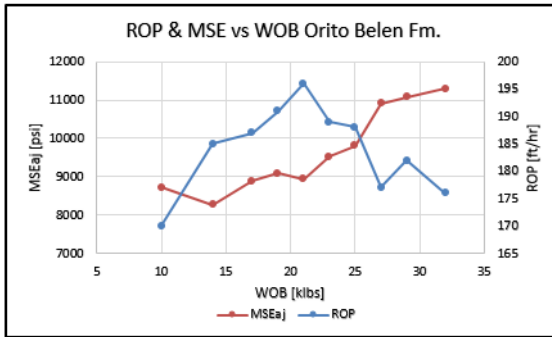
**Formación Orito-Belén, sección 26"**



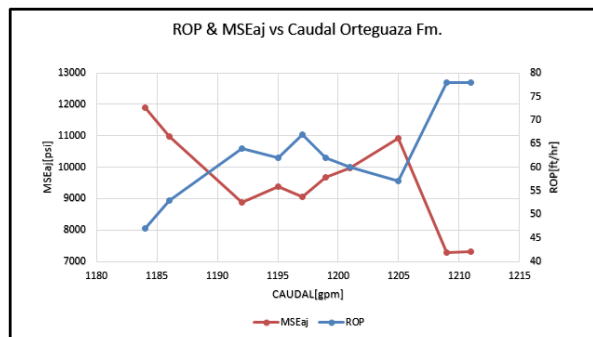
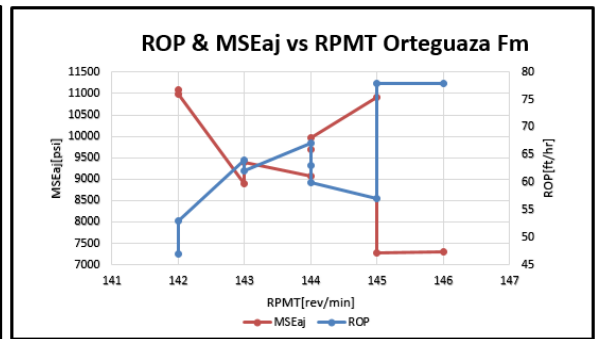
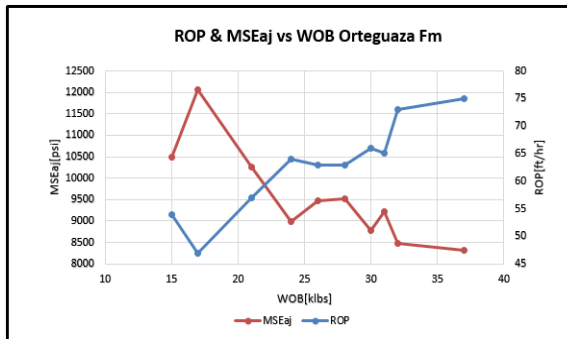
**Formación Orito-Belén, sección 17½" Deslizando**



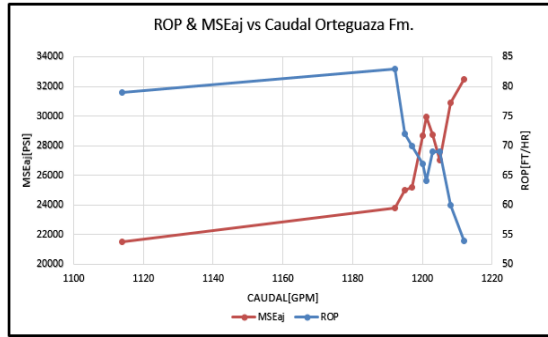
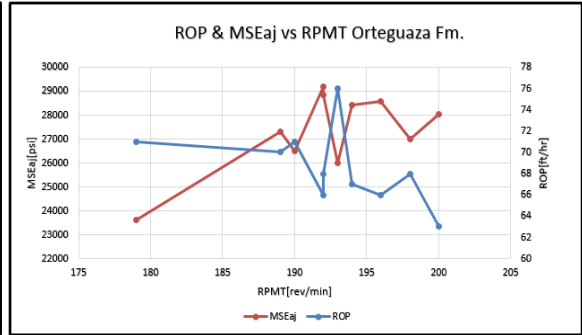
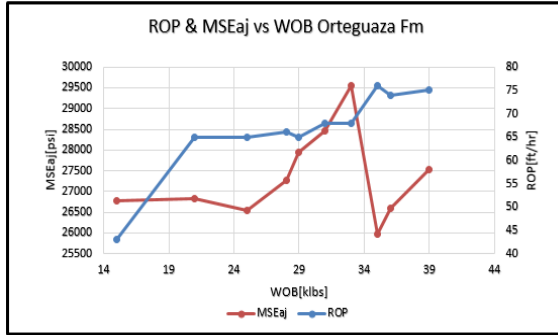
## Formación Orito-Belén, sección 17½” Rotando



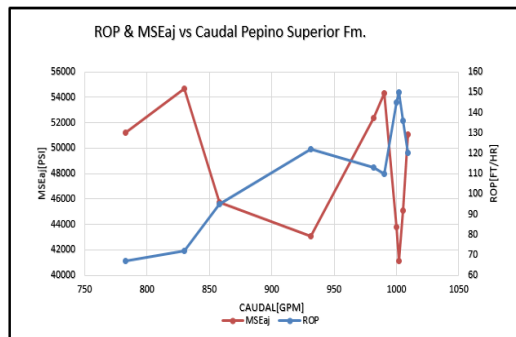
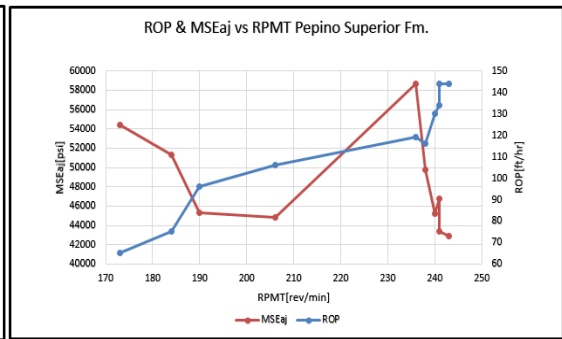
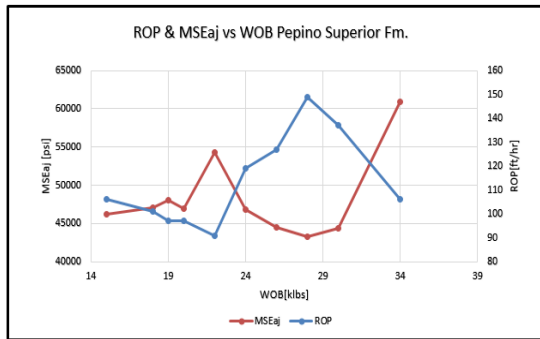
## Formación Ortegaza, sección 17½” deslizando



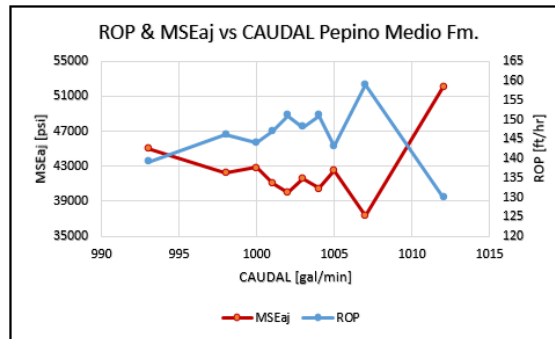
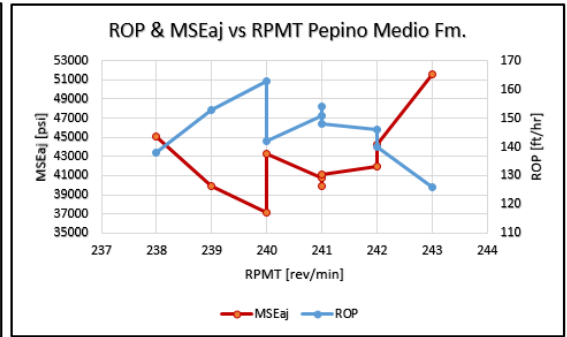
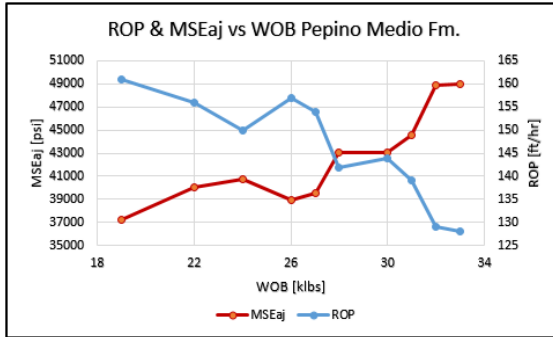
## Formación Ortegua, sección 17½” Rotando



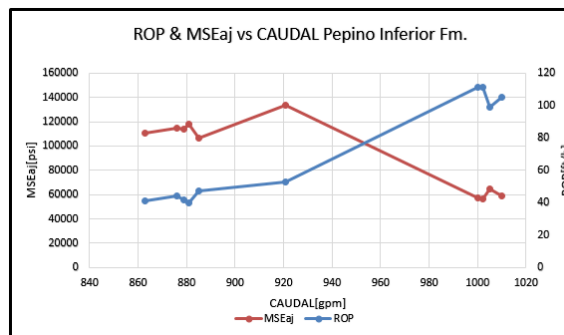
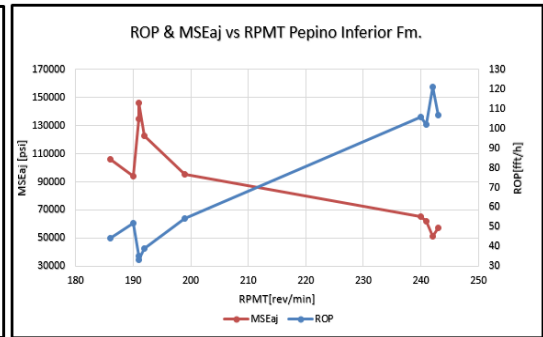
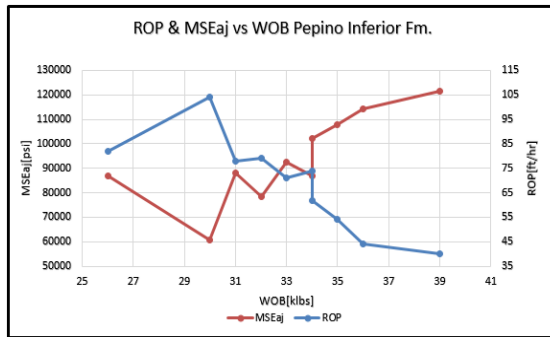
## Formación Pepino Superior, sección 12 ¼”



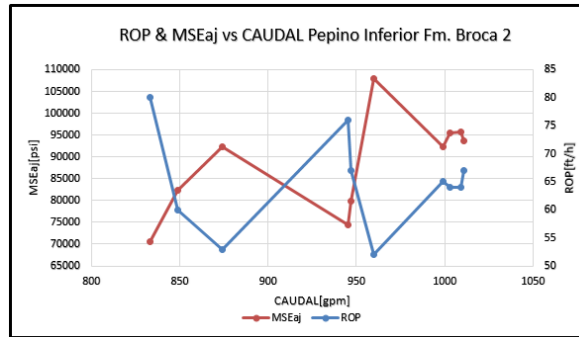
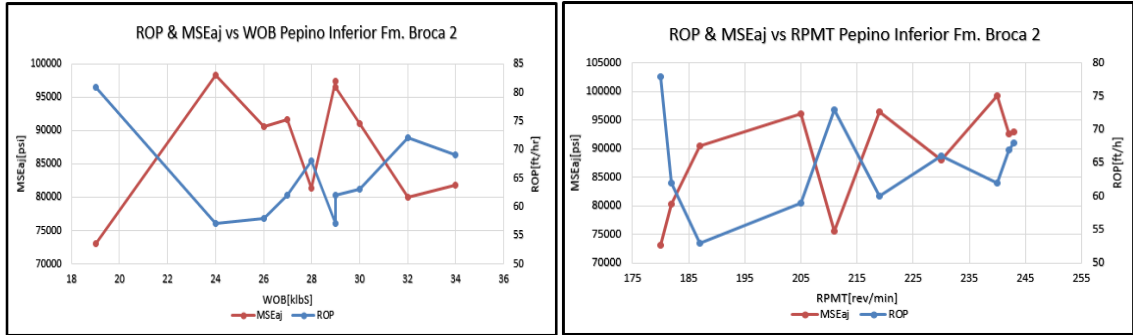
## Formación Pepino Medio, sección 12 ¼"



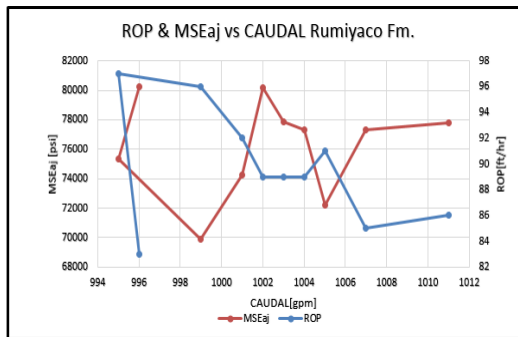
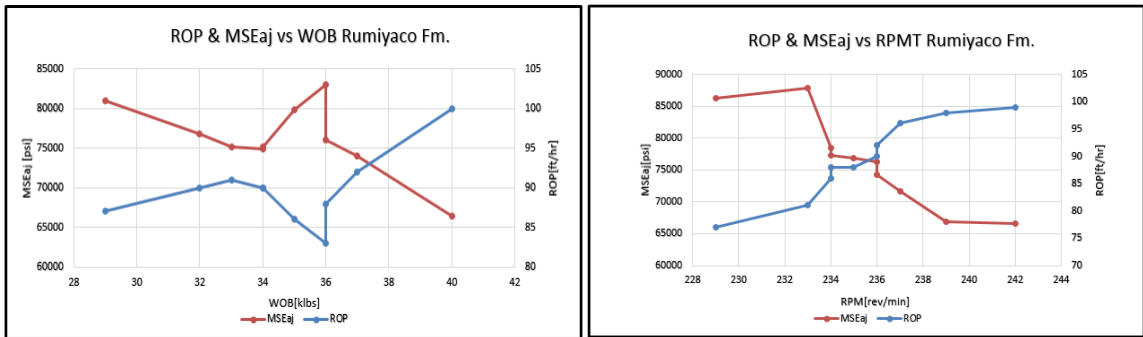
## Formación Pepino Inferior, sección 12 ¼" Broca 1



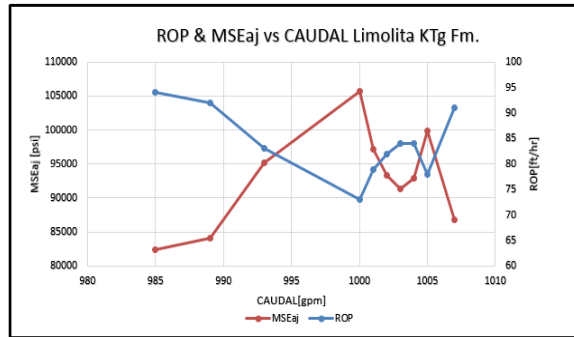
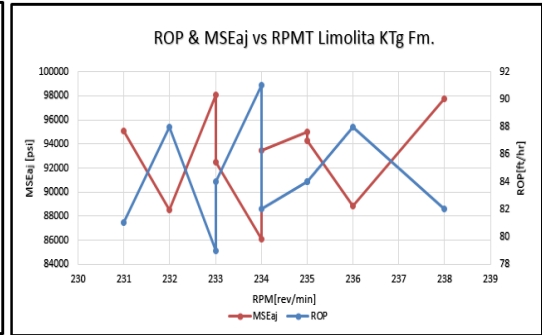
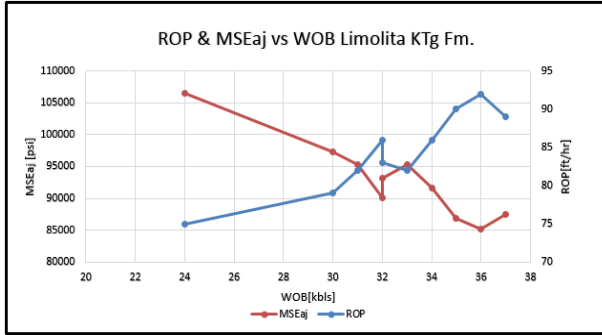
## Formación Pepino Inferior, sección 12 ¼" Broca 2



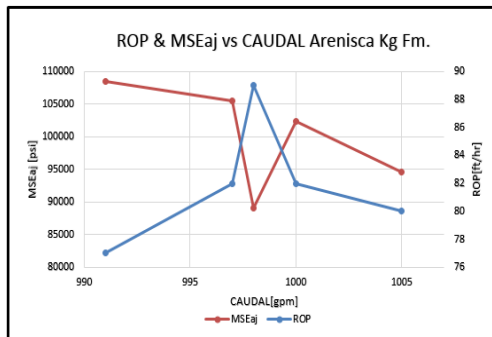
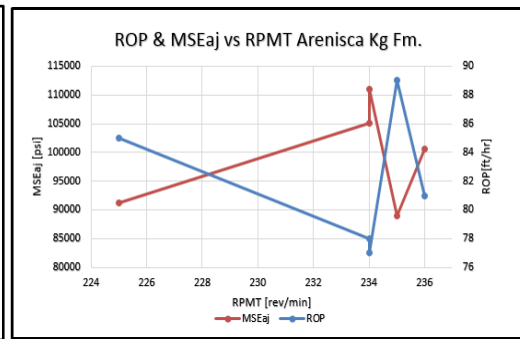
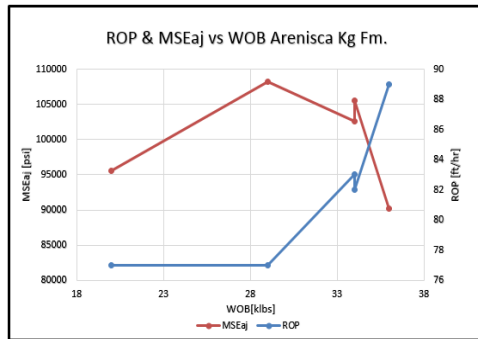
## Formación Rumiyaco, sección 12 ¼"



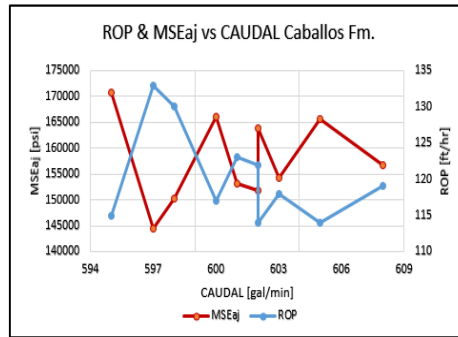
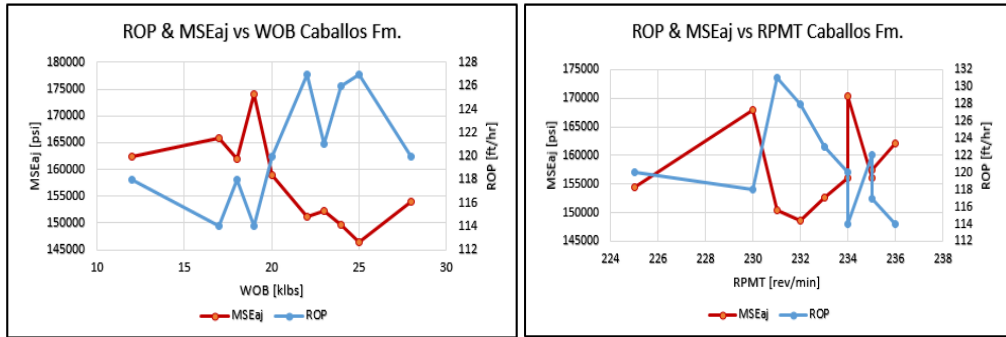
## Formación Limolita KTg, sección 12 ¼"



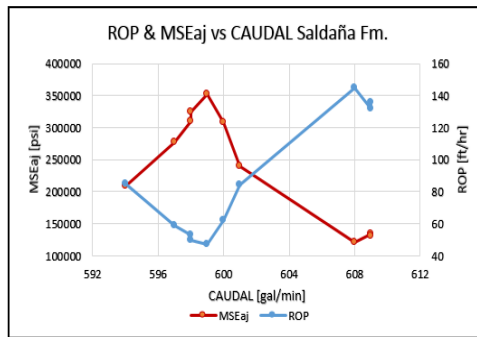
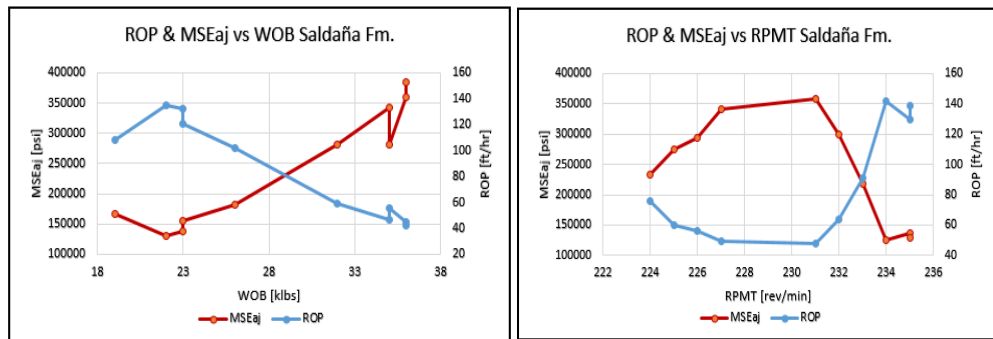
## Formación Arenisca Kg, sección 12 ¼"



## Formación Caballos, sección 8 1/2"

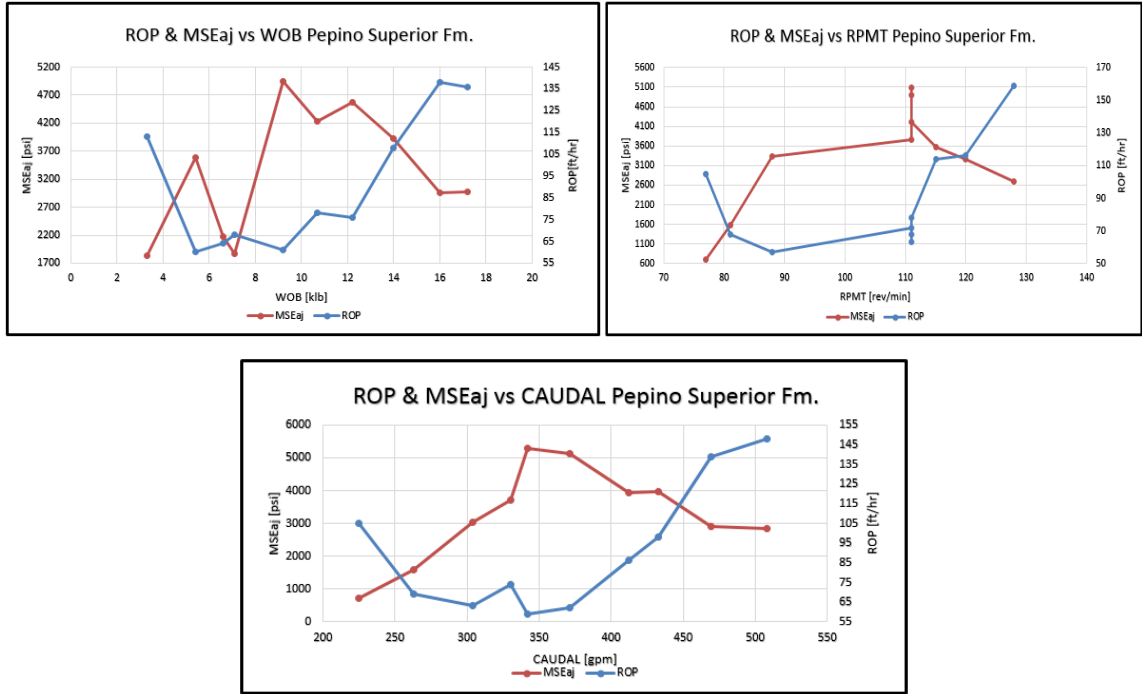


## Formación Saldaña, sección 8 1/2"

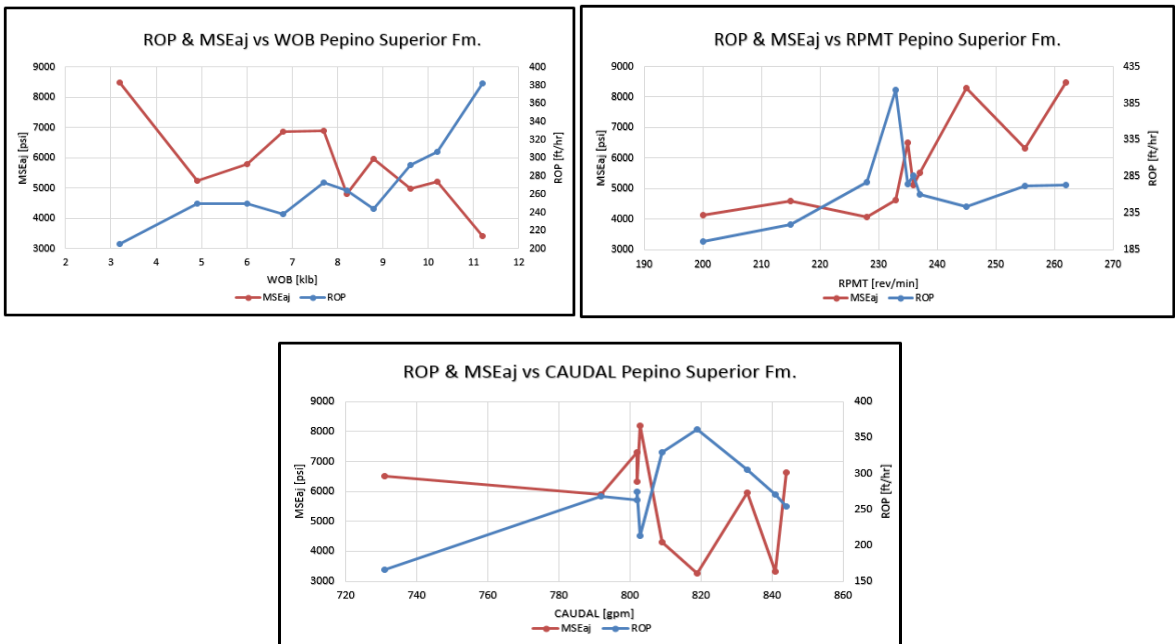


## Pozo Moqueta 20A.

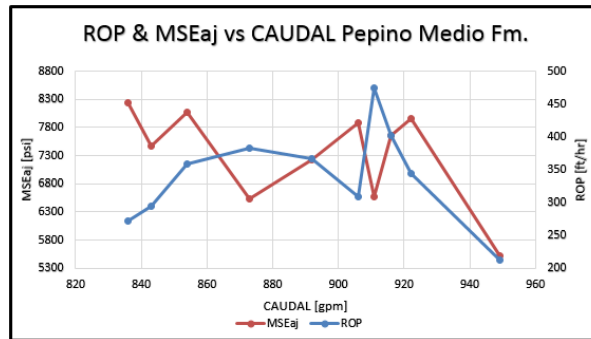
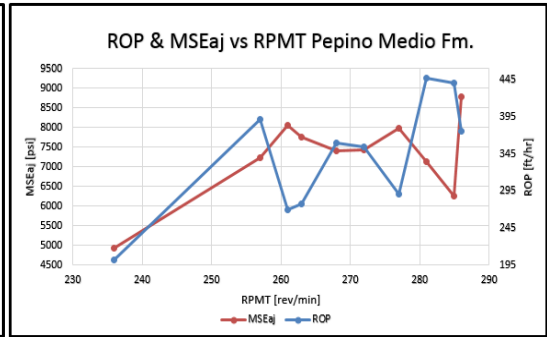
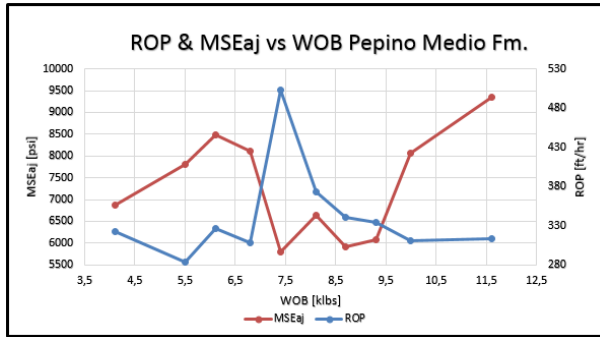
### Formación Pepino Superior, sección 12 ¼" Broca 1



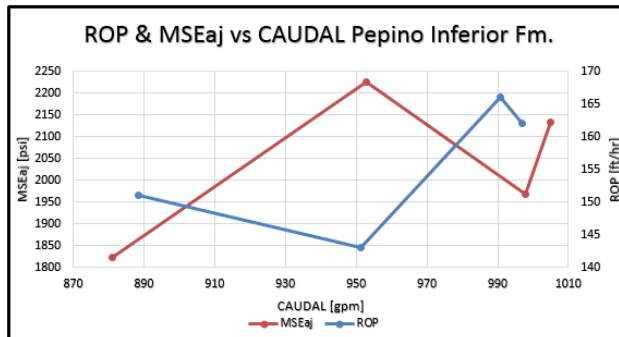
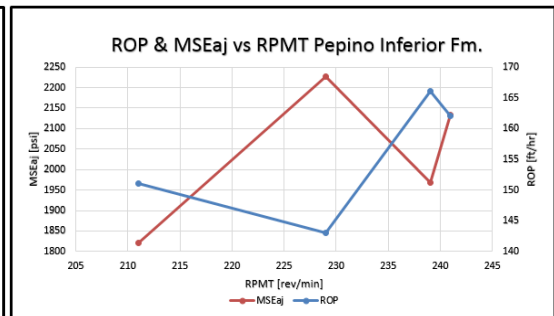
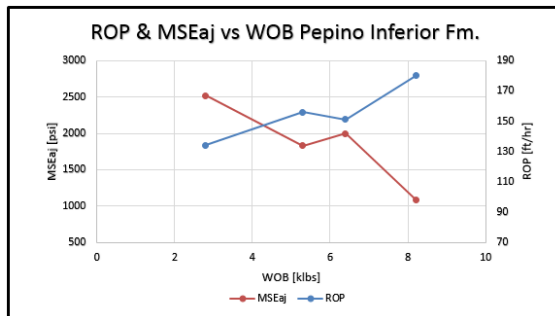
### Formación Pepino Superior, sección 12 ¼" Broca 2



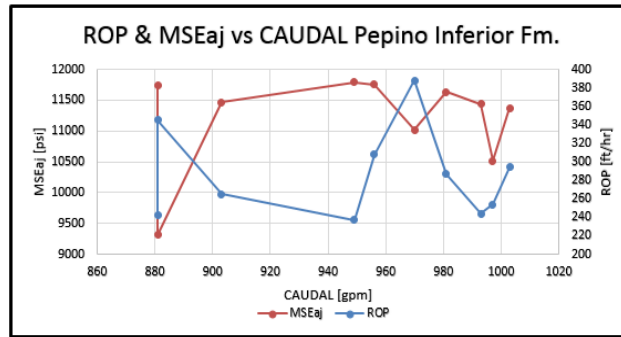
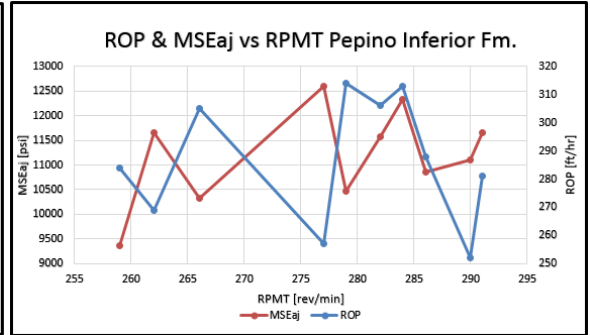
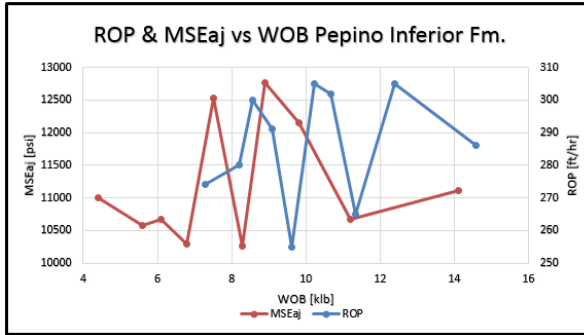
## Formación Pepino Medio, sección 12 ¼"



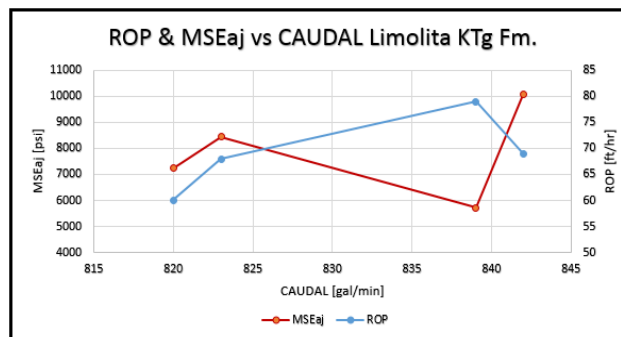
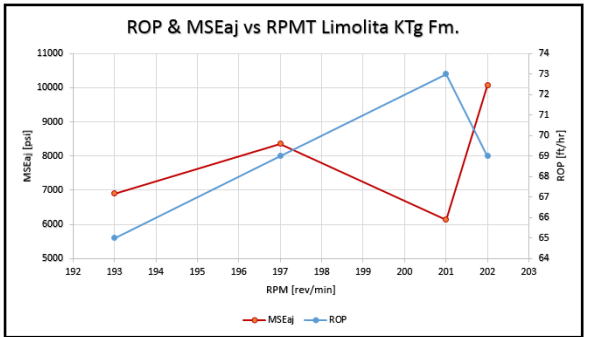
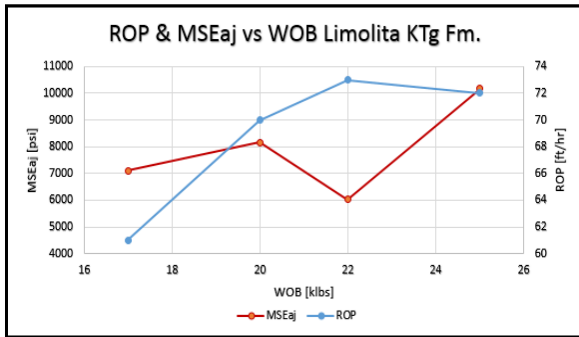
## Formación Pepino Inferior, sección 12 ¼" Deslizando



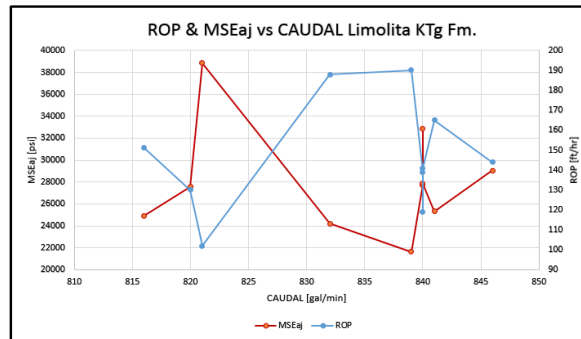
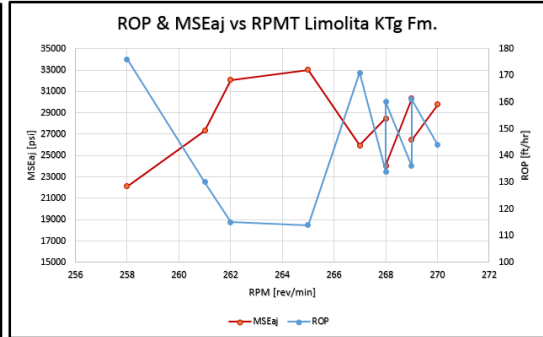
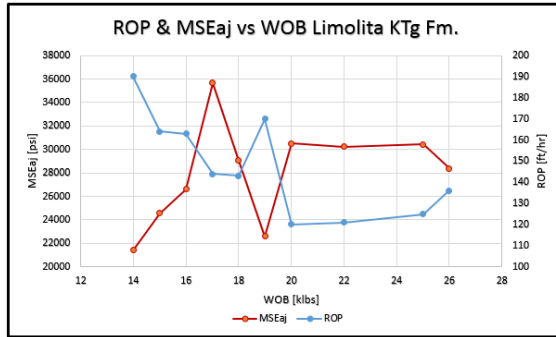
## Formación Pepino Inferior, sección 12 ¼" Rotando



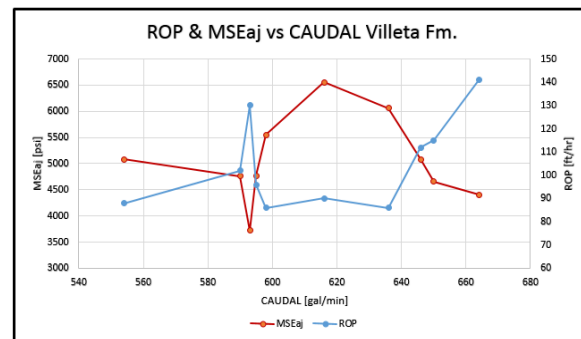
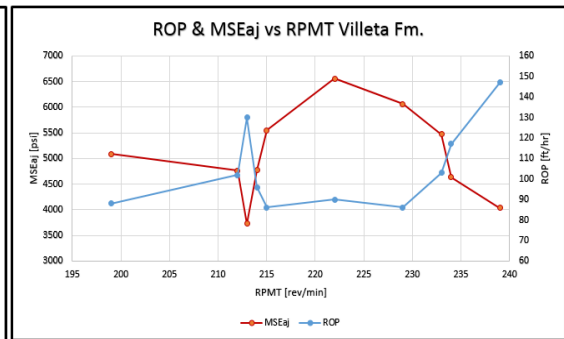
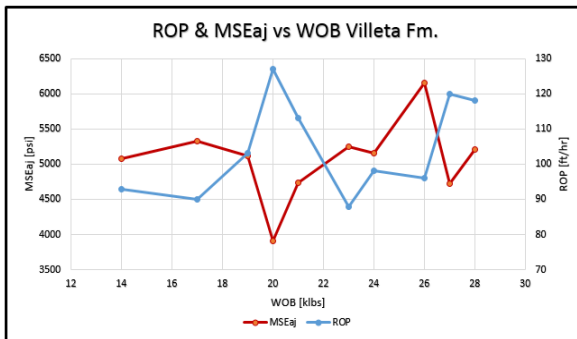
## Formación Limolita KTg, sección 12 ¼" Deslizando



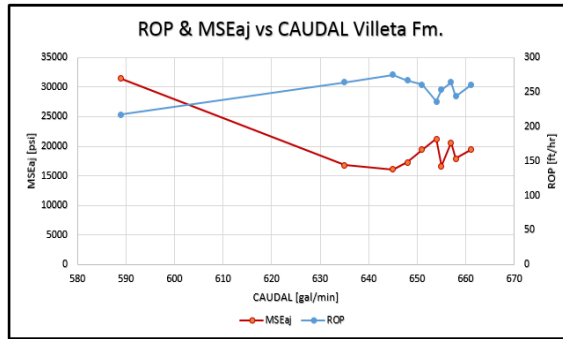
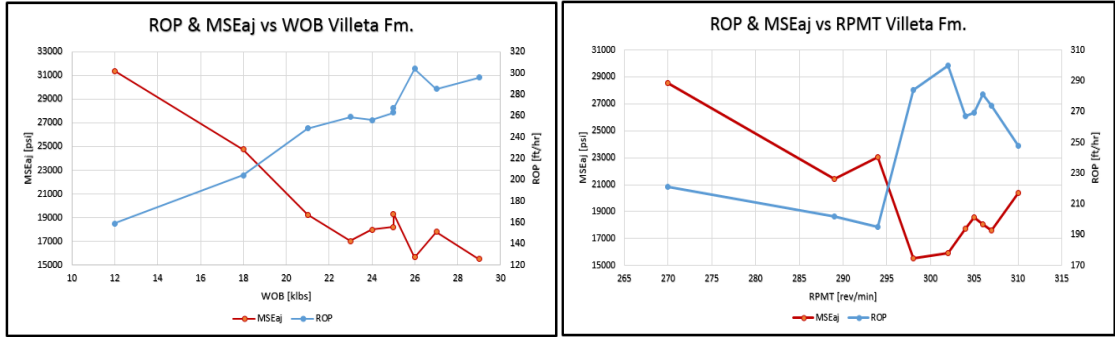
## Formación Limolita KTg, sección 12 ¼" Rotando



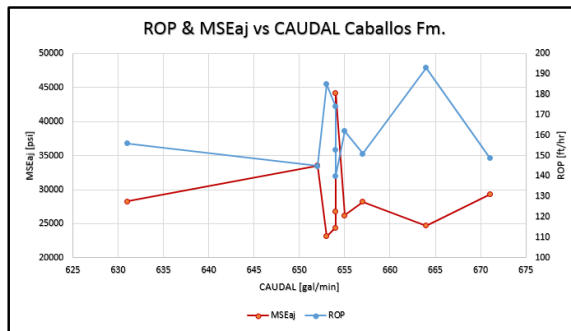
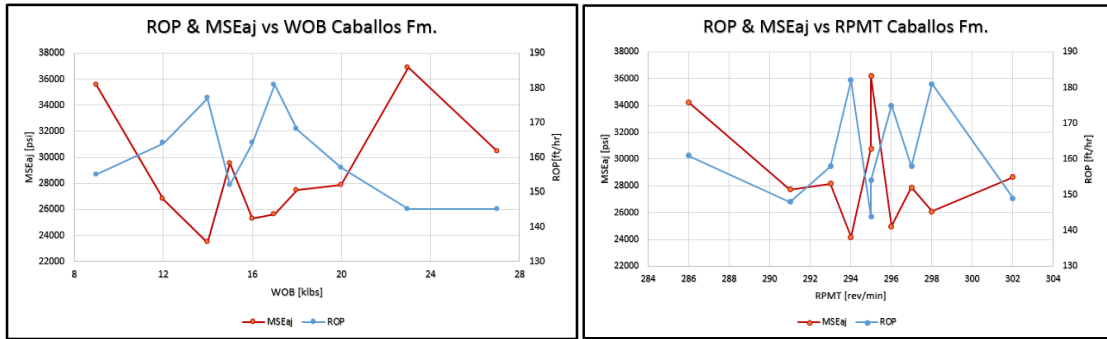
## Formación Villeta, sección 8 ½" Deslizando



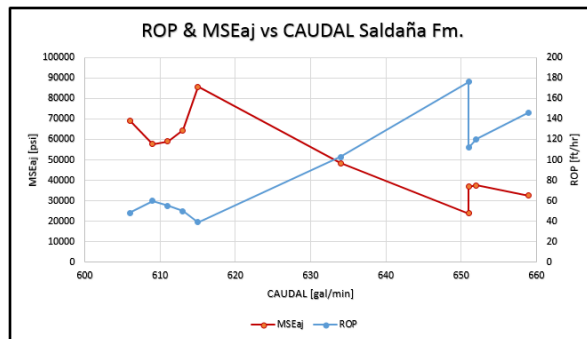
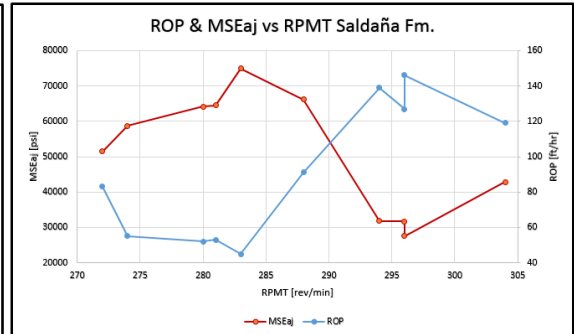
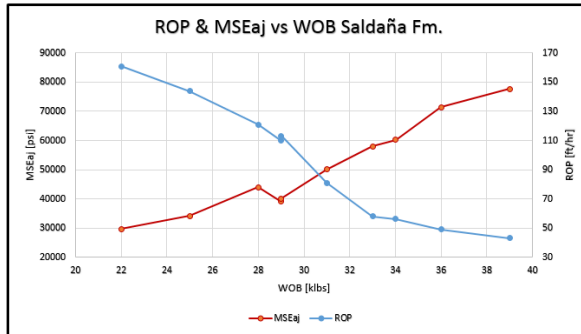
## Formación Villeta, sección 8 1/2" Rotando



## Formación Caballos, sección 8 1/2"

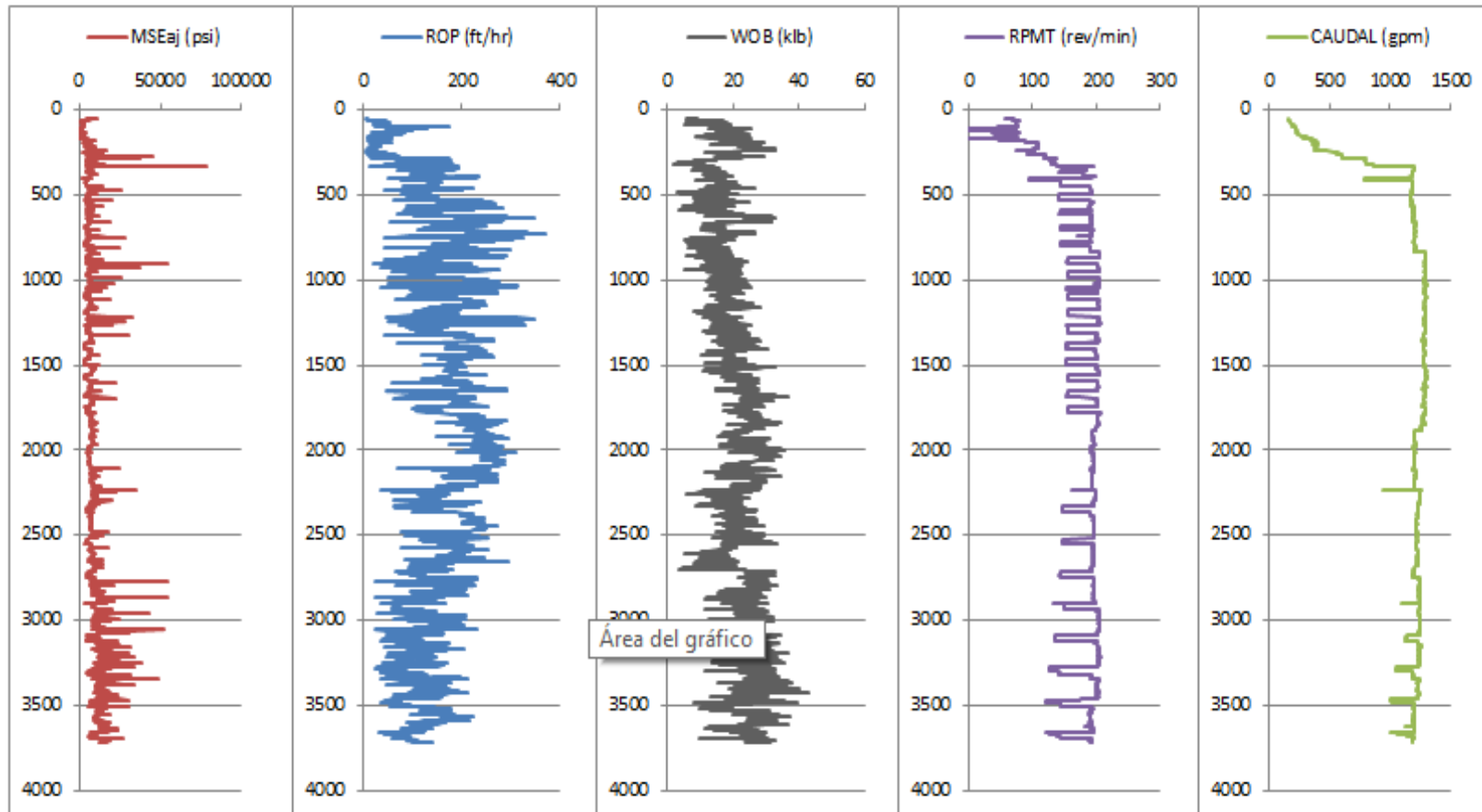


## Formación Saldaña, sección 8 1/2"

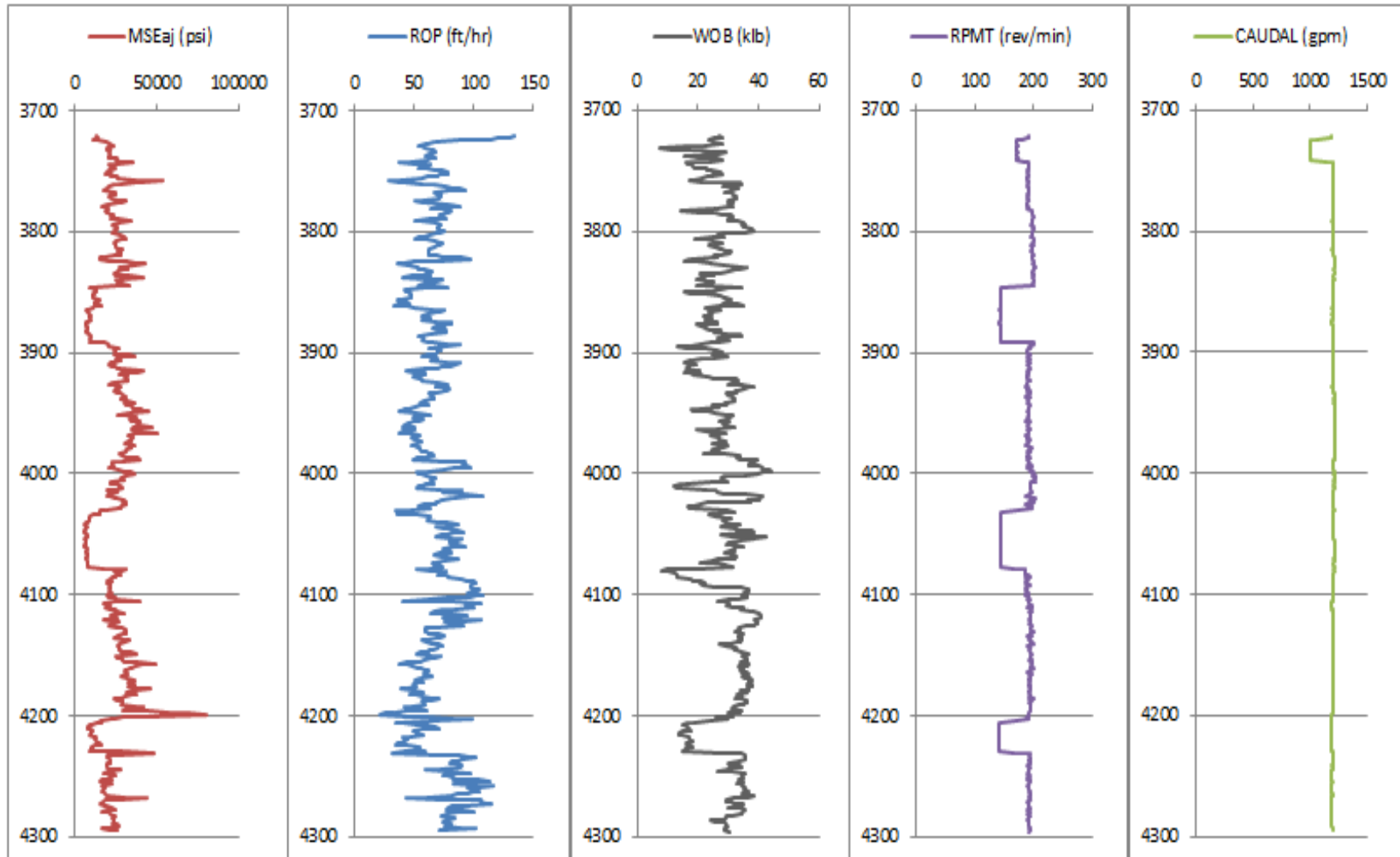


## Anexo 6. ROP, MSEaj, WOB, RPMT y CAUDAL en función de la profundidad.

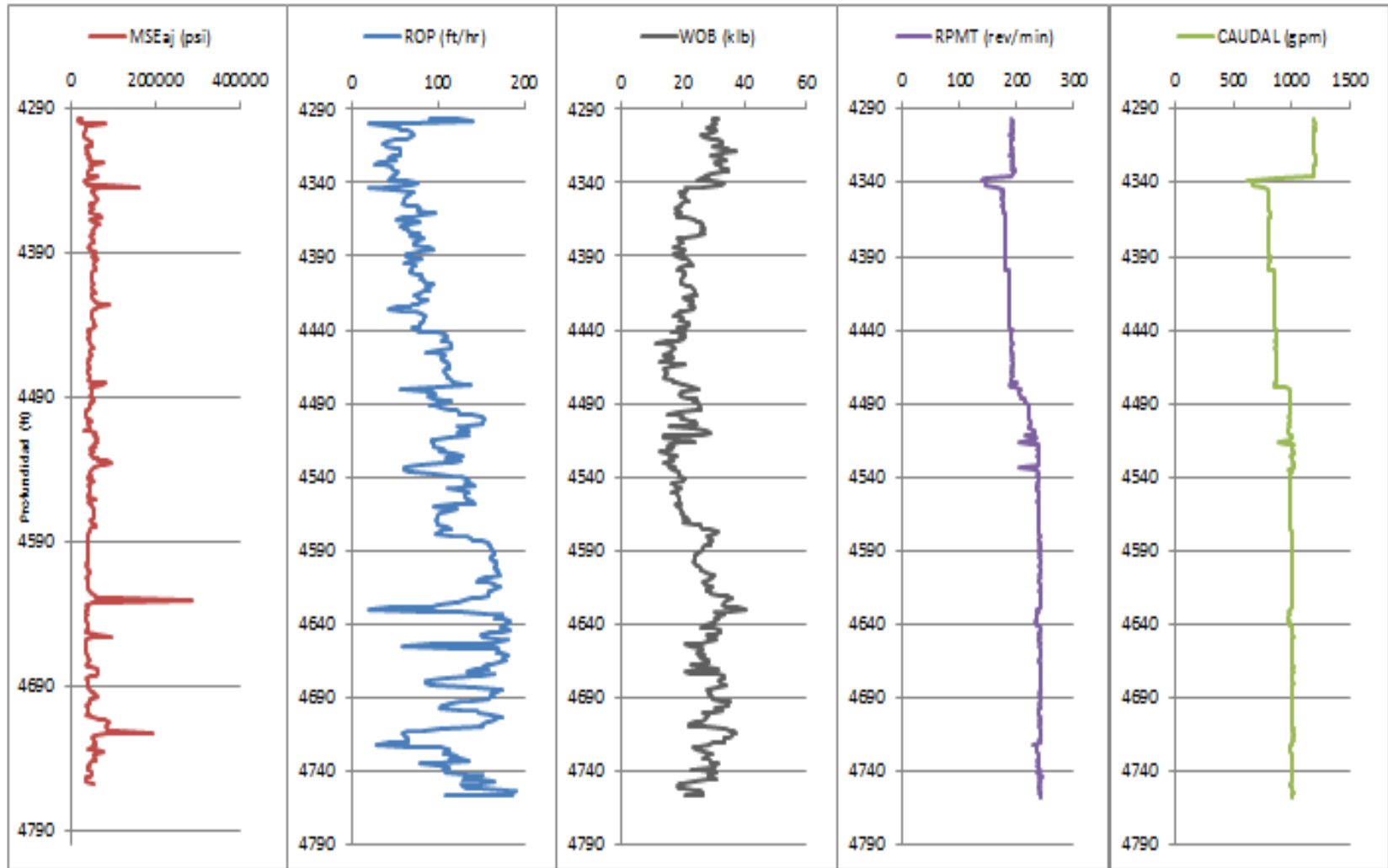
Costayaco 24D Formación Orito Belén



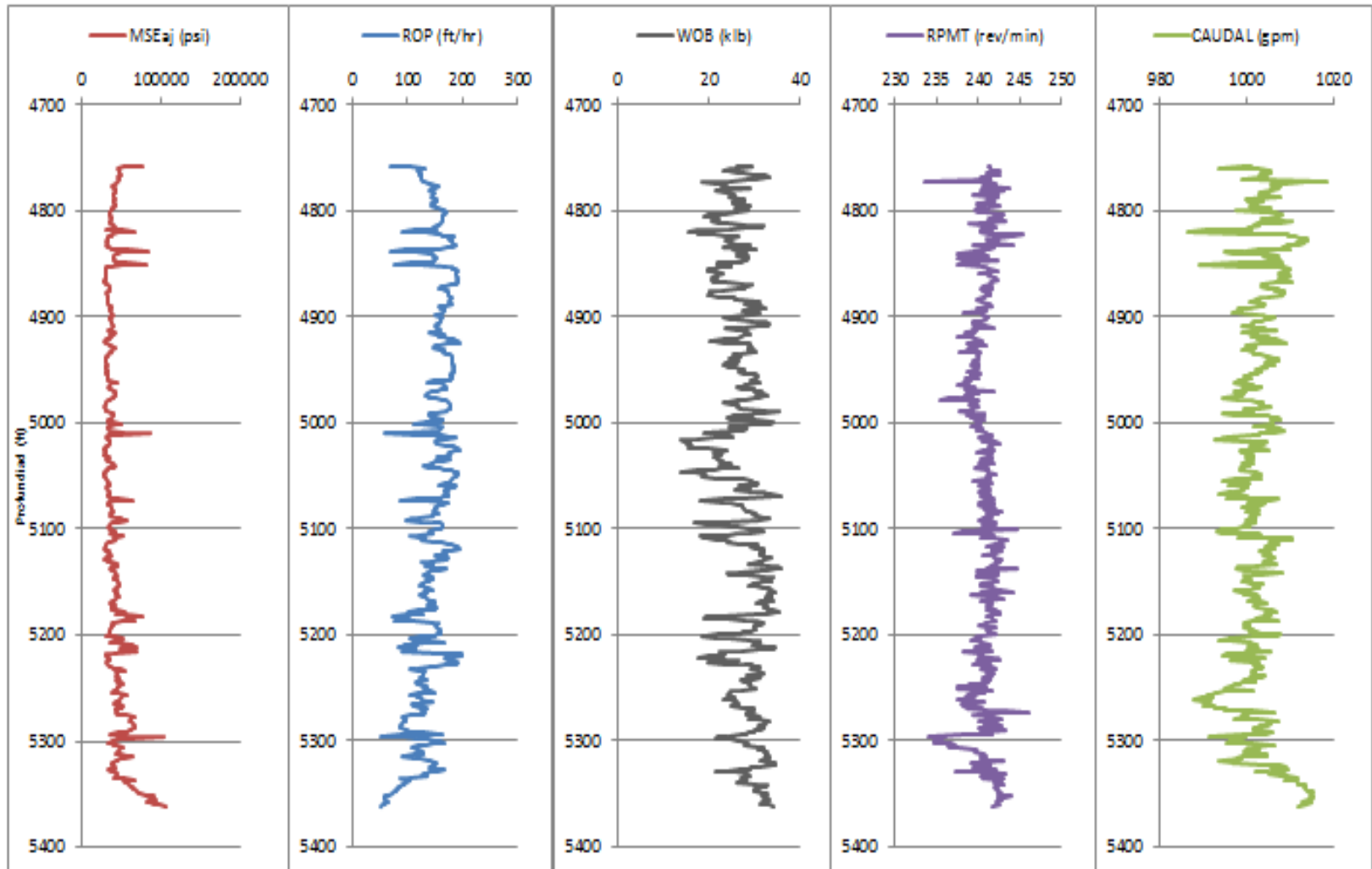
Costayaco 24D Formación Ortuaza.



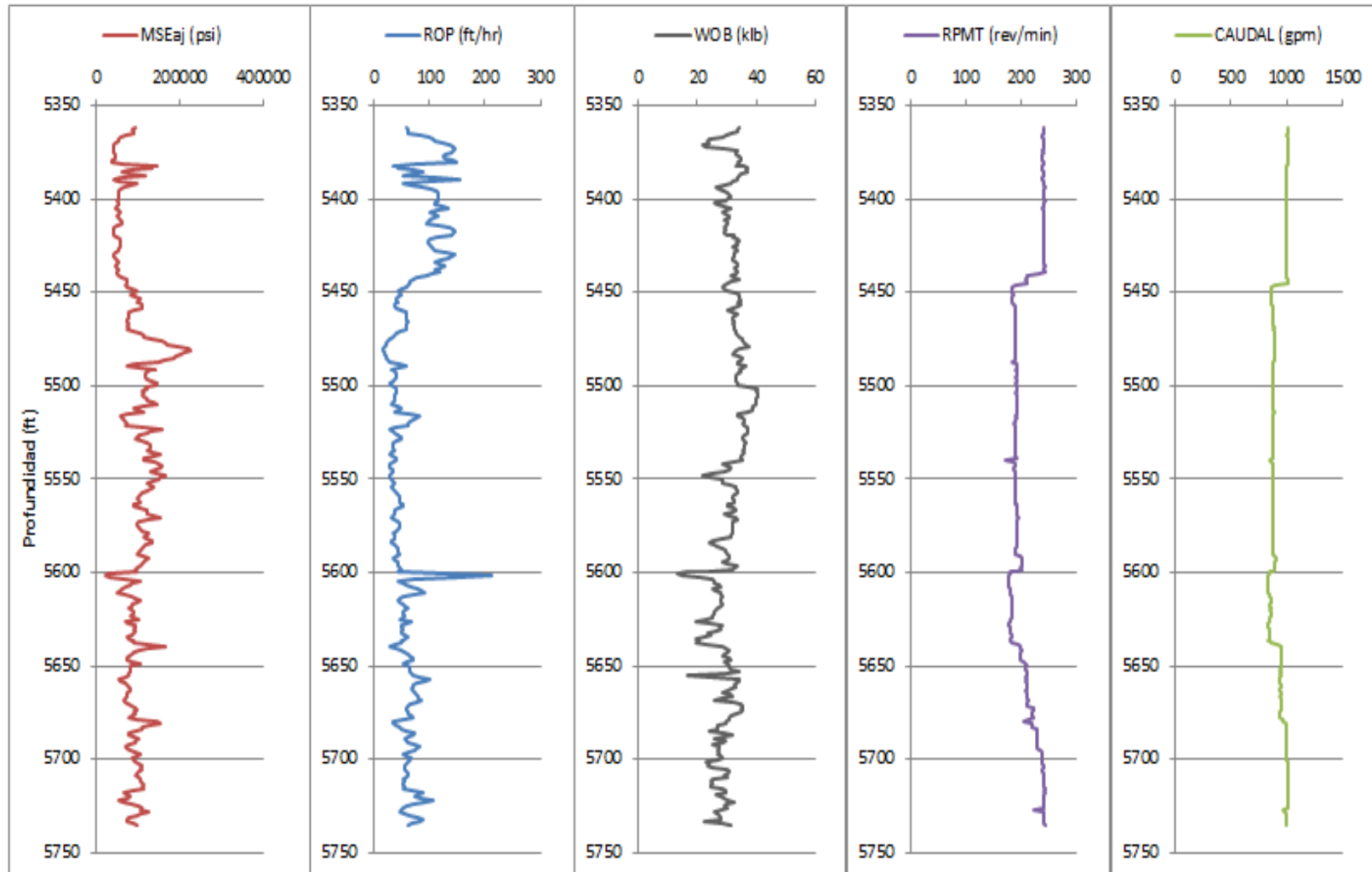
Costayaco 24D Formación Pepino Superior.



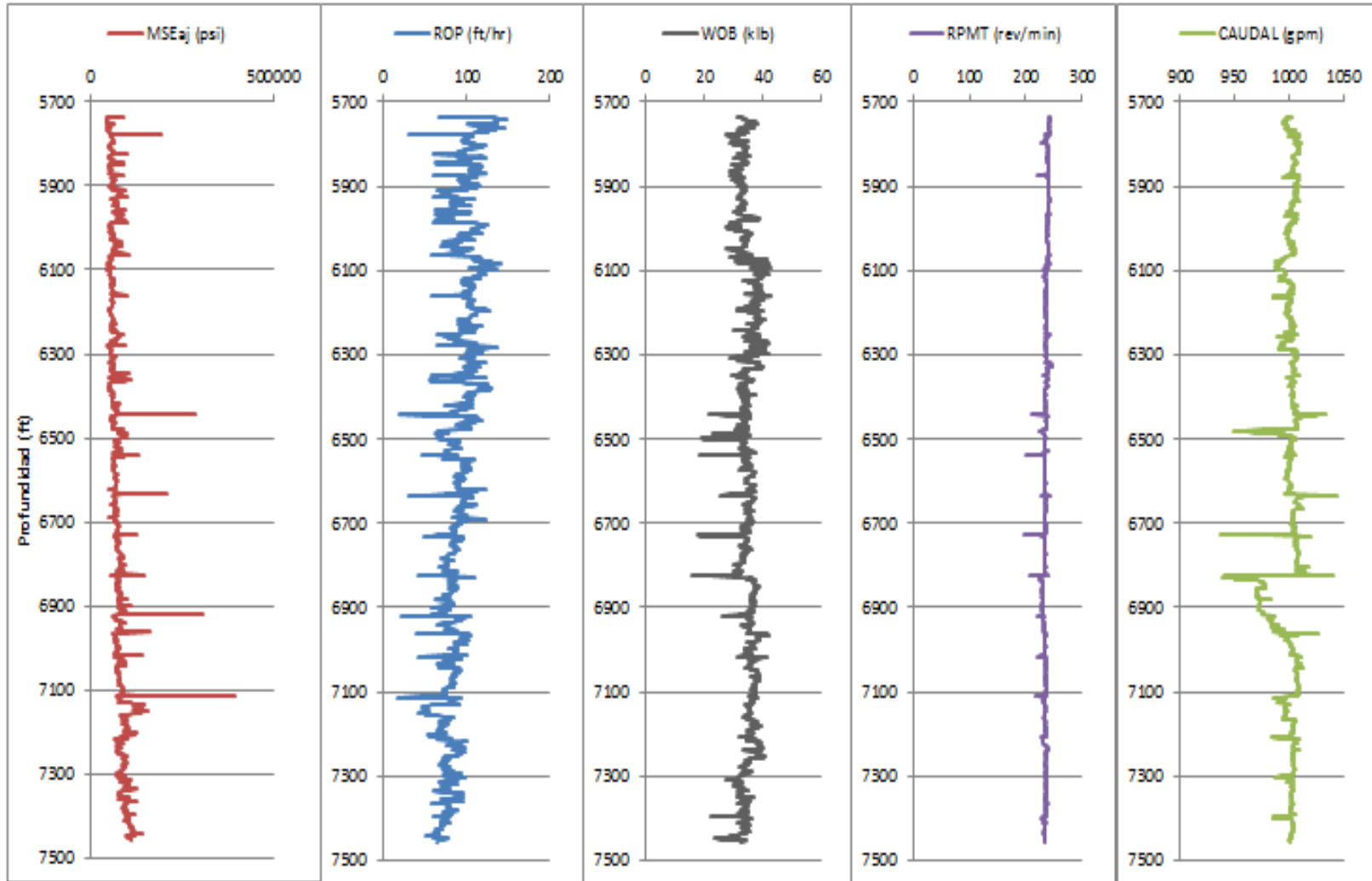
Costayaco 24D Formación Pepino Medio.



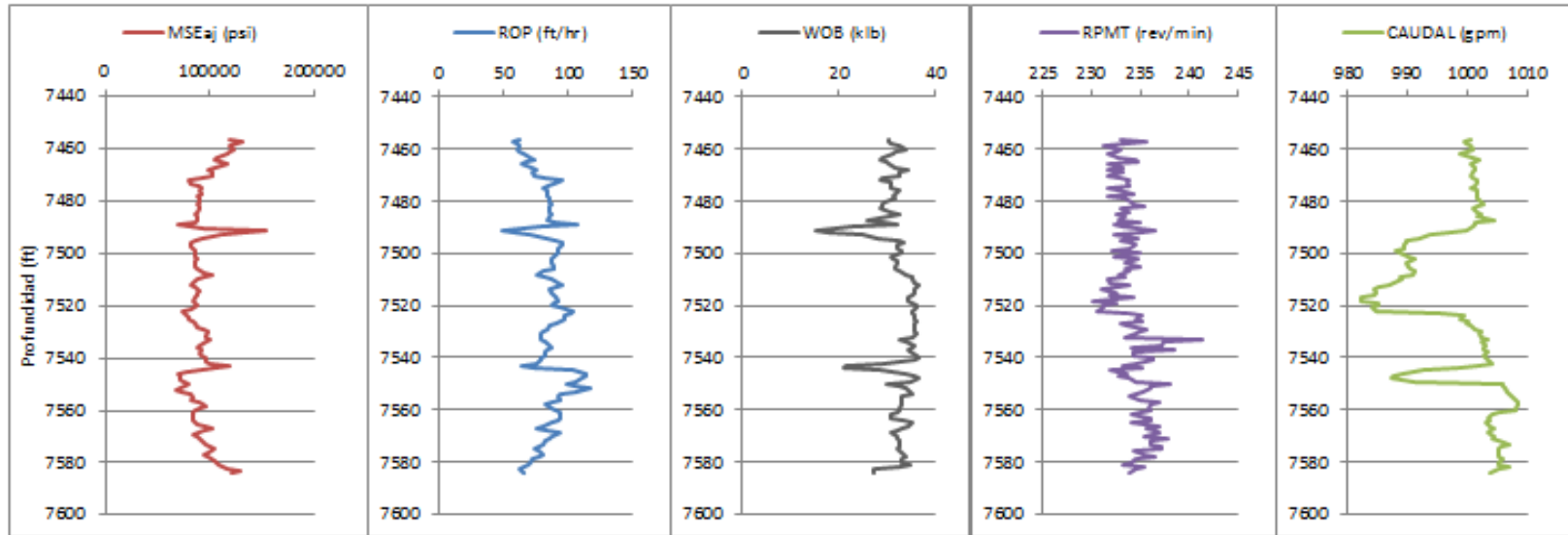
Costayaco 24D Formación Pepino Inferior.



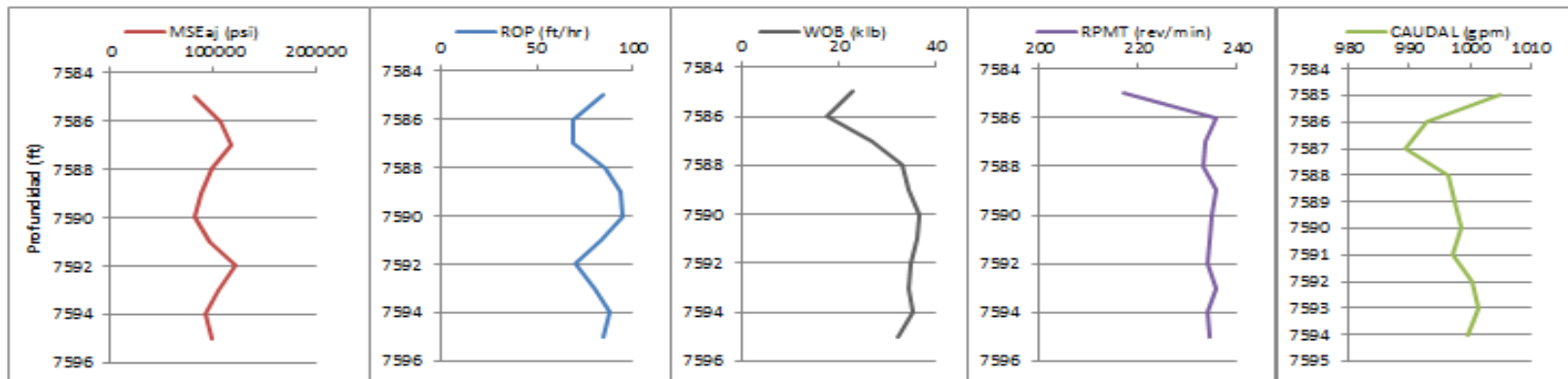
Costayaco 24D Formación Rumiayaco.



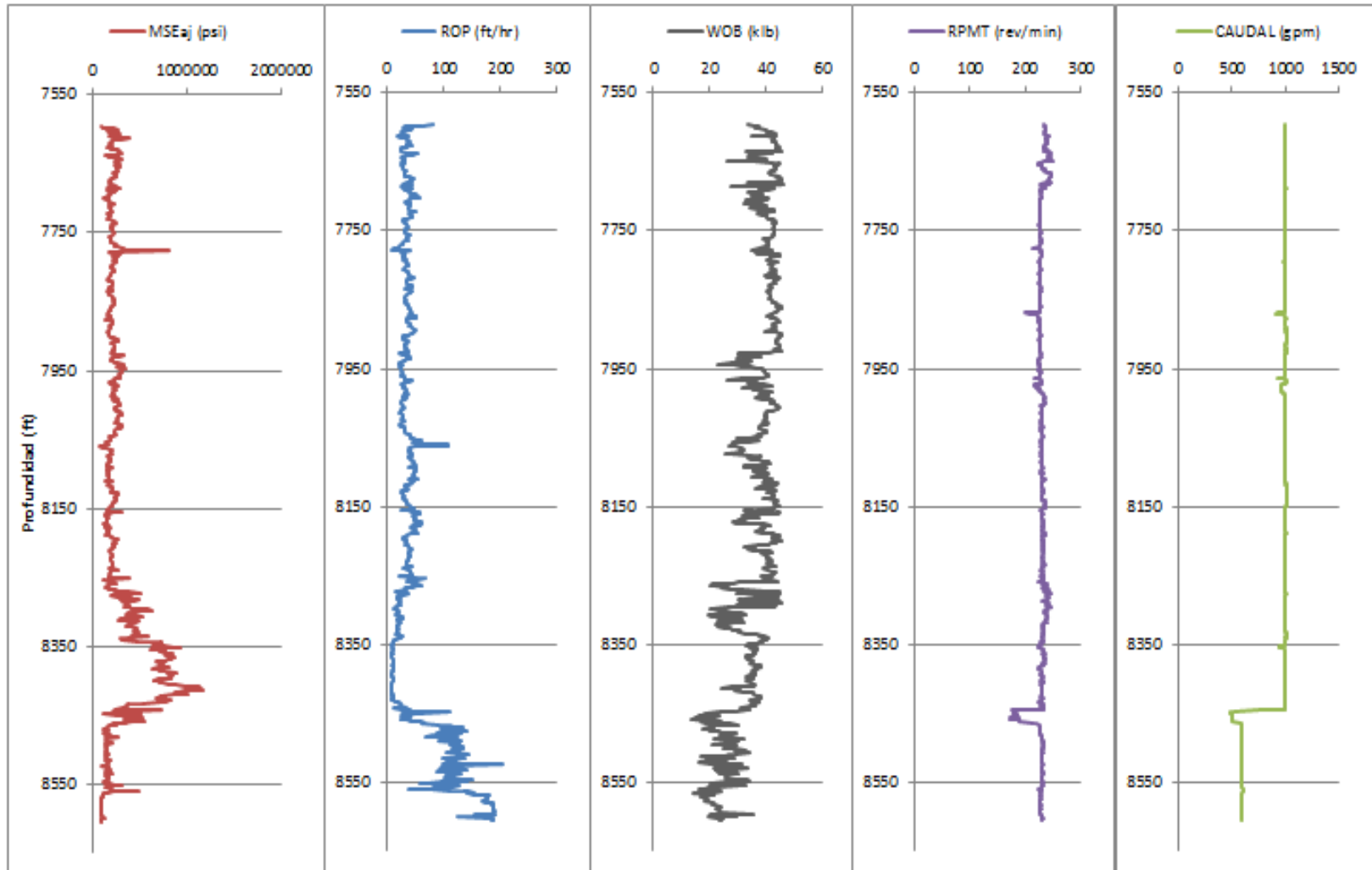
Costayaco 24D Formación Limolita.



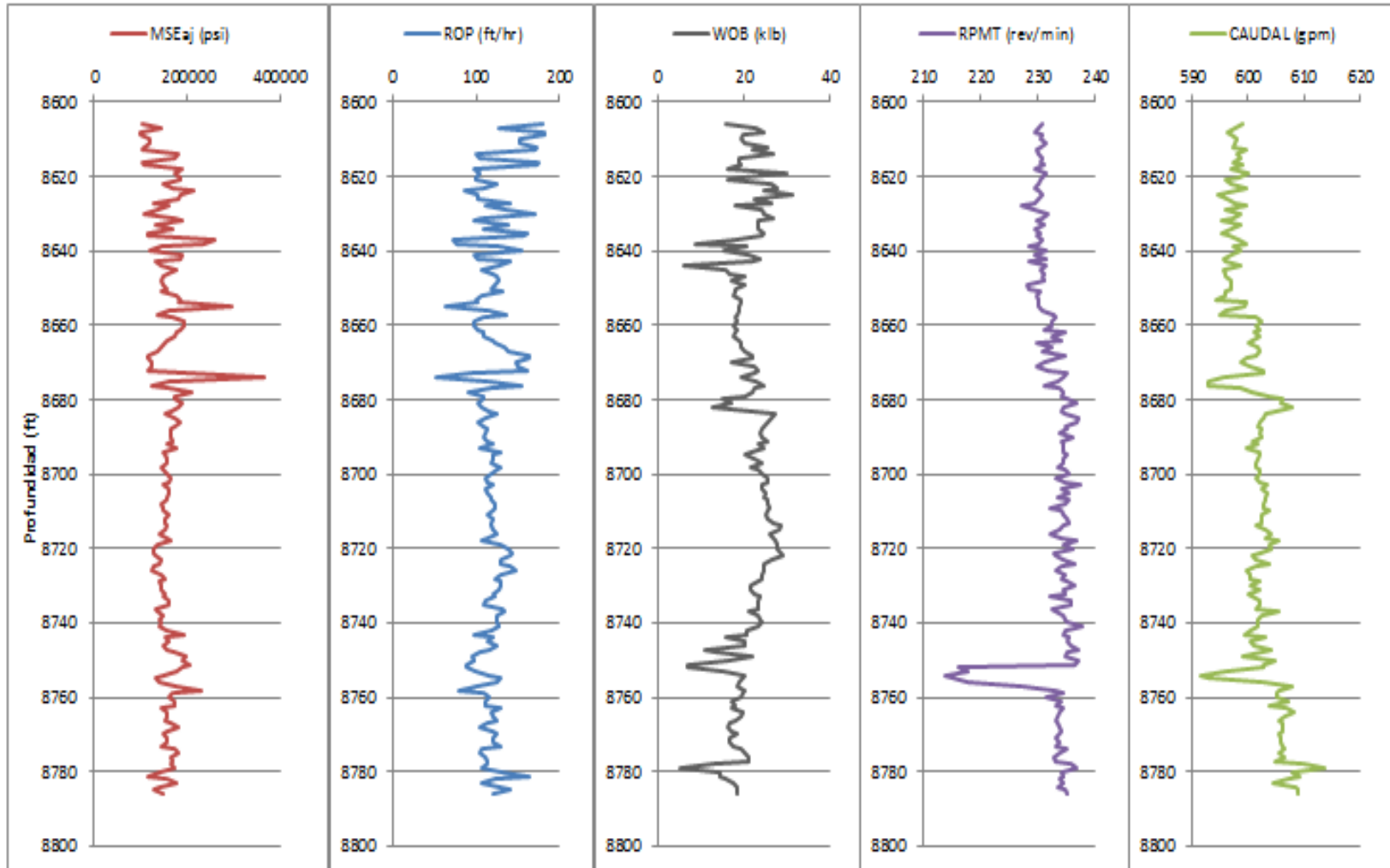
Costayaco 24D Formación Arenisca.



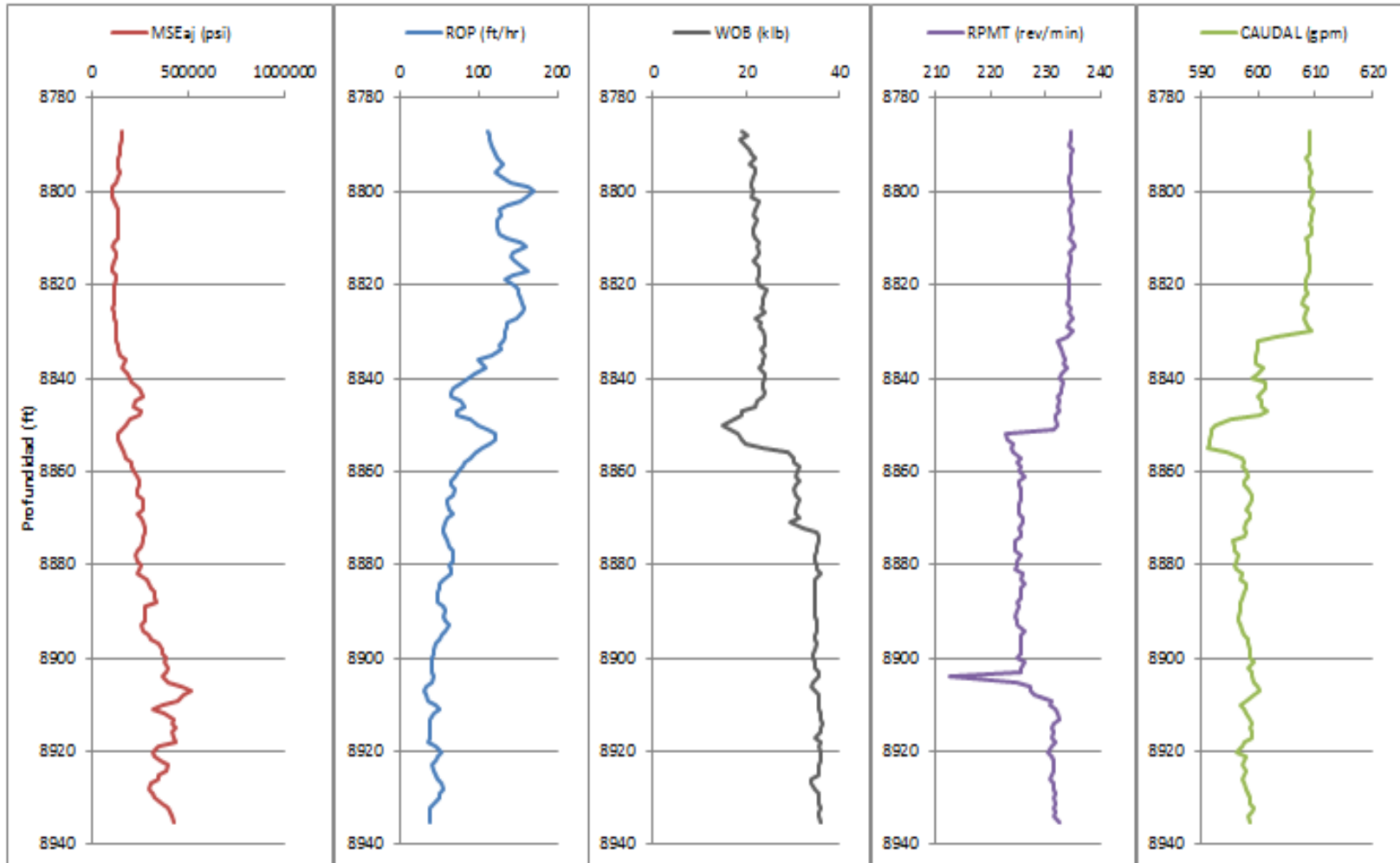
Costayaco 24D Formación Villeta.



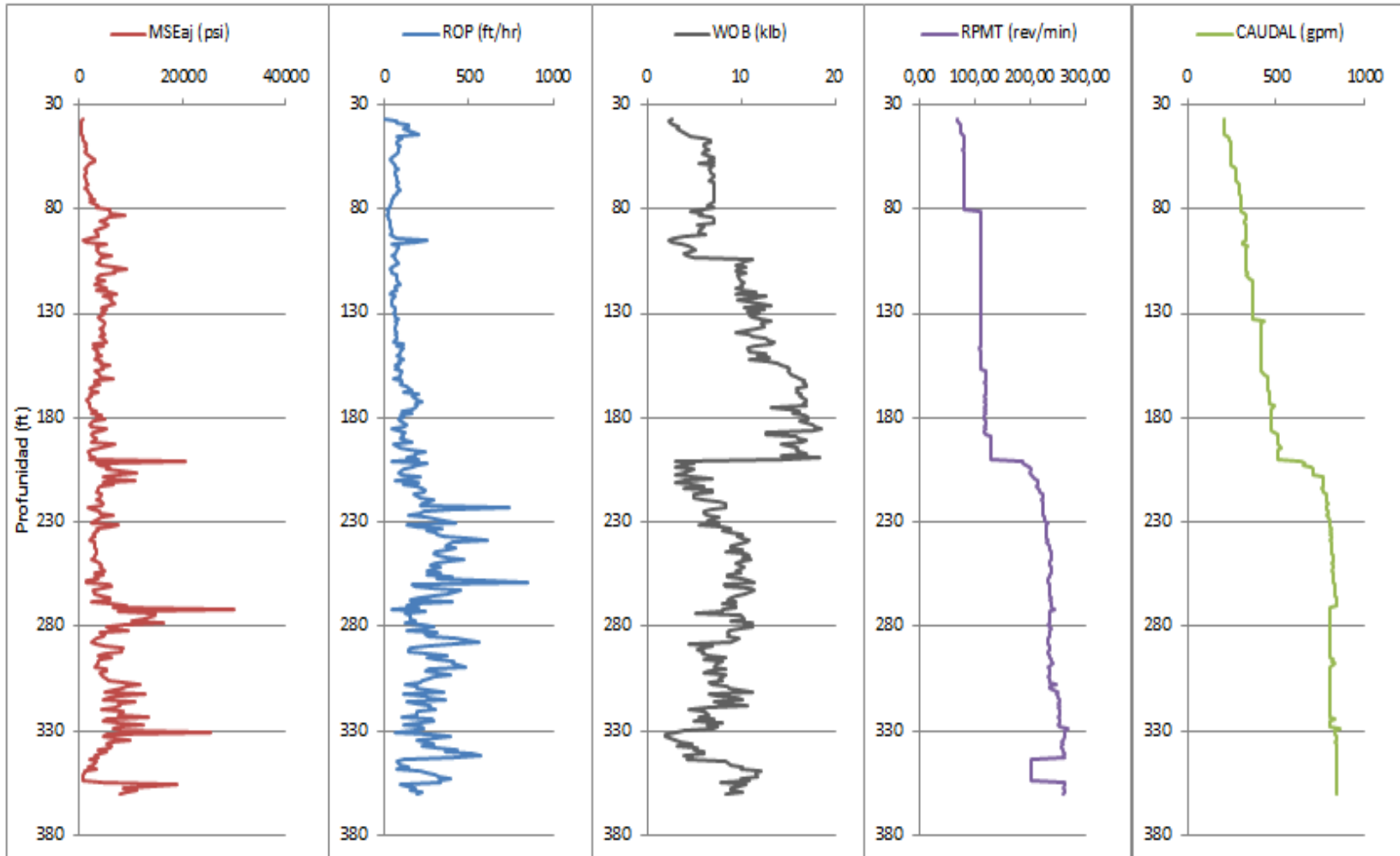
Costayaco 24D Formación Caballos.



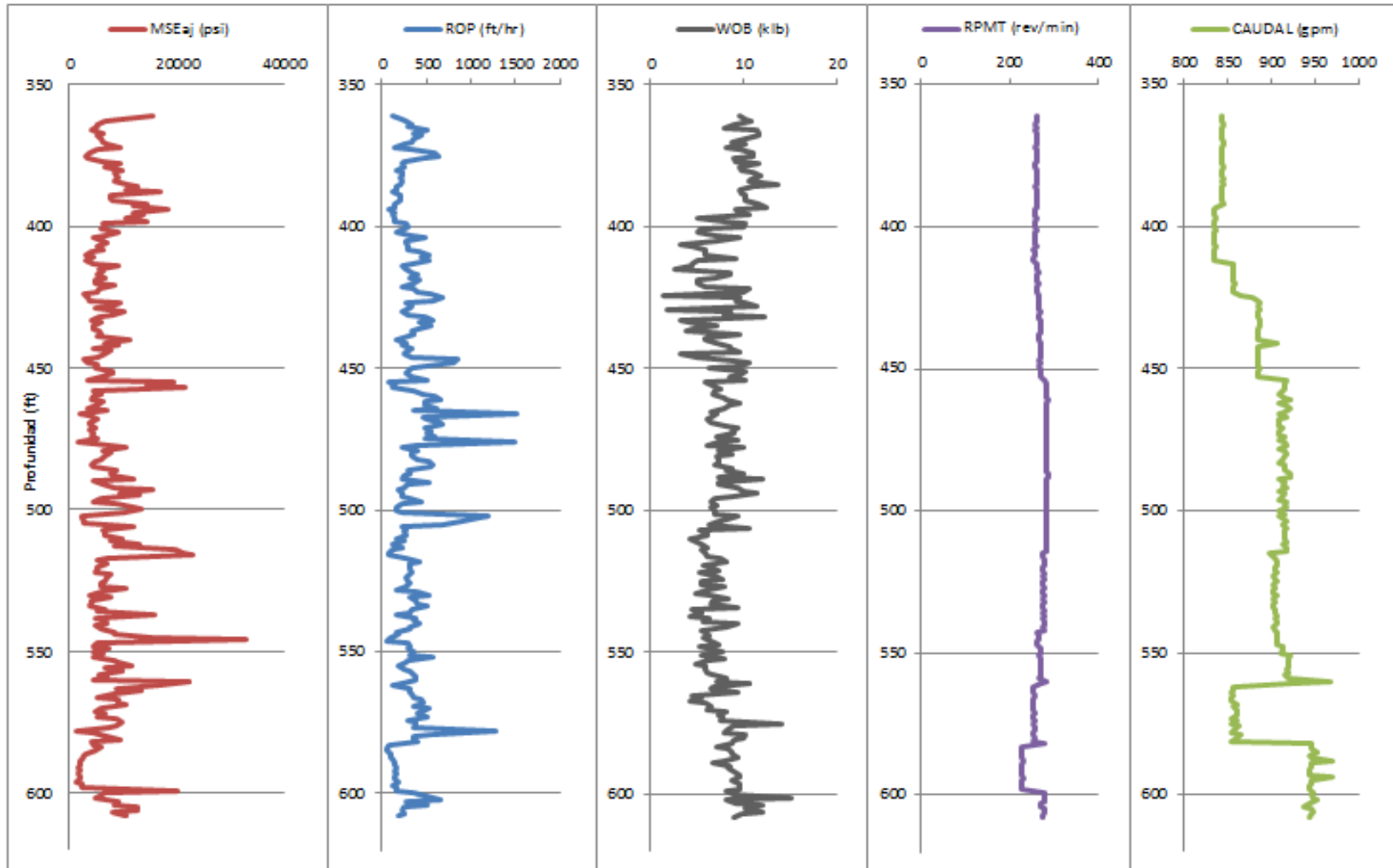
Costayaco 24D Formación Saldaña.



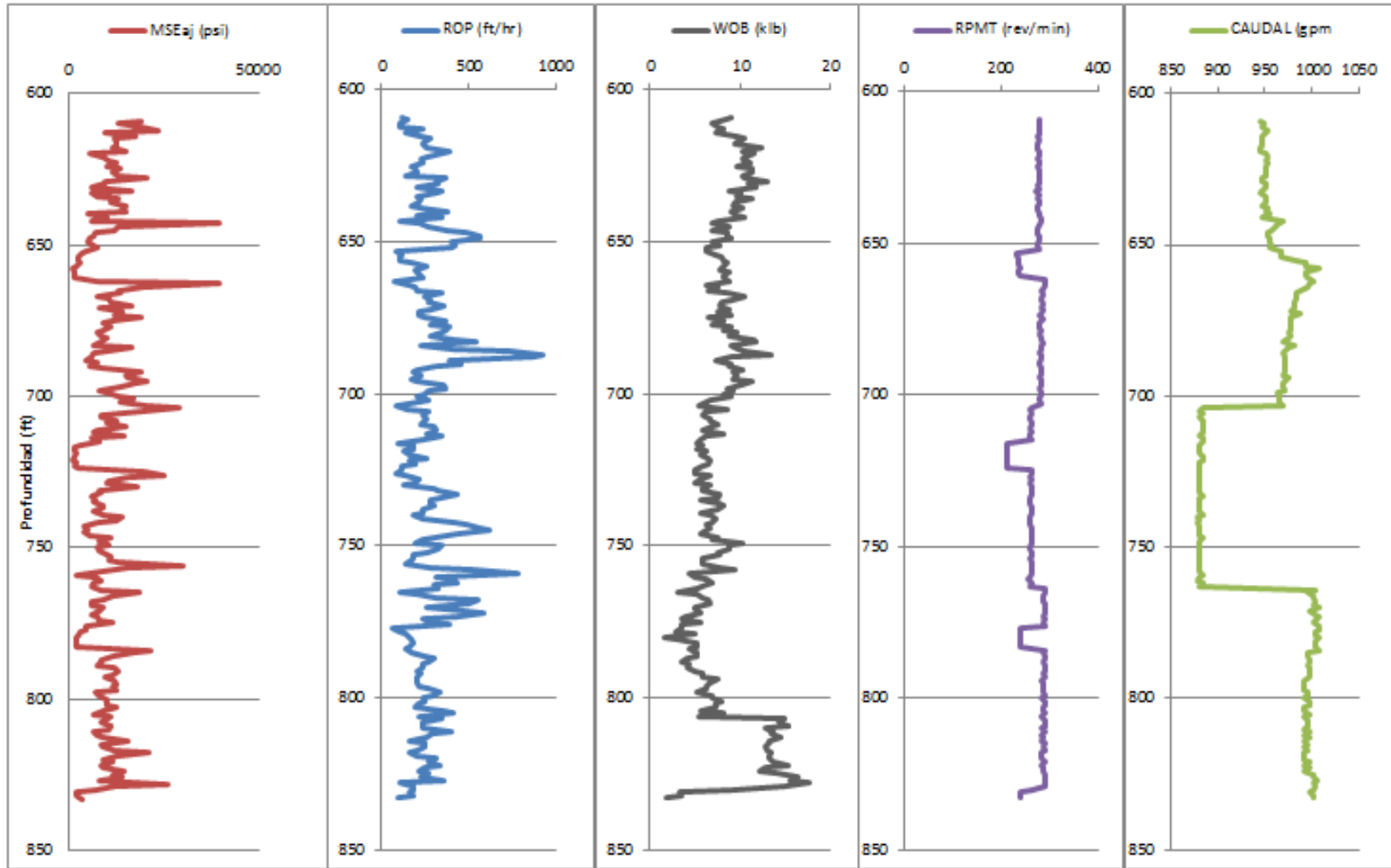
Moqueta 20A Formación Pepino Superior.



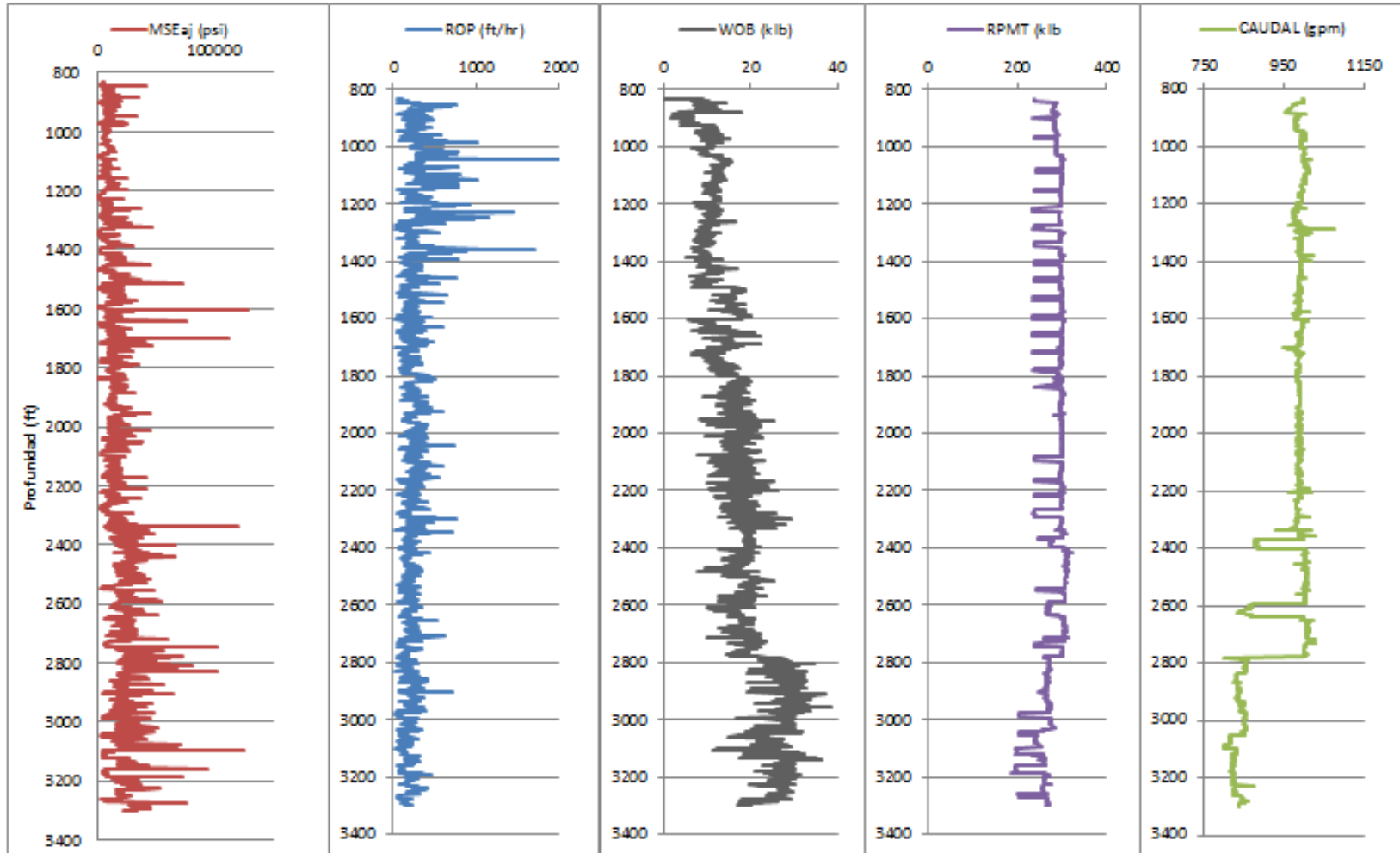
Moqueta 20A Formación Pepino Medio.



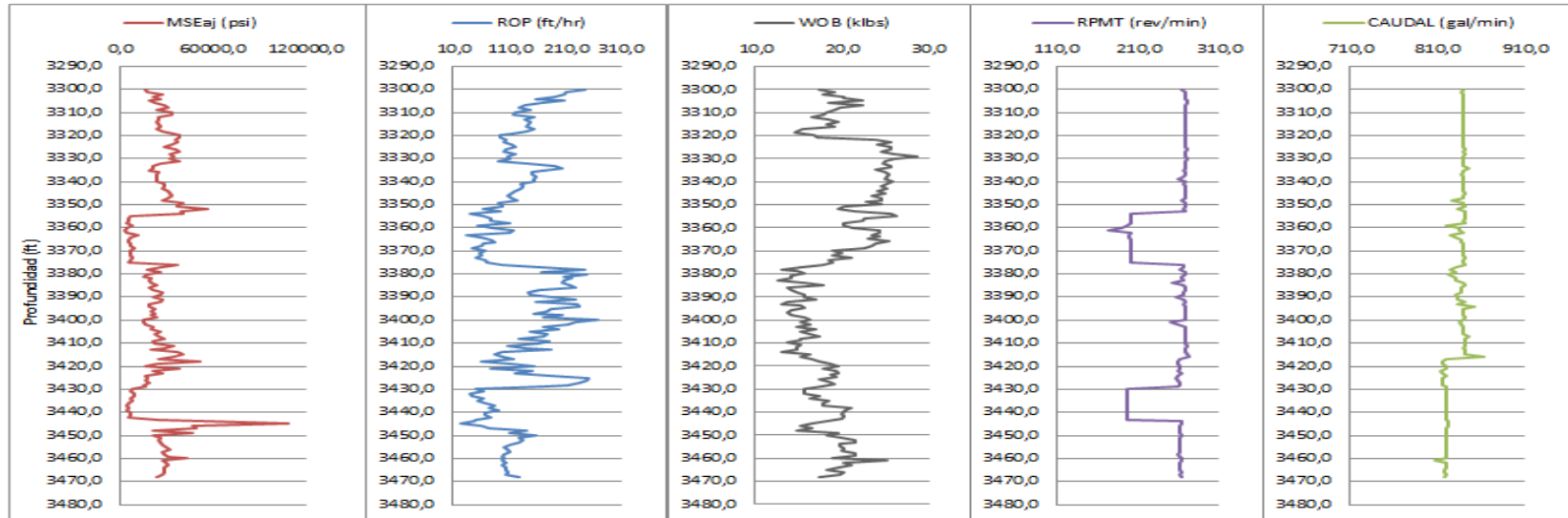
Moqueta 20A Formación Pepino Inferior.



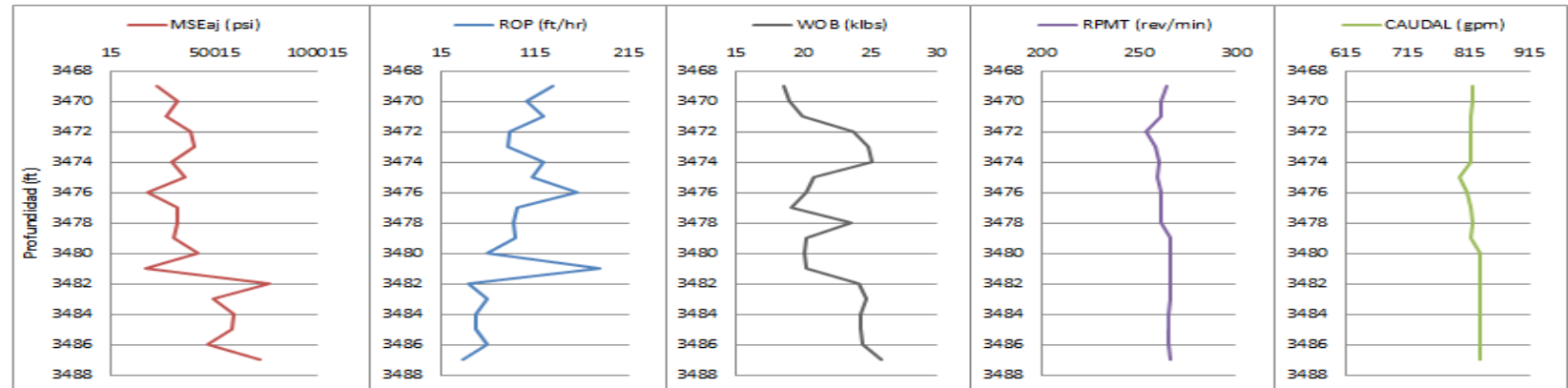
Moqueta 20A Formación Rumiyaco.



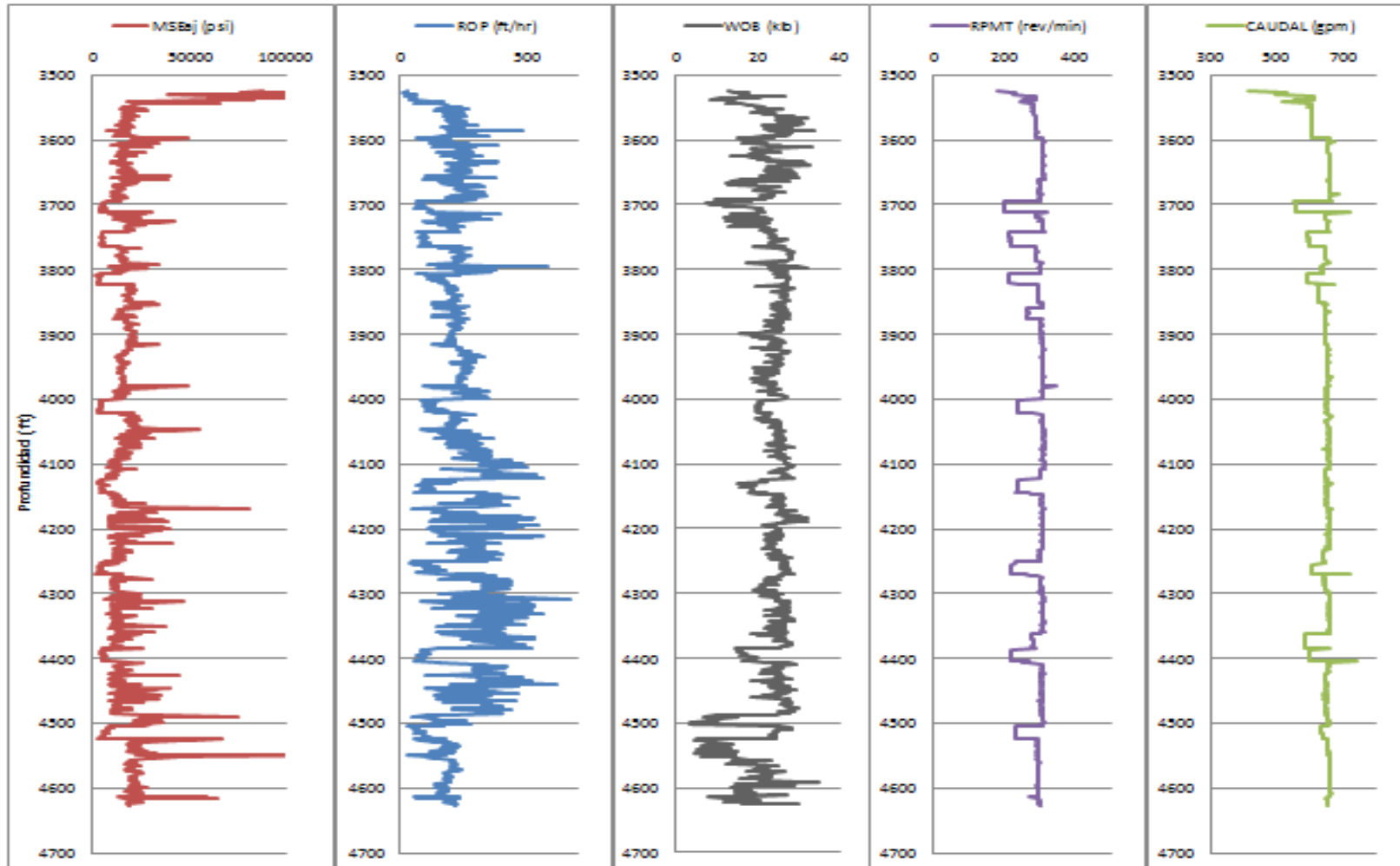
Moqueta 20A Formación Limolita.



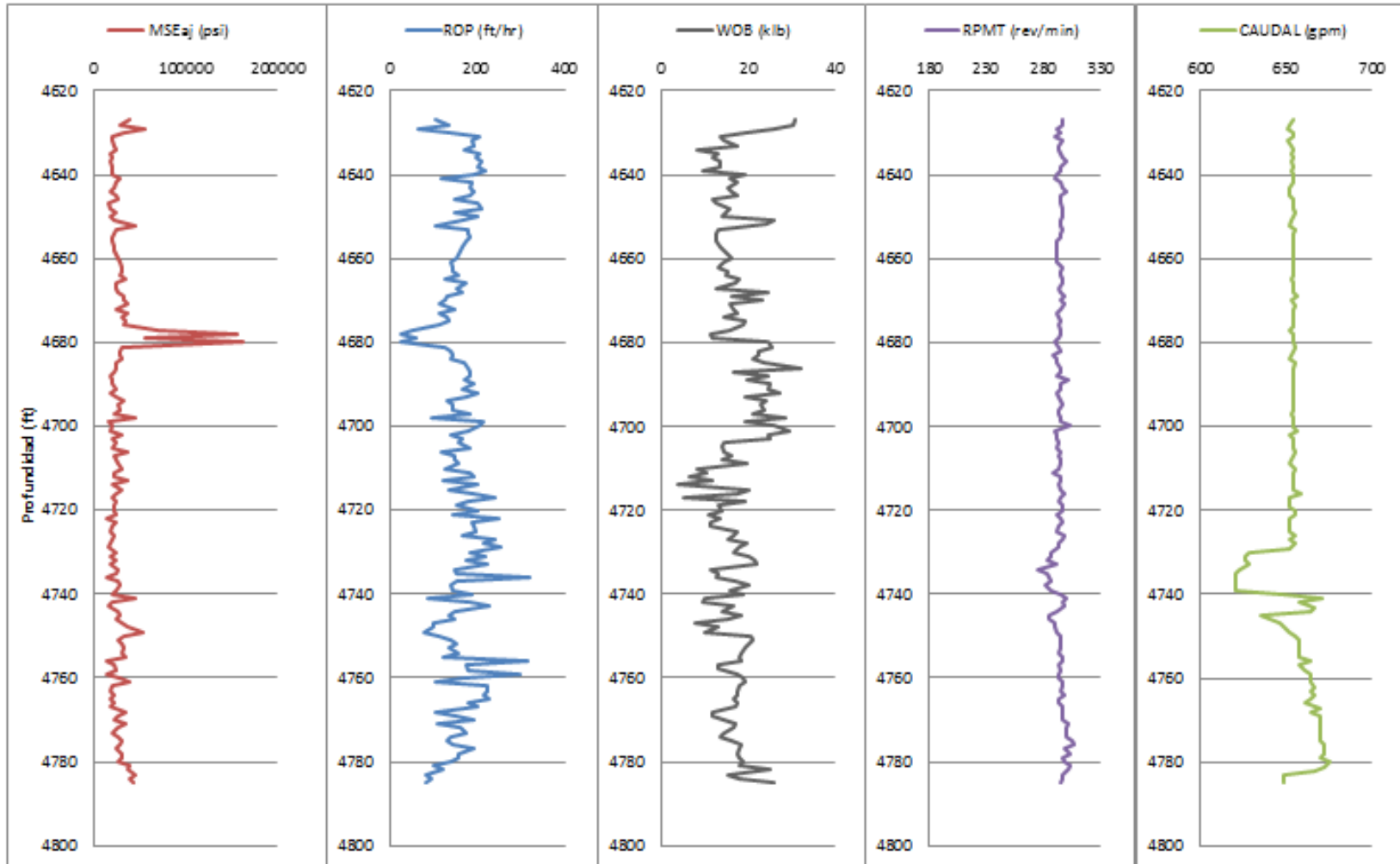
Moqueta 20A Formación Arenisca.



Moqueta 20A Formación Villeta.



Moqueta 20A Formación Caballos.



Moqueta 20A Formación Saldaña.

