

**IMPLEMENTACIÓN DEL PARÁMETRO DE ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA
(MSE) EN LAS CABINAS DE MUDLOGGING**

NATHALY PRÍAS MÁRQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2014

**IMPLEMENTACIÓN DEL PARÁMETRO DE ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA
(MSE) EN LAS CABINAS DE MUDLOGGING**

NATHALY PRÍAS MÁRQUEZ

**Trabajo de Grado en modalidad Proyecto de Investigación para
optar el título de Geólogo**

DIRECTOR:

Ricardo Mier Umaña

Geólogo

CODIRECTOR:

Giuseppe Ferla

Ingeniero Geólogo mención Petróleo

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE GEOLOGÍA

BUCARAMANGA

2014

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis padres, Doralina Y Julio César, por el soporte incondicional a mi carrera y a mi futuro, por ser los modelos de responsabilidad y perseverancia y por otorgarme la confianza que me permitió desenvolverme en una ciudad ajena. A mis hermanos Erika, César y Cristian por el cariño y los consejos de experiencias vividas que fueron clave en el paso por la universidad. A mis tíos y familiares, quienes siempre han tenido fe en mí y en lo que pueda alcanzar.

Un agradecimiento especial a la empresa Halliburton Latinamerica por darme la oportunidad de aprender y trabajar con ellos, por el crecimiento personal y profesional que pude lograr en el tiempo que me permitieron. Al Geólogo Giuseppe Ferla, quien fue mi guía y acompañamiento en la fase inicial de mi proyecto y en el paso por la empresa. Al profesor Ricardo Mier por el aporte al conocimiento durante la carrera y el constante soporte en el desarrollo del trabajo de grado. A la Universidad Industrial de Santander por recibirme y ayudarme a adquirir los conocimientos que hoy me permiten adquirir el título profesional.

También agradezco inmensamente a mis amigos, a Carlos, Cristina, Cristhiam y Leonardo, por hacer más amena esta etapa de la vida y por mostrar valores importantes como la amistad y la confianza en todos los momentos.

Finalmente agradezco a mi Abuela Lola, por educarnos como personas honestas, responsables y de bien, por enseñarnos que todo en la vida se alcanza perseverando y por apoyarnos y rezar por nuestro bienestar en todos los días que duró su vida. A ella infinitas gracias.

DEDICATORIA

A mis padres, por creer ciegamente en lo que puedo lograr.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	13
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 <i>Objetivo General</i>	16
1.2 <i>Objetivos Específicos.....</i>	16
2. JUSTIFICACIÓN.....	16
3. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARÁMETRO MSE..	17
4. MARCO TEÓRICO	23
4.1 <i>EL CONCEPTO DE ENERGÍA MECANICA ESPECÍFICA</i>	23
4.2 <i>MSE Y LA RESISTENCIA A LA COMPRESION CONFINADA (CCS)</i>	25
4.3 <i>LA CURVA DE DRILLOFF.....</i>	28
4.4 <i>PARÁMETROS DE PERFORACIÓN</i>	30
4.5 <i>REGISTROS DE POZO.....</i>	32
4.6 <i>GENERALIDADES DE LOS TIPOS DE BROCAS Y SU INFLUENCIA EN LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA.....</i>	34
5. LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.....	37
5.1 <i>LOCALIZACIÓN.....</i>	37
5.2 <i>TECTÓNICA DE LA CUENCA.....</i>	38
5.3 <i>GEOLOGÍA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.</i>	40
5.4 <i>ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS.</i>	41
5.4.1 Formación Guadalupe.....	42
5.4.2 Formación Los Cuervos.....	46
5.4.3 Formación Mirador.....	51
5.4.4 Formación Carbonera.....	54
5.4.4.1 <i>Unidad C8.</i>	54
5.4.4.2 <i>Unidad C7.</i>	59
5.4.4.3 <i>Unidad C6.</i>	64
5.4.4.4 <i>Unidad C5.</i>	70
5.4.4.5 <i>Unidad C4.</i>	76
5.4.5.6 <i>Unidad C3.</i>	82
5.4.4.7 <i>Unidad C2.</i>	87
5.4.4.8 <i>Unidad C1.</i>	93

5.4.5 Formación León.	99
5.4.6 Formación Guayabo.	105
6. FASE DE CORRELACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	111
7. CONCLUSIONES	123
BIBLIOGRAFÍA	125

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO	18
FIGURA 2. DISPOSICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN EN ARCHIVO .LAS	19
FIGURA 3. MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA CALCULADORA DE DEL MSE	20
FIGURA 4. MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA CALCULADORA Y LISTA DE VARIABLES	20
FIGURA 5. MODELO DE ALMACENAMIENTO DEL MSE EN LA BASES DE DATOS	21
FIGURA 6. MODELO DE GRÁFICA DE LAS CURVAS EN UNA PLANTILLA BASE, CON LA INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA	22
FIGURA 7. GRÁFICO DE CCS PARA UN INTERVALO DE LA FORMACIÓN MUGROSA	27
FIGURA 8. CURVA DE DRILLOFF	29
FIGURA 9. RELACIÓN ENTRE LA ROP Y LAS RPM RESPECTO A LA DUREZA DE LA FORMACIÓN.	31
FIGURA 10. REGISTRO DE POZO GAMMA RAY Y SU CORRELACIÓN CON LA LITOLOGÍA	33
FIGURA 11. BROCA TRICÓNICA Y SUS PARTES	35
FIGURA 12. BROCA POLICRISTALINA DE DIAMANTE (PDC) MEGAFORCE	36
FIGURA 13. LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES	37
FIGURA 14. EXTENSIÓN Y LOCALIZACIÓN DE LAS FALLAS DE GUAICÁRAMO Y YOPAL.	39
FIGURA 15. COLUMNA GENERALIZADA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.	41
FIGURA 16. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUADALUPE EN EL POZO 2	43
FIGURA 17. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUADALUPE EN EL POZO 3	44
FIGURA 18. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUADALUPE EN EL POZO 4	45
FIGURA 19. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUADALUPE EN EL POZO 5	46
FIGURA 20. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LOS CUERVOS EN EL POZO 1	47
FIGURA 21. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LOS CUERVOS EN EL POZO 2	48
FIGURA 22. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LOS CUERVOS EN EL POZO 3	49
FIGURA 23. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LOS CUERVOS EN EL POZO 4	50
FIGURA 24. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LOS CUERVOS EN EL POZO 5	50
FIGURA 25. COLUMNA DE LA FORMACIÓN MIRADOR EN EL POZO 1	51
FIGURA 26. COLUMNA DE LA FORMACIÓN MIRADOR EN EL POZO 2	52
FIGURA 27. COLUMNA DE LA FORMACIÓN MIRADOR EN EL POZO 3	52
FIGURA 28. COLUMNA DE LA FORMACIÓN MIRADOR EN EL POZO 4	53
FIGURA 29. COLUMNA DE LA FORMACIÓN MIRADOR EN EL POZO 5	54
FIGURA 30. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C8 EN EL POZO 1	55
FIGURA 31. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C8 EN EL POZO 2	56
FIGURA 32. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C8 EN EL POZO 3	57
FIGURA 33. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C8 EN EL POZO 4	58
FIGURA 34. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C8 EN EL POZO 5	59
FIGURA 35. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C7 EN EL POZO 1	60
FIGURA 36. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C7 EN EL POZO 2	61
FIGURA 37. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C7 EN EL POZO 3	62
FIGURA 38. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C7 EN EL POZO 4	63
FIGURA 39. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C7 EN EL POZO 5	64
FIGURA 40. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C6 EN EL POZO 1	65
FIGURA 41. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C6 EN EL POZO 2	66
FIGURA 42. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C6 EN EL POZO 3	67

FIGURA 43. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C6 EN EL POZO 4	68
FIGURA 44. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C6 EN EL POZO 5	69
FIGURA 45. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C5 EN EL POZO 1	71
FIGURA 46. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C5 EN EL POZO 2	72
FIGURA 47. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C5 EN EL POZO 3	73
FIGURA 48. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C5 EN EL POZO 4	74
FIGURA 49. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C5 EN EL POZO 5	75
FIGURA 50. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C4 EN EL POZO 1	77
FIGURA 51. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C4 EN EL POZO 2	78
FIGURA 52. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C4 EN EL POZO 3	79
FIGURA 53. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C4 EN EL POZO 4	80
FIGURA 54. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C4 EN EL POZO 5	81
FIGURA 55. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C3 EN EL POZO 1	83
FIGURA 56. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C3 EN EL POZO 2	84
FIGURA 57. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C3 EN EL POZO 3	85
FIGURA 58. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C3 EN EL POZO 4	86
FIGURA 59. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C3 EN EL POZO 5	87
FIGURA 60. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C2 EN EL POZO 1	88
FIGURA 61. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C2 EN EL POZO 2	89
FIGURA 62. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C2 EN EL POZO 3	90
FIGURA 63. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C2 EN EL POZO 4	91
FIGURA 64. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C2 EN EL POZO 5	92
FIGURA 65. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C1 EN EL POZO 1	94
FIGURA 66. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C1 EN EL POZO 2	95
FIGURA 67. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C1 EN EL POZO 3	96
FIGURA 68. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C1 EN EL POZO 4	97
FIGURA 69. COLUMNA DE LA FORMACIÓN CARBONERA C1 EN EL POZO 5	98
FIGURA 70. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LEÓN EN EL POZO 1	100
FIGURA 71. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LEÓN EN EL POZO 2	101
FIGURA 72. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LEÓN EN EL POZO 3	102
FIGURA 73. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LEÓN EN EL POZO 4	103
FIGURA 74. COLUMNA DE LA FORMACIÓN LEÓN EN EL POZO 5	104
FIGURA 75. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUAYABO EN EL POZO 1	105
FIGURA 76. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUAYABO EN EL POZO 2	107
FIGURA 77. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUAYABO EN EL POZO 3	108
FIGURA 78. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUAYABO EN EL POZO 4	109
FIGURA 79. COLUMNA DE LA FORMACIÓN GUAYABO EN EL POZO 5	110

LISTADO DE TABLAS

TABLA 1 LISTA Y GEOMETRÍA DE LOS POZOS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DEL PARÁMETRO DE MSE	17
TABLA 2. RESULTADOS DE LA MEDIDA DE MSE DEL POZO 1.....	111
TABLA 3. RESULTADOS DE LA MEDIDA DE MSE DEL POZO 2.....	112
TABLA 4. RESULTADOS DE LA MEDIDA DE MSE DEL POZO 3.....	112
TABLA 5. RESULTADOS DE LA MEDIDA DE MSE DEL POZO 4.....	113
TABLA 6. RESULTADOS DE LA MEDIDA DE MSE DEL POZO 5.....	113

RESUMEN

TÍTULO: IMPLEMENTACIÓN DEL PARÁMETRO DE ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA (MSE) EN LAS CABINAS DE MUDLOGGING[♦]

AUTOR: NATHALY PRÍAS MÁRQUEZ^{♦♦}

PALABRAS CLAVE: ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA, MUDLOGGING, PESO SOBRE LA BROCA, TASA DE PERFORACIÓN

DESCRIPCIÓN: El proceso de perforación de un pozo está directamente relacionado a factores que marcan el avance y el desarrollo óptimo de la actividad. Según Teale, la eficiencia de una perforación se mide a través de la Energía Mecánica Específica *MSE (Mechanical Specific Energy)*, que corresponde a la energía que necesita el sistema para destruir un volumen de roca en determinadas condiciones. Este concepto se desarrolla en el trabajo con el fin de aplicar una estrategia que ayude a reducir el tiempo de perforación no productivo en el pozo. Se cuenta con información completa de cinco pozos del mismo campo, perteneciente a la Cuenca Llanos Orientales, con los cuales se hace el cálculo del MSE promedio para las formaciones de la cuenca y del campo. La correcta aplicación de dicho cálculo al progreso de la actividad ayuda entender el comportamiento de la perforación en los pozos. Así mismo se hace posible que el MSE sea utilizado como una herramienta útil no sólo para reducir los tiempos no productivos, sino también para ayudar al geólogo logger a marcar y definir con mayor precisión los cambios de formación. Adicionalmente se observa que las formaciones de la Cuenca Llanos Orientales, a pesar de ser diversas, muestran patrones característicos como el manejo de ROP altas en formaciones arcillosas y lodosas, teniendo en cuenta el cambio de los demás parámetros para evitar eventos de pega mecánica. Dichas características permiten que el avance en la actividad sea más predecible y mucho más controlable

[♦] Trabajo de Grado

^{♦♦} Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña,. Codirector: Giuseppe Ferla'

ABSTRACT

TITLE: MECHANICAL SPECIFIC ENERGY PARAMETER (MSE) IMPLEMENTATION ON MUDLOGGING CABINS*

AUTOR: NATHALY PRÍAS MÁRQUEZ**

KEY WORDS: MECHANICAL SPECIFIC ENERGY, MUDLOGGING, WEIGHT ON BIT, RATE OF PENETRATION

The well drilling process is directly related to agents that mark the progress and optimal development of the activity. According to Teale, the Mechanical Specific Energy (MSE) measures the efficiency of drilling, this corresponds to the amount of energy needed by the system to destroy a determinate volume of rock at specific conditions. This concept is developed in the present work in order to find a strategy that helps to reduce non productive time while drilling. There is complete information of five wells from the same field located in Llanos Orientales Basin, with which this assessment is applied, this includes the calculation of the average MSE for the formations in the basin and the field. The correct usage of this calculation during the drilling process helps to better understand its performance while drilling. Moreover it is possible to use MSE as a useful tool not only to reduce the non productive time but also to help the logger to define and demarcate with more precision the boundary changes. In addition it is clear that the formations from the Llanos Orientales Basin, despite of being variable, show specific patterns as controlling high ROP at clay and muddy formations, taking into account the changing of the other parameters in order to avoid mechanical paste. Those characteristics allow the progress in this activity in order to be more predictable and controllable.

* Graduation Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. Geología School. Director: Ricardo Mier Umaña,. Codirector: Giuseppe Ferla'

INTRODUCCION

El proceso de perforación de un pozo está directamente relacionado a factores que marcan el avance y el desarrollo óptimo de la actividad. Según Teale¹, la eficiencia de una perforación se mide a través de la Energía Mecánica Específica *MSE (Mechanical Specific Energy)*, que corresponde a la energía que necesita el sistema para destruir un volumen de roca en determinadas condiciones. Esta energía requerida está directamente ligada al control del peso sobre la broca, WOB (libras), la tasa de perforación, ROP (pies/hora), el diámetro de la broca, D (pulgadas), el torque, T (Pies-libras) y tasa de rotación de la broca, RPM (rpm).

La optimización de la actividad a través de la evaluación de los parámetros de perforación de los pozos lleva a la disminución de tiempos y costos operacionales. Esta estimación de la eficiencia mecánica del sistema ayudará a reducir el tiempo perdido (*ILT, Invisible Loss Time y NPT, Non Productive Time*) en el desarrollo y planeación de pozos futuros.

Analizando curvas de MSE para pozos adyacentes, en un mismo campo, es posible hacer comparaciones de la efectividad y del avance de la perforación no solo a nivel general, al llegar a la Profundidad Total (Total Depth, TD), si no a escala de cada formación y sus correspondientes miembros. Estas correlaciones sirven de herramienta de control de calidad de la litología interpretada, pues el cambio en la tendencia de la curva MSE, representado en un aumento o disminución abrupto de la energía, puede confirmar topes formacionales.

En este proyecto se analizaron 5 pozos adyacentes trabajados por la compañía Halliburton Latinamerica, con sus respectivas bases de datos, informes finales, registros y datos de parámetros de perforación. Se planteó un análisis del comportamiento de las curvas de MSE a partir de correlaciones entre los pozos y del análisis de los parámetros, observando situaciones ideales que permitieran una disminución en la Energía Mecánica Específica y, por consiguiente, una reducción en los NPT.

1 TEALE, R. The concept of Specific Energy in Rock Drilling. En: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1965, vol. 2, p. 59

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

Aplicar, definir e implementar la medida de la Energía Mecánica Específica (MSE) en las cabinas de Mudlogging a partir de la evaluación de los parámetros de perforación de 5 pozos adyacentes en un campo de la Cuenca Llanos Orientales.

1.2 Objetivos Específicos

- ✓ Usar los parámetros calculados en pozos vecinos para calcular el MSE ideal en las formaciones de la Cuenca Llanos Orientales.
- ✓ Calcular y estimar un MSE promedio para el campo que actualmente se desarrolla en la Cuenca Llanos Orientales.
- ✓ Analizar los casos aislados en los que las condiciones geológicas y ambientales no son las mismas para una o varias formaciones y las posibles modificaciones a aplicar sobre los parámetros ideales.

2. JUSTIFICACIÓN

Se desarrolla este trabajo con el fin de aplicar una estrategia que ayude a reducir el tiempo de perforación no productivo, a través del uso del concepto de MSE^2 con el que se calcula la energía mecánica necesaria para destruir un volumen de roca, teniendo en cuenta las características y condiciones geológicas de la unidad a perforar.

Conociendo la eficiencia mecánica del sistema en pozos vecinos y con modelos de predicción de la estratigrafía de la zona, se puede pronosticar la evolución del pozo, el tiempo mínimo necesario para avanzar la perforación en las diferentes unidades de la columna estratigráfica y por consiguiente se estima la inversión favorable para la empresa que dirige el pozo. La correcta aplicación de esta herramienta ayuda a obtener los parámetros apropiados que reduzcan los tiempos de perforación, lo que conlleva menos costos operacionales y a obtener la optimización de la perforación en pozos futuros.

² Ibíd, p 58

3. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL PARÁMETRO MSE

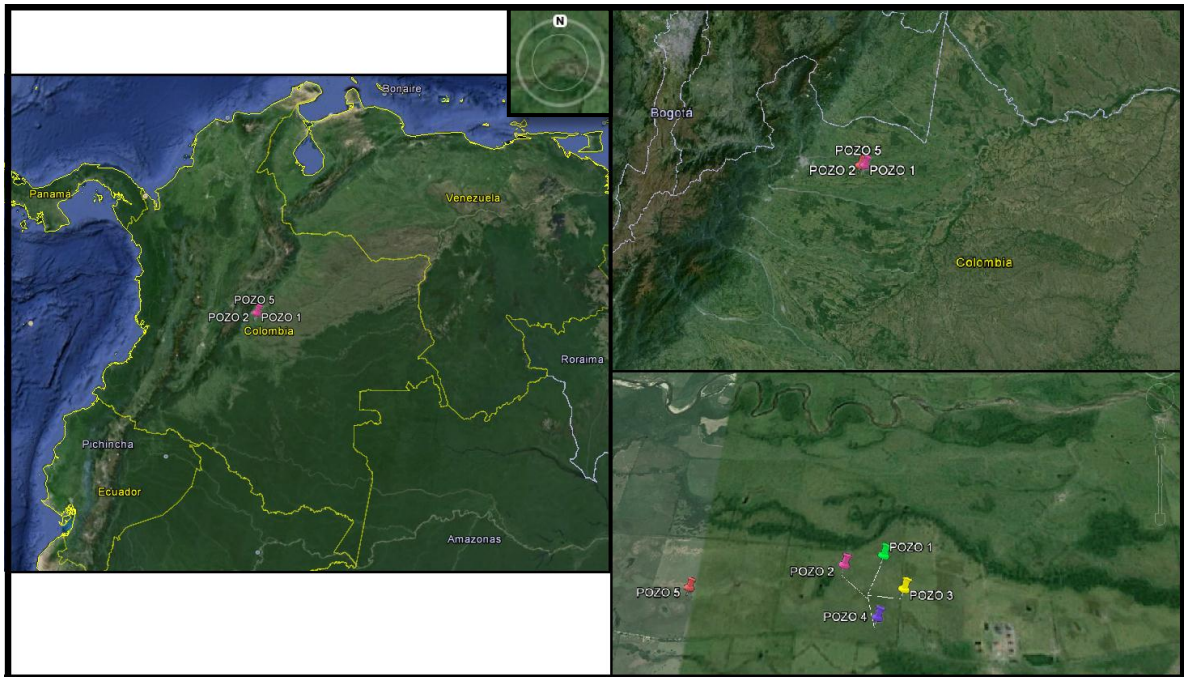
Para el análisis y la implementación del método en este proyecto se parte de la información recopilada de 5 pozos (Tabla 1), suministrada por la empresa de servicios Halliburton Latinamerica, con previa firma de acuerdo de confidencialidad y manejo de la información. Se incluyen las coordenadas de localización, los tipos de pozos, duración del pozo y parámetros de perforación. Los datos de los parámetros de perforación de los pozos se almacenaron en la base de datos del programa de propiedad de la empresa. Además se contó con los informes finales de geología e ingeniería y sus respectivos registros para el soporte, generados por el personal de campo de Mudlogging.

Tabla 1. Lista y geometría de los pozos utilizados en el análisis del parámetro de MSE

POZOS TRABAJADOS		
Nombre del pozo	Tipo de pozo	Geometría
POZO 1	Horizontal	17 ½", 12 ½", 8 ½", 6 ½"
POZO 2	Desviado (Tipo J)	17 ½", 12 ½", 8 ½", 6 ½"
POZO 3	Horizontal	17 ½", 12 ½", 8 ½", 6"
POZO 4	Horizontal	17 ½", 12 ½", 8 ½"
POZO 5	Desviado (Tipo J)	17 ½", 12 ½", 8 ½"

Estos 5 pozos se ubican en Colombia, en la Cuenca de los Llanos Orientales, que se localiza al este de la Cordillera Oriental (CE). Dicha cordillera corresponde a una de las 3 ramas de los Andes Colombianos (Figura 1). En este proyecto se trabajan 3 pozos horizontales y 2 desviados tipo J, de geometrías similares (Ver Tabla 1). Cuatro de los cinco pozos son adyacentes y fueron parte de un mismo plan (*cluster*), direccionados a la misma formación. El quinto pozo se distancia 5900 ft aproximadamente de los otros 4. Los 5 pozos se ubican dentro de la misma cuenca y presentan columnas litológicas similares, que permiten el análisis y la correlación a partir de los parámetros y los registros.

Figura 1. Localización de los pozos de estudio



Fuente: Programas de perforación e informes finales de la unidad de Muddlogging de Halliburton, 2013. Imágenes tomadas de Google Earth (2014).

El cálculo del parámetro MSE se hizo a partir de los datos de perforación de los pozos, los cuales estaban consignados en un archivo de extensión *.las*, donde se disponían los datos de profundidad, ROP, WOB, Torque y RPM (Figura 2) en columnas ordenadas. Estos valores fueron tomados en intervalos de 1ft hasta llegar a la profundidad total (TD). Además se introdujo el valor del diámetro del hueco para cada pozo, teniendo en cuenta las profundidades y las fases según los planes de perforación.

Figura 2. Disposición de los parámetros de perforación en archivo .las

	A	B	C	D	E	F
83	#-----	-----	-----	-----		
84	DEPT.F	00 000 000 000:	Depth			
85	ROPA.fph	00 000 000 000:	Logging ROP Avg			
86	WOBA.klb	00 000 000 000:	Surface WOB Avg			
87	TQAA.f-p	00 000 000 000:	Logging Torque Abs Avg			
88	RTAV.rpm	00 000 000 000:	Logging RPM Total Avg			
89	GammaRay.api	00 000 000 000:	Gamma Ray			
90	~A DEPT	ROPA	WOBA	TQAA	RTAV	GammaRay
91	35.0000	12.6956	7.3449	544.0154	0.0000	-999.2500
92	36.0000	17.0000	8.3091	438.7900	0.0000	-999.2500
93	37.0000	19.9358	8.2110	433.3066	4.7912	-999.2500
94	38.0000	17.9999	6.9678	380.0348	15.2560	-999.2500
95	39.0000	15.1000	6.1043	357.9426	25.0000	-999.2500
96	40.0000	16.5739	7.0885	404.7272	25.0000	-999.2500
97	41.0000	18.0000	5.0000	809.7355	25.0000	-999.2500
98	42.0000	18.0000	2.6000	675.2134	26.1731	10.9153
99	43.0000	17.2000	3.3000	600.0000	40.0000	15.8415
100	44.0000	15.6000	3.4000	575.0000	40.0000	19.3104
101	45.0000	18.8000	4.1000	520.0000	40.0000	22.1740

Fuente: Base de datos del Pozo 3. Halliburton. 2013

Los datos fueron introducidos a la calculadora programada en el software de uso de Halliburton (Figuras 3 y 4), donde se programó la fórmula (1)³ de Teale⁴, en la que se enrutaron las variables antes mencionadas desde la base de datos.

³ El concepto de la Fórmula (1) de Teale es ampliado en el capítulo 2 del presente texto

⁴ Ibíd, p 58

Figura 3. Modelo de programación de la calculadora del MSE

```

//=====
//=
//=          CALCULO DE MSE para proyecto en cuenca Llanos Orientales
//=
//= Esta calculadora calcula la Energía Mecánica Especifica para los casos
//= donde hay motor direccional y en los casos donde se utiliza sarta conven-
//= cional.
//=
//= Para el correcto funcionamiento del método deben actualizarse variables
//= como diámetro del hueco (Dh), constante de ajuste MSE 0.35
//=
//=====
  
```

Fuente: Editor de calculadora, software privado de Halliburton, 2013

Figura 4. Modelo de programación de la calculadora y lista de variables

The screenshot displays the software interface for the MSE calculator. On the left, there is a 'Historical Input(s)' section with a list of variables: WOB, RPM, RPMmot, and RPMsur. Below this is a terminal window showing the same code as in Figure 3. At the bottom left, there is an 'Output Record(s)' section with a field labeled 'OUT_MSE'. On the right side, there is a 'Local Variables' table with the following data:

Local Var.	Description	Value	Valid
DEP	Depth Independent Variable	0.00	NO
TIM	Time Independent Variable	0.00	NO
TIDACT	Time Depth Activity	0.00	NO
PI	PI	0.00	NO
Dh	Diámetro del hueco	0.00	NO
C	Constante de ajuste de MSE	0.00	NO
Tmax	Torque máximo por el motor	0.00	NO
DPmax	Caida máxima de presión diferencial	0.00	NO
DP	Caida de presión diferencial	0.00	NO
MSEmot	Mechanical Specific Energy motor	0.00	NO
MSEadj	Mechanical Specific Energy adjusted	0.00	NO
Time_Delet		0.00	NO
WOB	Peso sobre la broca	0.00	NO
RPM	RPMtotal	0.00	NO
RPMmot	RPM motor	0.00	NO
RPMsur	RPM superficie	0.00	NO
Torque	Torque Top Drive	0.00	NO
ROP	ROP promedio	0.00	NO
Depth	Profundidad de la broca	0.00	NO
HoleDepth	Profundidad del hueco	0.00	NO
MSEcon	Mechanical Specific Energy conventional	0.00	NO

Fuente: Archivo “calculadora MSE” para software privado de Halliburton, 2013

Con las variables y los intervalos de profundidad definidos, se activó la calculadora del parámetro de Energía Mecánica Especifica y se inició la toma del valor de MSE cada pie y fue almacenado en la base de datos del software (Figura 5) donde se organizó y consignó para posteriormente ser graficada y relacionada a la litología.

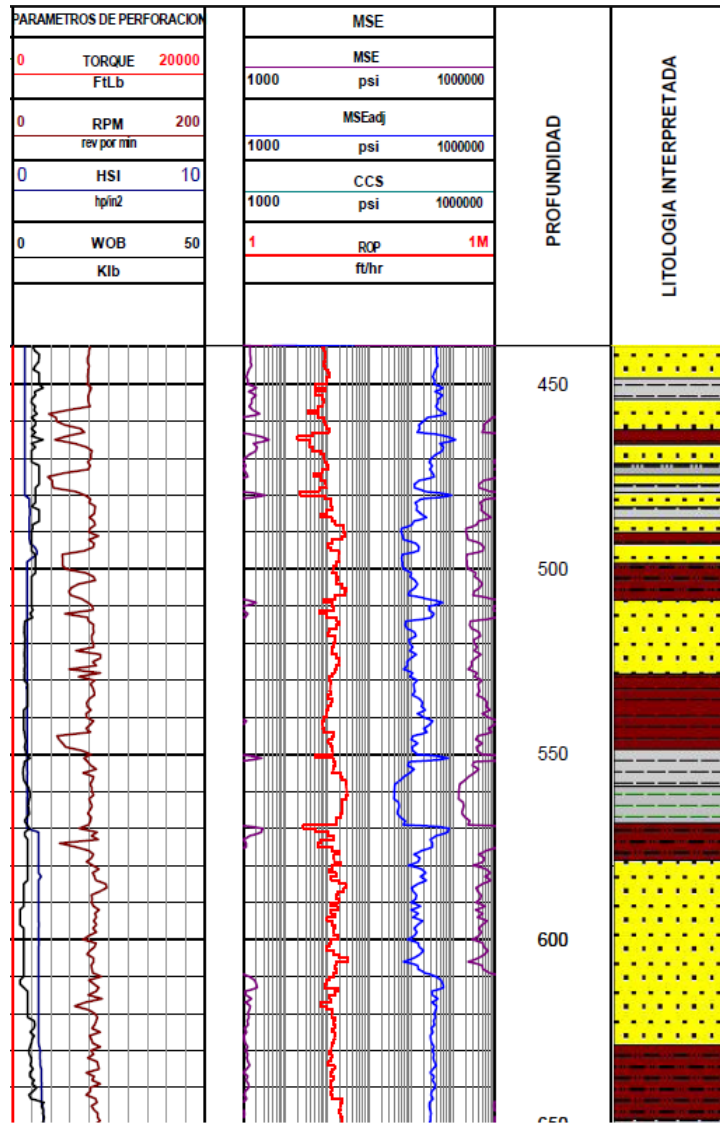
Figura 5. Modelo de almacenamiento del MSE en la bases de datos

Name	Mnem...	Curve Label	Unit Type	Data Ty...	Default...	Mnemonic32
123 Depth	DEP	Depth	Depth	Numeric	feet	
123 MSEcon	MSEc	MSEcon	Pressure	Numeric	lbs / in2...	
123 MSEmot	MSEm	MSEmot	Pressure	Numeric	lbs / in2...	
123 T/D Activity		T/D Activity	Unitless	Numeric		
123 Time & Date		Time & Date	Time & ...	Numeric		
123 TVD		TVD	Depth	Numeric	feet	
123 TVDss		TVDss	Depth	Numeric	feet	
123 Vertical Sec		Vertical Sec	Depth	Numeric	feet	
123 MSEadj	MSEA	MSEadj	Pressure	Numeric	lbs / in2...	
123 MSE	MSE	MSE	Pressure	Numeric	lbs / in2...	

Fuente: Base de datos del Pozo 3. Software privado de Halliburton. 2013.

La visualización de las curvas y el cargue de los datos de litología interpretada se realizaron sobre una plantilla con las columnas definidas para cada parámetro (Figura 6). Se debió tener en cuenta el ajuste a la escala de cada parámetro, por ejemplo, los datos de MSE caben en rangos desde 1.000 hasta 1'000.000 aproximadamente, para lo cual se debió contar con escala logarítmica para estos datos de presión.

Figura 6. Modelo de gráfica de las curvas en una plantilla base, con la interpretación litológica



Fuente: Registro MSE en MD del Pozo 5. Halliburton 2012

4. MARCO TEÓRICO

Para entender la aplicación del parámetro, en este capítulo se trabajan los conceptos de Energía Mecánica Específica, la Fuerza de Compresibilidad de la Roca (CCS), la Curva de DrillOff, entre otros. Estos, junto a información básica del proceso de perforación, son un conocimiento necesario para el desarrollo de este proyecto.

4.1 EL CONCEPTO DE ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA

Teale⁵ definió en 1964 la Energía Mecánica Específica (MSE) como la cantidad de energía requerida para destruir una unidad de volumen de roca. El análisis de dicha energía mecánica está directamente ligado al control de los parámetros de perforación como el Peso sobre la broca, WOB (Weight On Bit), calculado en libras (lb); la Tasa de Perforación, ROP (Rate Of Perforation), medida en pies/hora (ft/h); el diámetro de la broca, D en pulgadas (in), el Torque, T en Libras-pies (Lb in) y la tasa de rotación de la broca, RPM (Revolutions per minute), medida en rpm.

Para lograr determinar la eficiencia mecánica del sistema, se parte de la eficiencia de la broca y de los procesos de perforación del pozo⁶. Al hacer una correcta evaluación de los parámetros de pozos vecinos y con el monitoreo en tiempo real de la tendencia del MSE, es posible lograr una optimización del proceso, que es aplicable a pozos futuros del mismo campo.

Históricamente el MSE fue originalmente usado, desde 1965, para determinar la eficiencia de diferentes tipos de brocas. Para el año 2004, esta herramienta era útil para maximizar la ROP⁷. La ecuación inicial definida por Teale⁸ corresponde a:

5 *Ibíd*, p 58

6 DUPRIEST, Fred. & KOEDERITZ, William. Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. En: SPE Drilling Conference (Amsterdam). Paper SPE 92194, 2005, p 2

7 *Ibíd*, p 1

8 Teale, Ob. Cit, p. 59

$$MSE = \frac{480 * T * RPM}{D^2 * ROP} + \frac{4 * WOB}{\pi D^2} \quad (1)$$

Donde:

MSE = Energía mecánica específica (Mechanical Specific Energy)

T = Torque.

RPM = Revoluciones por minuto de la broca

WOB = Peso en la broca

ROP = Rata de perforación o penetración

D = Diámetro de la broca

Esta ecuación fue modificada para definir un coeficiente de fricción de deslizamiento de la broca, que corresponde a una corrección al valor del torque como función del WOB

$$\mu = \frac{36 * T}{D * WOB} \quad (2)$$

4.2 MSE Y LA RESISTENCIA A LA COMPRESION CONFINADA (CCS)

Partiendo del hecho que el MSE es numéricamente igual o aproximado a la fuerza compresiva de la roca, CCS, esta última se define como la resistencia máxima a la compresión confinada, medida en psi y se puede tomar como el perfil base de referencia de eficiencia durante la perforación. Con este nuevo parámetro se validó la ecuación base de MSE bajo presión hidrostática donde la resistencia de la roca está bajo confinamiento. Es ahí donde se determina que la energía específica mínima se alcanza cuando la energía específica se aproxima a la resistencia de la roca sin confinamiento que se perfora. Gracias a estos valores, se calculó la eficiencia mecánica bajo la ecuación

$$EFFm = \frac{Es \text{ min}}{Es} * 100 \text{ Y su modificación}$$

$$EFFm = \frac{CCS_9}{Es} .$$

La Figura 7¹⁰ muestra la curva de CCS calculada por el equipo de geomecánica de la compañía operadora a partir de los datos de deltas de presión (ΔP), de ángulos de poro y el cálculo de las propiedades mecánicas de cada roca¹¹. Con la información de pozos vecinos y a partir de los topes de las formaciones por prognosis, es posible crear un perfil de perforabilidad, en el cual se observan las tendencias y rangos de CCS por nivel y formación. Dicho perfil es usado como referencia anticipada para la correlación y el control litológico. Corresponde a una guía para ajustar correctamente los parámetros de perforación y lograr los valores de MSE más bajos.

Si se define la CCS como punto de referencia para el MSE que debería lograrse, un sistema en el que el valor de la energía se acerca a la CCS indica que la broca es eficiente y por consiguiente los tiempos de perforación son menores. Si los valores de MSE se alejan de la CCS, se está teniendo un desperdicio de energía. Siendo así, el aumento de energía indica un sistema ineficiente para lo cual es

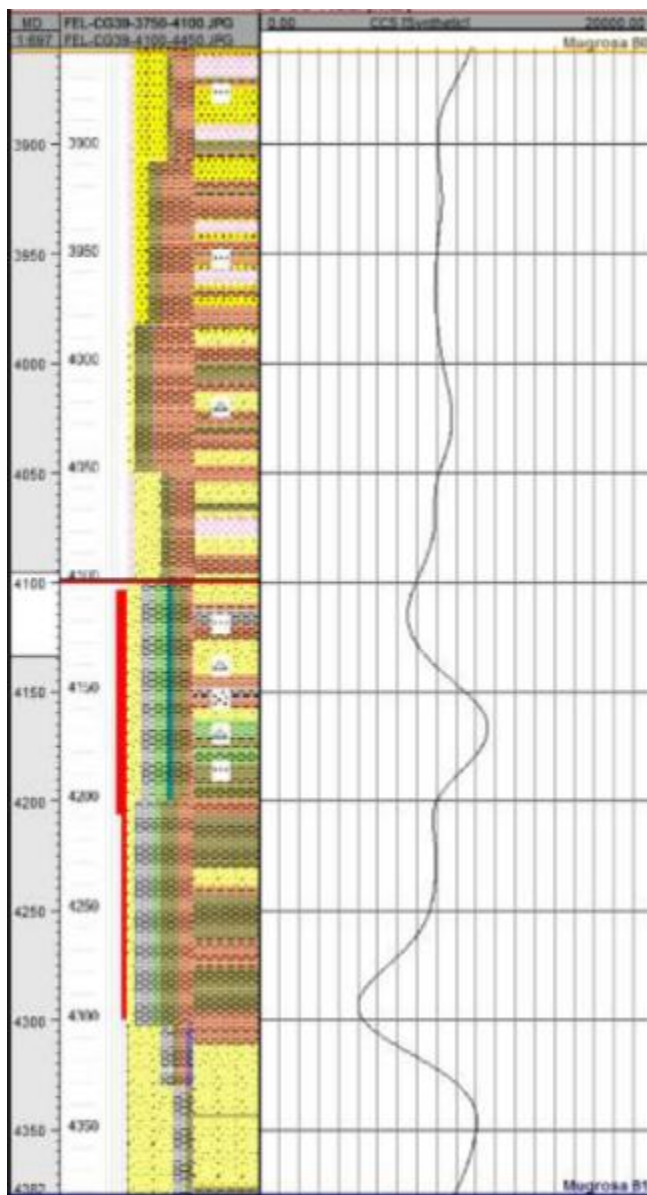
9 TEALE, ob. cit, p. 57-73

10 ECOPETROL, Gerencia de Estrategia de Perforación y Completamiento de. Control litológico CCS-MSE, Registro de Correlación y Visualización [diapositivas]. Bogotá, 2014, diapositiva 15

11 Ibid, diapositiva 5

necesario hacer ajuste de parámetros para tratar de regresarlo a sus valores originales.

Figura 7. Gráfico de CCS para un intervalo de la Formación Mugrosa



La curva de CCS muestra y define los rangos de perforabilidad en unidades *psi*. Se calcula teniendo en cuenta las características litológicas de las unidades a perforar según prognosis.

Corresponde a un intervalo de alternancia de areniscas feldespáticas poco consolidadas, con intercalaciones de arcillolitas y limolitas abigarradas

CCS Mínima: 5100 psi
CCS Máxima: 11500 psi
CCS Media: 9000 psi

Fuente: Presentación Control litológico CCS-MSE. ECOPETROL. 2014.

4.3 LA CURVA DE DRILLOFF

En el estudio de la eficiencia de mecánica de un sistema se realizan varios test para optimizar la perforación. El Test de “Drilloff” es uno de los principales y primeros, desarrollados para observar los resultados de los cambios experimentales en el WOB y las RPM, para obtener mayores ROP¹². La curva resultante, o “Curva de Drilloff” ayuda a entender la manera en la cual el MSE se usa en la operación de cualquier pozo.

En el Test de Drilloff se aplica un WOB alto, luego se activa el freno para evitar que la sarta siga avanzando mientras se sigue circulando y rotando¹³. Como la broca perforó la roca hasta el punto en que se detuvo el avance, la elongación de la sarta y el WOB disminuyen. La ROP se calcula a partir del cambio en la tasa de elongación de la sarta mientras el peso declina¹⁴.

En el análisis de esta relación, se define como “*Founder Point*” o “*Founder*” el punto en el que la ROP deja de tener una tendencia lineal con el incremento del WOB. Es en este punto donde se tienen WOB y ROP óptimos.

La Figura 8¹⁵ muestra la curva de Drilloff, la cual identifica 3 áreas principales de eficiencia de la broca: Regiones I, II y III.

En las regiones I y III la broca opera de forma ineficiente, en donde se usa una cantidad desproporcionada de energía para la ROP; mientras en la región II la broca trabaja a su máxima eficiencia teniendo como resultado el aumento lineal de la ROP con el aumento del WOB y por consiguiente y MSE constante¹⁶. Una variación del MSE indica que el sistema salió de la región lineal.

¹² DUPRIEST. & KOEDERITZ, Op. Cit., p. 1

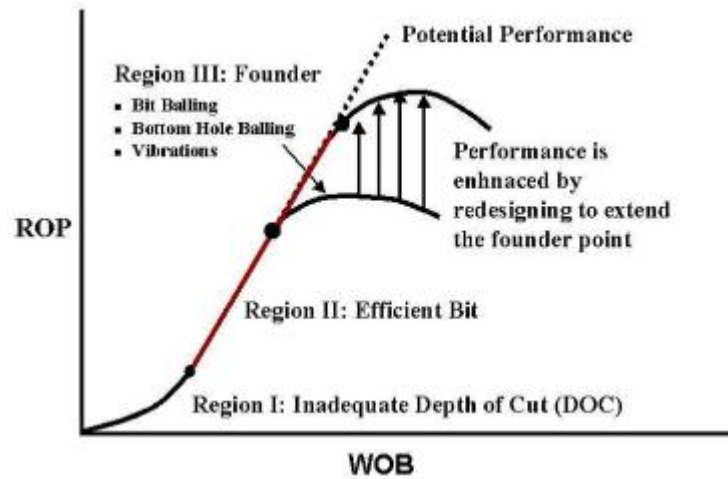
¹³ LUBISNKI. A. Proposal for Future Tests. Citadopor DUPRIEST. & KOEDERITZ, Op. Cit., p. 1

¹⁴ DUPRIEST. & KOEDERITZ, Op. Cit., p. 1

¹⁵ *Ibíd.*, p.7

¹⁶ BEVILACQUA ETA L, 2013

Figura 8. Curva de Drilloff



Fuente. Tomado de Dupriest & Koedritz, 2005.

El análisis de la tendencia observada en el MSE muestra la fase de la curva de Drilloff en la que está operando la broca en el momento. Relacionar el MSE con la curva de Drilloff ayuda al personal de campo de la cabina a entender la aplicación al tener los datos directos relacionados al cálculo de la energía.

4.4 PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

Con el propósito de entender el funcionamiento de la actividad de perforación, se hace necesario conocer los parámetros que controlan el avance del pozo, sabiendo que éstos no sólo responden a las modificaciones hechas por el perforador, sino también a las condiciones físicas y químicas de la formación en profundidad. Con el correcto entendimiento de estas medidas se puede predecir el comportamiento del pozo, hacer modificaciones para optimizar los tiempos y es posible identificar riesgos que lleven a pérdidas de herramientas o, en el peor de los casos, al cierre y abandono del pozo.

Los siguientes parámetros de perforación corresponden a las medidas que debe tener en cuenta el personal de Mudlogging en el monitoreo continuo del pozo y se pueden identificar como las características en tiempo real de la actividad. Ayudan a la interpretación de las condiciones de la perforación y sirven como herramienta para el avance óptimo de la actividad.

Profundidad. Corresponde a la medida del avance de la broca en el subsuelo. Es una de las variables de mayor importancia porque todos los demás parámetros están referenciados a ella¹⁷. Se calcula en pies (ft).

Rata de Perforación (ROP). Es la velocidad a la cual la broca rompe la roca para avanzar en profundidad. Su medición más frecuente se hace en pies por minuto (ft/min), pies por segundo (ft/s) y pies por hora (ft/h). Esta velocidad puede ser mayor en formaciones duras o bien consolidadas, mientras que debe ser bajas para formaciones arcillosas, debido a los altos factores de pega mecánica (empaquetamiento de las rocas).

Peso sobre la Broca (Weight on Bit, WOB). Es el peso o fuerza en libras (Lbs) que se aplica sobre la broca para ayudar a la perforación. Es un factor que afecta directamente la ROP de forma lineal generalmente, el desgaste sobre la broca y el control direccional¹⁸.

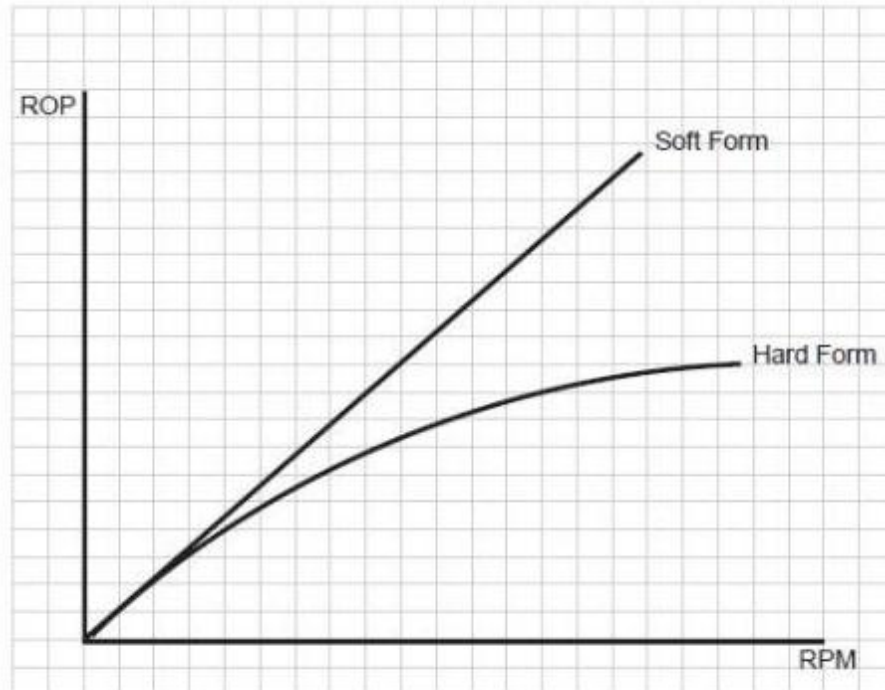
Tasa de Rotación de la Broca (RPM). Revoluciones por minuto (rpm) de la broca durante la perforación. La ROP depende directamente de las RPM con un incremento lineal. Sin embrago, el incremento de la ROP no es lineal en formaciones duras y disminuye con incrementos de las RPM en el caso de las brocas tricónicas, que son menos fuertes que las de diamante). La RPM influye la

17 HAWKER, David; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de procedimientos y operaciones en el pozo. DATALOG. 2002. p. 198

18 Ibíd, p. 203

ROP porque los dientes de la broca deben tener tiempo suficiente para perforar y barrer los cortes de la roca del hueco. La Figura 9¹⁹ muestra cómo la ROP varía con la RPM de acuerdo a la formación, siendo una relación lineal para formaciones blandas y perdiendo velocidad para formaciones duras.

Figura 9. Relación entre la ROP y las RPM respecto a la dureza de la formación.



Fuente: Tomado de EFFENDI SANTOSO, Hero. Bit Performance.

Torque (T). Se refiere a la medida de la fuerza necesaria para producir la rotación en la broca y en la sarta de perforación. Mantiene relación directa con la velocidad de rotación. Su unidad de medida se refleja en la fuerza aplicada contra una distancia movida, la cual se expresa en libras por pie (Lbs/ft). Esta variable se ve afectada por muchos factores, entre los que se encuentran las variaciones del WOB, de las RPM, el desgaste de la broca, la limpieza del hueco (que genera o previene eventos de pega de tipo mecánica), presión de la formación o fracturas²⁰.

¹⁹ EFFENDI SANTOSO, Hero. Bit Performance. En: petroleumsupport.com

²⁰ Ibíd, p. 215

4.5 REGISTROS DE POZO

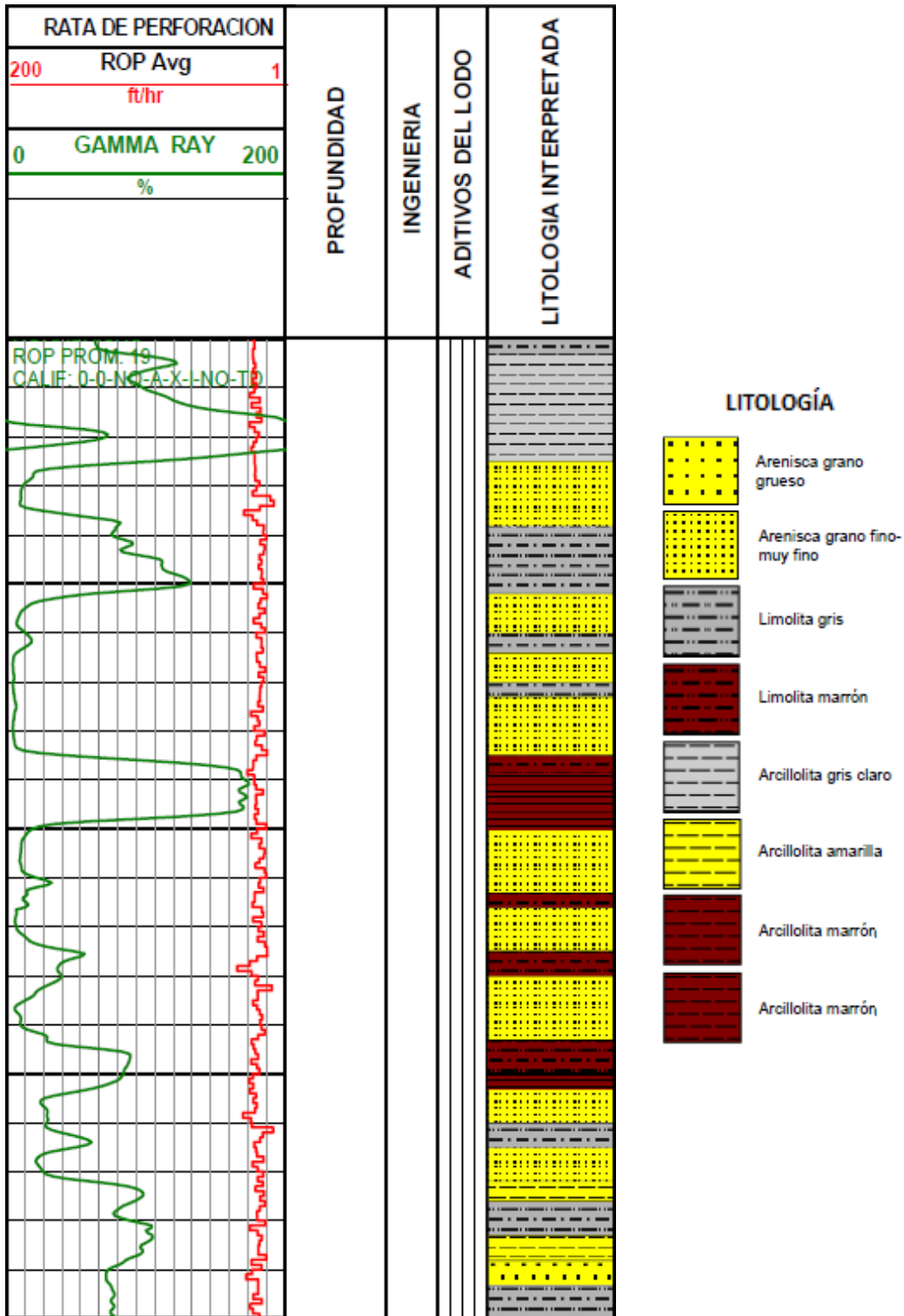
Los registros de pozo son imágenes en tiempo real que ayudan a determinar las características de las formaciones perforadas y las propiedades de los fluidos en las rocas, ya sean hidrocarburos o agua.

En el desarrollo del proyecto, y con el fin de ayudar a la correlación, se tuvo en cuenta el registro de pozo *Gamma Ray*, ya que corresponde a la herramienta de identificación geológica por excelencia. Además, es un registro que evalúa la capacidad del logger, al modificar o confirmar la litología y los topes formacionales.

Este registro determina la radioactividad natural de las rocas al detectar elementos como Uranio, Torio y Potasio. Las rocas finas como las lodolitas y las arcillas poseen un contenido mayor de material radioactivo, mientras que las areniscas y los carbonatos presentan bajas lecturas Gamma, aunque ciertas mineralogías como feldespatos potásicos, mica y glauconita pueden elevar estos valores pero en rangos más bajos.

Este registro es conocido por ser la herramienta de determinación litológica por excelencia. Además ayuda a calcular el volumen de arcillosidad en las rocas y su objetivo primario es la correlación de los topes de las formaciones para pozos adyacentes. La Figura 10 es un ejemplo de la relación y variaciones de la curva del registro a medida que cambia la litología en profundidad.

Figura 10. Registro de pozo Gamma Ray y su correlación con la litología



Fuente: Registro de evaluación de formaciones del pozo 3. Halliburton. 2013

4.6 GENERALIDADES DE LOS TIPOS DE BROCAS Y SU INFLUENCIA EN LA ENERGÍA MECÁNICA ESPECÍFICA

La broca es la herramienta que se encarga de romper la roca para hacer el hueco, mediante conos con dientes de materiales fuertes como el tungsteno y con insertos de diamante para las rocas más duras²¹. Adicionalmente tiene boquillas o jets en el frente por donde sale el lodo de perforación, que se encarga de la lubricación y el enfriamiento de la broca entre otras funciones.

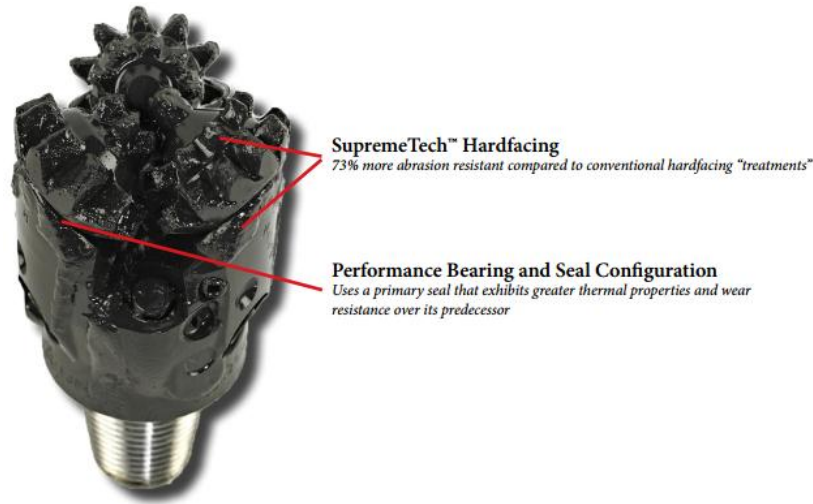
Las brocas se clasifican según el tipo de dientes, según la dirección del chorro y según el tipo de formación a perforar.

Las **brocas de arrastre** tienen cuchillas que rotan sólidamente con la broca y con la sarta. Producen un torque alto y tienden a generar altas desviaciones. Esta broca perfora la formación por medio del raspado de la roca al aplicar altos WOB y altas RPM. Principalmente se usan para formaciones blandas o no consolidadas, pues se desgastan muy rápido y no son suficientemente duras para las formaciones consolidadas.

Las **brocas tricónicas** (Figura 11) fueron precedidas por brocas de dos conos, las cuales tenían tendencia a taponarse debido a los cortes de la roca que se acumulaban alrededor de la broca sobre todo para los casos de formaciones blandas. El beneficio adquirido de las brocas tricónicas fue la limpieza de los conos entre sí al adicionar filas de cortadores en cada cono. Dichos dientes en los conos pueden estar tallados o ser insertos de carburo de tungsteno (Tungsten Carbide Inserts, TSI) siendo de varios tamaños y durezas, que permiten un amplio rango de formaciones capaces de perforar.

²¹ ARIZA LEÓN, Emiliano. Fundamentos en Perforación de Pozos. Bucaramanga, 2009.

Figura 11. Broca tricónica y sus partes



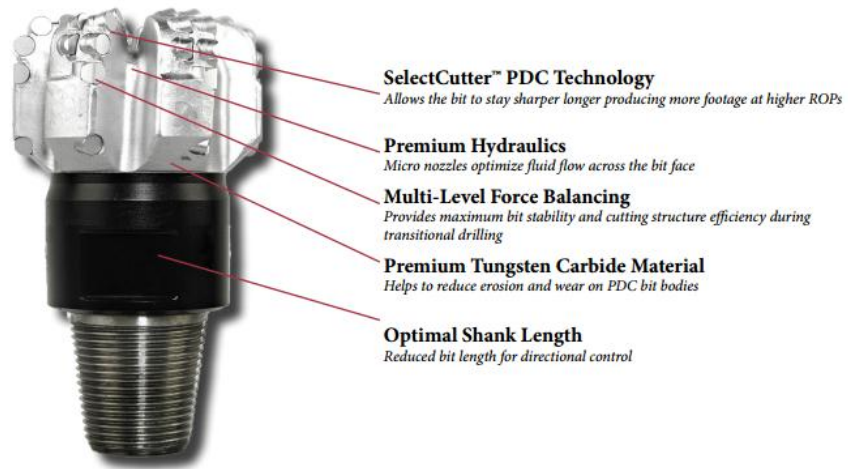
Fuente. Catálogo de Brocas. Halliburton. 2013

Las **Brocas policristalinas y de diamante (PDC)** (Figura 12) se caracterizan por tener larga vida útil pues son especiales para formaciones duras y no tienen rodamientos ni partes móviles que puedan dañarse o desgastarse fácilmente. Se componen de diamantes industriales dispuestos en diseños geométricos en el fondo de la broca. Son montados en una matriz de carburo de tungsteno y se encargan de la perforación y el corte de la roca. La mayor ventaja de estos cortadores de diamante es que a pesar del desgaste se mantienen afilados, lo que hace más larga la vida y en términos de costo generan mayor efectividad para pozos profundos.

En términos de parámetros de perforación, estas brocas admiten tasas de penetración (ROP) un poco menores, por lo cual deben ser usadas en pozos de grandes profundidades que a largo plazo justifican el alto costo del uso de estos tipos de broca. Adicionalmente suelen tener menores diámetros levemente menores que el tamaño del hueco para reducir el desgaste durante los viajes. Su eficiencia máxima se logra con bajos WOB y altas RPM, para lo cual la velocidad de flujo del lodo debe ser mayor²²-

22 HAWKER, David. ob. cit., p 37

Figura 12. Broca policristalina de diamante (PDC) Mega Force



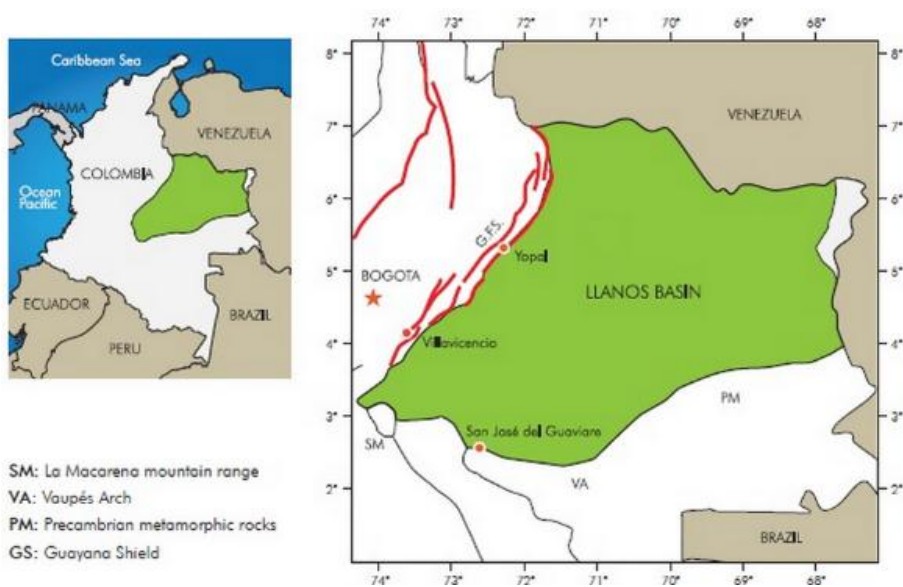
Fuente. Catálogo de Brocas. Halliburton. 2013

5. LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

5.1 LOCALIZACIÓN.

La Cuenca Llanos Orientales está localizada en Colombia, al este de la cordillera oriental, hasta los límites con Venezuela. Corresponde a una depresión topográfica plana, con orientación SW-NE, desarrollada en el flanco occidental del Escudo de Guyana²³. La Figura 13²⁴ muestra que la cuenca está limitada por el límite internacional Colombia – Venezuela, al norte y este; la Cuenca Apure – Barina, al norte; el Escudo de Guyana, al este; el Arco del Vaupés y la Serranía de la Macarena, al sur; y la Cordillera Oriental y la Falla de Guaicáramo, al oeste²⁵.

Figura 13. Localización de la Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Adaptado de Moncayo et al, 2012

23 ECOPETROL/INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, 1991. Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales.

24 MONCAYO, Edward; TCHEGLIAKOVA, Nadejda; MONTES, Luis. Pre-Stack Seismic Inversion based on a Genetic Algorithm: A case from the Llanos Basin (Colombia) in the absence of well information. En: Revista CT&F. Enero-Junio, 2012, vol 4., p. 8

25 ANH, 2012. Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales.

5.2 TECTÓNICA DE LA CUENCA.

Corresponde a una cuenca de foreland (antepaís) entre la Cordillera Oriental, producto del orógeno posterior al Mioceno medio^{26,27} y el Escudo de Guyana²⁸. Es una depresión estructural con dirección NE-SW, cuyo sector más profundo se encuentra adyacente a la Cordillera Oriental (extremo oeste) y en el lado Este presenta un buzamiento 10-15W²⁹.

La evolución de la cuenca inició en la Paleozoico con una fase de Rift. Sedimentos siliciclásticos fueron depositados sobre basamento Precámbrico, luego durante el Triásico al Cretácico tardío la cuenca correspondió a la rama más oriental de un sistema de Rift más grande. Posteriormente durante el Maestrichtiano al Paleoceno, la cuenca se volvió de Foreland³⁰.

La cuenca se divide en 3 unidades estructurales mayores, cada una con un estilo tectónico particular³¹: La más Oriental corresponde a la Plataforma; la zona central o Depresión Subandina, de mayor espesor y el Cinturón Plegado, que se ubica en el Piedemonte llanero, limitado por dos fallas principales de cabalgamiento con buzamiento W³²: La Falla de Guaicáramo, de carácter inverso, con rumbo N-E y buzamiento N-W, la cual pone en contacto rocas del Paleógeno con rocas Cretácicas; y la Falla de Yopal (Figura 14), con rumbo y buzamiento paralelos a la

26VAN DER HAMMEN, T. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano, continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. Citado en: GALVIS G., Nestor y SUAREZ N., Maria. Geología de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, 1984. p. 17.

27 COOPER, M. A., et al. Basin Development and Tectonic History of the LlanosBasin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Bulletin, American Association of Petroleum Geologists, 1995, vol 79 No 10, p. 1427

28 ANH, ob. cit, p.

29 GALVIS G., Nestor y SUAREZ N., Maria. Geología de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras, p. 8.

30 BARRERO, Darío. et al, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia. 2007, p. 69.

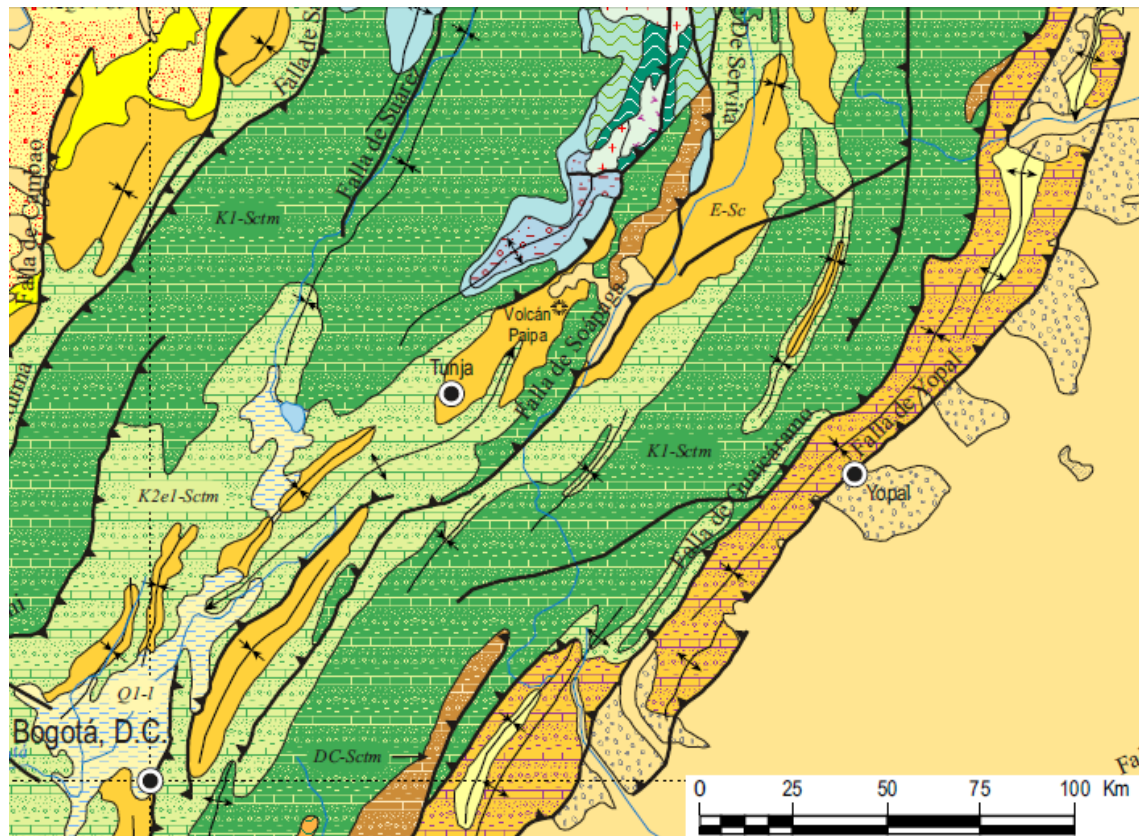
31 ESTRADA, A., Regional Geology and Tectonic evolution of the subandean basins from the Barinas Basin (Venezuela) to the Naro River (Ecuador). En: Exploración petrolera de las cuencas subandinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Simposio ACGGP, 1982, p. 2

32 GALVIS G., Nestor y SUAREZ N., ob. cit. p. 29

falla de Guaicáramo, y que pone en contacto depósitos aluviales hacia el S-E con Rocas del Paleógenos hacia el NE³³.

La zona de estudio se localiza sobre el Cinturón plegado, que ECOPETROL – Beicip (1995)³⁴ identifican como una de las 5 provincias estructurales en la Cuenca Llanos, denominada “Provincia del Piedemonte Llanero”. Los autores la denominan como el “resultado de la inversión estructural de una cuenca del Triásico – Jurásico y Cretáceo temprano.

Figura 14. Extensión y localización de las Fallas de Guaicáramo y Yopal.



Fuente: Adaptado de Mapa Geológico de Colombia, Escala 1:2'800.000. INGEOMINAS. 2007

33 INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINAS. Mapa Geológico de Colombia. Segunda edición. Escala 1:2'800.000. Bogotá: INGEOMINAS, 2007.

34 ECOPETROL/INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, 1991. Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales

5.3 GEOLOGÍA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

La Cuenca Llanos Orientales, originada en el cretácico medio a tardío, inicialmente se depositó en facies marinas y finalizó en facies continentales. Actualmente la cuenca corresponde a la evolución de varios tipos de cuenca debido a la actividad tectónica que dio origen a la región. La fase final de acreción de la Cordillera Oriental de finales del Cretácico dio lugar a eventos de depositación transgresiva relacionados a la disminución del nivel del mar³⁵.

El levantamiento de la Cordillera Oriental generó espacio y condiciones para la depositación de areniscas cuarzosas basales. La parte proximal de la cuenca fue rellenada con areniscas fluvio-deltaicas y lodolitas que posteriormente fueron llamadas Formación Carbonera³⁶. Durante el Mioceno medio se dio un incremento del espacio de la cuenca que controló la depositación de los estratos de la Formación León³⁷.

Según García et al³⁸ y la Agencia Nacional de Hidrocarburos³⁹, las características del sistema petrolífero de la Cuenca Llanos parten de rocas madre localizadas bajo el flanco Este de la Cordillera Oriental, que corresponden a los shales de la Formación Gachetá; los reservorios son rocas del Albiano y Cenomaniano, principalmente reservorios siliciclásticos, en unidades de edades del Cretácico y Paleógeno, que son las Formaciones Mirador, Barco y algunos niveles de Carbonera. Por su parte los sellos más importantes se han definido como los niveles 2 y 8 de la Formación Carbonera debido a su extensión, además de incluir intervalos de las Formaciones Cretácicas Gachetá y Guadalupe.

35 ANH, 2012. Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales

36 Bayona, Germán. et al. An integrated analysis of an orogeny-sedimentary basin pair...CitadoporBayona, Germán. et al. Estratigrafía de procedencia de las rocas del Mioceno en la parte de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia, 2008. p. 27

37 Bayona, Germán. et al. Paleocene-middle Miocene flexural-margin migration of the nonmarine Llanos Foreland basin of Colombia. CitadoporBayona, Germán. et al. Estratigrafía de procedencia de las rocas del Mioceno en la parte de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia, 2008. p. 27

38 GARCÍA, Mario, et al. Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. p. 5

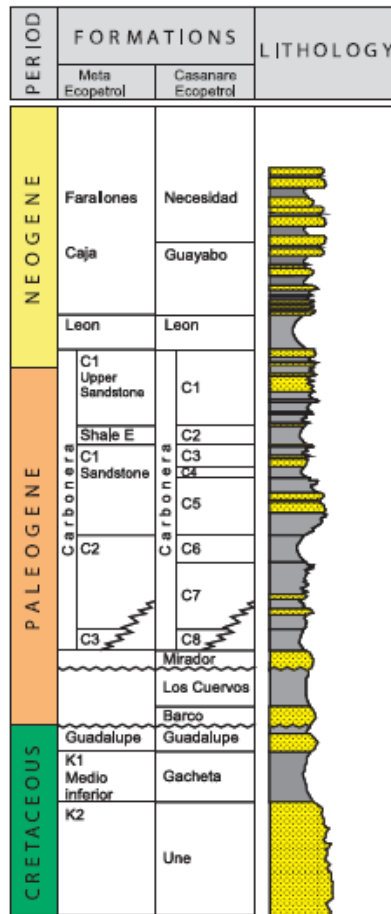
39 ANH, Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia, Ob. cit. p 71

5.4 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS.

La Figura 15 muestra la columna estratigráfica generalizada definida por Barrero et al⁴⁰, que muestra la litología de las formaciones según la columna tipo. Se usa como base de correlación para la litología interpretada por los geólogos en los pozos analizados. Se observan las transiciones entre niveles arcillosos y arenosos con las edades correspondientes. Además se muestran las equivalencias en nombres y topes de acuerdo a la zona.

La estratigrafía de los pozos del campo trabajados abarca desde formaciones del Cretáceo Tardío hasta unidades del Cuaternario.

Figura 15. Columna generalizada de la cuenca Llanos Orientales.



Fuente: Adaptado de “Colombian Sedimentary Basins”. ANH. 2007.

40 BARRERO, Dario. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. p. 70

La estratigrafía resultante es una sucesión, muy marcada de estratos del Cretáceo Superior – Terciario, que representan deposición marginal periódica en los principales depocentros existentes al oeste y al norte. El registro estratigráfico por esto fue más completo hacia el Oeste, en la Cordillera Oriental y el Valle del Magdalena, a pesar de que las rocas del Terciario están escasamente conservadas en la Cordillera Oriental, debido al evento de levantamiento y erosión de área en Mioceno tardío y Plioceno⁴¹.

A continuación se procede a describir las formaciones de la cuenca, que se observan en los pozos a partir de la interpretación de las muestras de zanja. Dichas interpretaciones se correlacionaron y corrigieron con el registro Gamma Ray tomado a medida que se perforaba la roca.

5.4.1 Formación Guadalupe.

La Formación Guadalupe se compone de areniscas litorales de alta energía del Campaniano a Maastrichtiano⁴². Las Figuras 16, 17, 18 y 19 muestran 4 de los 5 pozos trabajados (Pozos 2, 3, 4 y 5) donde se alcanzó profundidad suficiente para perforar la parte más superior de esta unidad, mostrando litologías de areniscas fosfáticas y niveles de lodolitas grises a negras. Además se presentan arcillas grises cuarzosas y limolitas marrón hacia el tope, algunas veces con niveles laminares de carbón. Hacia la base se encontró la arenisca cuarzosa, consolidada, con aparente manchamiento. Estas descripciones fueron tomadas de los informes finales de Geología de los pozos y fueron posteriormente comparadas y corregidas respecto a la curva del registro Gamma Ray.

Fajardo⁴³ define el ambiente de la cuenca de estuario desde la parte basal, pasando a plataforma marina somera hacia la sección superior. Se limita por dos superficies discordantes, al tope con la Formación Gachetá y la base con la Formación Cuervos.

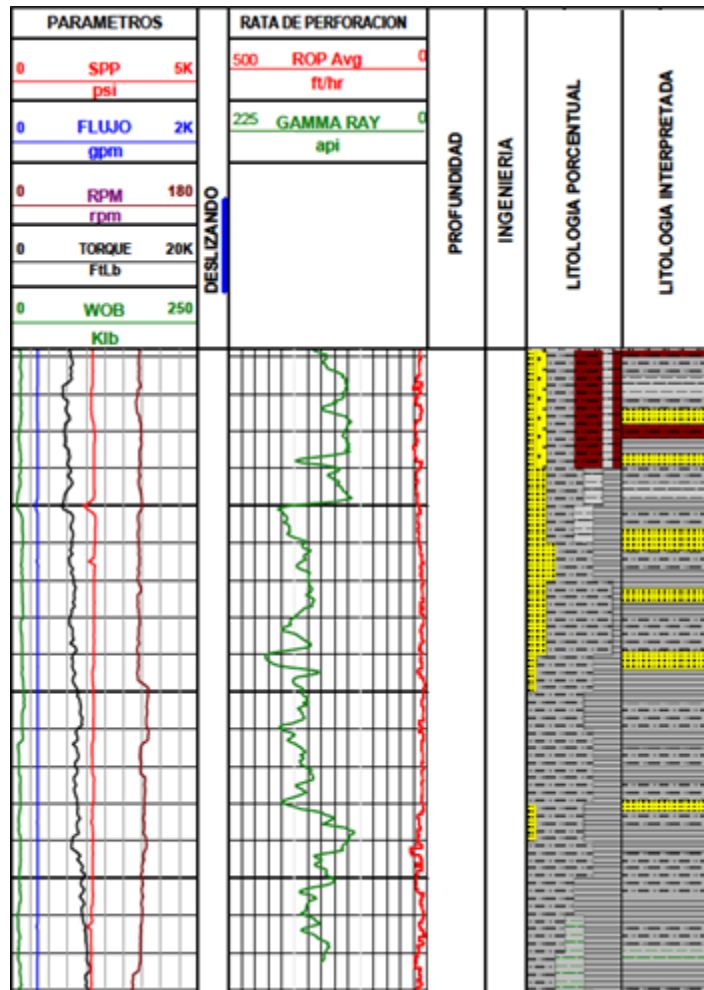
Las litologías de los pozos mostradas en las figuras 16, 17, 18 y 19 son en su mayoría arcillosas, de colores grises y marrón. Estas columnas corresponden a intercalaciones, donde las areniscas tienen granos medios a gruesos y son más frecuentes en los niveles medios, mientras las arcillas grises y marrones se intercalan con las lutitas y limolitas, mostrando la transición propia del ambiente sedimentario.

41 ANH. ob. cit, p. 34

42 FAJARDO, A. et al. Definición del Modelo Estratigráfico En la Cuenca de los Llanos Orientales, Piedemonte Llanero. Citado en: BUENO, J. A., MENDOZA, J. O., Modelado de Causas Geológicas Generadoras de Sobrepresión. Aplicación para la formación Carbonera en el campo de Cupiagua del Piedemonte Llanero Colombiano. 2008, p. 12

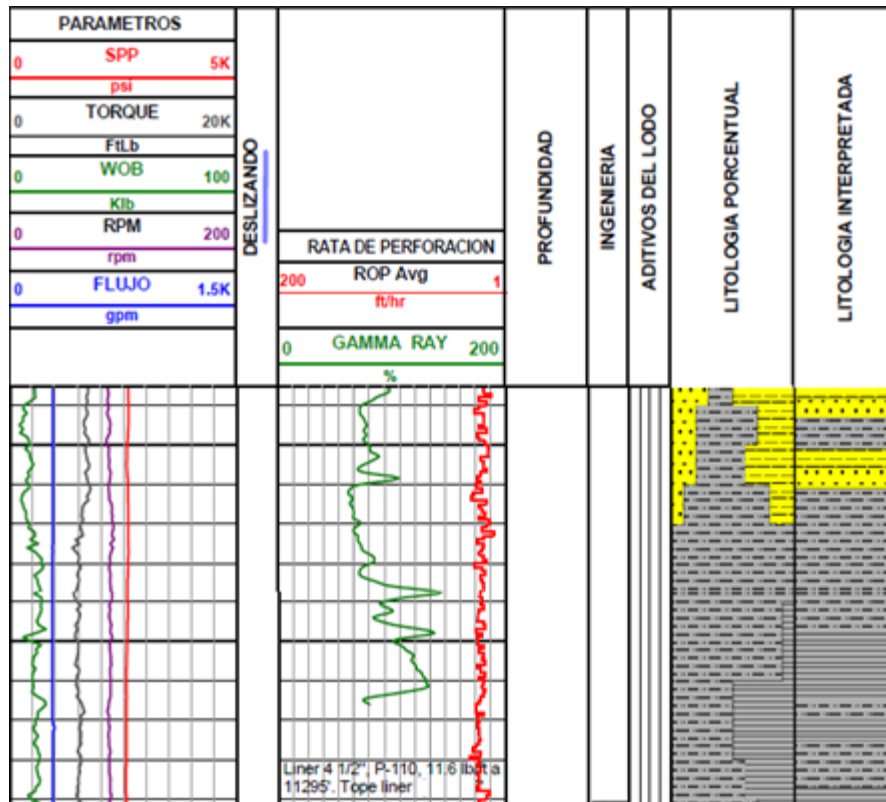
43 Ibíd, p. 12

Figura 16. Columna de la Formación Guadalupe en el Pozo 2



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013.

Figura 17. Columna de la Formación Guadalupe en el Pozo 3



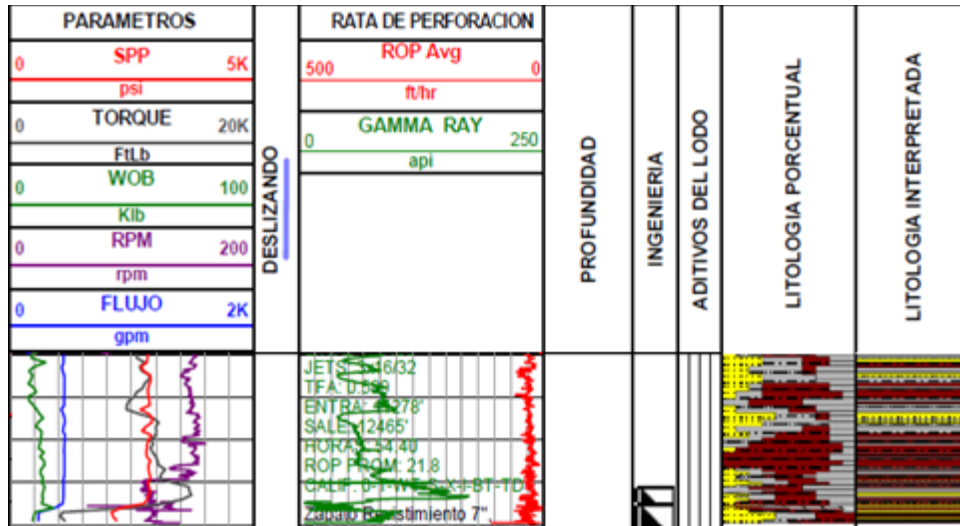
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013.

Ambientalmente se trata de un depósito de llanura de inundación limitado a la base y al tope por superficies discordantes, de tipo tectónico con la Formación Guadalupe y la Formación Mirador respectivamente⁴⁷.

Las litologías interpretadas de las figuras 20, 21, 22, 23 y 24, que corresponden a los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 respectivamente, se toman de los informes finales de geología. Esta formación muestra niveles finos predominantes hacia la base y el tope. La arenisca, presente mayormente en la sección media, es cuarzosa de color blanco a gris claro, de granos medios. Por su parte la arcillolita, gris clara, es ligeramente calcárea, mostrando incluso niveles pequeños de rocas carbonatadas en el pozo 4 (Figura 13). Hacia la base se presentan las limolitas y arcillolitas en mayor proporción, disminuyendo los espesores de las areniscas y arenas hasta casi dejar de presentarse por completo.

La correlación de las figuras 20, 21, 22 y 23 muestra cambios laterales significativos para los niveles arenosos en dirección NS donde se da un acuñamiento de la arenisca hasta casi desaparecer, Hacia la zona más occidental, la Figura 14, correspondiente al pozo 5, muestra facies más lacustres y de rocas predominantemente finas.

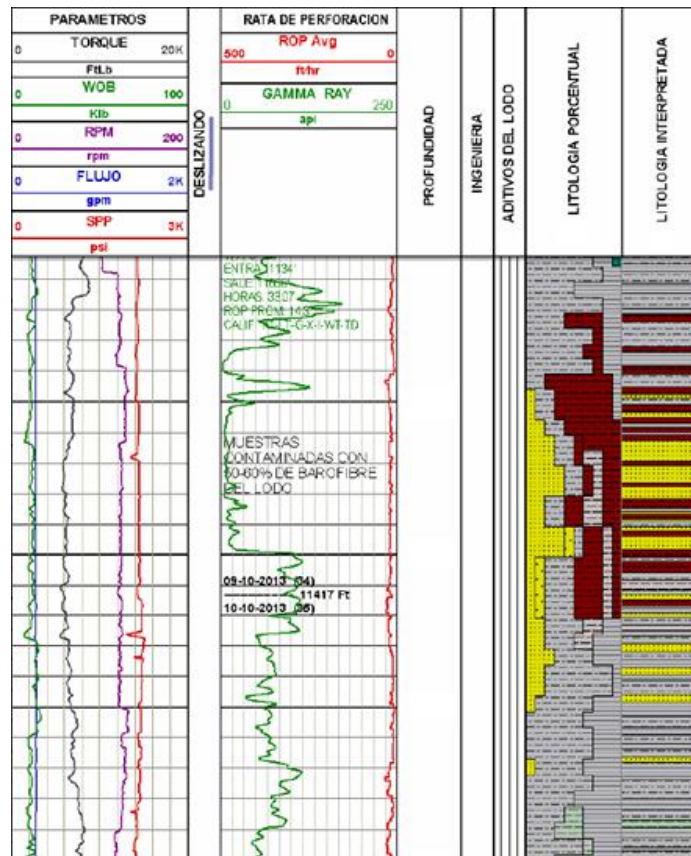
Figura 20. Columna de la Formación Los Cuervos en el Pozo 1



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013.

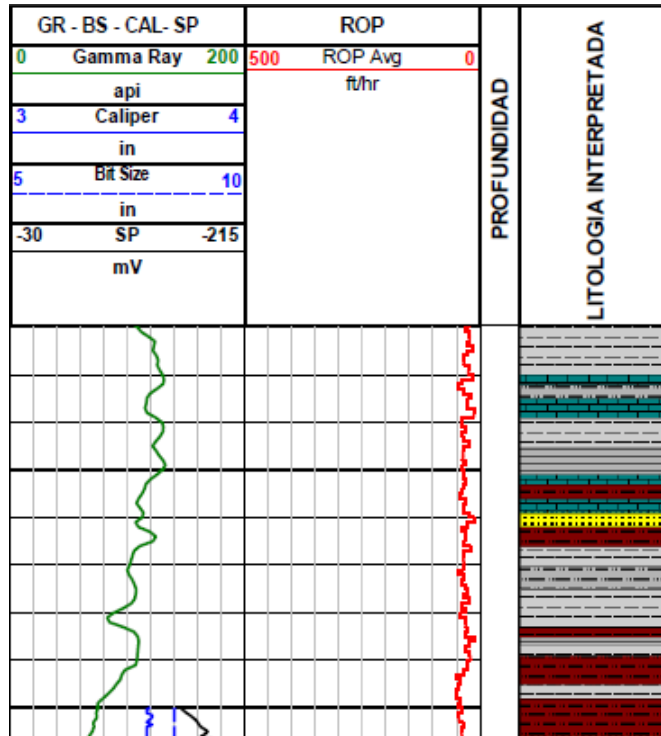
47 BUENO, J. A., MENDOZA, J. O. ob. cit. p. 13

Figura 21. Columna de la Formación Los Cuervos en el Pozo 2



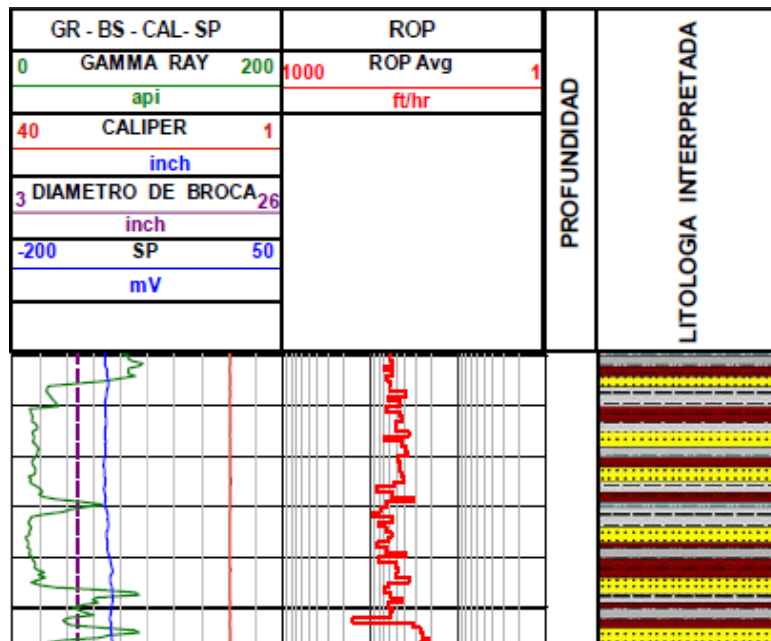
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013.

Figura 23. Columna de la Formación Los Cuervos en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013.

Figura 24. Columna de la Formación Los Cuervos en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012.

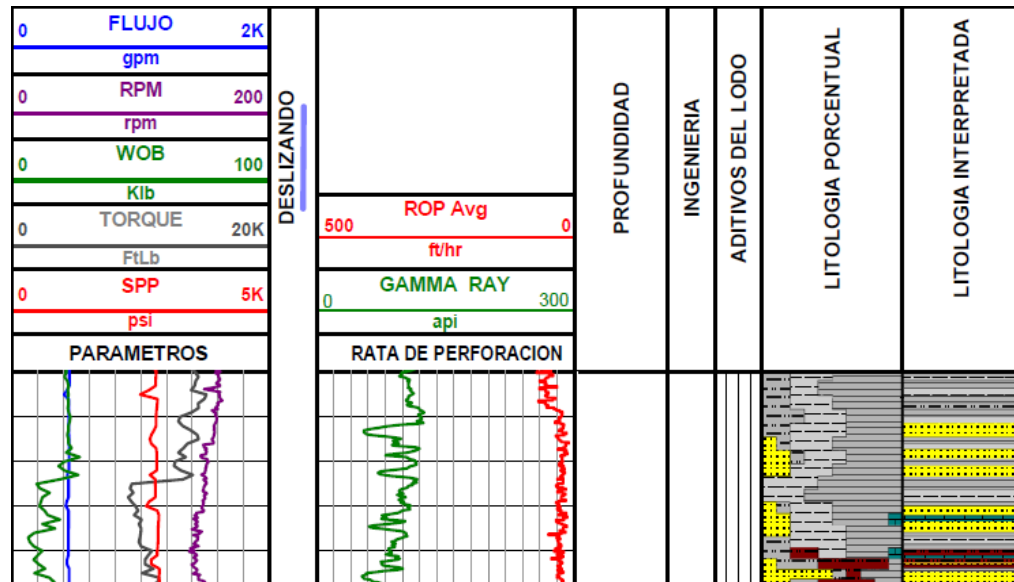
5.4.3 Formación Mirador.

La Formación Mirador, de edad Eoceno Tardío⁴⁸ se compone de conglomerados y areniscas cuarzosas con delgadas intercalaciones lodosas hacia el tope. Se identifican canales fluviales y estuarinos de ambientes continental a transicional de base a tope⁴⁹. Litológicamente las figuras 25, 26, 27, 28 y 29 muestran areniscas intercaladas con lodolitas y shale de color oscuro. Dicha arenisca presente en la unidad es de color blanco y el shale es de color gris verdoso oscuro, con láminas de mica y carbón.

Según se observa en las figuras 28 y 29, los pozos 4 y 5 respectivamente perforaron grandes niveles de arenas con algunas intercalaciones de niveles finos hacia la base y el tope. Para los pozos ubicados más al norte (Pozos 1, 2 y 3) la estratigrafía de la formación mirador se hace más fina mostrando transiciones en el sentido NS.

La presencia de los niveles arenosos espesos hace de la Formación Mirador un reservorio ideal y con actual prospección de hidrocarburos a lo largo de toda la cuenta.

Figura 25. Columna de la Formación Mirador en el Pozo 1

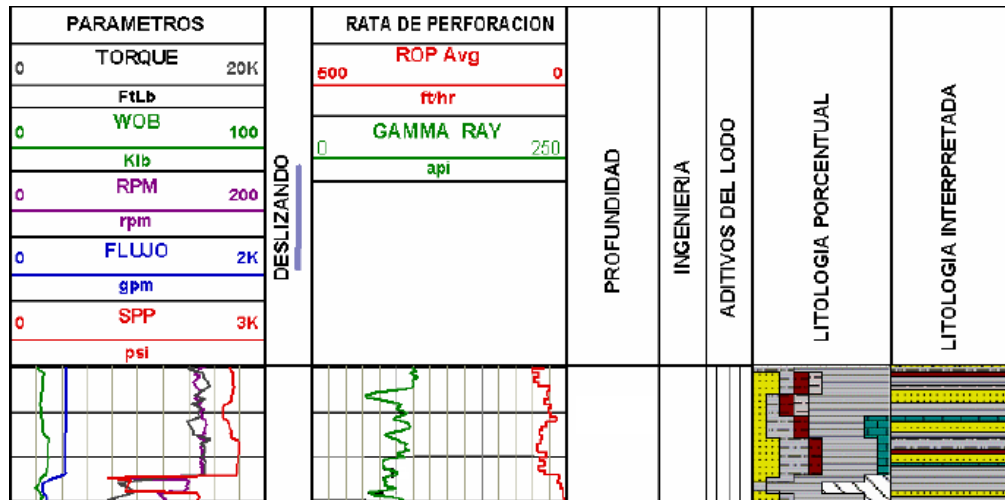


Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013.

48 FAJARDO. ob. cit. p 13

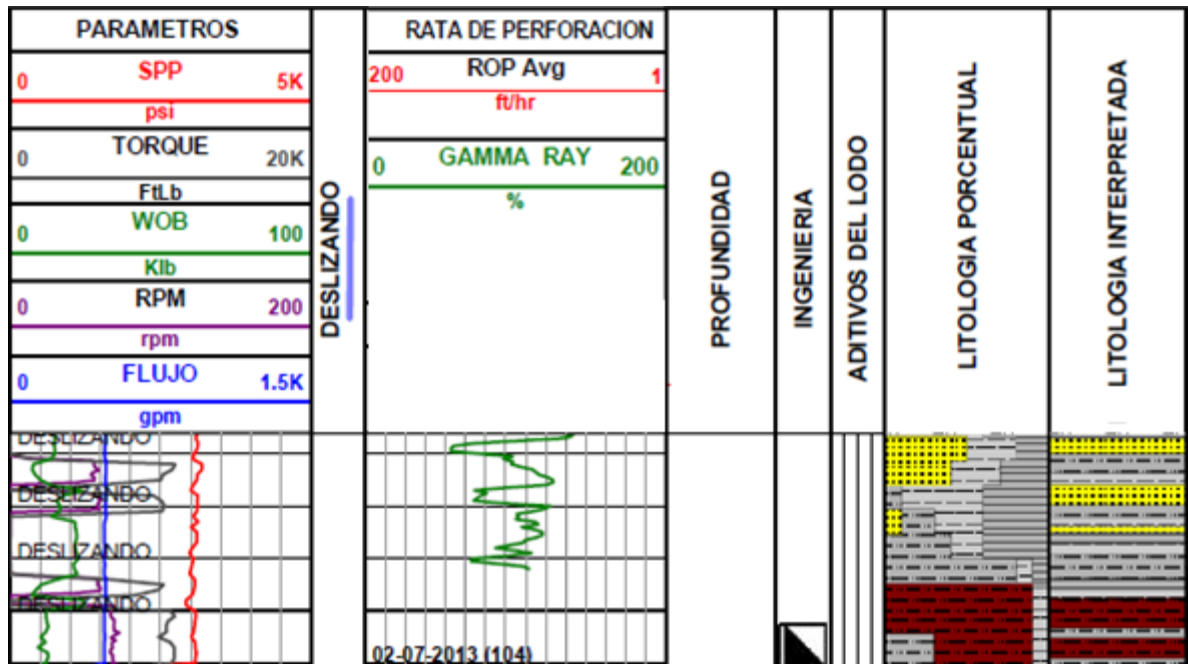
49 BUENO, J. A., MENDOZA, J. O. ob. cit. p. 13

Figura 26. Columna de la Formación Mirador en el Pozo 2



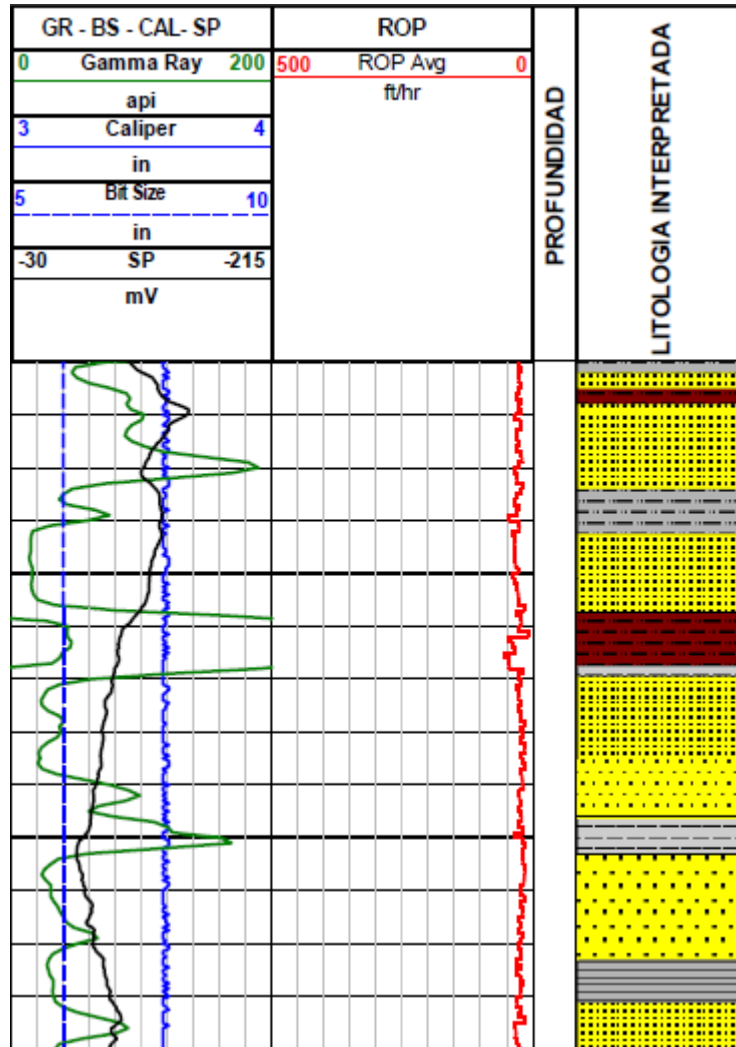
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013.

Figura 27. Columna de la Formación Mirador en el Pozo 3



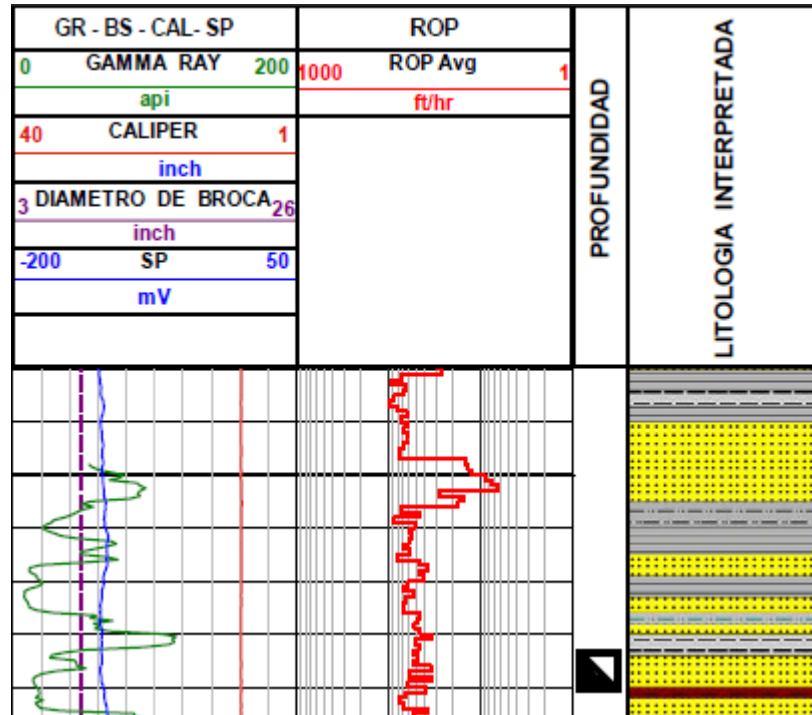
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013

Figura 28. Columna de la Formación Mirador en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013.

Figura 29. Columna de la Formación Mirador en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012.

5.4.4 Formación Carbonera.

La Formación Carbonera, de edad Oligoceno a Mioceno Temprano⁵⁰, está constituida por 8 niveles de intercalaciones de lodolitas y areniscas, lo que indica un ambiente continental a transicional. Suprayace discordantemente la Formación Mirador. Dichos niveles se numeran continuamente desde C1 hasta C8, siendo C1 el tope y C8 la base de la unidad. Es de conocimiento general que los niveles pares (C8, C6, C4, C2) corresponden a lodolitas y arcillas y los niveles impares (C7, C5, C3, C1) son más arenosos.

A continuación se relacionan los niveles de la Formación Carbonera, a partir de las descripciones de las unidades consignadas en los informes de Geología de los pozos.

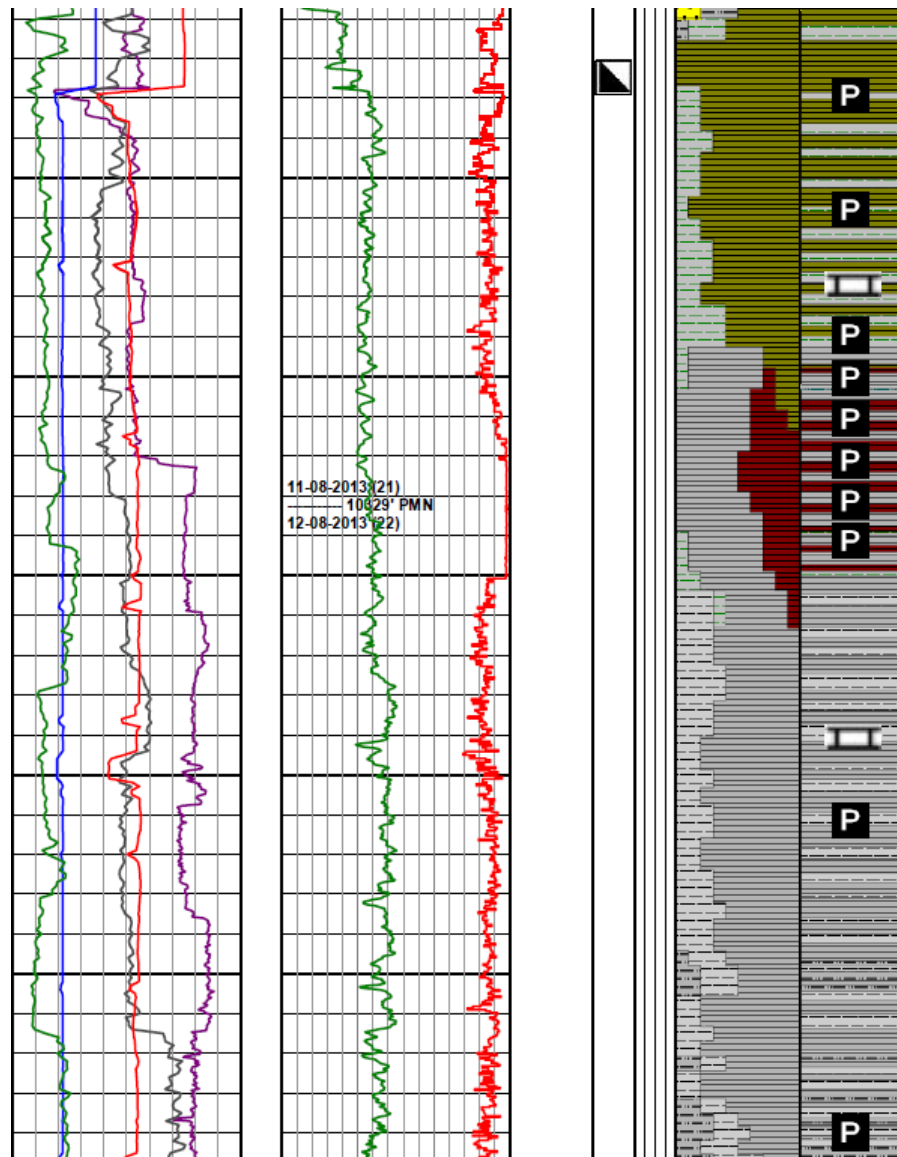
5.4.4.1 Unidad C8.

Las figuras 30, 31, 32, 33 y 34 muestran niveles espesos de rocas finas de ambientes de lagunas. El tope de esta unidad se define por la presencia de

⁵⁰ FAJARDO. ob. cit. p 14

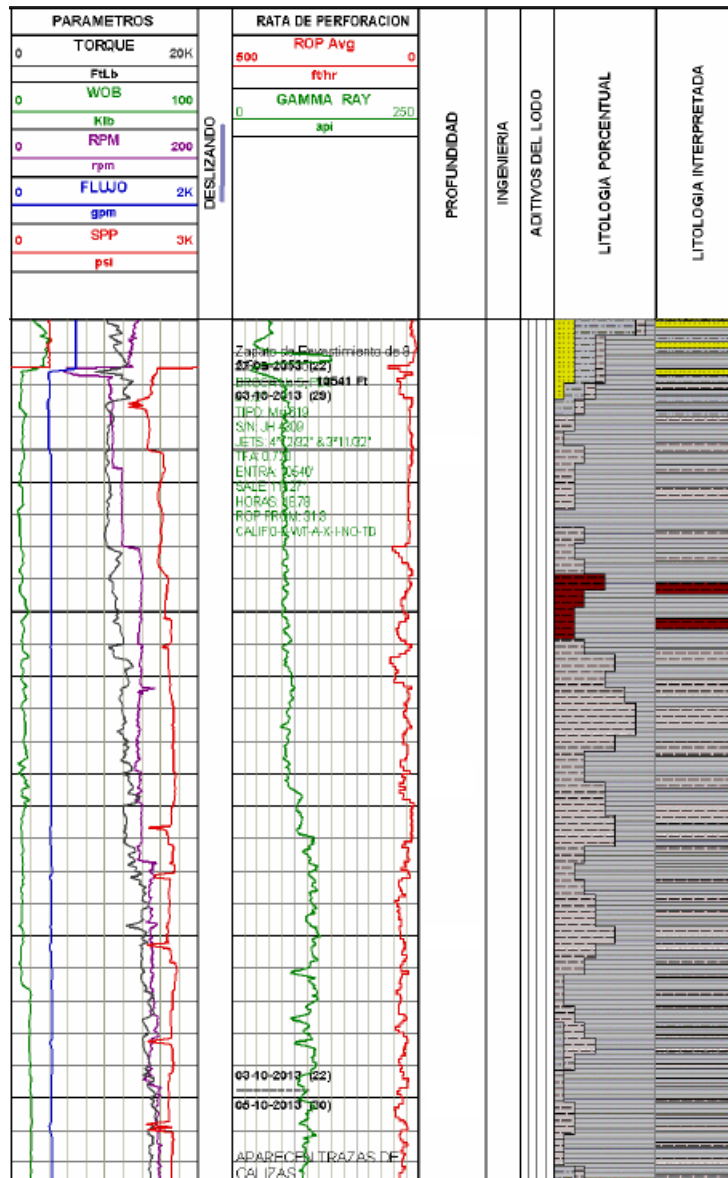
shale y cambios en los parámetros de perforación como fue la disminución de la ROP. La roca es de tonalidad gris verdoso y presenta pirita y mica. Este segmento de la Formación Carbonera es netamente arcilloso y limoso, con ambientes más oxidantes hacia la base del intervalo.

Figura 30. Columna de la Formación Carbonera C8 en el Pozo 1



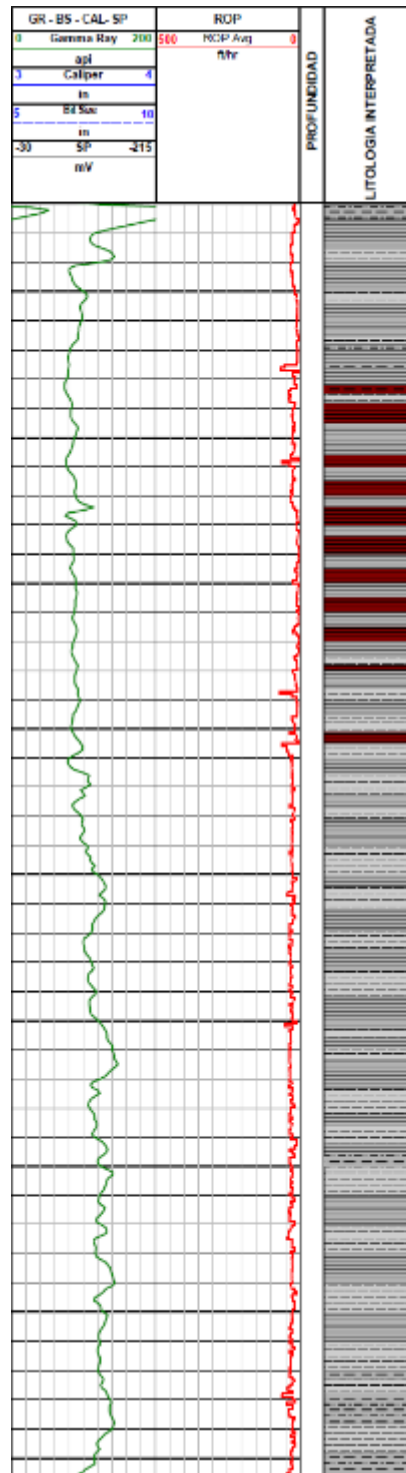
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 31. Columna de la Formación Carbonera C8 en el Pozo 2



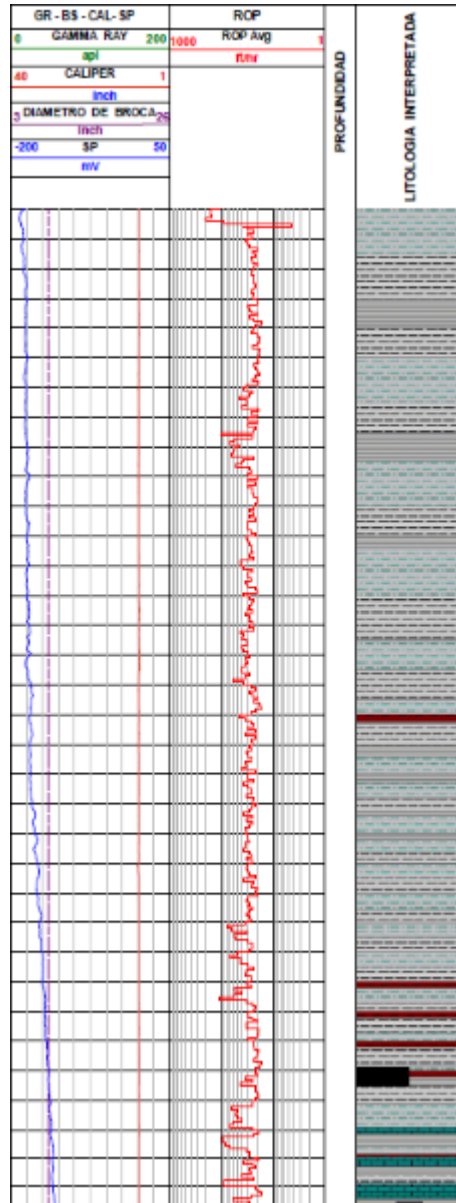
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 33. Columna de la Formación Carbonera C8 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 34. Columna de la Formación Carbonera C8 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

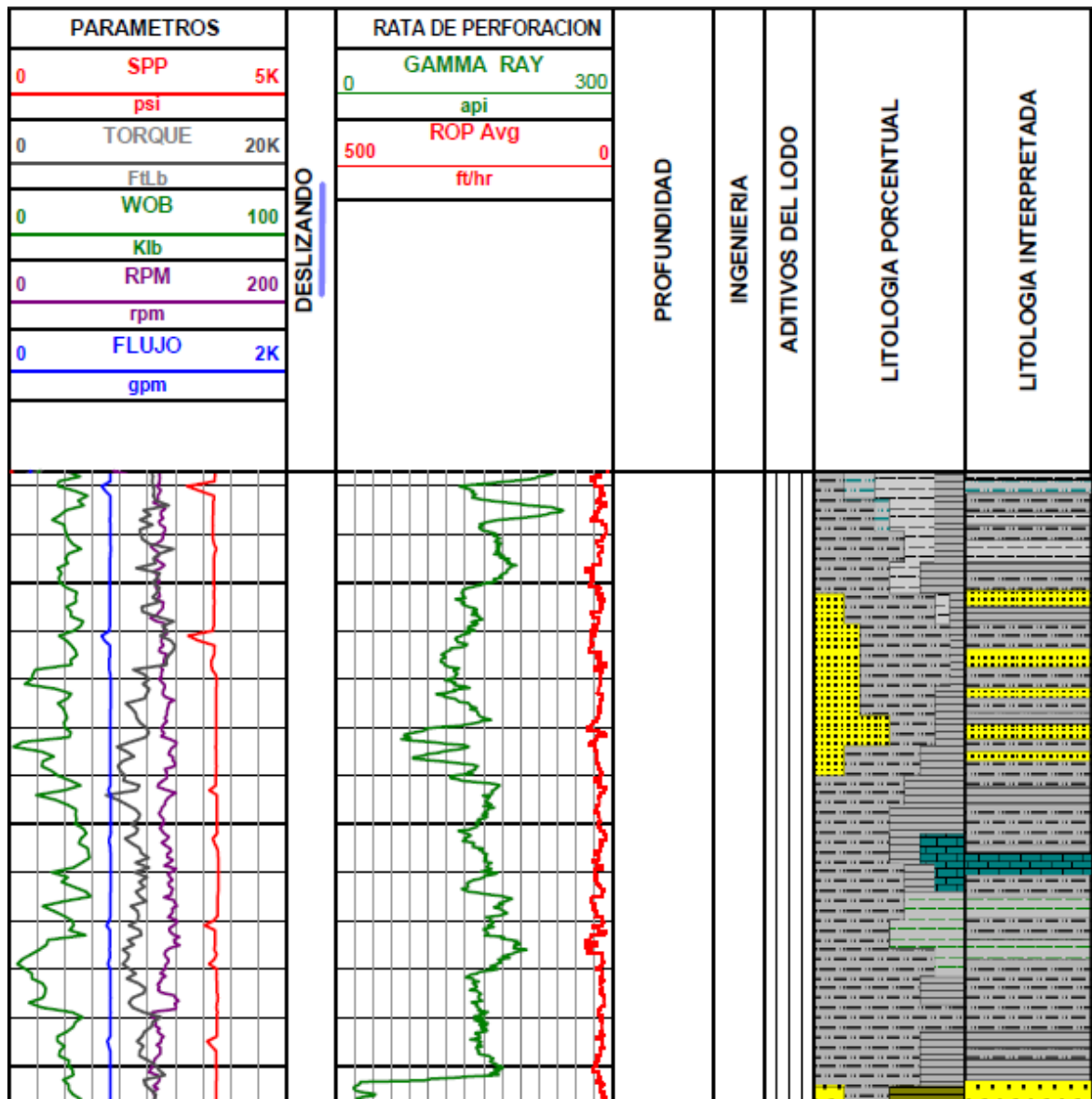
5.4.4.2 Unidad C7.

La unidad C7 para los pozos trabajados, según las figuras 35, 36, 37, 38 y 39 muestran un ambiente transicional en el que las rocas de los pozos ubicados más al sur aumentan los espesores de los segmentos de arenisca cuarzosa. En esta unidad se observa un incremento de limolita frente a los porcentajes de arcillolita y shale respecto al nivel infrayacente. Hacia el

intervalo medio se presentan los niveles arenosos intercalados con limolita gris marrón de matriz arcillosa.

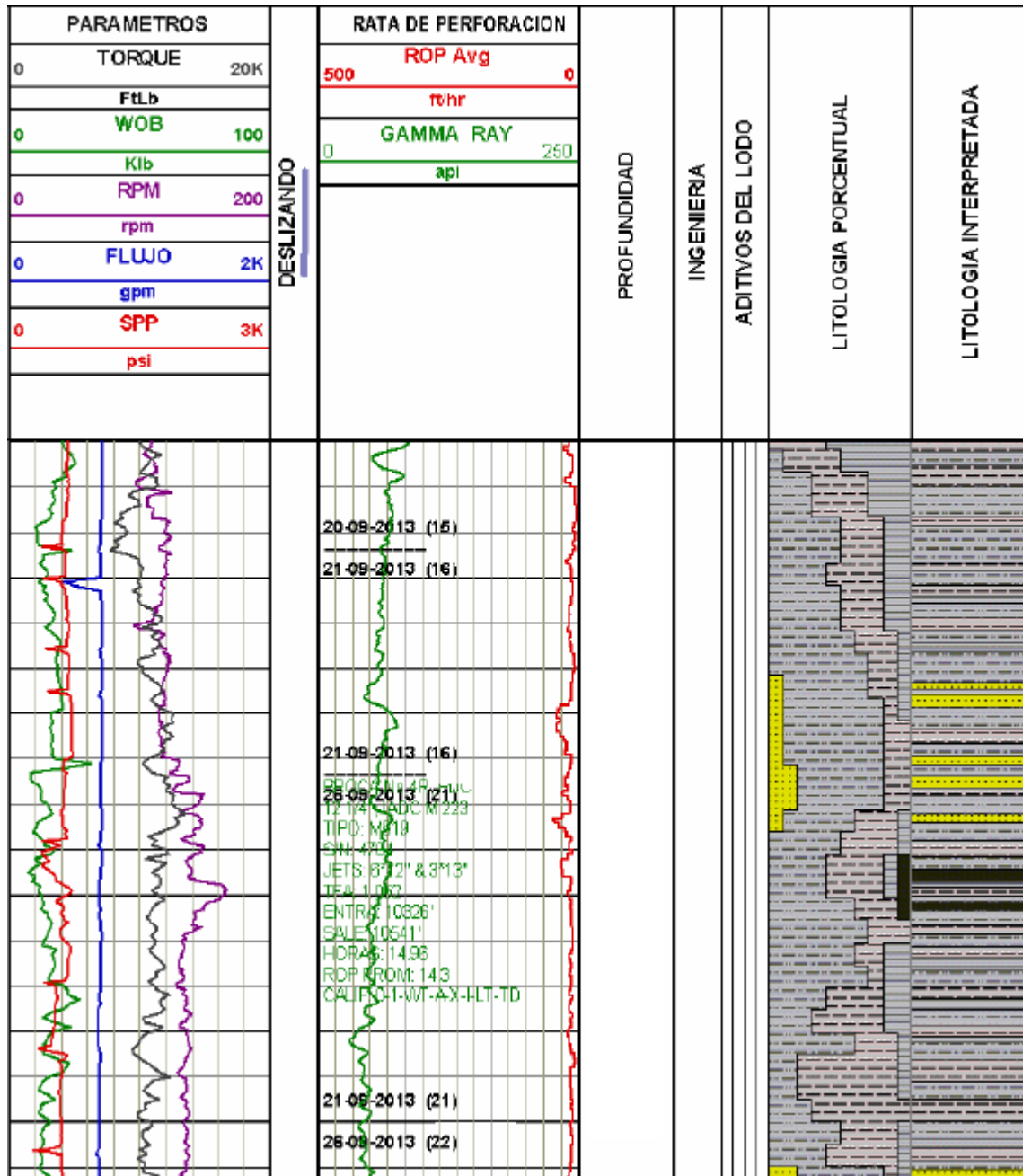
Las litologías de las columnas, tomadas de los informes de Geología de los pozos, muestran formaciones espesas y con cambios marcados de una unidad a otra, pero con transiciones moderadas de base a tope en cada unidad. Así mismo, muestra parámetros constantes a lo largo de la formación.

Figura 35. Columna de la Formación Carbonera C7 en el Pozo 1



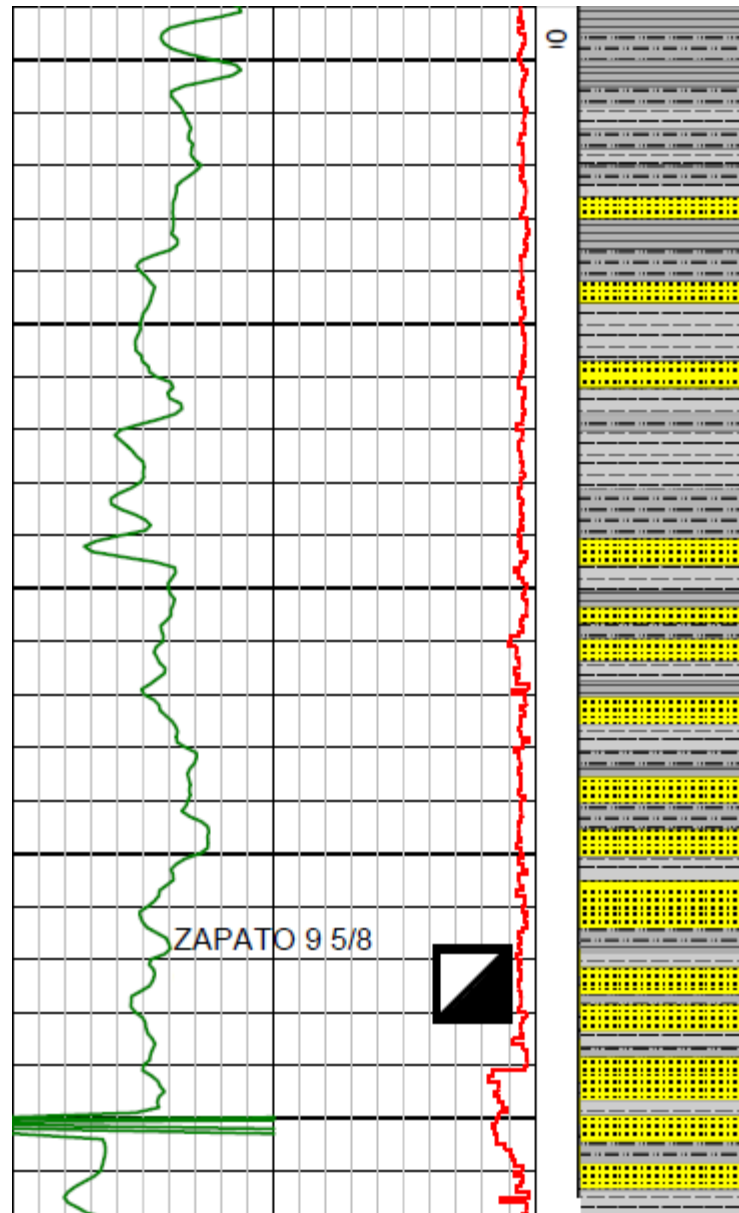
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 36. Columna de la Formación Carbonera C7 en el Pozo 2



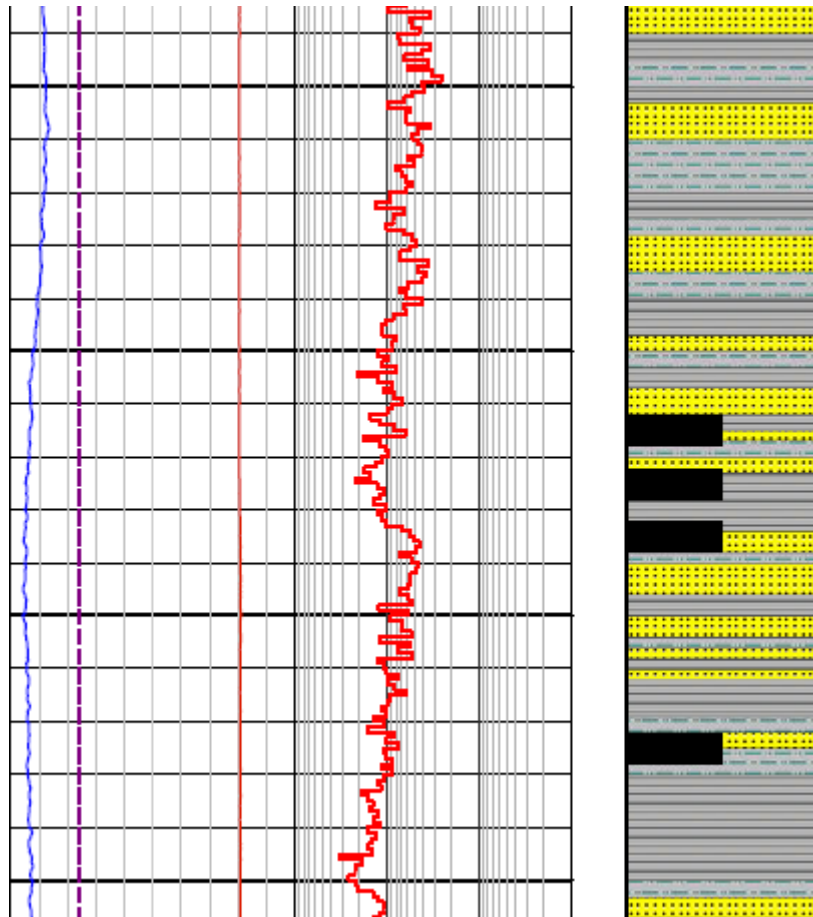
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 38. Columna de la Formación Carbonera C7 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 39. Columna de la Formación Carbonera C7 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

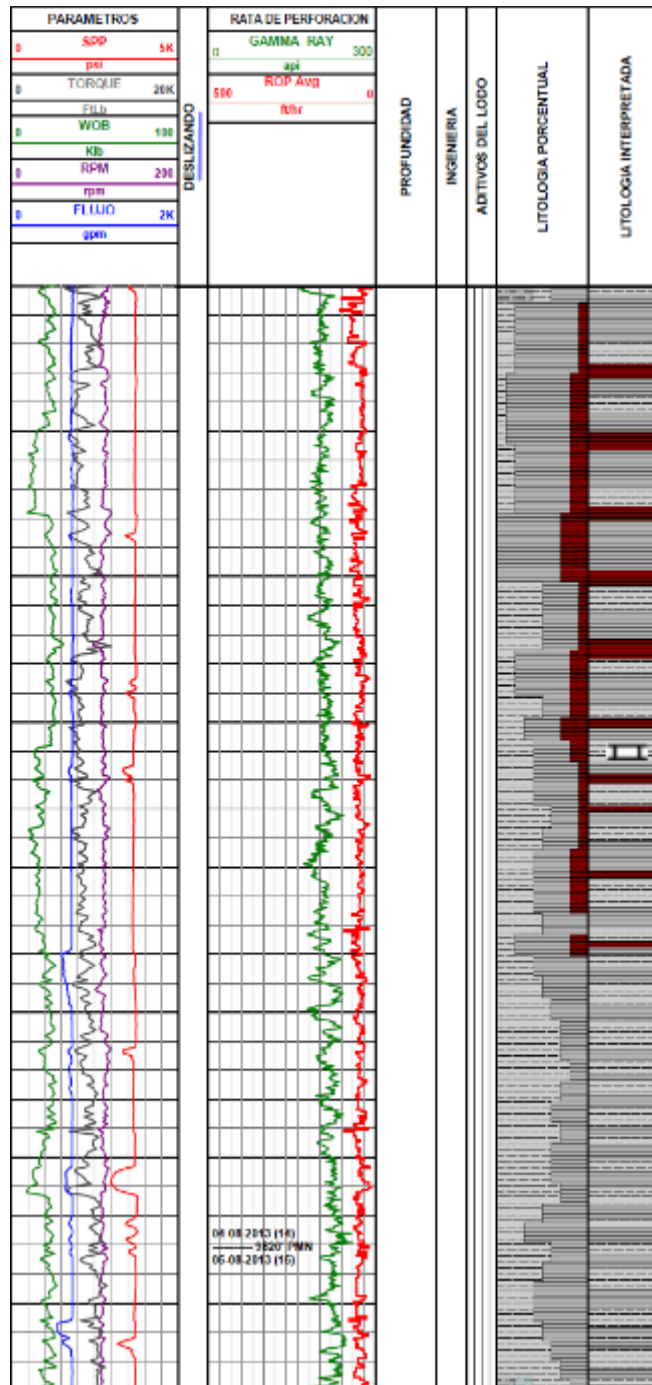
5.4.4.3 Unidad C6.

Esta unidad se define por la presencia de shale gris verde, generalmente con intercalaciones de arcillolita gris claro observando ocasionalmente piritita y calizas blancas. Las figuras 40, 41, 42, 43 y 44 muestran las manifestaciones litológicas en los 5 pozos, donde las columnas son netamente arcillosas y limosas, con presencia ocasional de arenas para el caso del pozo 3. Esta condición muestra canales pequeños de granos gruesos, que no tienen continuidad y no afectaron las condiciones de la perforación.

Se observa un aumento considerable de la ROP respecto a las unidades supra e infrayacentes (C5 y C7 respectivamente). A pesar de existir un segmento arenoso para el pozo 3, observado en la Figura 42, los parámetros de se mantienen constantes dentro de los rangos con que se

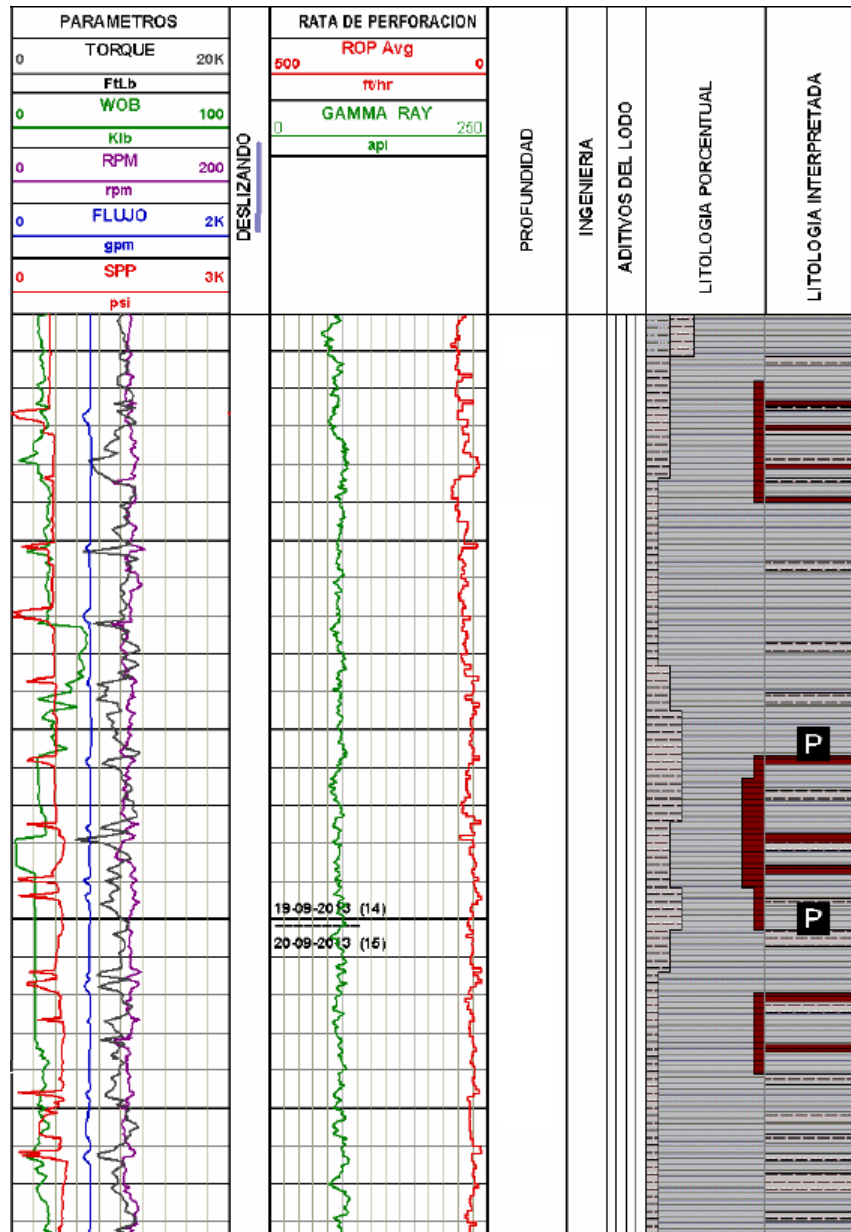
venía perforando que, en la mayor parte del proceso, mantuvo bajas ROP debido a su naturaleza de grano fino.

Figura 40. Columna de la Formación Carbonera C6 en el Pozo 1



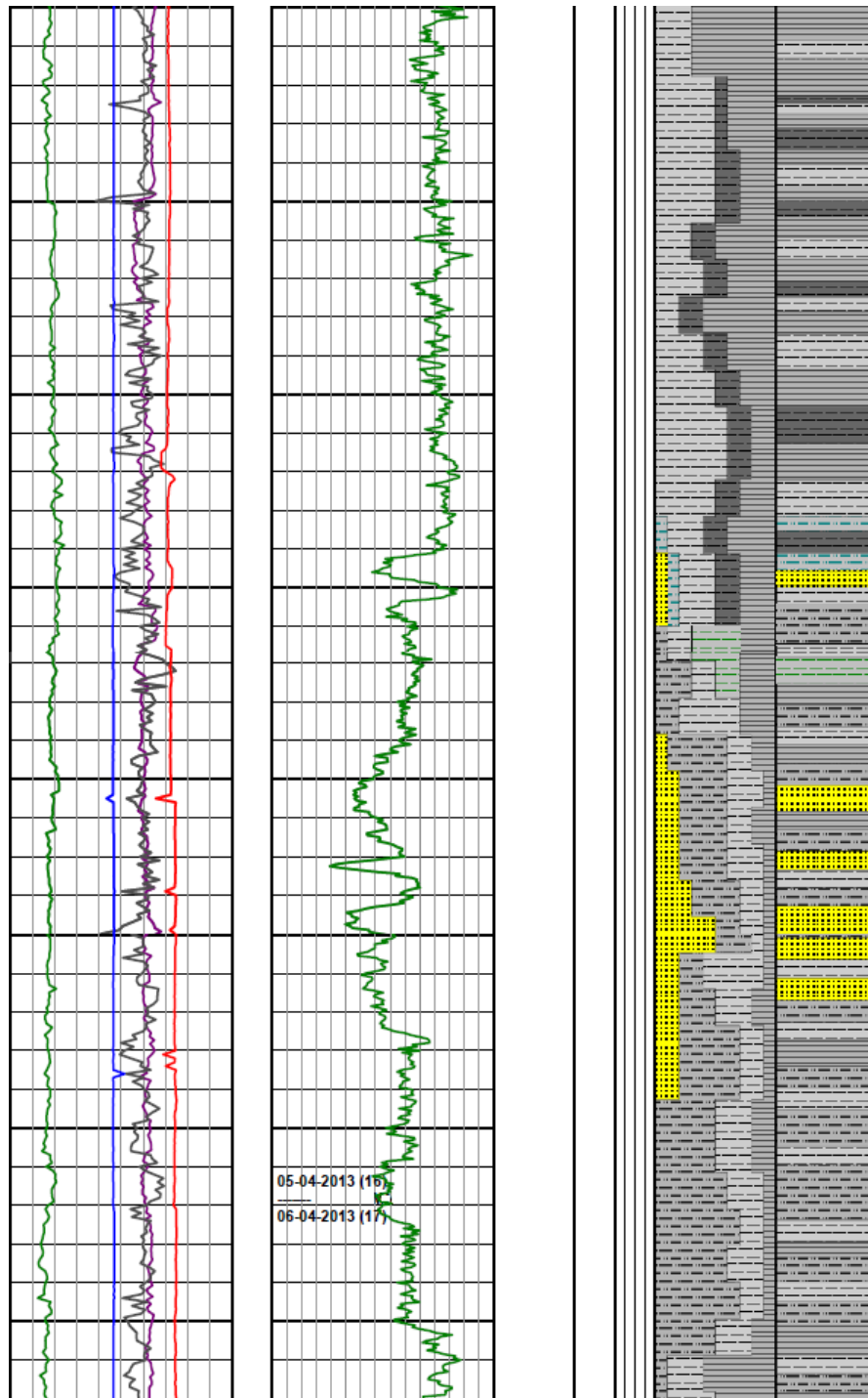
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 41. Columna de la Formación Carbonera C6 en el Pozo 2



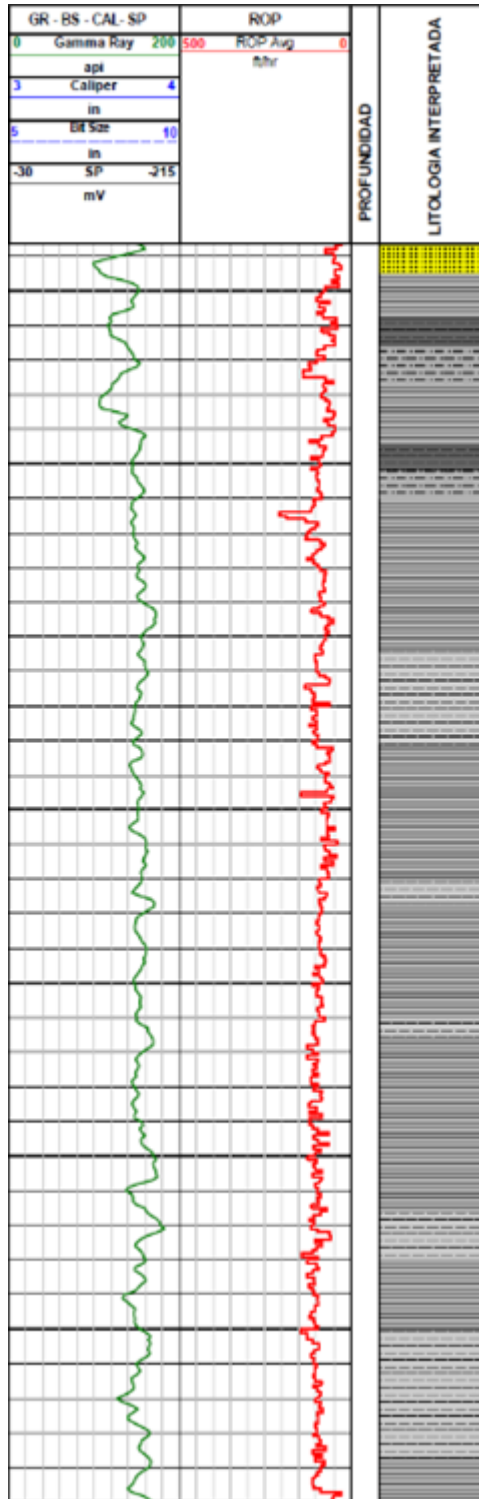
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 42. Columna de la Formación Carbonera C6 en el Pozo 3



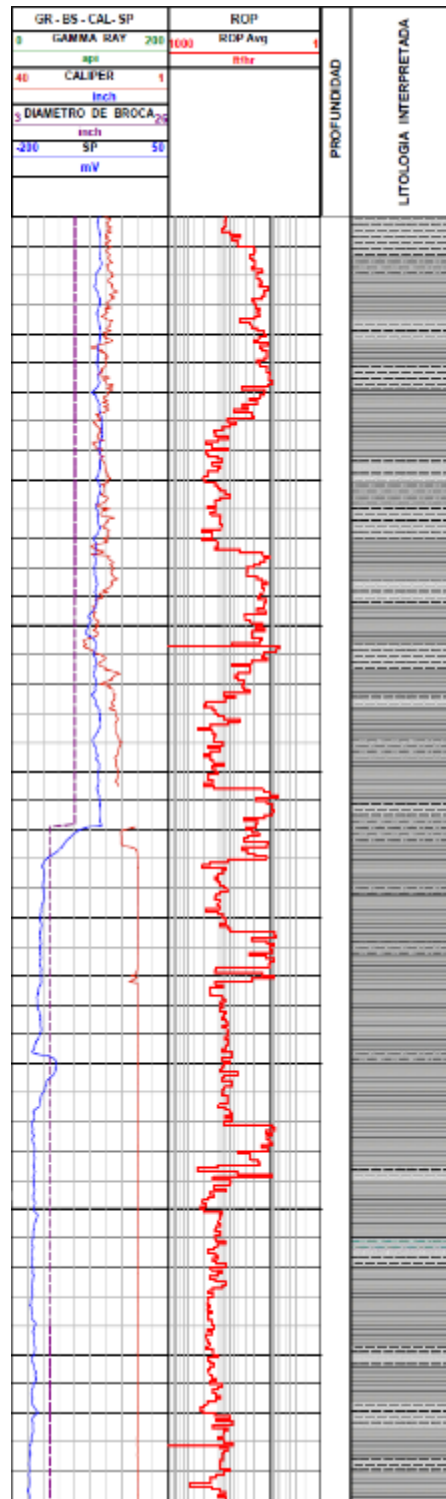
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013

Figura 43. Columna de la Formación Carbonera C6 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 44. Columna de la Formación Carbonera C6 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

5.4.4.4 Unidad C5.

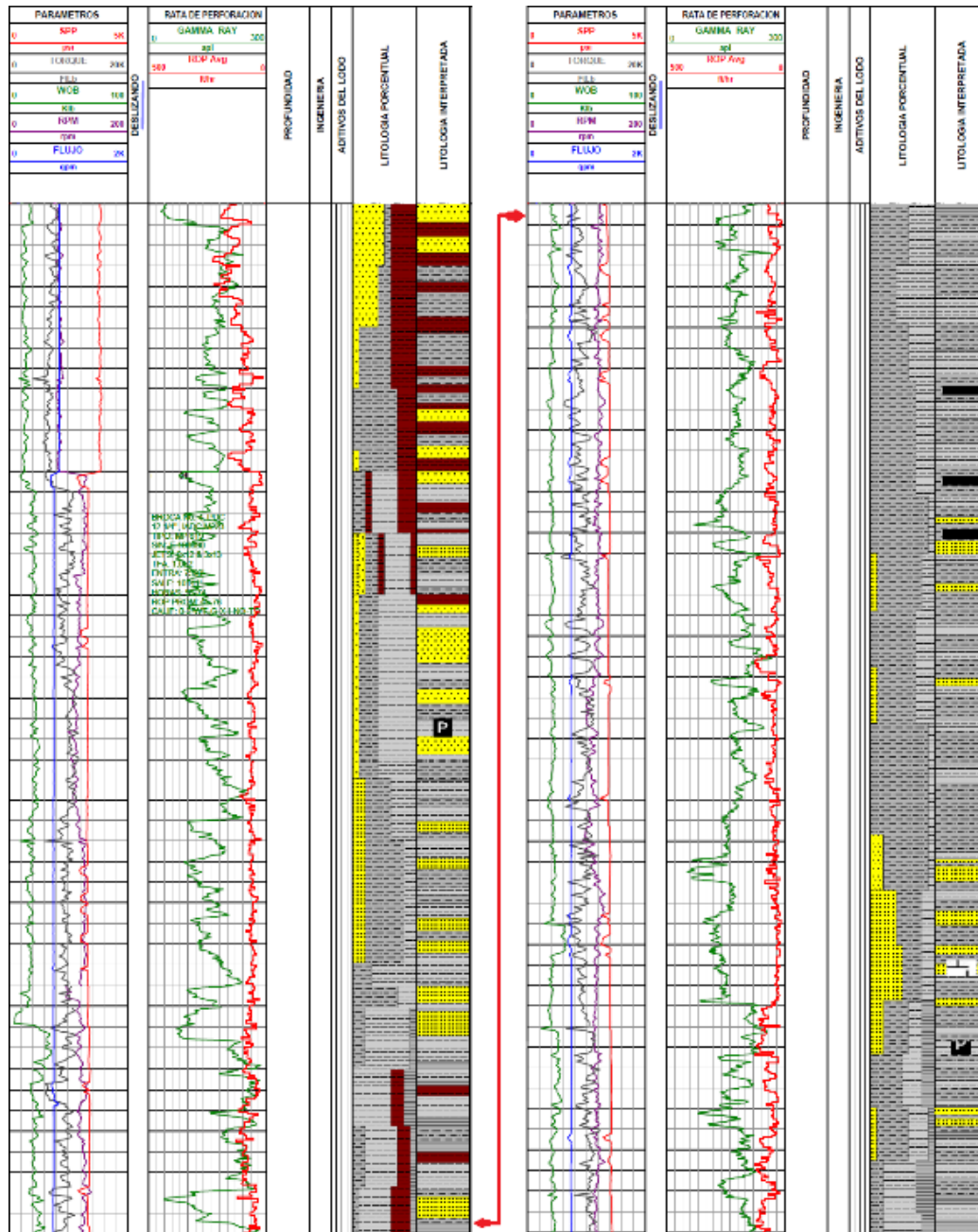
La unidad C5 presenta el mayor espesor de los 8 niveles de la Formación Carbonera. Litológicamente corresponde, desde el tope a intercalaciones de limolita y arcillolita y en menor porcentaje arena y arenisca cuarzosa es de grano muy fino a fino, hacia la parte media de la unidad. La limolita es gris oscura, de matriz arcillosa con granos muy finos de arena.

Las figuras 45, 46, 47, 48 y 49 muestran las columnas para esta formación de los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 respectivamente, donde los niveles más finos siguen siendo predominantes, en su mayoría para los estratos basales y medios.

Las litologías para los 5 pozos exponen amplios rangos de diferentes tipos de rocas intercaladas, que incluyen limolitas y arcillolitas gris, gris verdoso, verde, violeta, marrón y amarilla; además de los shales gris a gris verdoso. Esta variedad de rocas muestran ambientes transicionales ideales, donde se manifiestan las condiciones ambientales de estuarios.

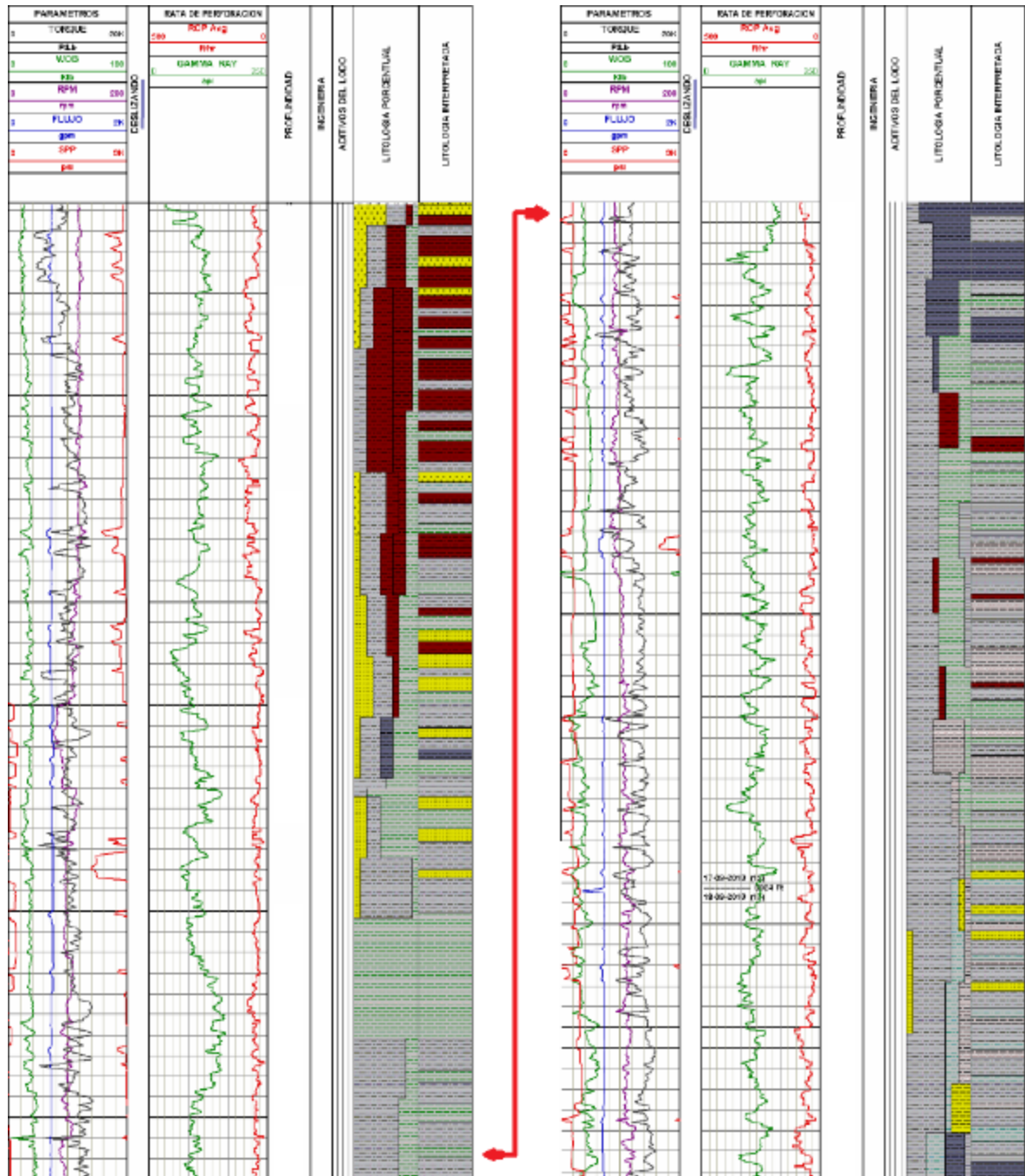
En la correlación de las 5 imágenes ya nombradas, se observa que, a pesar del patrón de intercalación, los niveles más superiores de la arenisca se mantienen, lo que podría ser útil para prospección en la zona.

Figura 45. Columna de la Formación Carbonera C5 en el Pozo 1



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 46. Columna de la Formación Carbonera C5 en el Pozo 2



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 47. Columna de la Formación Carbonera C5 en el Pozo 3

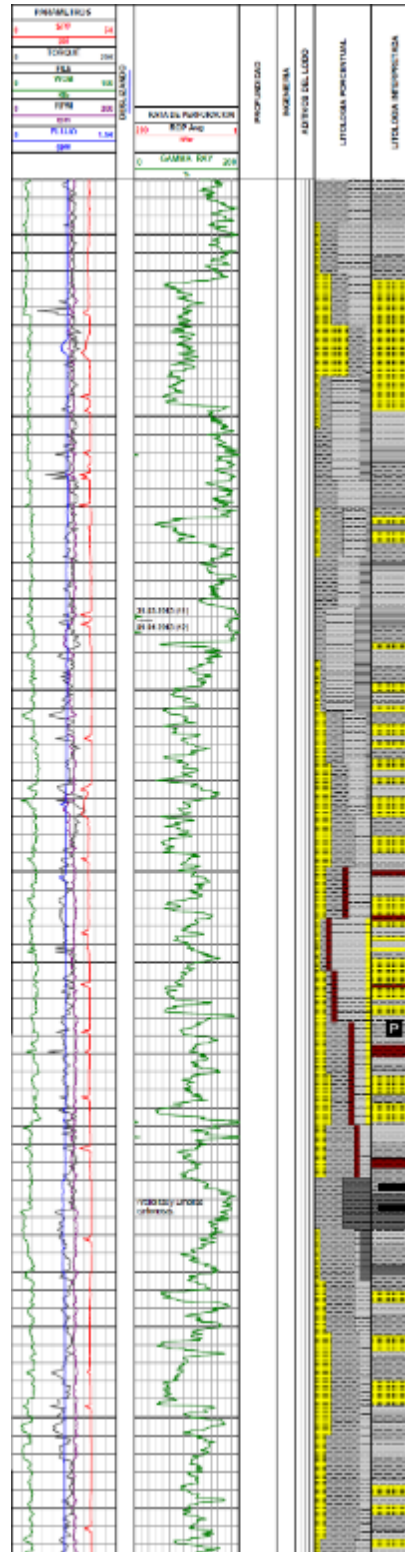
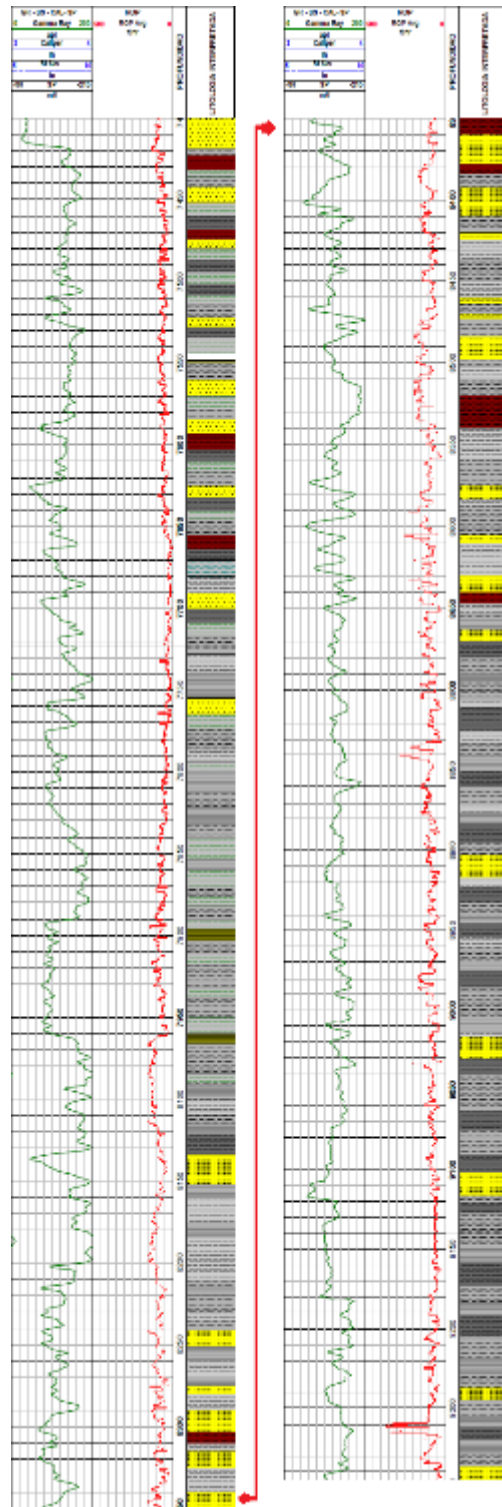
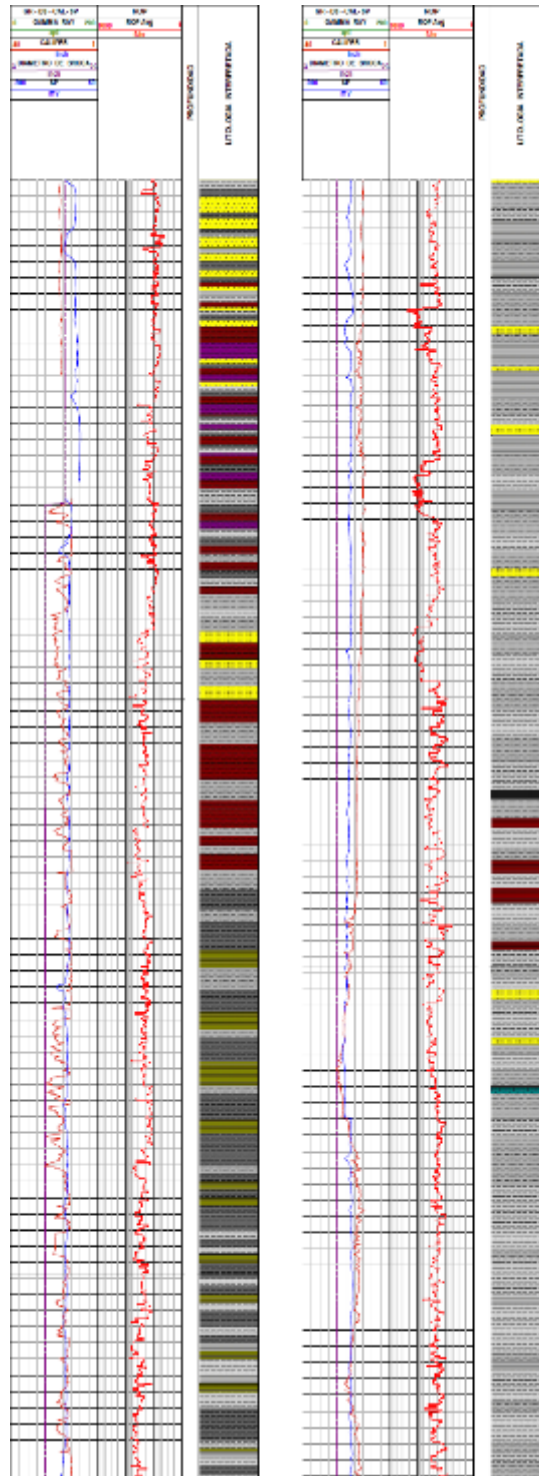


Figura 48. Columna de la Formación Carbonera C5 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 49. Columna de la Formación Carbonera C5 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

5.4.4.5 Unidad C4.

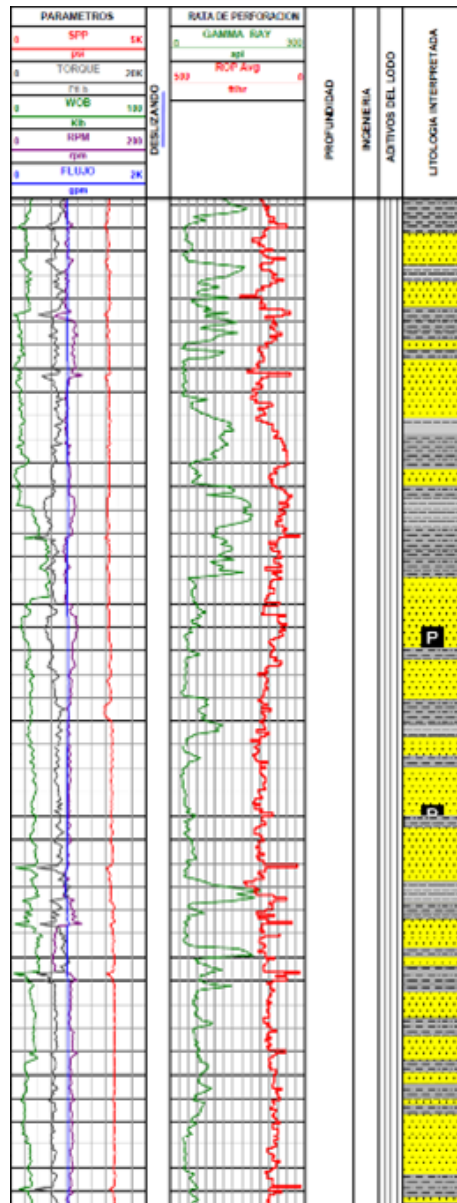
La Unidad C4 tiene mayor influencia de ambiente continental que de transicional. Esta unidad se compone de niveles de arenas con limolitas y arcillolitas. Idealmente los niveles finos se hacen mayores a la base y el tope, mientras que las arenas son más espesas hacia la parte media.

En las Figuras 50, 51, 52, 53 y 54 se pueden ver las columnas estratigráficas para la unidad en cada uno de los pozos trabajados. Se trata de canales de arenas de cuarzo hialino, intercalados con arcillolitas grises marrón claro y gris verde claro, que hacia la base se tornan moteados. Los canales ubicados hacia el tope de la formación son continuos lateralmente, mientras que los niveles basales tienden a ser frecuentemente de rocas finas.

Las descripciones de las litologías se tomaron a partir del trabajo del personal de campo y que fueron consignados en los informes finales de cada pozo. Dichas descripciones incluyen datos texturales y porcentajes composicionales, que ayudaron a la correcta identificación de los estratos y que, por consiguiente, mejora la continuidad esperada de los canales.

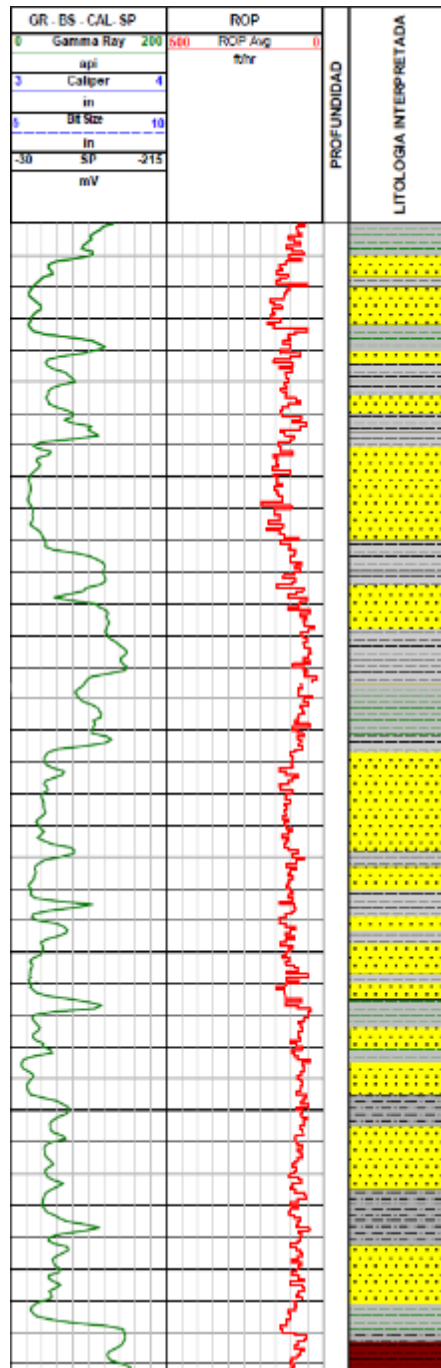
La figura 53, que muestra la litología para el pozo 4, marca estratos de espesores considerables que pueden indicar un claro ejemplo de los canales antes mencionados.

Figura 50. Columna de la Formación Carbonera C4 en el Pozo 1



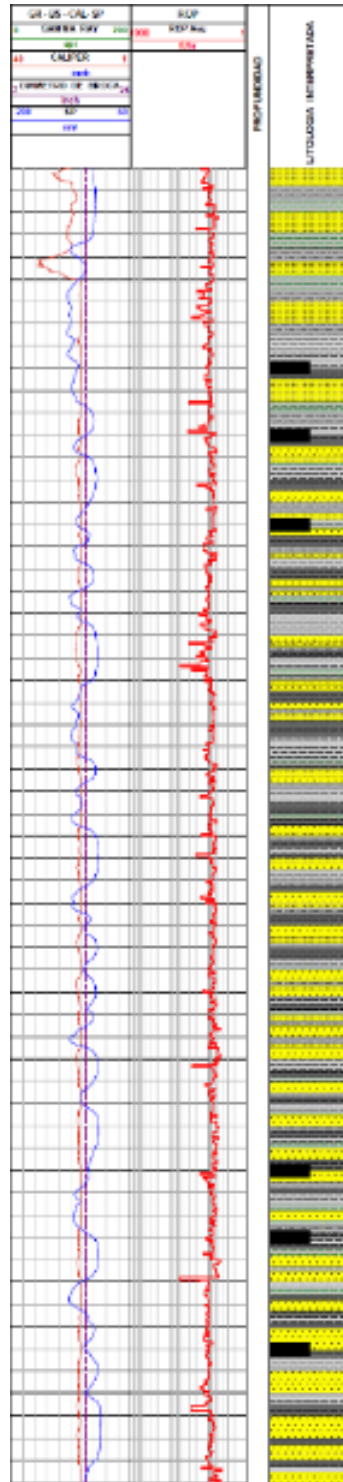
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 53. Columna de la Formación Carbonera C4 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 54. Columna de la Formación Carbonera C4 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

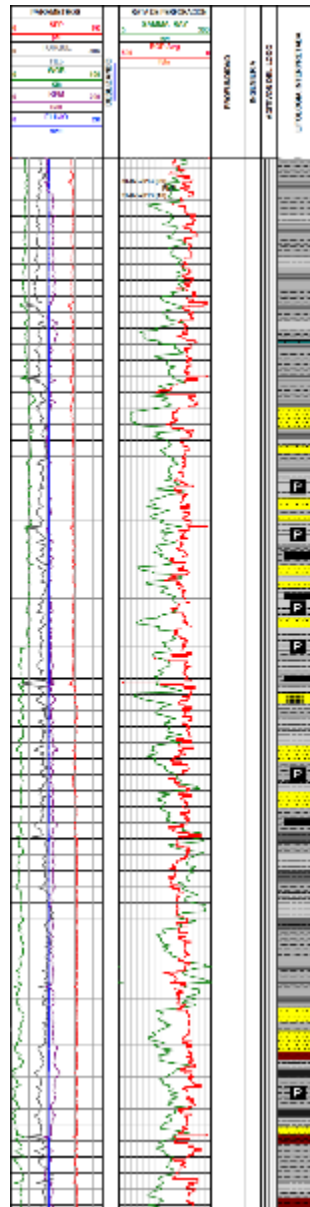
5.4.5.6 Unidad C3.

Idealmente la unidad C3 se compone principalmente de sedimentos de tamaños de grano grueso. Las columnas presentadas en las figuras 55, 56, 57, 58 y 59 muestran columnas de rocas intercaladas, con secciones de topes arcillosos y limosos de ambientes oxidantes. Los canales arenosos esperados se presentan hacia las secciones medias de la unidad, pero pierden continuidad hacia el norte.

El pozo 5, que es el más occidental, muestra litologías netamente finas y más carbonáceas. No se ven las arenas porque posiblemente se acuñaron en el espacio que separa este pozo de los otros 4.

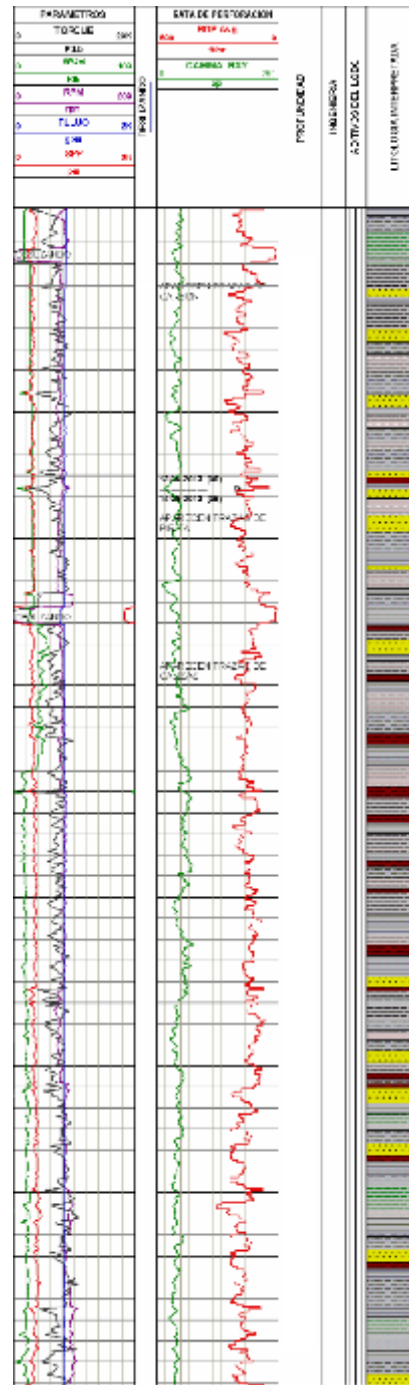
Los shales son grises, astillosos, físciles con micropirita. Las limolitas y arcillolitas son predominantemente grises y hacia la base se tornan marrón amarillento a marrón rojizo. La arcillolita es calcárea.

Figura 55. Columna de la Formación Carbonera C3 en el Pozo 1



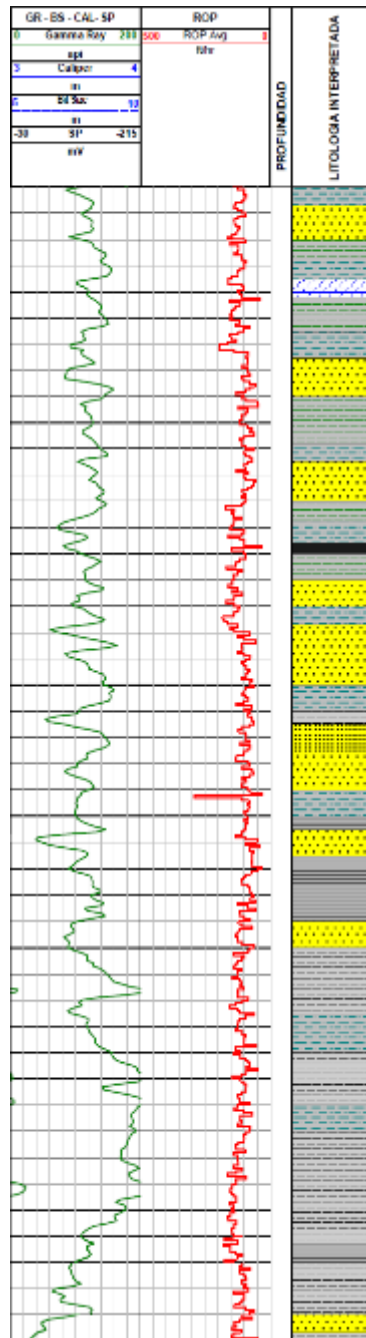
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013

Figura 56. Columna de la Formación Carbonera C3 en el Pozo 2



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 58. Columna de la Formación Carbonera C3 en el Pozo 4

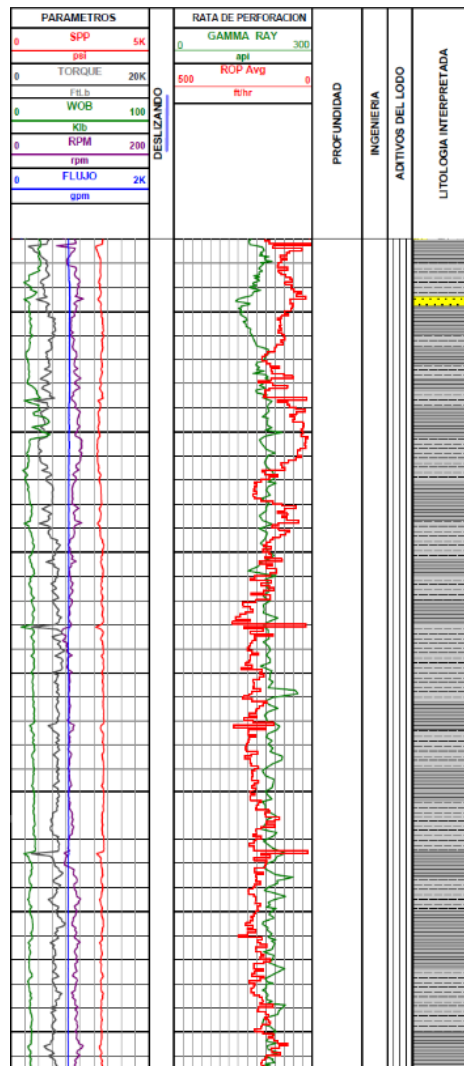


Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Las columnas estratigráficas de esta formación se representan en las Figuras 60, 61, 62, 63 y 64, donde la secuencia muestras pocas o ausentes estratos de areniscas. Principalmente se tiene los shales gris y gris verdoso con las arcillolitas del mismo color, propias de un ambiente reductor.

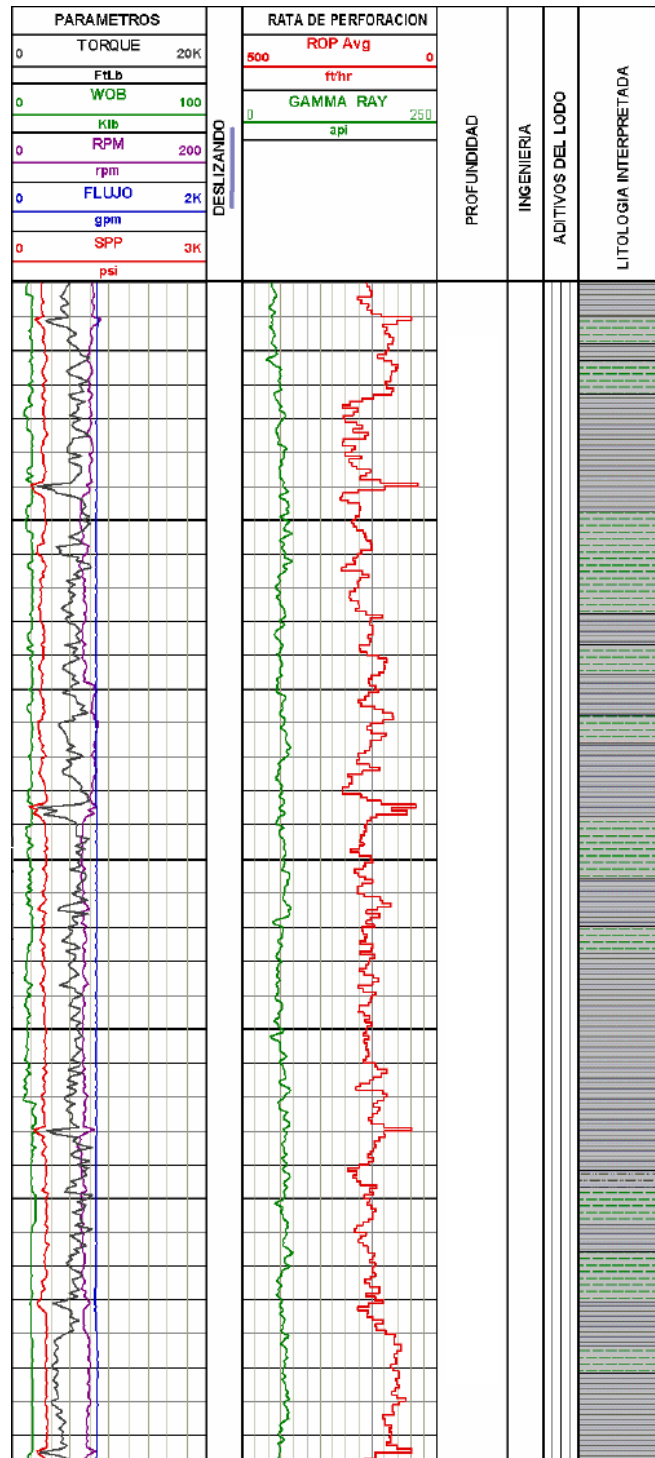
De acuerdo a los informes de geología de los pozos la unidad corresponde a un nivel de lutita oscuro y gris verdoso con variaciones arcillolitas del mismo color.

Figura 60. Columna de la Formación Carbonera C2 en el Pozo 1



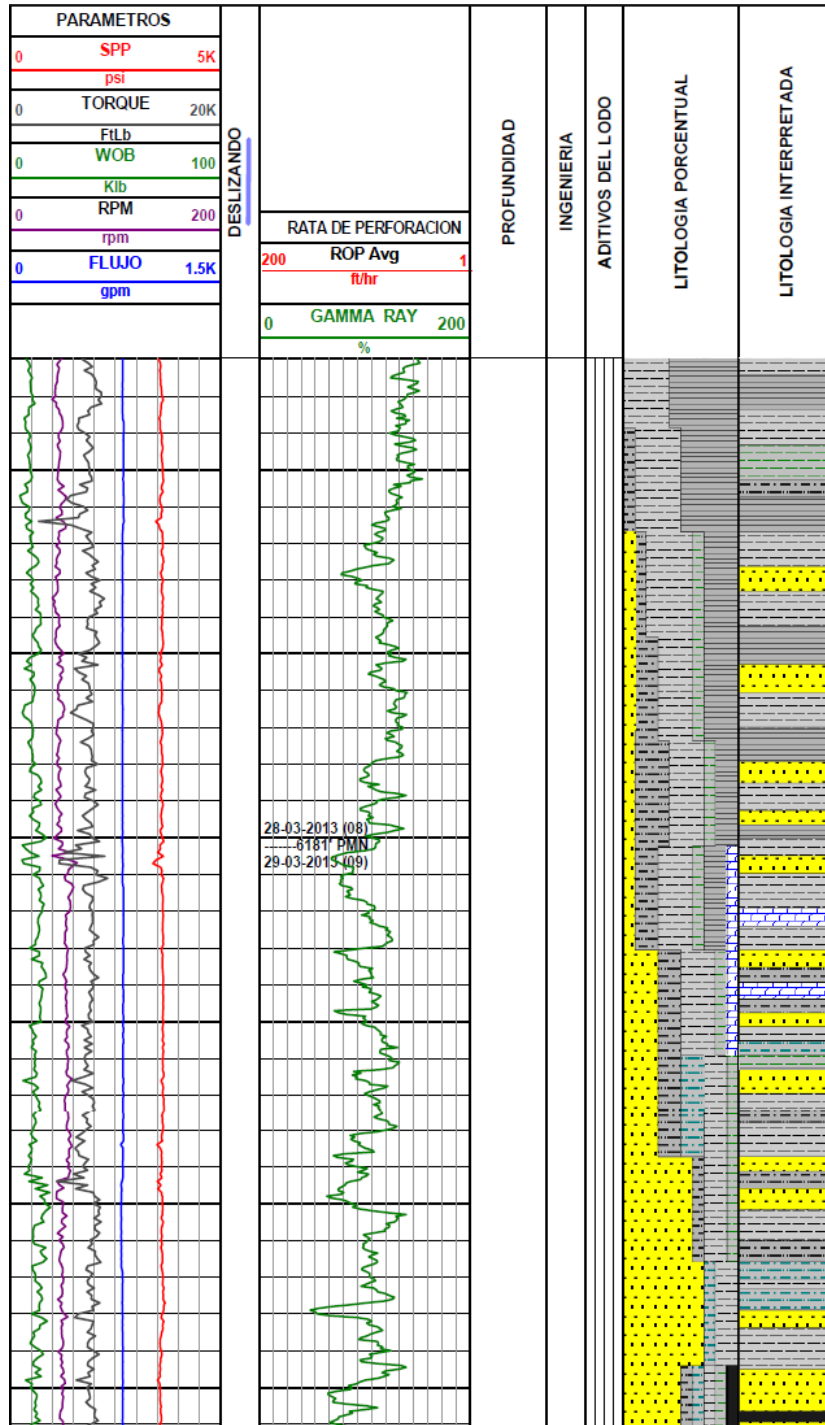
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 61. Columna de la Formación Carbonera C2 en el Pozo 2



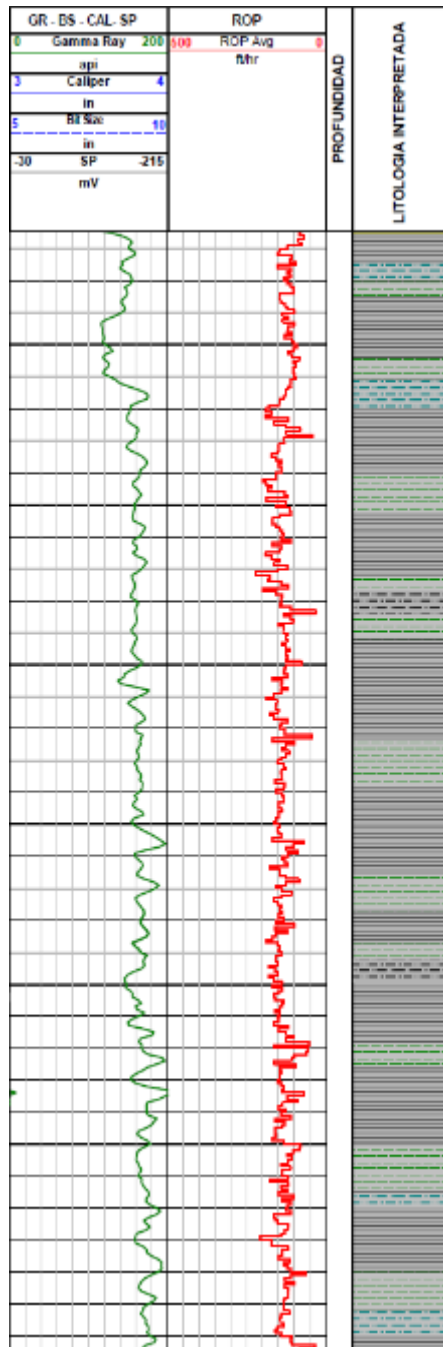
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013.

Figura 62. Columna de la Formación Carbonera C2 en el Pozo 3



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013.

Figura 63. Columna de la Formación Carbonera C2 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013.

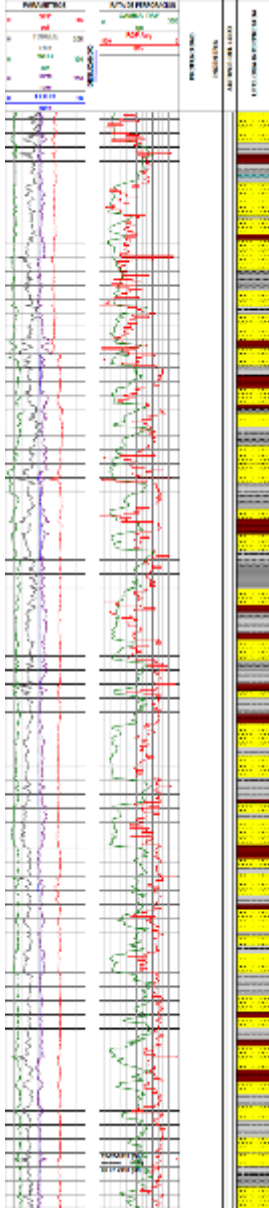
5.4.4.8 Unidad C1.

La unidad C1 se caracteriza, idealmente, por ser de composición en su mayoría de arenas cuarzosas que se intercalan con shale desde el tope hasta la parte media.

Las figuras 65, 66, 67, 68 y 69 muestran la manifestación de la litología en los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 respectivamente, la cual es principalmente arenosa, con canales continuos que se conservan a lo largo de todos los pozos. Las secciones intercaladas se hacen más frecuentes hacia el norte, mientras que para el caso de los pozos 4 y 5 las areniscas se presentan en paquetes grandes y continuos con algunas arcillolitas y shales gricáceos.

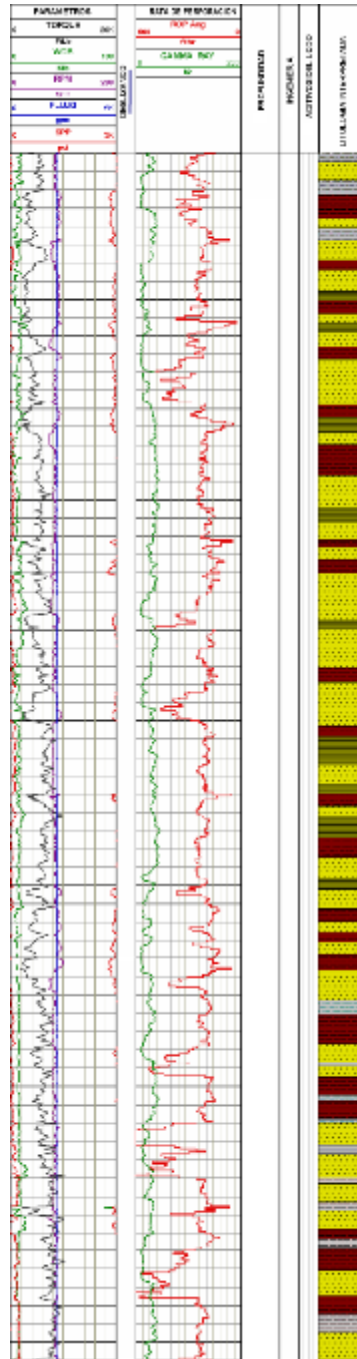
Las sucesivas intercalaciones generan constantes variaciones en las curvas de los parámetros, lo que hace más difícil mantener un ritmo continuo.

Figura 65. Columna de la Formación Carbonera C1 en el Pozo 1



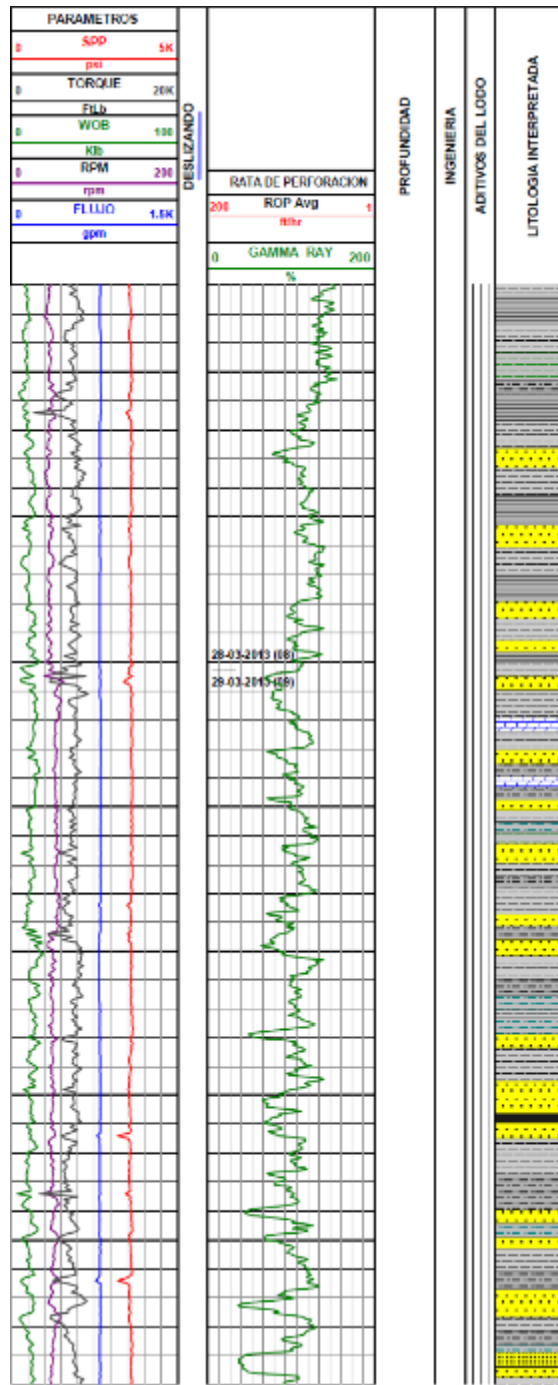
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 66. Columna de la Formación Carbonera C1 en el Pozo 2



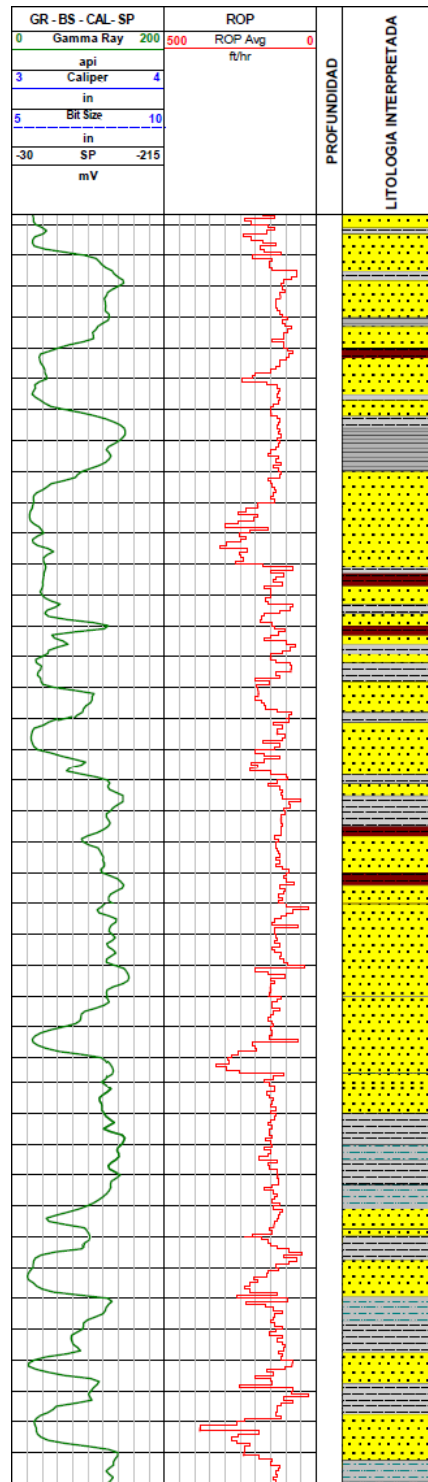
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 67. Columna de la Formación Carbonera C1 en el Pozo 3



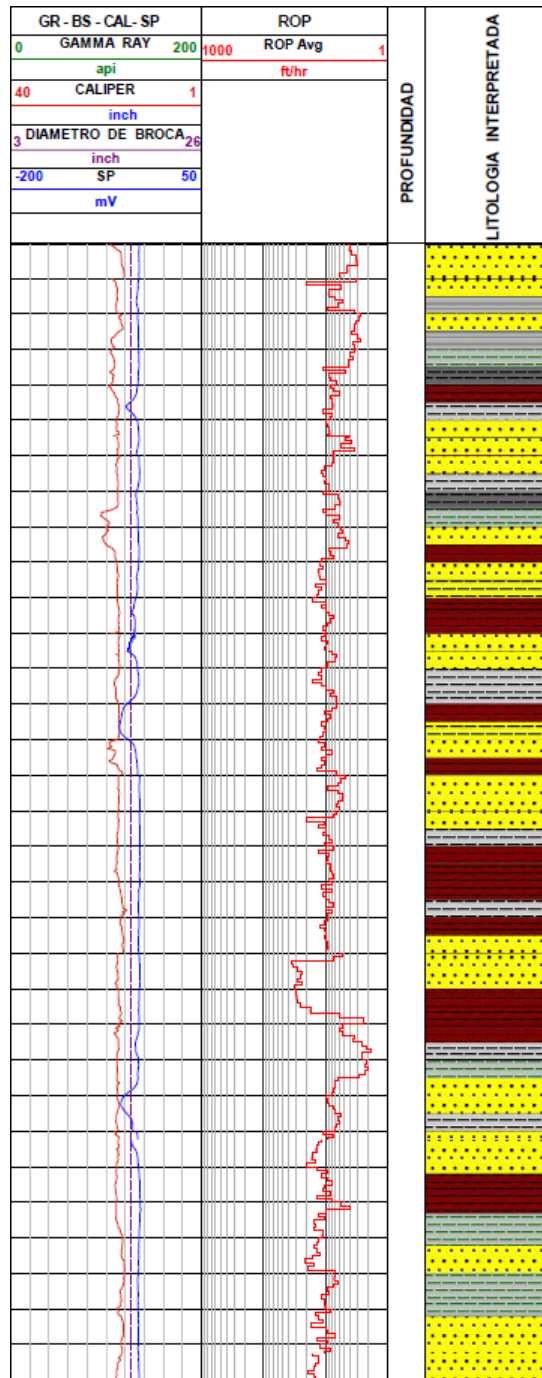
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013

Figura 68. Columna de la Formación Carbonera C1 en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 69. Columna de la Formación Carbonera C1 en el Pozo 5



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

5.4.5 Formación León.

Las figuras 70, 71, 72, 73 y 74 muestran columnas estratigráficas de la Formación León para los pozos 1, 2, 3, 4 y 5 respectivamente, donde se tienen lodolitas con delgadas intercalaciones de areniscas, las cuales se hacen más frecuentes hacia el tope de la formación⁵¹.

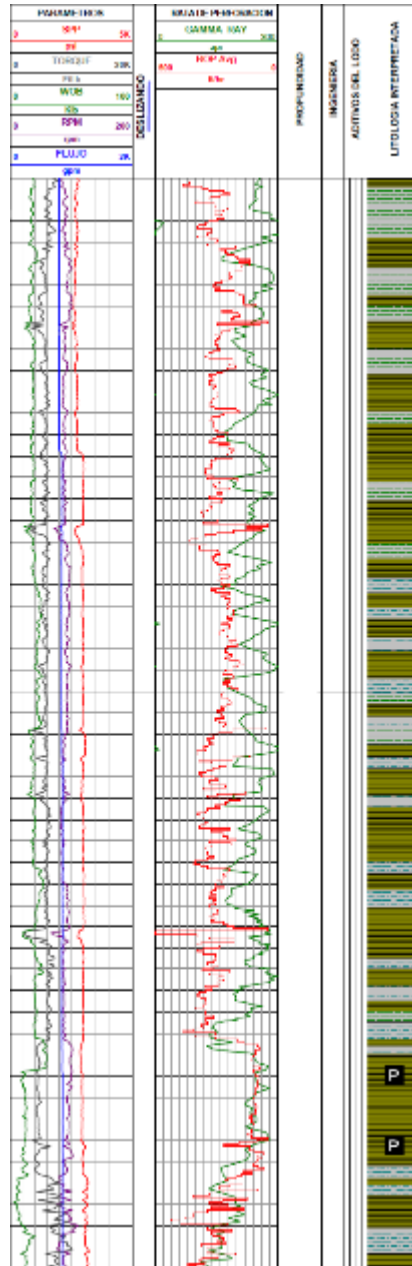
Para esta formación los pozos 1, 2 y 3 muestran grandes paquetes de lodolitas verdes a verde grisácea que indican un ambiente reductor continental. A la base de la columna del pozo 3 se tienen areniscas de granos gruesos intercaladas con arcillolitas grises y marrones posiblemente pertenecientes a un pequeño canal.

Por su parte el pozo 4 presenta un intervalo espeso de shales grises intercalados con algunas arcillolitas del mismo color.

El pozo 5, por su ubicación más occidental tiene una variación lateral significativa respecto a los otros pozos, pues es posible observar litologías más arcillosas que lodosas y adicionalmente cuenta con contenido de materia orgánica en los niveles más basales hasta presentar pequeñas intercalaciones con carbones. Dichos cambios se ven reflejados en los parámetros de la perforación que se hacen menos constantes pero mantienen los rangos para una formación lodosa.

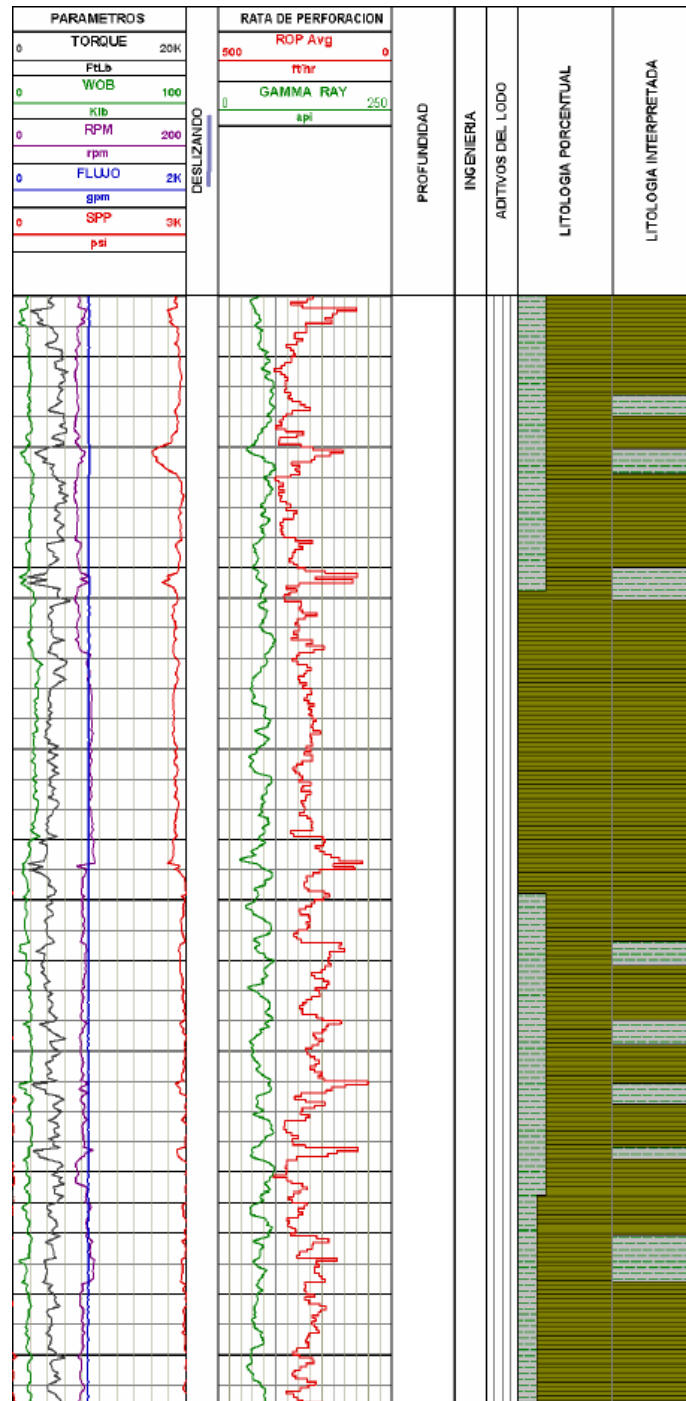
51 FAJARDO. ob. cit. p 14

Figura 70. Columna de la Formación León en el Pozo 1



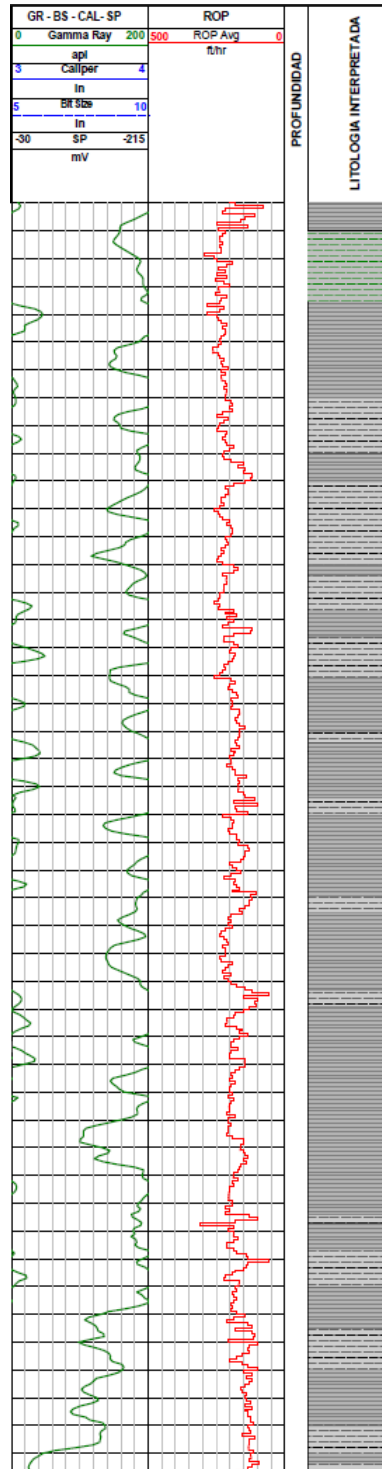
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 1. Halliburton. 2013

Figura 71. Columna de la Formación León en el Pozo 2



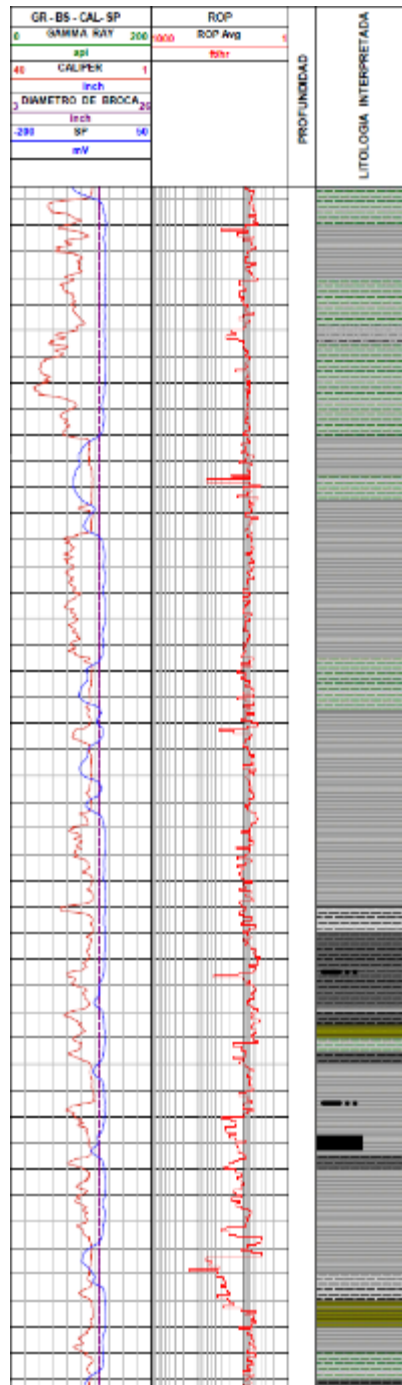
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 73. Columna de la Formación León en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

Figura 74. Columna de la Formación León en el Pozo 5



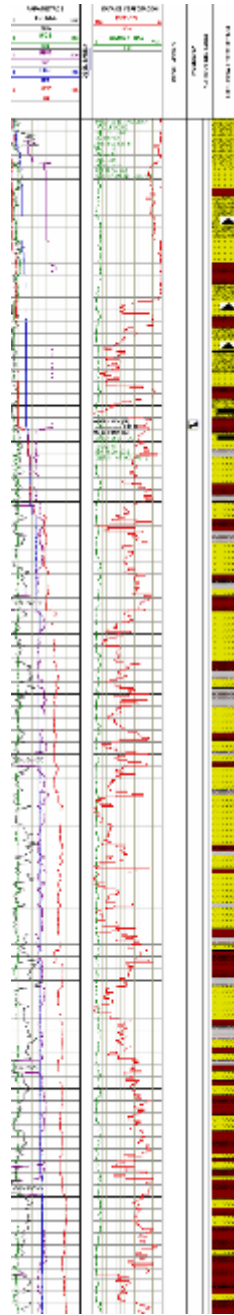
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 5. Halliburton. 2012

5.4.6 Formación Guayabo.

Esta formación, representada en las Figuras 75, 76, 77, 78, 79, la conforman tres intervalos según las siguientes características litológicas: Desde superficie presenta alternancia entre conglomerado y arenas y en porcentaje menor arcillolita. Posteriormente, una secuencia media compuesta por intercalaciones de arena y arcillolita; y luego un nivel basal mayormente arcilloso con presencia menor de arena. El conglomerado se compone por fragmentos de arenisca amarillo a blanco amarillento de granos tamaño gránulo y guija. Las arenas son cuarzosas, predominando el cuarzo blanco a blanco amarillento, con tamaños de grano fino a grueso, local muy grueso; subredondeado; pobre selección. Las arcillas, durante el intervalo superior y medio, son de tonalidad marrón, amarillo y menormente gris claro; se presentan en grumos amorfos, debido a la hidratabilidad e hinchabilidad que provocan solubilidad.

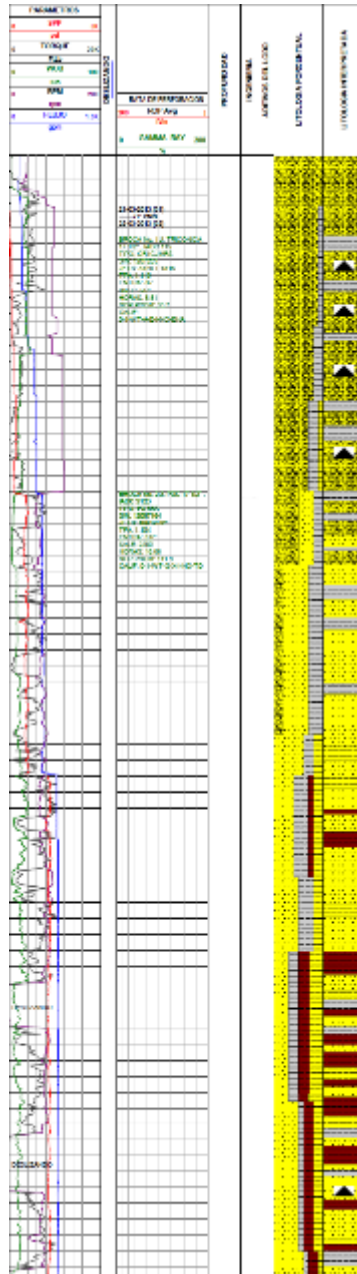
Figura 75. Columna de la Formación Guayabo en el Pozo 1

Figura 76. Columna de la Formación Guayabo en el Pozo 2



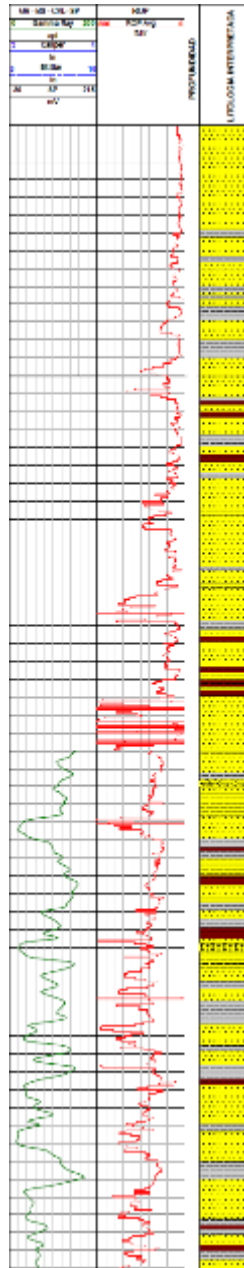
Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 2. Halliburton. 2013

Figura 77. Columna de la Formación Guayabo en el Pozo 3



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 3. Halliburton. 2013

Figura 78. Columna de la Formación Guayabo en el Pozo 4



Fuente: Registro de evaluación de formaciones Pozo 4. Halliburton. 2013

6. FASE DE CORRELACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Partiendo de conceptos que ayudaron a entender mejor la relación de proporcionalidad entre los parámetros de perforación y el MSE, se observaron tendencias de la curva de MSE graficadas en los plots de acuerdo a la litología y a la formación en la que se iba perforando. Además se analizó la influencia de un cambio mínimo o significativo en alguno de los parámetros.

A continuación se muestran las Tablas 2, 3, 4, 5 y 6 donde se consignaron los valores Mínimo, Máximo y Medio del parámetro de Energía Mecánica Específica en cada una de las formaciones en los diferentes pozos. Adicionalmente se hace un análisis del comportamiento del parámetro respecto a las condiciones de la perforación durante el paso por estas unidades.

Tabla 2. Resultados de la medida de MSE del pozo 1

MSE		MSE (lb/ in2)		
FORMACIÓN		Mínimo	Máximo	Media
GUAYABO		32,08	441483,44	32591903,00
LEÓN		3296,85	355550,90	72532011,00
FORMACIÓN CARBONERA	C1	87854,00	1386804,22	101306019,00
	C2	28793,36	1573927,34	125917,04
	C3	318,31	862510,70	125523,69
	C4	466845,41	1084843,91	131698,59
	C5	68026,98	1095922,03	236160,96
	C6	94333,56	778518,75	249611,78
	C7	221923,32	1254590,63	520924,82
	C8	55821,25	9085371,25	1856147,16
MIRADOR		1098270,55	6820442,50	2451441,24
LOS CUERVOS		12616,22	7035378,13	1325048,69

Tabla 3. Resultados de la medida de MSE del pozo 2

MSE FORMACIÓN		MSE (lb/ in2)		
		Mínimo	Máximo	Media
GUAYABO		5,36	416176,97	4546,99
LEÓN		3404,34	13330,78	4945,74
FORMACIÓN CARBONERA	C1	87,39	33450,29	8609,92
	C2	5759,69	27697,02	9495,51
	C3	24,03	37629,03	13423,26
	C4	21,38	44400,81	12098,33
	C5	60,96	174425,69	11985,70
	C6	43,38	136700,10	24100,81
	C7	104,95	258384,40	33974,83
	C8	138,08	256477,83	25943,83
MIRADOR		22635,35	172818,99	42648,27
LOS CUERVOS		74077,06	1063034,04	236520,10
GUADALUPE		81740,85	864662,74	230903,57

Tabla 4. Resultados de la medida de MSE del pozo 3

MSE FORMACIÓN		MSE (lb/ in2)		
		Mínimo	Máximo	Media
GUAYABO		3.30	61905,04	6723,67
LEÓN		6042,91	22338,86	10559,44
FORMACIÓN CARBONERA	C1	1655,91	41115,56	15097,86
	C2	7652,77	31738,02	12600,00
	C3	8122,29	70591,23	20425,13
	C4	12,54	65050,88	18744,24
	C5	33,66	168058,31	21308,86
	C6	11673,38	63186,00	22077,50
	C7	19901,28	150475,62	41211,47
	C8	7693,15	1002166,07	81234,19
MIRADOR		49993,70	383993,85	120211,12
LOS CUERVOS		291,53	242101,65	98154,27
GUADALUPE		94,18	7277073,28	750928,72

Tabla 5. Resultados de la medida de MSE del pozo 4

FORMACIÓN		MSE	MSE (lb/ in2)		
			Mínimo	Máximo	Medio
GUAYABO			2,87	3561,75	822,18
LEÓN			12,13	22445,79	1961,47
FORMACIÓN CARBONERA	C1		825,53	23604,77	4677,39
	C2		1234,29	10881,4	5127,23
	C3		496,86	22834,99	6754,36
	C4		1895,97	22683,57	7981,33
	C5		1910,87	63014,22	14753,3
	C6		3634,49	73639,93	17951,21
	C7		16751,95	113626,19	44918,73
	C8		108,55	434870,32	82512,35
MIRADOR			146,79	392398,09	146647,37
LOS CUERVOS			30892,08	390696,78	119050,42
GUADALUPE			82073,49	574811,05	149646,56

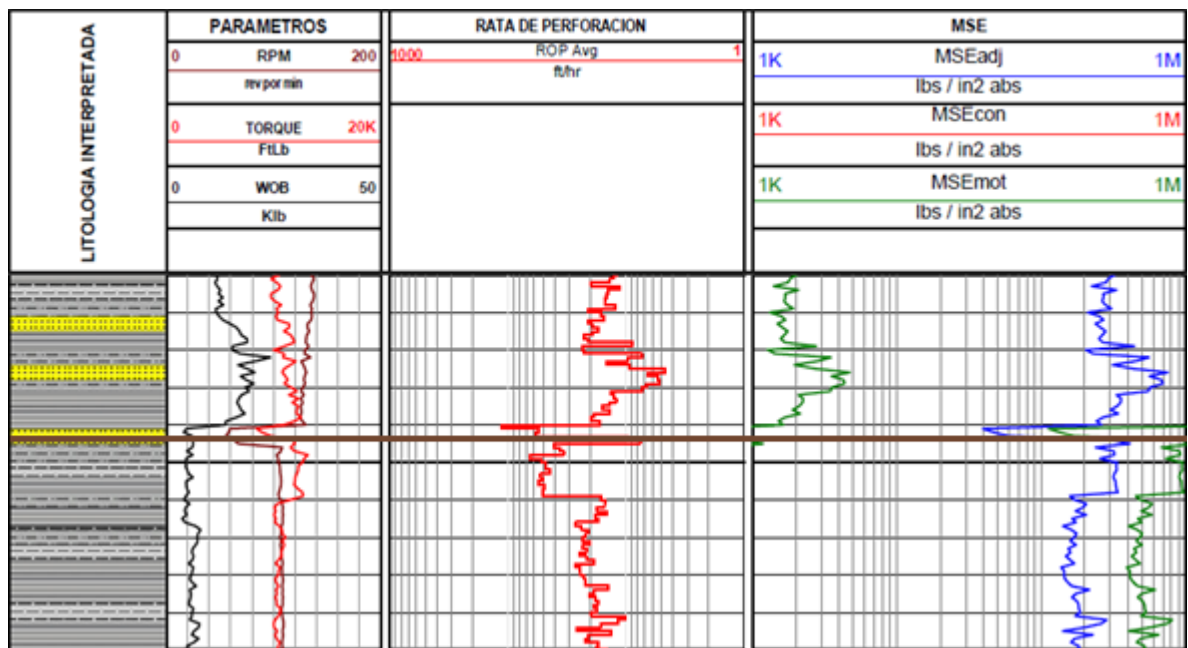
Tabla 6. Resultados de la medida de MSE del pozo 5

FORMACIÓN		MSE	MSE (lb/ in2)		
			Mínimo	Máximo	Medio
GUAYABO			0,05	46051,82	1079,36
LEÓN			19,91	1165,02	413,46
FORMACIÓN CARBONERA	C1		42,1	1593,68	396,4
	C2		102,04	930,73	510,44
	C3		52,04	925,49	332,57
	C4		69,7	709,12	371,77
	C5		12,66	496,74	162,27
	C6		5,75	37928,51	135,66
	C7		9,4	116,46	39,23
	C8		15,32	178,23	102,2
MIRADOR			38,46	953,96	176,08
LOS CUERVOS			45,54	240,08	124,8
GUADALUPE			39,57	811,52	231,15

Para analizar los cambios en las tendencias de la curva de MSE, se observó un rasgo característico en el comportamiento de la curva para el paso entre base y tope de una formación a otra, el cual es considerado herramienta útil a la hora de entender la variabilidad del parámetro.

La figura 80 muestra el comportamiento de las curvas de parámetros cuando se llegó a la base de la unidad C8 de la Formación Carbonera y al tope de la Formación Mirador en el pozo 2. El cambio litológico, indicado con la línea marrón, lo marca el nivel arenoso que deja de presentarse y que da paso a las arcillas y shales del tope de la formación que infrayace. El cambio de rocas más gruesas a rocas más finas generó un aumento repentino en la ROP al reducir la resistencia al corte. Así mismo se vieron afectados el WOB y RPM con una disminución drástica. Por su parte el Torque tuvo tendencia a aumentar, posiblemente debido a la naturaleza de las arcillas. Las anteriores variaciones en los valores de las curvas afectaron la energía, generando una disminución considerable, lo que indica que se estaban teniendo prácticas más eficientes en esta Formación.

Figura 80. Curvas de parámetros de perforación



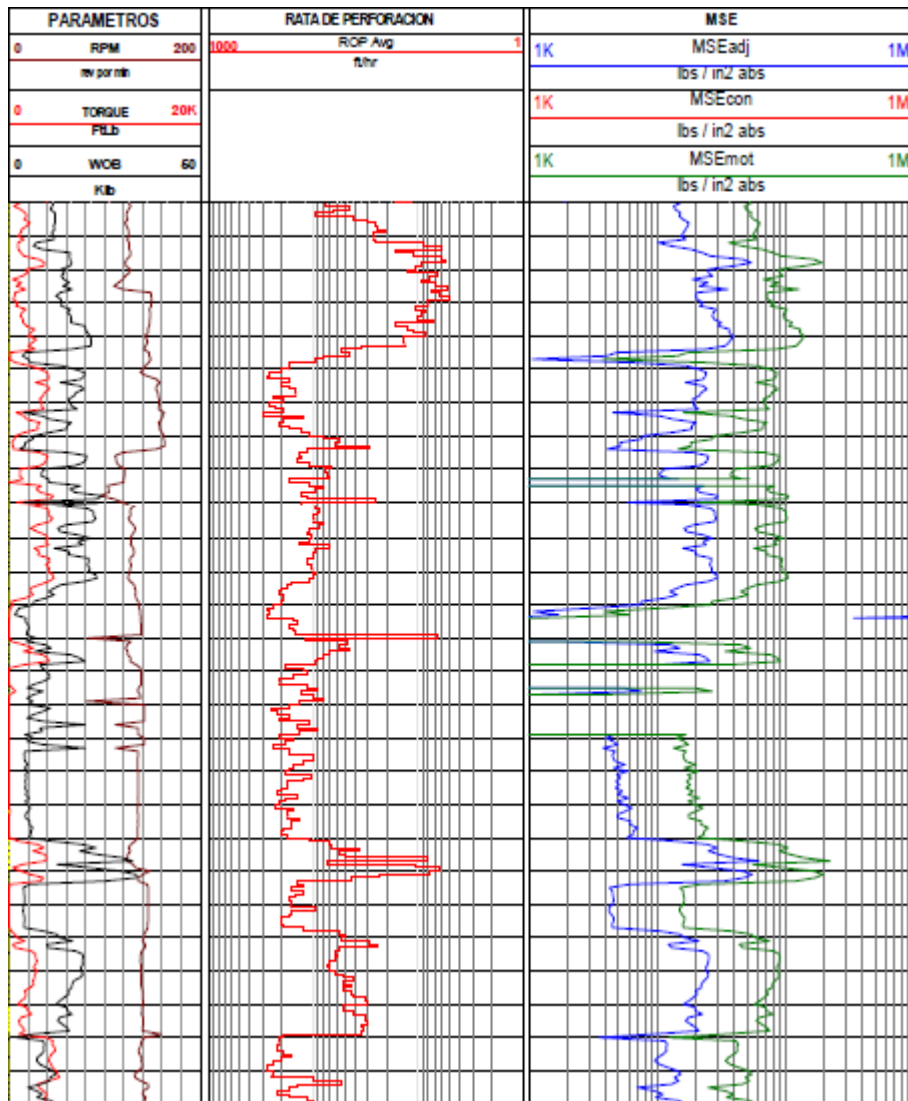
Fuente: Registro MSE del pozo 2. Halliburton. 2013

En La Formación Guayabo, se observó un patrón para los 5 pozos (Figura 81), que mostró altas ROP debido a la litología de conglomerados y arenas gruesas. Estas variaciones litológicas conllevaron cambios en la ROP y por tanto variaciones significativas del MSE, el cual osciló entre los valores de 1000 y

100000 aproximadamente. Adicionalmente la formación requirió aumentar las RPM, lo que ayudó a tener aumentos en la velocidad y que marcó los datos mínimos en la curva de MSE.

A pesar de tener mal control en los parámetros, la perforación de esta formación logró los promedios más bajos en la correlación los resultados para los 5 pozos trabajados.

Figura 81. Registro de parámetros de perforación en el pozo 1 para la Formación Guayabo



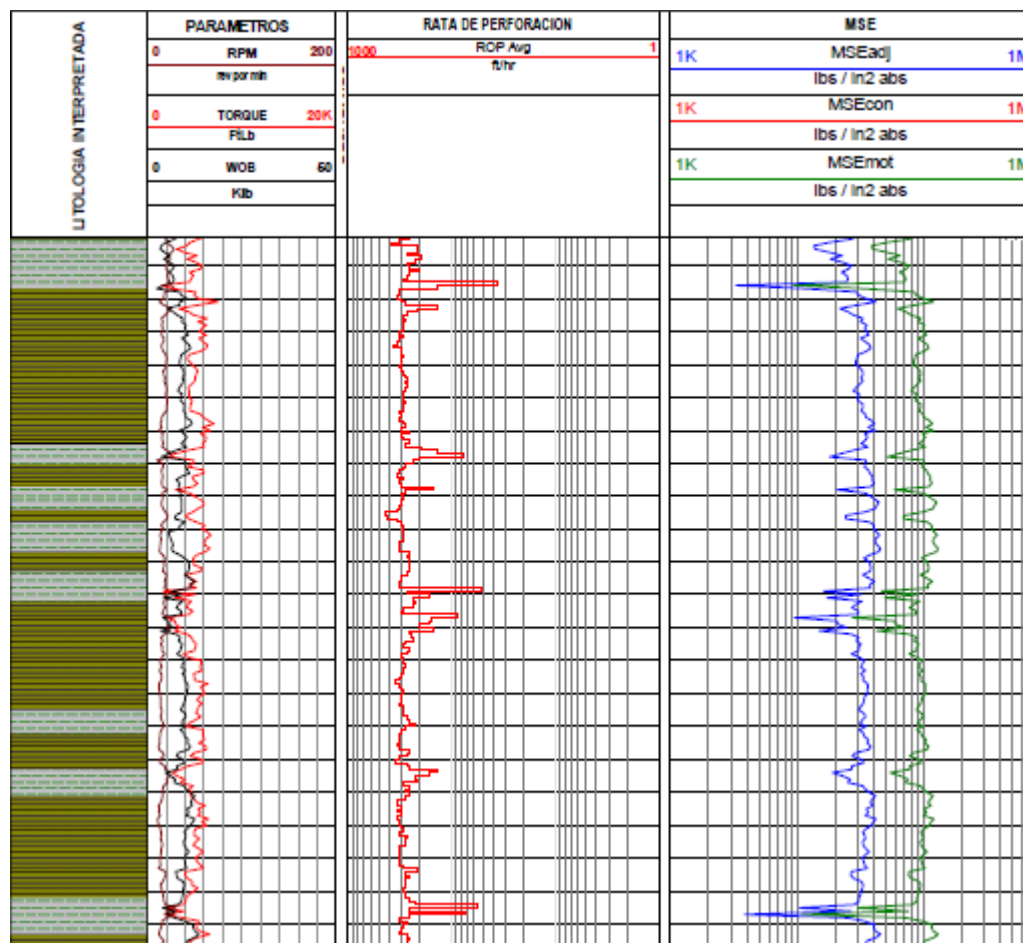
Fuente: Registro MSE del pozo 1. Halliburton. 2013

La Formación León (Figura 82) presentó buenos rangos de energía. Los valores de energía se mantuvieron casi constantes a lo largo de los estratos. Este patrón de las curvas se debió a que la litología es en su mayoría lodosa, lo que muestra pequeños cambios en intervalos delgados arenosos o arcillosos.

A pesar que se observó poca tendencia al cambio en la formación, los valores de energía MSE no fueron los más bajos, ubicándose entre 2500 y 83000 lb/in².

Los registros confirmaron que los resultados se debieron a que el WOB, las RPM y el Torque se mantuvieron estables y con valores medios a bajos. La ineficiencia se pudo deber a que el WOB llegó a ser demasiado o que se acumularon cortes de roca en el fondo, por lo cual el sistema se mantuvo en la fase I de la curva de Drilloff.

Figura 82. Registro de parámetros de perforación en el pozo 2 para la Formación León

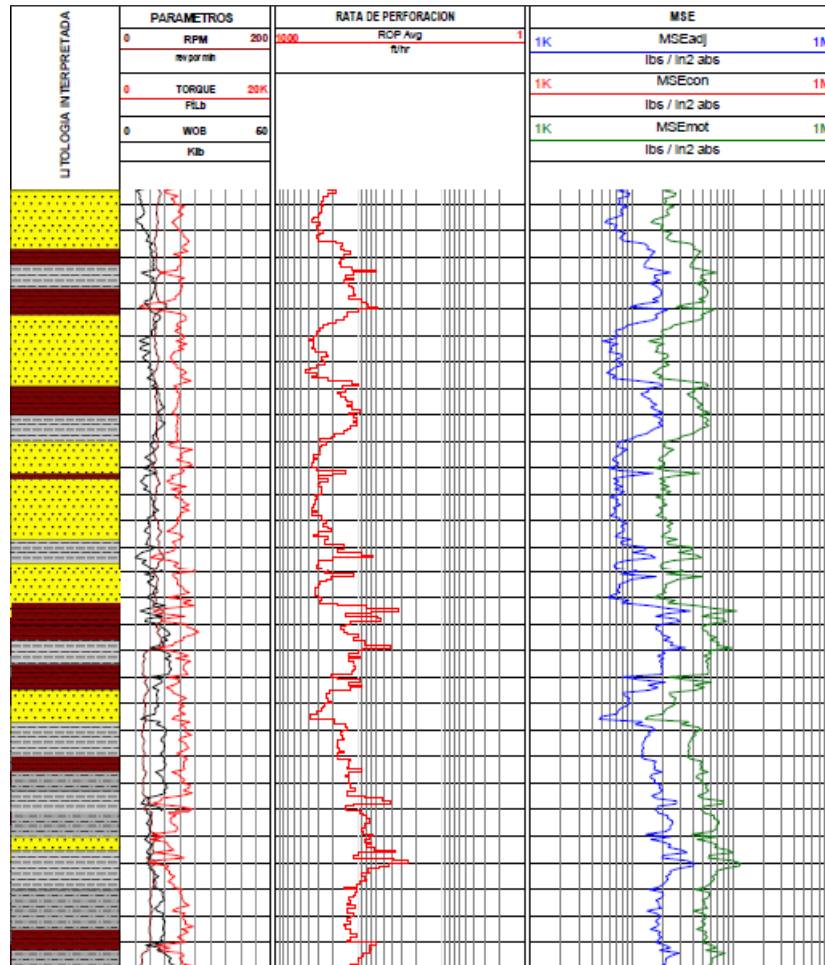


Fuente: Registro MSE del pozo 2. Halliburton. 2013

La Formación Carbonera, al tener amplia variedad litológica, mostró muchos cambios que hacen difícil clasificar la medida de la energía para la formación total, así que se partió de cada una de las 8 unidades.

Las areniscas de C1 son muy variables lo que las hizo difíciles de predecir. Las frecuentes intercalaciones entre arenas y arcillas no permitían mantener los parámetros en un valor constante, por lo cual se usaron promedios. A pesar de ello, la media de energía de la formación manejó valores de 2600 aproximadamente, lo que mostró intervalos de mayores eficiencias. No se puede decir que los parámetros de WOB, ROP y Torque fueron constantes, pero es posible identificar que se mantuvieron en los mismos intervalos a lo largo de la unidad. Dicha situación mostró que la tendencia de la curva de MSE siguió la tendencia de la curva de ROP

Figura 83. Registro de parámetros de perforación en el pozo 2 para la formación Carbonera C1



Fuente: Registro MSE del pozo 2. Halliburton. 2013

Los Shales de C2, al ser una litología muy uniforme, no mostraron cambios significativos a lo largo de la formación. Es una unidad en la que las RPM y el torque fueron muy bajos, así que la energía fue básicamente influenciada por los cambios de la ROP, manteniendo las mismas tendencias entre ambas curvas.

Los rangos de MSE para esta unidad varían desde 8000 hasta 330000, con energías promedio de 30000, un rango similar a la unidad suprayacente.

El tope de C3, al mantener similaridad litológica con la unidad C2, mantuvo valores similares. Hacia la parte media la litología se torna ligeramente arenosa, lo que afectó moderadamente los valores de torque y RPM en la perforación.

Los torques aumentados generaron un incremento en la energía a medida que se ganaba profundidad, mientras que la ROP se mantuvo constante. En estos casos se debió mantener vigilancia en los aumentos mayores de torques, no solo por riesgos durante la perforación, sino porque, para dicha situación, este parámetro era el que mayores ineficiencias estaba creando.

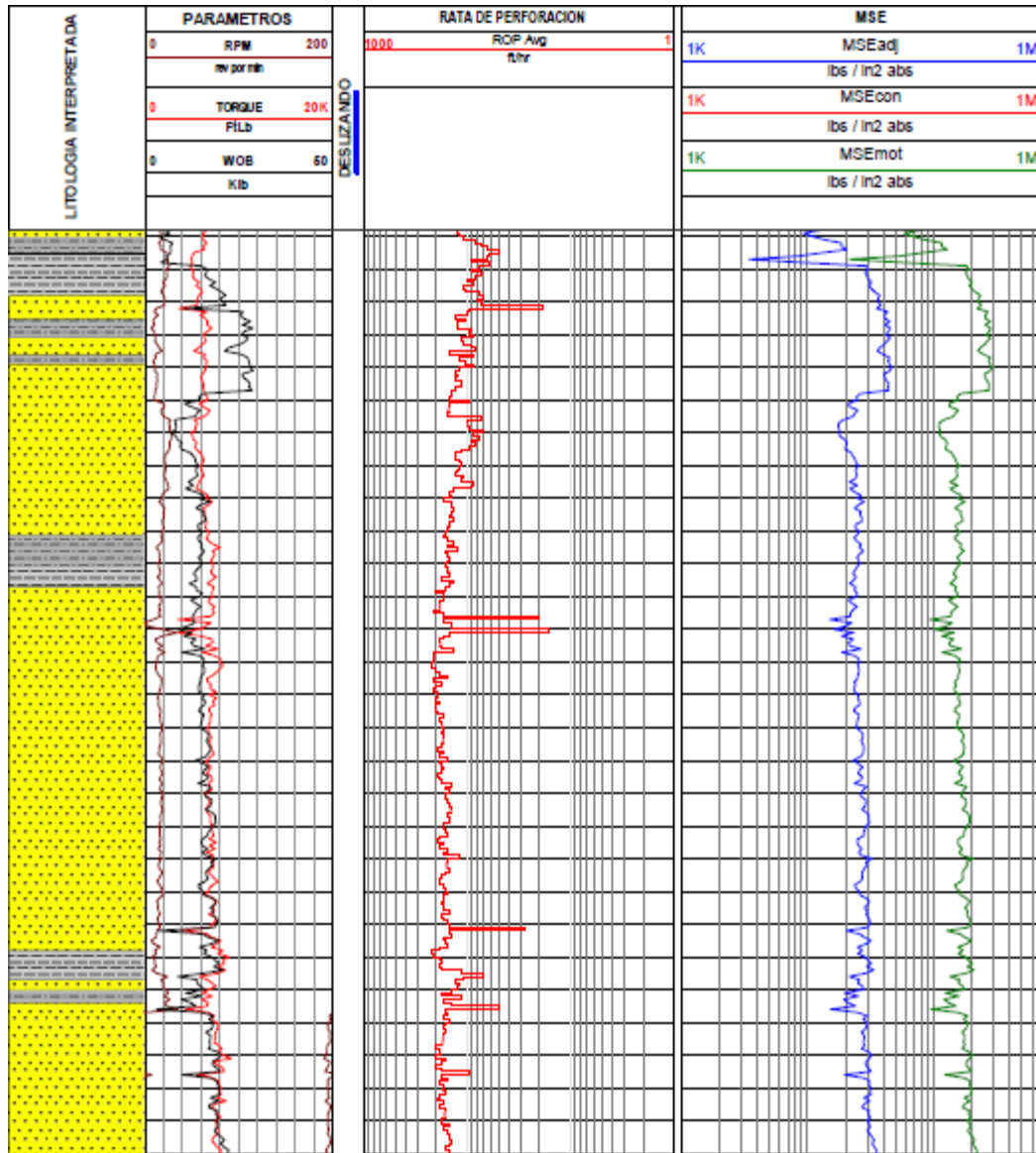
En las zonas de la base de la formación, el MSE mostró picos de disminución importante con la estabilización y disminución de los otros parámetros.

En 2 de los pozos se hicieron actividades de circulación para limpieza de los huecos durante la perforación de esta formación.

La unidad C4 se compone de niveles de arenas intercaladas con limolitas y arcillolitas que se manifestaron en curvas constantes para las zonas medias y superiores donde se ubican los canales. Por su parte las áreas intercaladas bajaron las energías con el aumento de las rocas lodosas, pero así mismo hicieron más inestables los demás factores de cálculo.

Los intervalos arenosos se mantuvieron por encima de las 90000 lb/in², con valores de más o menos 10000. Los intervalos lodosos llegaron a tener lecturas de menos de 1000, pero también lograron subir hasta 100000, efecto causado por los parámetros de peso y tensión.

Figura 84. Registro de parámetros de perforación en el pozo 2 para la formación Carbonera C4



Fuente: Registro MSE del pozo 1. Halliburton. 2013

Las intercalaciones en C5 hacen que esta unidad sea una de las que presentó mayor ineficiencia en la perforación.

Al estar compuesta por litologías diversas, los valores de MSE permanecieron siempre altos, y en mayor grado para los pozos localizados más al sur. En el tope de la unidad, por ejemplo para el pozo 5, los niveles intercalados con la amplia variedad de lodolitas y arcillolitas mostraron energías mayores a 1000000,

indicando que la perforación se salió del rango de eficiencia de la roca y posiblemente ubicado en una zona III de la curva de Drilloff.

Esta formación manejó torques, RPM y WOB más altos (aproximadamente el doble) comparados con las unidades suprayacentes. A pesar de tener aumentos de WOB, los valores de ROP se mantuvieron constantes. El mayor inconveniente, para esta situación, fueron los torques altos que hicieron que el sistema aumentara su energía, pero que iba a generar mayor pérdida de la misma.

Al analizar la unidad C6, se observó un patrón común en los 5 pozos, que fue una caída abrupta de los valores de MSE, seguida por un incremento suave y variable a medida que se gana profundidad.

Por ser una formación en su mayoría de shales, se esperarían rangos de energía más constantes, pero la curva muestra picos y caídas importantes, con cambios que van desde los 100000 hasta 100000 lb/in². Estos cambios del parámetro se ven afectados por las variaciones en pequeña medida de las RPM que ayudan o evitan un empaquetamiento de la formación. Con los aumentos pequeños de las RPM, la energía a su vez aumenta, mostrando etapas de ineficiencia en la broca.

Adicionalmente se obtuvieron incrementos del torque, posiblemente por la naturaleza de la formación.

El inicio de la unidad C7 lo marca la presencia de niveles arenosos en intercalaciones con lodolitas y algunos estratos de carbonatos muy delgados. Los valores de MSE en esta unidad se dispararon, segmentos en los que hay caídas de ROP mostraron elevaciones de energía por encima de 1000000 de lb/in². Adicionalmente y a la vez la curva de RPM evidenció que este parámetro presentó la misma tendencia a variar que la ROP, aumentando o disminuyendo en los mismos puntos.

Esta formación presentó rangos mucho más elevados que la formación infrayacente, es posible marcar el cambio de la formación por los saltos abruptos en los parámetros propios de un contacto entre unidades.

Los niveles finos de lodolitas y shales de la unidad C8 mostraron disminuciones en los valores de MSE. Corresponde a una formación un poco más uniforme respecto al tamaño de grano, lo que hace que la energía se vea mayormente influenciada por la ROP.

El análisis de esta unidad consta de 3 intervalos. Uno más superior, que parte desde el tope de la unidad hasta la presencia de paquetes considerables de

shales y lodolitas grises. Aquí la ROP se mantiene constante y más alta, con rangos cercanos a los 100 ft/h, la energía mecánica disminuyó al ser dependiente de dicha tendencia, además se llegaron a lograr WOB altos y bajas RPM.

El intervalo medio, compuesto por los shales anteriormente nombrados, presentaron caídas en la ROP, lo que llevó al incremento del MSE y a la caída de WOB, se considera como un intervalo ineficiente donde se pudo haber mantenido la velocidad para evitar pérdidas de energía.

El intervalo final vuelve a los niveles arcillosos donde la ROP es aumentada y se logra mayor efectividad del trabajo de la broca en la perforación de la unidad

La Formación Mirador, a pesar de sus niveles más gruesos de arena, no muestra un cambio significativamente bueno respecto a disminución de energía. Por el contrario tiende a mantener los valores de la curva de MSE cercanos a las 800000 lb/in² o incluso mayores.

Las intercalaciones con rocas de granos finos presentaron valores de MSE más constantes y un poco más bajos. En estas zonas pasan a jugar un factor significativo los cambios en el torque y las RPM, ayudando a tener un sistema más efectivo a medida que dichos valores caen.

Para formaciones como esta, donde se tuvo gran variación litológica y altos porcentajes de lodos para algunos segmentos, se hace efectivo hacer limpieza del hueco para evitar embolamientos en la broca.

Los resultados para la Formación Los Cuervos estuvieron marcados por cambios litológicos. En los niveles superiores y medios se tienen intercalaciones y niveles arenosos con energías cercanas a las 900000 lb/in² que aumentaron gradualmente con el incremento del torque, mientras los demás parámetros se mantienen constantes

Hacia los niveles más basales la formación se torna arcillosa y, a pesar de que la ROP se mantuvo constante, el torque aumentó considerablemente lo que generó la subida de las medidas de MSE. Para estas formaciones del final de pozo generalmente se perforó con ROP controlada porque corresponden a unidades navegadas en estratos de espesores pequeños.

Finalmente la Formación Guadalupe, con litología intercalada de areniscas y lodolitas grises, a pesar no tener patrones de continuidad de estratos, mantuvo buenos índices de energía, mucho más bajos que los de otras formaciones mejor consolidadas.

Con ROP un poco más altas que la unidad suprayacente, el torque y el WOB bajaron a niveles ideales y con ello disminuyeron las pérdidas de energía, lo que puede indicar que la formación entró en la zona II de la curva de Drill Off

En la Tabla 7 se consignan los valores experimentales promedio del parámetro MSE obtenidos durante la perforación de los 5 pozos. Idealmente dichos resultados deben ser comparados y deben ser consistentes con los rangos de resistencia de las rocas confinadas, CCS, establecidas previamente por el grupo de yacimientos de la empresa operadora.

Tabla 7. Valores experimentales promedio de MSE para las Formaciones de los pozos en la Cuenca Llanos

MSE		MSE (lb/in ²)		
		Mínimo	Máximo	Media
FORMACIÓN				
GUAYABO		10,09	193835,80	9152,82
LEÓN		2555,23	82966,27	18082,42
FORMACIÓN CARBONERA	C1	18092,99	297313,70	26017,52
	C2	8708,43	329034,90	30730,04
	C3	1802,71	198898,29	33291,80
	C4	93769,00	243537,66	34178,85
	C5	14009,03	300383,40	56874,22
	C6	21938,11	217994,66	62775,39
	C7	51738,18	355438,66	128213,82
	C8	12755,27	2155812,74	409187,95
MIRADOR		234216,97	1554121,48	552224,82
LOS CUERVOS		23584,49	1746290,14	355779,66
GUADALUPE		40987,02	2179339,65	282927,50

7. CONCLUSIONES

La aplicación de parámetro de Energía Mecánica Específica (MSE) a partir de los parámetros de perforación ayudó a entender el comportamiento de la perforación en los pozos. Así mismo se hace posible que el MSE sea utilizado como una herramienta útil no sólo para reducir los tiempos no productivos, sino también para ayudar al geólogo logger a marcar y definir con mayor precisión los cambios de formación.

Las formaciones de la Cuenca Llanos Orientales, a pesar de ser diversas, muestran patrones característicos como el manejo de ROP altas en formaciones arcillosas y lodosas, teniendo en cuenta el cambio de los demás parámetros para evitar eventos de pega mecánica. Dichas características permiten que el avance en la actividad sea más predecible y mucho más controlable.

A partir de los cálculos experimentales consignados en la Tabla 7 y con el respectivo análisis de cada formación para los 5 pozos estudiados, se recomiendan los siguientes rangos de valores (Tabla 8) aproximados de MSE para la cuenca Llanos:

Tabla 8. Rangos de MSE recomendados aproximados para la cuenca Llanos Orientales

		MSE (lb/ in2)	
		Mínimo	Máximo
GUAYABO		3000	80000
LEÓN		2500	73000
FORMACIÓN CARBONERA	C1	6500	45000
	C2	8000	90000
	C3	9000	70000
	C4	101100	75000
	C5	9000	80000
	C6	21000	105000
	C7	35000	300000
	C8	60000	210000
MIRADOR		110000	600000
LOS CUERVOS		150000	1100000
GUADALUPE		350000	1200000

La estimación de un MSE promedio para la cuenca debe incluir las características litológicas de los pozos. En relación a la tabla 8, sería posible decir que los valores mínimos recomendables de MSE para la cuenca no deben bajar de 3000 lb/in² ni exceder las 1300000 lb/in². Dicho rango, aunque se considera amplio, cuenta con valores bajos posibles que harían más efectiva la perforación. Adicionalmente se considera el aumento en la energía necesaria a medida que se avanza en profundidad. Es necesario tener en cuenta, y cabe aplicar, que este rango sería útil en condiciones geológicas ideales y similares a las de los pozos estudiados, condiciones que se reflejan en las tablas 2, 3, 4, 5 y 6.

Para los casos de las formaciones fracturadas o muy plásticas, como las arcillas o los carbonatos, es recomendable manejar las revoluciones y las velocidades de la perforación controladamente. Litologías problemáticas como estas llevan a frecuentes empaquetamientos y eventos de pega, como el caso del pozo 3. Este pozo, inicialmente proyectado de tipo horizontal, presentó problemas de empaquetamiento durante la corrida del revestimiento de la fase de 8 ½", posterior pega durante la perforación de la fase final de 6 ½" con pérdida de herramienta direccional, profundidad a la cual se perforaban arcillas rojas de la Formación Los Cuervos. En el avance de la perforación, el ángulo de construcción alto favoreció la exposición de los planos de estratificación, por lo tanto se observó aumento en el torque, incremento del arrastre y a su vez pérdida del peso sobre la broca. Finalmente fue bombeado un tapón de cemento para abrir ventada para Side track. Las actividades terminaron con 4 huecos en profundidad correspondientes al pozo piloto y los 3 Side track adicionales que fueron necesarios para lograr alcanzar la formación de interés.

Adicionalmente y como requisito, la limpieza del hueco es un factor que afecta directamente la ROP, por lo cual se deben hacer continuas circulaciones del hueco y el bombeo de píldoras de limpieza.

BIBLIOGRAFÍA

ANH, 2012. Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos, Cuenca Llanos Orientales.

ARIZA LEÓN, Emiliano. Fundamentos en Perforación de Pozos. Bucaramanga, 2009.

BARRERO, Darío. et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia. 2007

BAYONA, Germán, et al. Estratigrafía de procedencia de las rocas del Mioceno en la parte de la cuenca antepaís de los Llanos de Colombia. En: Geología Colombiana. Bogotá, 2008. n 33, p 23-46

BEVILACQUA, Maurizio; CIARAPICA, Filippo Emanuele & MARCHETTI, Barbara. Acquisition, Processing and Evaluation of Down Hole Data for Monitoring Efficiency of Drilling Processes. En: Journal of Petroleum Science Research, JPSR, Abril 2023, vol 2, edición 2.

BUENO CRUZ, Jael Andrea, MENDOZA ESTUPIÑÁN, Javier Oswaldo. Modelado de Causas Geológicas Generadoras de Sobrepresión. Aplicación para la Formación Carbonera en el campo Cupiagua del Piedemonte Llanero Colombiano. Trabajo de Grado Geólogo. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. 2008. 150 p.

CABALLERO, Victor; PARRA, Mauricio y MORA BOHORQUEZ, Andrés Roberto. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío – Oligoceno temprano: Proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo,

cuenca Valle Medio del Magdalena. En: Boletín de Geología, Universidad Industrial de Santander, Enero-Junio, 2010, vol 32 n.

COOPER, M. A., et al. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. En: AAPG Bulletin, American Association of Petroleum Geologists, 1995, vol 79 No 10, p. 1421-1443.

DUPRIEST, Fred. & KOEDERITZ, William. Maximizing Drill Rates with Real-Time Surveillance of Mechanical Specific Energy. En: SPE Drilling Conference (Amsterdam). Paper SPE 92194, 2005

ECOPETROL/INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, 1991. Proyecto Evaluación Geoquímica, cuenca Llanos Orientales.

EFFENDI SANTOSO, Hero. Bit Performance. En: petroleumsupport.com Internet: <<http://petroleumsupport.com/bit-performance/>

ESTRADA, A., Regional Geology and Tectonic evolution of the subandean basins from the Barinas Basin (Venezuela) to the Naro River (Ecuador). En: Exploración petrolera de las cuencas subandinas de Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú. Simposio ACGGP, 1982.

FAJARDO, A., ROJAS L y CRISTANCHO, J- Definición del Modelo Estratigráfico en la Cuenca Llanos Orientales Piedemonte Llanero. ECOPETROL, 2000.

GALVIS G., Nestor y SUAREZ N., Maria. Geología de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras, 1984.

GARCÍA, Mario, et al. Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Informe Ejecutivo, Grupo de Investigación de Hidrocarburos y Carbones. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. Abril, 2009, p. 5 y 6

HAWKER, David; VOGT, Karen y ROBINSON, Allan. Manual de procedimientos y operaciones en el pozo. DATALOG. 2002

INSTITUTO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA Y MINAS. Mapa Geológico de Colombia. Segunda edición. Escala 1:2'800.000. Bogotá: INGEOMINAS, 2007.

LUBISNKI, A. ProposalforFutureTests. En: The Petroleum Engineer, Enero 1958

MONCAYO, Edward; TCHEGLIAKOVA, Nadejda; MONTES, Luis. Pre-Stack Seismic Inversion based on a Genetic Algorithm: A case from the Llanos Basin (Colombia) in the absence of well information. En: Revista CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro. Enero-Junio, 2012, vol 4.

TEALE, R. The concept of Specific Energy in Rock Drilling. En: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1965, vol. 2, p. 57-73

VAN DER HAMMEN, T. Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos. En: Boletín Geológico, Ingeominas, 1958, vol 6, p. 67-128.