

**EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS  
ESTRATIGRÁFICOS TIPO SLIMHOLE EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA**

**CHRISTIAN CAMILO TABORDA  
MIGUEL MARTÍNEZGARZÓN**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2012**

**EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS  
ESTRATIGRÁFICOS TIPO SLIMHOLE EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA**

**CHRISTIAN CAMILO TABORDA  
MIGUEL MARTÍNEZGARZÓN**

**Proyecto de Grado presentado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEO**

**Director:  
Msc. EMILIANO ARIZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2012**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	20
1. GENERALIDADES	22
1.1. CONVENIO UIS – ANH PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS TIPO SLIM HOLE EN LA CUENCA CAUCA- PATÍA.	22
1.2. CUENCA CAUCA-PATÍA	23
1.2.1. Localización cuenca Cauca-Patía	23
1.2.2. División de la cuenca Cauca-Patía	25
1.2.3 Localización de pozos perforados en la subcuenca Cauca	26
1.2.4. Localización de pozos perforados en la subcuenca Patía	26
1.2.5. Formaciones encontradas en el corazonamiento de la cuenca Cauca- Patía.	29
1.3. PARÁMETROS OPERACIONALES	31
1.3.1. Tasa de penetración (ROP)	32
1.3.1.1. Peso sobre la broca (WOB).	32
1.3.1.2. Velocidad de rotación (RPM).	35
1.3.1.3. Hidráulica y limpieza del hueco.	37
1.3.2. Tasa de bombeo	37
1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	38
1.4.1. Densidad	39
1.4.2. Viscosidad de Marsh	40
1.4.3. pH (Potencial de hidrogeno)	41
1.5. SELECCIÓN DE LA BROCA	41
1.5.1. Brocas de perforación.	43
1.5.2. Brocas de corazonamiento	44
1.6. LITOLOGÍA	46

1.6.1. Registros	47
1.6.1.1. Registro Sónico.	48
1.6.1.2. Registro de resistividad.	48
1.6.1.3. Registros de neutrones.	49
1.6.1.4. Registros de rayos gamma.	50
1.6.1.5. Registro de densidad.	51
1.7. CORAZONAMIENTO	52
1.7.1 Objetivo del corazonamiento	53
1.7.2 Corazonamiento a través de material no consolidado	53
1.7.2.1. Fluido de perforación utilizado a través de material no consolidado.	54
1.7.3. Corazonamiento a través de material consolidado	56
1.7.3.1. Fluido de perforación utilizado a través de material consolidado.	57
1.7.4. Corazonamiento tipo Slim Hole con taladro de rotación hidráulica (CRH)	59
1.7.5. Velocidad de rotación en corazonamiento	62
1.7.6. Peso sobre la broca en corazonamiento (WOB)	63
1.7.7. Sistemas especiales de corazonamiento	66
1.7.7.1. Corazonamiento de presión retenida.	66
1.7.7.2. Corazonamiento de revestimiento con esponja.	67
1.7.7.3. Corazonamiento de cierre completo.	68
1.7.7.4. Barril de corazonamiento con manga de caucho.	68
1.7.7.5. Barril de corazonamiento recuperable con wireline.	69
1.7.7.6. Corazonamiento de paredes laterales con wireline.	70
1.7.7.7. Corazonamiento de paredes laterales por percusión.	71
1.7.7.8. Corazonamiento de paredes laterales por perforación.	71
1.7.7.9. Corazonamiento con gel (Gel Coring).	72
1.7.7.10 Tecnología Anti – Whirl.	73
1.8. CORAZONAMIENTO EN COLOMBIA	74
1.9. PERFORACIÓN SLIM HOLE	75
1.9.1. Ventajas de la perforación Slim Hole	75
1.9.1.1. Exploración en áreas remotas.	75

1.9.1.2. Reducción de costos.	75
1.9.1.3. Reducción impacto ambiental.	76
1.9.1.4. Reducción de espacio y equipo.	77
1.9.2. Limitaciones de la Perforación Slim Hole	79
1.9.3. Tecnología Slim Hole aplicada a corazonamiento	80
1.9.3.1. Corazonamiento con Wireline en pozos Slim Hole.	80
1.9.4. Fluido de perforación en el proceso de corazonamiento en pozos tipo Slim Hole	83
2. EVALUACIÓN DE LA CUENCA CAUCA-PATÍA	85
2.1. EQUIPOS UTILIZADOS	85
2.2. VARIACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL LODO DURANTE EL CORAZONAMIENTO DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA.	87
2.3. VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORAZONAMIENTO.	95
2.4. DIAGNOSTICO DEL PROCESO DE CORAZONAMIENTO EN LA CUENCA CAUCA – PATÍA	103
2.5. RESULTADOS DE LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS EN EL CORAZONAMIENTO DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA.	111
2.6. EVALUACIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA TASA DE PENETRACIÓN CON RESPECTO A LA LITOLOGÍA.	114
3. PARÁMETROS ÓPTIMOS PARA CORAZONAR EN LA CUENCA CAUCA - PATÍA.	143
CONCLUSIONES	158
RECOMENDACIONES	161
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	163

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización regional de la cuenca Cauca-Patía en Colombia	24
Figura 2. Mapa de localización de la cuenca Cauca-Patía	24
Figura 3. División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la subcuenca Cauca y la subcuenca Patía por el alto de Popayán	25
Figura 4. Localización de pozos Slim Hole sobre la subcuenca Cauca	27
Figura 5. Localización de pozos Slim Hole sobre la subcuenca Patía	28
Figura 6. Formaciones encontradas en los pozos corazonados en la cuenca Cauca – Patía	29
Figura 7. Columna estratigráfica de la Cuenca Cauca-Patía	30
Figura 8. Factores que afectan la tasa de penetración	32
Figura 9. Relación del WOB Vs ROP con el tipo de formación	33
Figura 10. Datos de campo Sureste de Oklahoma (Atoka)	35
Figura 11. Relación del RPM Vs ROP con el tipo de formación	36
Figura 12. Efectos de la velocidad de rotación sobre el ritmo de la perforación	37
Figura 13. Generalidades de la densidad	39
Figura 14. Generalidades de la viscosidad de Marsh	40
Figura 15. Generalidades del pH	41
Figura 16. Tipos de brocas de perforación	43
Figura 17. Tipos de brocas de corazonamiento	44
Figura 18. Rendimiento de una broca PDC para varios RPM	46
Figura 19. Ejemplo de un registro de resistividad	49
Figura 20. Escala manejada en un registro de neutrones	50
Figura 21. Respuesta común de las curvas de registro gamma ray	51
Figura 22. Escala manejada en un registro de densidad	51
Figura 23. Ejemplo de corazonar en diferentes materiales de roca	53
Figura 24. Variación de los fluidos de perforación en material consolidado	58

Figura 25. Máquina perforadora típica de broca de diamante para la exploración	60
Figura 26. Velocidad de rotación recomendada para brocas de corazonamiento	64
Figura 27. Peso de la broca para brocas de corazonamiento	65
Figura 28. Galones por minutos Vs tamaño de la broca	65
Figura 29. Proyección de pozos estratigráficos hasta el 2014	74
Figura 30. Contorno de ruidos de la plataforma de pozos Slim Hole (izquierda) y el equipo convencional (derecha)	76
Figura 31. Comparación tamaño del hueco y casing entre la plataforma convencional y Slim Hole	78
Figura 32. Comparación del sitio de la plataforma convencional y Slim Hole	78
Figura 33. Partes del barril de corazonamiento con wireline	82
Figura 34. Variación de la densidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía.	88
Figura 35. Variación de la viscosidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía	89
Figura 36. Variación del pH del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía	90
Figura 37. Variación de la densidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Cauca	91
Figura 38. Variación de las viscosidades con la profundidad en la subcuenca Cauca.	92
Figura 39. Variación del pH con la profundidad en la subcuenca Cauca	93
Figura 40. Variación de las RPM con la profundidad n la subcuenca Patía	96
Figura 41. Variación de las WOB con la profundidad en la subcuenca Patía	97
Figura 42. Variación de las GPM con la profundidad en la subcuenca Patía	98
Figura 43. Variación de las WOB con la profundidad en la subcuenca Cauca	99
Figura 44. Variación de las RPM con la profundidad en la subcuenca Cauca	100
Figura 45. Variación de las GPM con la profundidad en la subcuenca Cauca	101
Figura 46. Variación de la ROP con la profundidad en la subcuenca Patía	106
Figura 47. Variación de la ROP con la profundidad en la subcuenca Cauca	110
Figura 48. Resultados de corazonamiento en la cuenca Cauca-Patía	112

Figura 49. Resultado corazonamiento por subcuencas	113
Figura 50. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (primera corrida)	115
Figura 51. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (Segunda corrida, 1/2)	116
Figura 52. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (Segunda corrida, 2/2)	117
Figura 53. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Primera corrida)	119
Figura 54. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida – 1/2)	120
Figura 55. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida – 2/2)	121
Figura 56. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-27-ST-S (1/2)	123
Figura 57. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-27-ST-S (2/2 – No se tomaron registros)	124
Figura 58. Variacion de la ROP con respecto a la litología. Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S	126
Figura 59. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas en ANH-CAUCA-11-ST-S	128
Figura 60. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (1/4)	130
Figura 61. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (2/4)	131
Figura 62. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (3/4)	132
Figura 63. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (4/4)	133

Figura 64. Línea aserrada irregular donde se presento el mayor valor de radiación gamma en limolita y formación la paila	135
Figura 65. Tendencias de las curvas de la radiación gamma de limolita, arenisca y arcillolita en la formación la paila	136
Figura 66. ROP en la formación La Paila, con base en el pozo ANH –CAUCA 10-ST-S.	140
Figura 67. ROP en la formación Cinta de piedra, con base en el pozo ANH-CAUCA 33-ST-S-TWIN	140
Figura 68. ROP en la formación Mercaderes, con base en el pozo ANH-PATÍA-27-ST-S.	141
Figura 69. ROP en la formación Esmita, con base en el pozo ANH-PATÍA-29-ST-S.	141
Figura 70. ROP en la formación Galeón, con base en el pozo ANH-PATÍA-3- ST-S.	142
Figura 71. Diagrama de dispersión para tasa de penetración con peso sobre la broca.	144
Figura 72. Diagrama de dispersión para tasa de penetración con velocidad de rotación.	144
Figura 73. Diagrama de metodología aplicada en la optimización	147
Figura 74. Datos del pozo ANH-PATÍA-27-ST-S	148
Figura 75. Comportamiento de la ROP con variación del WOB a RPM constante	150
Figura 76. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Mercaderes.	151
Figura 77. Comportamiento de la ROP con variación del RPM y WOB constante	151
Figura 78. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Mercaderes.	152
Figura 79. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Galeón.	152
Figura 80. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Galeón.	153
Figura 81. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Esmita.	153
Figura 82. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Esmita.	154

Figura 83. Tendencia del ROP VS WOB para la formación La Paila.	154
Figura 84. Tendencia del ROP VS RPM para la formación La Paila.	155
Figura 85. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Cinta de Piedra.	155
Figura 86. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Cinta de Piedra.	156

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Selección broca de corazonamiento	45
Tabla 2. Sistemas especiales de corazonamiento.	66
Tabla 3. Corazonamiento de presión retenida	67
Tabla 4. Corazonamiento de revestimiento con esponja.	67
Tabla 5. Corazonamiento de cierre completo	68
Tabla 6. Corazonamiento con manga de caucho.	69
Tabla 7. Corazonamiento recuperable con wireline	70
Tabla 8. Corazonamiento de paredes laterales con wireline	70
Tabla 9. Corazonamiento de paredes laterales por percusión	71
Tabla 10. Corazonamiento de paredes laterales por perforación	72
Tabla 11. Corazonamiento con gel	72
Tabla 12. Corazonamiento anti-whirl	73
Tabla 13. Comparación general entre la plataforma convencional y Slim Hole	77
Tabla 14. Especificaciones técnicas del barril de corazonamiento para el sistema Wireline	83
Tabla 15. Ficha técnica de los equipos de perforación utilizados	86
Tabla 16. Parámetros de corazonamiento promedio en la subcuenca Patía.	102
Tabla 17. Parámetros de corazonamiento promedio en la subcuenca Patía.	102
Tabla 18. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración ANH-PATÍA-29-ST-S (primera corrida)	118
Tabla 19. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA 29 -ST-S (segunda corrida, ½)	118
Tabla 20. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA-29-ST-S (segunda corrida 2/2)	118

Tabla 21. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA-3-ST-S (Primera corrida)	122
Tabla 22. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA-3ST-S (Segunda corrida-1/2)	122
Tabla 23. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida-2/2)	122
Tabla 24. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración –ANH-PATÍA-27-ST-S	125
Tabla 25. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración ANH-CAUCA-10-ST-S	127
Tabla 26. Descripción cambios litológicos en la tasa de penetracion-ANH-CAUCA-11-ST-S	129
Tabla 27. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S.	134
Tabla 28. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-CAUCA 11-ST-S	137
Tabla 29. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-CAUCA 33-ST-S-TWIN	137
Tabla 30. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 29-ST-S	138
Tabla 31. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 27-ST-S	138
Tabla 32. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 3-ST-S	139
Tabla 33. Tendencias con respecto a la profundidad de las tasas de penetración	139
Tabla 34. Intervalo de la formación mercaderes del pozo ANH-PATÍA-27-ST-S	149
Tabla 35. Datos para hallar los d y a	149
Tabla 36. Valores de d y a, para el pozo ANH-PATÍA-27-ST-S en la formación Mercaderes	150

Tabla 37. Resultados de la evaluación efectuado a algunas formaciones de la cuenca Cauca – Patía

156

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS ESTRATIGRÁFICOS TIPO SLIM HOLE EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA

**AUTORES** TABORDA Cristian Camilo  
MARTÍNEZ Garzón Miguel\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Perforación Tipo SlimHole, Corazonamiento, Cuenca Cauca-Patía, Parámetros operacionales.

### RESUMEN

La Universidad Industrial de Santander UIS junto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, celebraron el contrato interadministrativo número 26 el 7 de Octubre del año 2009 con el fin de llevar a cabo la perforación de pozos estratigráficos tipo Slim Hole ubicados entre los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, en la cuenca Cauca-Patía, en la región pacífica colombiana. Este convenio tuvo como fin principal la perforación de pozos someros y estrechos con especial énfasis en la recuperación de núcleos de roca y toma de registros de pozo, con el fin de conocer los posibles prospectos en materia de hidrocarburos en esta cuenca sedimentaria del país.

Este trabajo de grado está enfocado hacia el mejoramiento de los procesos de perforación estratigráfica realizados por la Universidad Industrial de Santander UIS en la cuenca Cauca-Patía, a través del análisis de datos obtenidos en perforaciones realizadas previamente, estos datos serán comparados con los parámetros conocidos (WOB, RPM, Caudal de bomba, densidad, pH, Viscosidad de Marsh), los cuales se aplican, de acuerdo con los tipos de litología, formación y posteriormente de subcuenca, junto con los parámetros de perforación utilizados, con el fin de seleccionar los parámetros óptimos para los procesos de corazonamiento en cada una de las subcuencas a perforar.

---

\* Proyecto de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, escuela de Ingeniería de Petróleos, Directo MSc, Emiliano Ariza

## ABSTRACT

**TITLE:** CAUCA-PATÍA\* BASIN STRATIGRAPHIC SLIM HOLE WELLS PERFORATION PARAMETERS EVALUATION

**AUTORS** TABORDA Christian Camilo  
MARTÍNEZ Garzón Miguel\*\*

**KEY WORDS:** Slim hole perforation, Coring, Cauca-Patía Basin, Operational parameters.

### ABSTRACT

The Universidad Industrial de Santander UIS (industrial university of Santander), together with the Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (National Hydrocarbon Agency), celebrate the interadministrative contract number 26 on October 7<sup>th</sup> of 2009 in order to perforate stratigraphic slim hole wells located between Cauca, Valle del Cauca and Nariño departments, on the Cauca – Patia Basin, in the Colombian`s pacific region. This contract had as a main purpose the perforation of thin and cursory Wells with a special emphasis in core recovery and well logging, in order to know about Stratigraphy, lithology and possible hydrocarbon prospects in this sedimentary basin.

This degree project is focused to make an improve in the stratigraphic perforation processes realized by the Universidad Industrial de Santander UIS (industrial university of Santander) in the Cauca – Patia Basin, thru the analysis of previously perforation obtained data, this data will be compared with well-known parameters (Weight over bit (WOB), revolutions per minute (RPM), Gallons per minute (GPM), density, pH, Marsh viscosity), which are going to be applied, with the different types of lithology, formations, and in a posterior time sub-basins, together with the used perforation parameters, to select the optimal operation parameters for each of the sub - basins

---

\* Degree Project

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering, Petroleum Engineering school, Director MSc, Emiliano Ariza

## INTRODUCCIÓN

La Universidad Industrial de Santander – UIS - y la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - , celebraron el 25 de Marzo de 2009 el Convenio Marco de Cooperación N° 6, el cual a su vez, generó la firma del Contrato Interadministrativo N° 26 el 7 de Octubre de 2009, para la perforación de pozos estratigráficos y estrechos tipo Slim Hole en la cuenca Cauca – Patía, con recuperación de núcleos continuos de roca y toma de registros de pozo.

El propósito de la celebración de estos actos administrativos entre la UIS y la ANH, es la elaboración de estudios que implementen nuevos enfoques respecto a la interpretación de la prospectiva de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias del país, mediante la perforación de pozos estratigráficos, y el uso de herramientas novedosas para el tratamiento de la información a la vanguardia de las tecnologías mundiales, de tal manera, que permitan aumentar la identificación y la definición de oportunidades geológicas en estas cuencas y faciliten la promoción exploratoria.

El objetivo de este proyecto es evaluar los parámetros de perforación de pozos estratigráficos tipo SlimHole en la cuenca Cauca-Patía, a través del análisis de datos obtenidos en perforaciones realizadas previamente, que se aplicaron, de acuerdo con los tipos de litología.

Finalmente se seleccionaron los parámetros óptimos (Se planteó una metodología para poder hallar) para el corazonamiento en cada una de las formaciones perforadas dependiendo de las condiciones existentes en dicha zona, con el fin de obtener el mejor resultado en las tasas de penetración, llevando así a una disminución en los costos de perforación por pie.

Con base en el desarrollo del trabajo de grado y el cumplimiento de los objetivos específicos planeados, se presentan 3 capítulos estructurados de la siguiente manera:

- **Capítulo 1.** Contiene las generalidades de los diferentes aspectos y parámetros que afectan el avance de penetración en el proceso de perforación y corazonamiento de pozos tipo Slim Hole, además de las definiciones más importantes para el entendimiento de capítulos posteriores.
- **Capítulo 2.** Se presenta la identificación y evaluación de la cuenca Cauca – Patía, asociándola con actividades realizadas a la perforación de 3 pozos en la subcuenca Patía ANH-PATÍA 3 ST-S , ANH PATÍA 29-ST-S, ANH PATÍA 27 – ST –S y 3 pozos en la subcuenca Cauca ANH-CAUCA 10 ST-S, ANH-CAUCA 11 ST-S Y ANH-CAUCA 33 ST-S-TWIN.
- **Capítulo 3.** Se describe la metodología utilizada para poder seleccionar los parámetros con los que se podrá optimizar el proceso de corazonamiento en distintas formaciones atravesadas por los pozos anteriormente nombrados.

## **1. GENERALIDADES**

### **1.1. CONVENIO UIS – ANH PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS TIPO SLIM HOLE EN LA CUENCA CAUCA- PATÍA.**

Este convenio tuvo como fin la perforación de pozos someros y estrechos (tipo SlimHole) en la cuenca Cauca-Patía con recuperación de núcleos y toma de registros de pozo.

Se estructuró una serie de proyectos de investigación geológica y geofísica en diferentes partes del país, dentro de los cuales se contempló la investigación de la cuenca Cauca-Patía, la cual posee un conjunto de características geológicas muy propias y plantea un sinnúmero de interrogantes concernientes a su potencial petrolífero. La cuenca Cauca-Patía cubre un área de aproximadamente 12823km<sup>2</sup> y presenta una baja exploración petrolera, esto se demuestra en los pocos estudios realizados en la misma. En el sector del Valle del Cauca, en inmediaciones de Cali, se han perforado cinco pozos exploratorios: Candelaria-1, Juga-1, Patacoré-1, Salsa-1 y Berejú-1, los cuales resultaron secos. Para el sector del Valle del Alto Patía no se han perforado pozos exploratorios ni estratigráficos, pero se han realizado los programas sísmicos Patía-1.981 y Patía-1.990 al Sur de la población de El Bordo.

Las rocas sedimentarias de la cuenca Cauca-Patía están prácticamente restringidas a los valles de los ríos Cauca y Patía, que corren entre las Cordilleras Central y Occidental. Estas podrían estar asociadas a un sistema petrolífero activo ya que se han reportado manaderos de hidrocarburos (Mercaderes y Matacea), así como manifestaciones de gas en el subsuelo. Sin embargo, sus elementos están aún por confirmar.

En este sentido, la cuenca plantea un conjunto de interrogantes hasta el momento no resueltos, concernientes a la ventana de generación de hidrocarburos, a las características geotérmicas y el grado de maduración alcanzado en diferentes puntos de la cuenca, así como lo referente a la distribución lateral y espesor de las rocas sello y reservorio, etc.

De acuerdo con lo anterior, y dada la importancia que a mediano y largo plazo tiene para el país la ampliación de las zonas prospectivas de hidrocarburos, el Área de Gestión de Conocimiento de la ANH llevó a cabo el proyecto “PERFORACIÓN DE POZOS SOMEROS Y ESTRECHOS (TIPO SLIM HOLE) EN LA CUENCA CAUCA-PATÍA, CON RECUPERACIÓN DE 5160 METROS DE NÚCLEOS Y TOMA DE REGISTROS DE POZO”, cuyo fin principal era obtener información directa, precisa y de alta calidad de la cobertera sedimentaria que aporte información para estudiar el potencial del posible sistema petrolífero. Con estas perforaciones se obtuvieron, entre otros, un conjunto de registros de pozo, cortes de perforación (muestras de zanja) y núcleos de roca.

## **1.2. CUENCA CAUCA-PATÍA**

### **1.2.1. Localización cuenca Cauca-Patía**

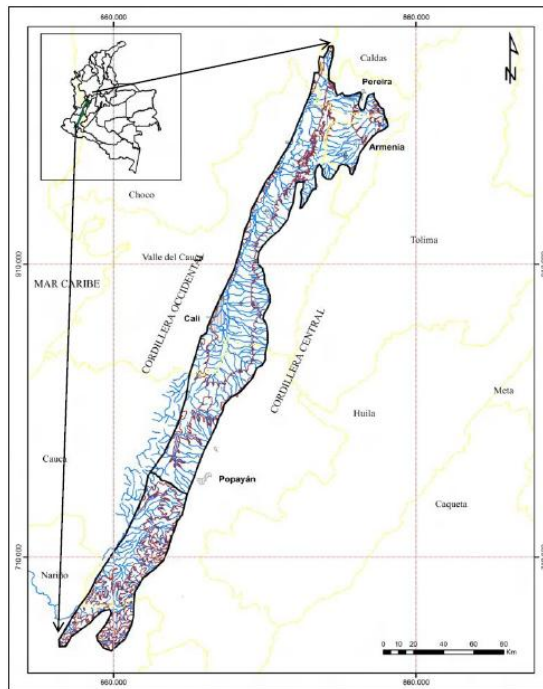
La zona dónde se realizaron las perforaciones de los pozos SlimHole corresponde a la cuenca Cauca-Patía, presentada como una depresión intermontana alargada, que se extiende en sentido N24°E por 440 Km de longitud limitada por las cordilleras Central y Occidental de Colombia. Sus límites se establecen, en el Occidente de Colombia entre el municipio de Viterbo (departamento de Caldas) al Norte, hasta el municipio de El Peñol (departamento de Nariño) al Sur, ver figura 1 y 2.

**Figura 1. Localización regional de la cuenca Cauca-Patía en Colombia**



Fuente: Modificado de informe final de grupo de trabajo Slim Hole - UIS

**Figura 2. Mapa de localización de la cuenca Cauca-Patía**

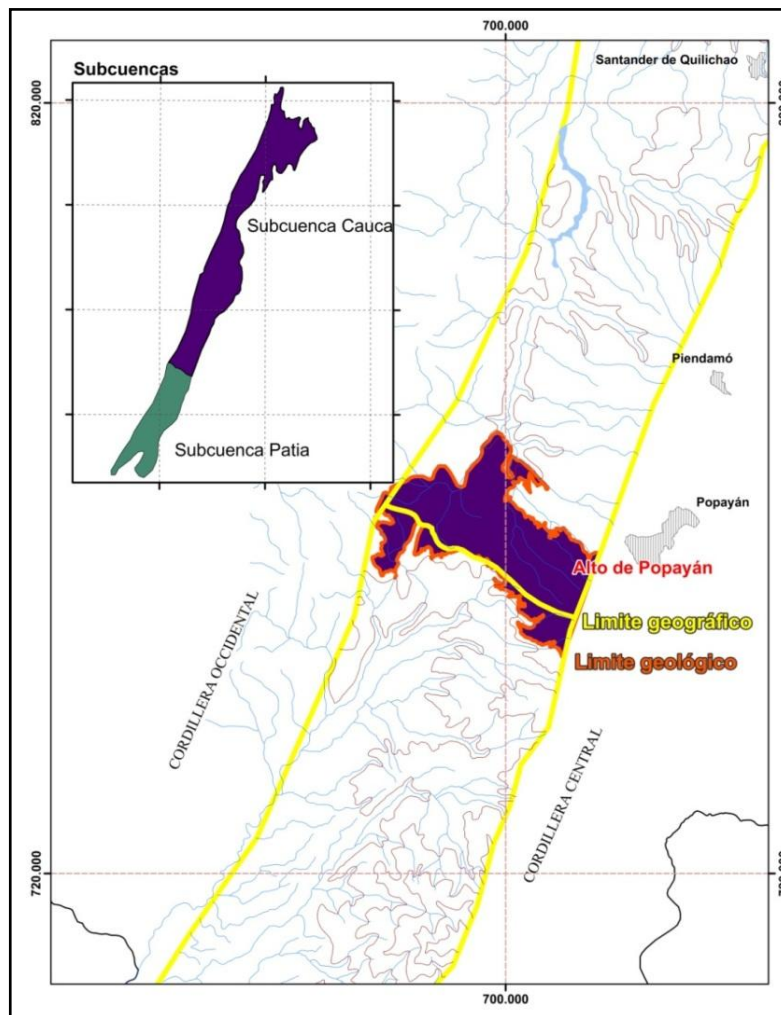


Fuente: Universidad de Caldas Informe Final Contrato 113, 2008

### 1.2.2. División de la cuenca Cauca-Patía

La cuenca Cauca-Patía se subdivide en la subcuenca Cauca, ubicada al Norte y la subcuenca Patía, ubicada al Sur. Los principales rasgos geológicos de estas, cambian de acuerdo a las diferentes unidades litoestratigráficas que las conforman. El límite geológico y geográfico entre ellas, corresponde al Paleoalto basamento de Popayán. Ver Figura 3.

**Figura 3. División geográfica y geológica de la cuenca Cauca-Patía en la subcuenca Cauca y la subcuenca Patía por el alto de Popayán**



Fuente: Universidad de Caldas Informe Final Contrato 113, 2008.

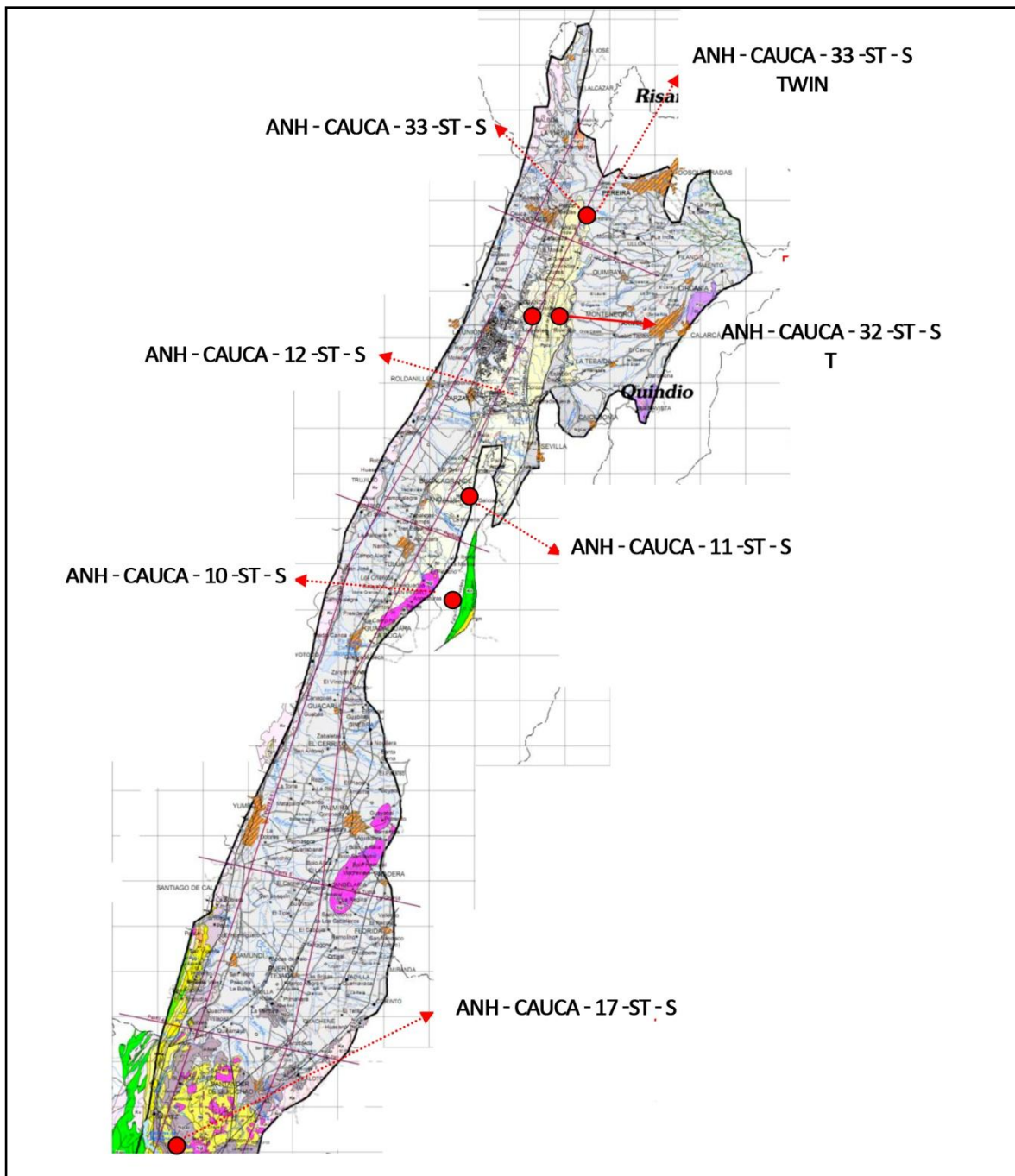
### **1.2.3 Localización de pozos perforados en la subcuenca Cauca**

La subcuenca Cauca se encuentra separada de la subcuenca Patía por el paleoalto basamento de Popayán; su longitud promedio es de 316km de Norte a Sur. Sobre esta subcuenca se perforaron siete pozos estratigráficos someros, los cuales fueron: ANH-CAUCA-10-ST-S, ANH-CAUCA-11-ST-S, ANH-CAUCA-12-ST-S, ANH-CAUCA-33-ST-S, ANH-CAUCA-32-ST-S, ANH-CAUCA-17-ST-S, ANH-CAUCA-33-ST-S-TWIN-1 distribuidos desde Norte hasta el Sur de la subcuenca involucrando los siguientes municipios de Norte a Sur; Cartago, Obando, Bugalagrande, Tuluá del Valle del Cauca y Suárez del Cauca. La Figura 4 muestra un mapa de la subcuenca Cauca donde se encuentran localizados los pozos.

### **1.2.4. Localización de pozos perforados en la subcuenca Patía**

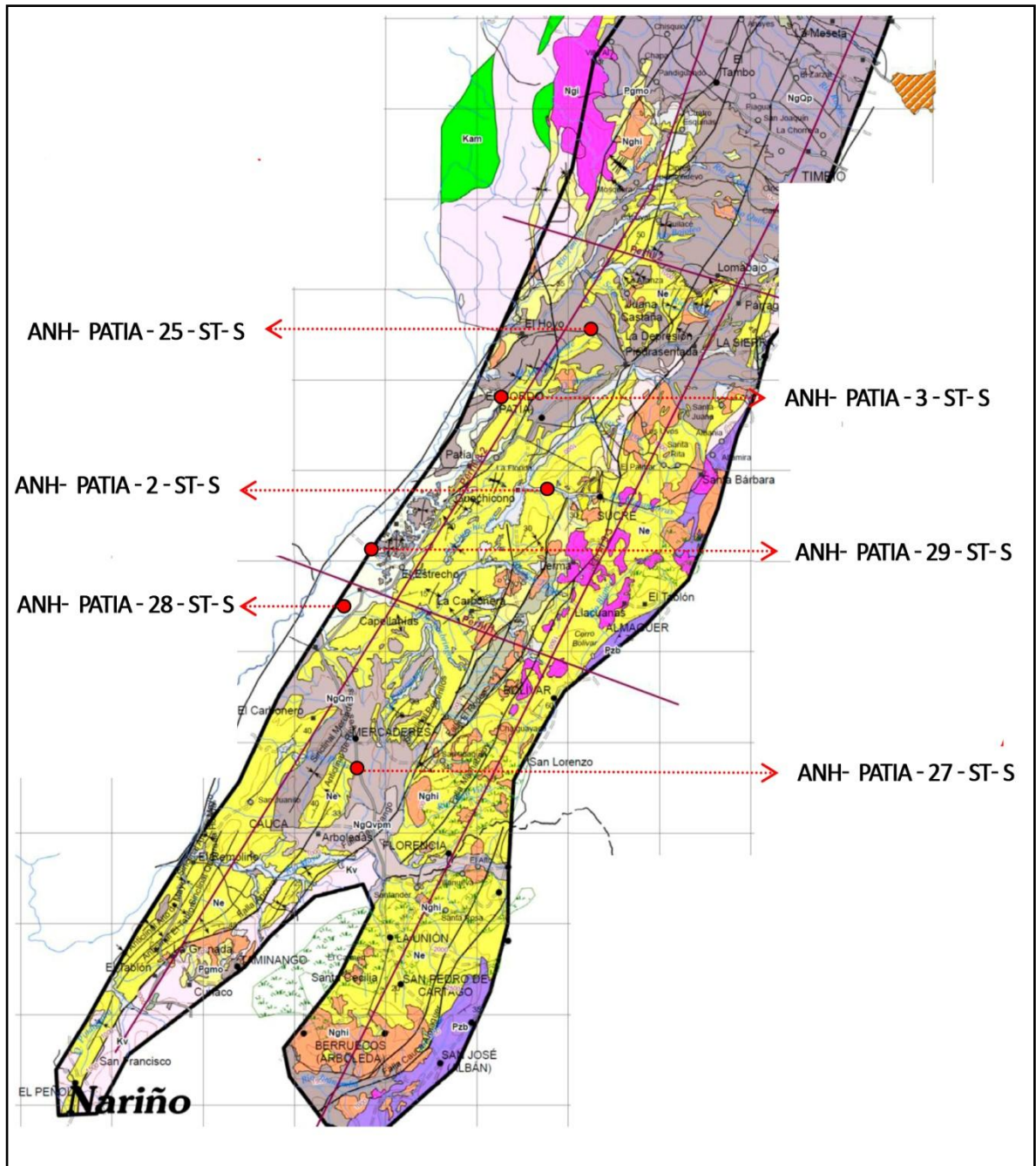
La subcuenca Patía se ubica en la parte baja de la cuenca Cauca-Patía y se encuentra separada de la subcuenca Cauca por el paleoalto basamento de Popayán; su longitud promedio es de 103 Km de Norte a Sur. Se perforaron los pozos ANH-PATÍA-2-ST-S, ANH-PATÍA-3-ST-S, ANH-PATÍA-25-ST-S, ANH-PATÍA-27-ST-S, ANH-PATÍA-28-ST-S y ANH-PATÍA-29-ST-S, distribuidos en la parte media de la subcuenca, involucrando los siguientes municipios de Norte a Sur; Patía, Sucre y Mercaderes del Cauca. La Figura 5 muestra un mapa de la subcuenca Patía donde se encuentran localizados los pozos [1].

Figura 4. Localización de pozos Slim Hole sobre la subcuenca Cauca



Fuente: Modificado de informe final de grupo de trabajo Slim Hole - UIS

Figura 5. Localización de pozos Slim Hole sobre la subcuenca Patía



Fuente: Modificado de informe final de grupo de trabajo Slim Hole - UIS

### 1.2.5. Formaciones encontradas en el corazonamiento de la cuenca Cauca-Patía.

A medida que se realizó el corazonamiento se encontró variación en la litología, las muestras de roca evidenciaron estas alteraciones, además de aumento y disminución en la tasa de penetración. A continuación se resumen las cinco formaciones encontradas, en los pozos en los que se realizó el corazonamiento en la subcuenca Patía: Fm mercaderes, Fm Esmita, Fm Galeón y en la subcuenca Cauca Fm la Paila, Fm cinta de piedra, ver figura 6. Formaciones a partir de las cuales se hará un análisis y descripción en el capítulo tres.

**Figura 6. Formaciones encontradas en los pozos corazonados en la cuenca Cauca – Patía**

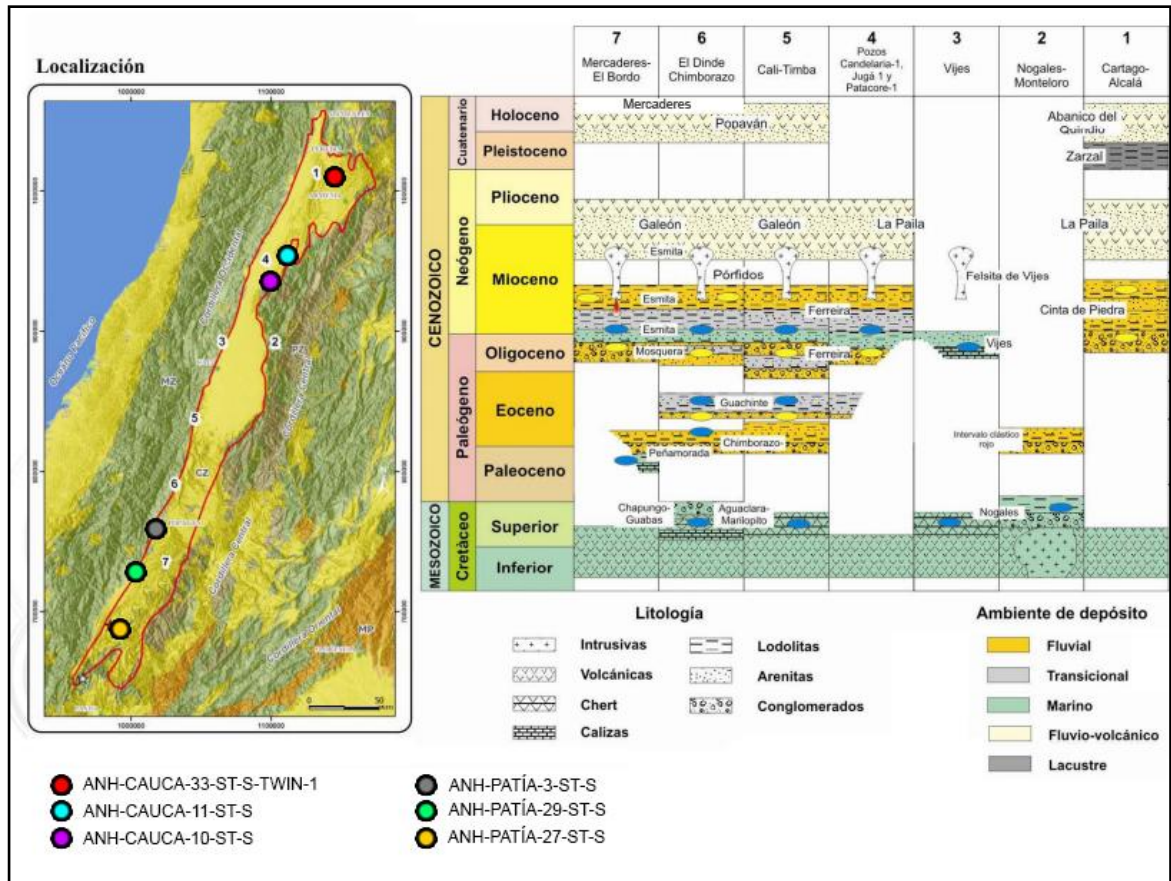
SUBCUENCA PATÍA			SUBCUECA CAUCA		
ANH-PATÍA-27-ST-S (2,172 Pies) *	ANH-PATÍA-29-ST-S (2,144 Pies)*	ANH-PATÍA-3-ST-S (2142,7 Pies)*	ANH-CAUCA-10-ST-S (939,72 Pies)*	ANH-CAUCA-11-ST-S (893,89 Pies)*	ANH-CAUCA 33-ST-S-TWIN-1 (3049,25 Pies)*
Mercaderes (0 - 1,225 Pies)	Rio Mayo (137 - 180 Pies)	Deposito Cuaternario (0 - 32,5 Pies)	Cuaternario ( 0 - 57 pies)	Cuaternario (0 - 49 Pies)	Cuaternario Aluvial (0 - 47,73 Pies)
Esmita (1,225 - 2,172 Pies)	Mercaderes (180 - 556 Pies)	Galeón (32,5 - 249,7 Pies)	La paila ( 57 - 805 pies)	La paila (49 - 893,89 Pies)	Cinta de piedra (47,73 - 3049,25 Pies)
	Popayán (556 - 610 Pies)	Esmita (249,7 - 2142,7 Pies)	Batolito de Buga ( 805-939,72 pies)		
	Esmita (610 - 2144 Pies)				

\* TVD

Fuente: Los autores

Con el fin de observar las correlaciones entre unidades litoestratigráficas, se muestra la carta columna estratigráfica de la cuenca Cauca-Patía, ver figura 7.

Figura 7. Columna estratigráfica de la Cuenca Cauca-Patía



Fuente: Modificada de Evaluación geológica y prospectividad de la Cuenca Cauca-Patía, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Colombia, 2009.

- **Formación Cinta de Piedra.** Está compuesta por un segmento basal en el que se presenta una alternancia de cuarzo arenitas de grano grueso predominantes y conglomerados arenosos y arenitas ligeramente conglomeráticas, con escasas capas de lodolitas de apariencia lenticular. Lo suprayace una secuencia de conglomerados arenosos de guijos que varían de arenitas de grano fino – medio, las cuales se intercalan a su vez con capas de lodolitas. El segmento superior está compuesto por una sucesión de lodolitas que se intercalan con arenitas de grano grueso a ligeramente conglomeráticas.

- **Formación Esmita.** secuencia litoestratigráfica de limolitas fosilíferas en la base, areniscas sucias de color gris verdoso en la parte media y conglomerados polimícticos hacia el techo, cuya localidad tipo se encuentra a lo largo del río Esmita. La unidad fue dividida en tres miembros que de base a techo son: Miembro Limolítico Fosilífero, Miembro Arenáceo y Miembro Conglomerático.
- **Formación la Paila.** Esta unidad está formada por rocas acumuladas por procesos sedimentario-volcánicos y consiste principalmente en intercalaciones de conglomerados y tobas dacíticas. dividió la formación en una unidad inferior correspondiente a aproximadamente 200 m de tobas dacíticas seguidas por una secuencia clástica, esencialmente conglomerática. El espesor de esta última varía de 400 a 600 m.
- **Formación Galeón.** Esta unidad se caracteriza por la presencia de material piroclástico en las arenitas y en los aglomerados que a su vez se intercalan con niveles de cenizas y tobas de lapilli. Se distribuyen localmente capas de conglomerados polimícticos y grawakas.
- **Formación Mercaderes:** rocas vulcano-sedimentarias que constituyen la meseta de Mercaderes, con un espesor promedio de 400 m, La unidad se ha subdividido en el Miembro piroclástico denominado como Tobas Granatíferas y el Miembro Epiclástico compuesto por gravas y arenas con aporte piroclástico.[1].

### 1.3. PARÁMETROS OPERACIONALES

Los parámetros de operación inherentes al sistema se definen por una serie de medidas físicas llevadas a cabo en el equipo de perforación y corazonamiento, las

cuales inciden en la eficiencia (tasa de penetración). A su vez, estos parámetros dependen de un factor externo al sistema: la dureza o resistencia de la roca.

### 1.3.1. Tasa de penetración (ROP)

La tasa de penetración (rate of penetration - ROP), es la relación de la profundidad perforada en pies por hora de rotación. Es un indicador de la eficacia del avance de la perforación de un pozo. Esta tasa de penetración depende de varios factores como se muestra en la figura 8.

**Figura 8. Factores que afectan la tasa de penetración**

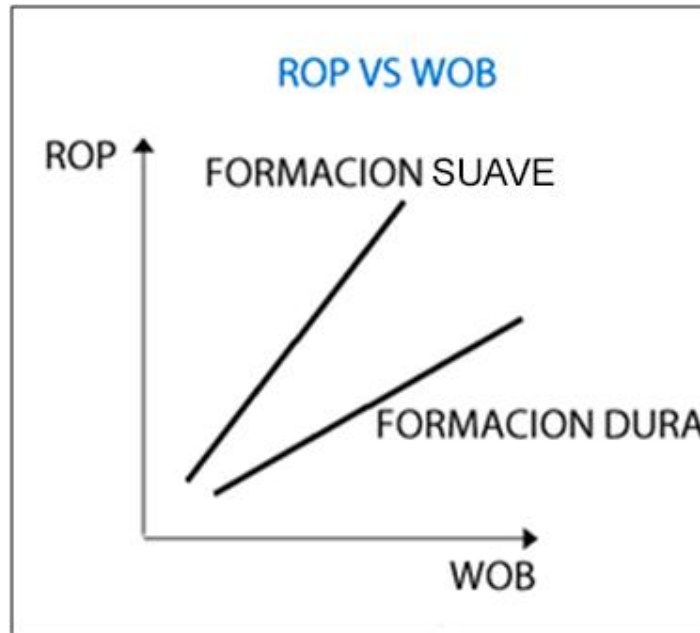


Fuente: Los autores

**1.3.1.1. Peso sobre la broca (WOB).**La perforación de un pozo se hace con rotación y con el peso aportado por la sarta. El WOB (Weighton bit) es la cantidad de peso que el perforador deja descarga sobre la broca para lograr el avance. Su medida normal se da en miles de libras fuerza y se toma del medidor de peso del taladro o Martin-Decker.

En la figura 9 puede presenta la relación existente entre la ROP Vs WOB, dependiendo del tipo de formación. [2]

**Figura 9. Relación del WOB Vs ROP con el tipo de formación**



**Fuente:**Modificada de VOGT, Karen, HAWKER, David, ROBINSON, Allan. "Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo",Datalog, 2002.

Un pozo perforado en granito va a ser más costoso en cualquier intervalo de profundidad al ser comparado con un pozo perforado en el sedimento blando. Es responsabilidad del personal de perforación que coincida la broca apropiada con la formación. Para un mejor entendimiento se considerara que la broca se ha seleccionado apropiadamente para la formación a ser perforada.

La relación entre el sobre la broca y la tasa de perforación está dada por:

$$ROP \propto WOB^d \quad Ec 1$$

$$ROP = K * WOB^d \quad Ec. 2$$

El valor del exponente 'd' ha sido encontrado en el laboratorio en un rango entre 0.6 y 2, sin embargo, los datos de campo no justifican este rango. Debido a que el

peso sobre la broca (WOB) está linealmente relacionada con la tasa de perforación.

La pendiente 'K' (constante de perforabilidad) y es una función de:

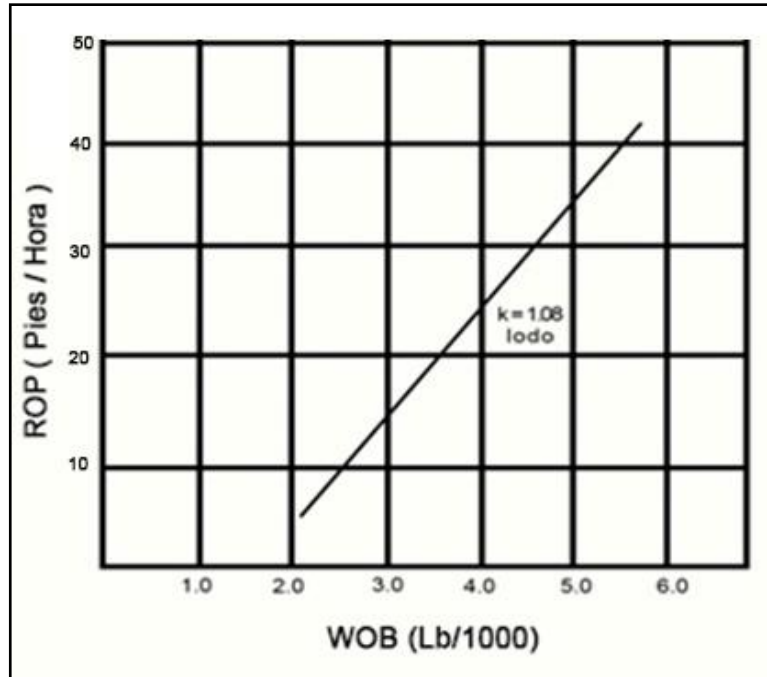
- Tamaño del hueco
- Tipo de fluido de perforación
- Características de la formación
- Tipo de broca

En general, la tasa de perforación se representa linealmente en función del peso de la broca dividido por el tamaño del hueco. La experiencia ha mostrado que esta relación es válida en pequeños rangos de cambios en el tamaño del hueco.

Las pruebas de laboratorio y de campo demuestran que el tipo de fluido tiene un efecto significativo sobre la relación entre la tasa de perforación y el peso sobre la broca. La figura 10, resume los datos típicos de campo, realizados en el sureste de Oklahoma (Atoka).

Como se ilustra, la relación entre la tasa de perforación y el peso de la broca es lineal. Por ejemplo, duplicando el peso de la broca durante la perforación aumentaría la tasa de penetración de 3.5 a 25 pies por hora. [3]

**Figura 10. Datos de campo Sureste de Oklahoma (Atoka)**

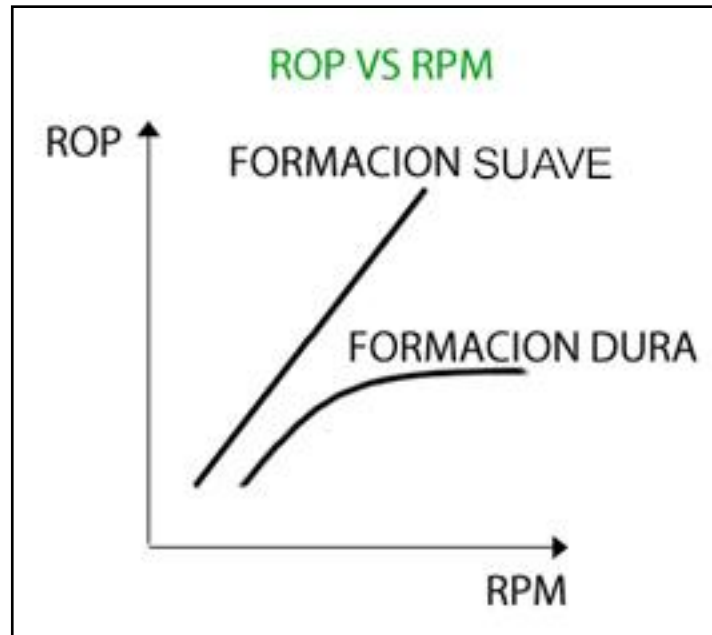


Fuente: GRACE, Robert. SHURSEN, Jerarld. CARDEN, Richard. DrillingPractices. Oklahoma, Petroskills, 2005.

**1.3.1.2. Velocidad de rotación (RPM).** La regla sencilla es que si las RPM son incrementadas, entonces la ROP se incrementará. En formaciones blandas, la ROP es directamente proporcional a la RPM y muestra un incremento lineal. En material consolidado, sin embargo, la ROP no es lineal y disminuirá con incrementos de la RPM. [2]

En la figura 11 puede verse la relación existente entre la ROP Vs RPM, dependiendo del tipo de formación.

**Figura 11. Relación del RPM Vs ROP con el tipo de formación**



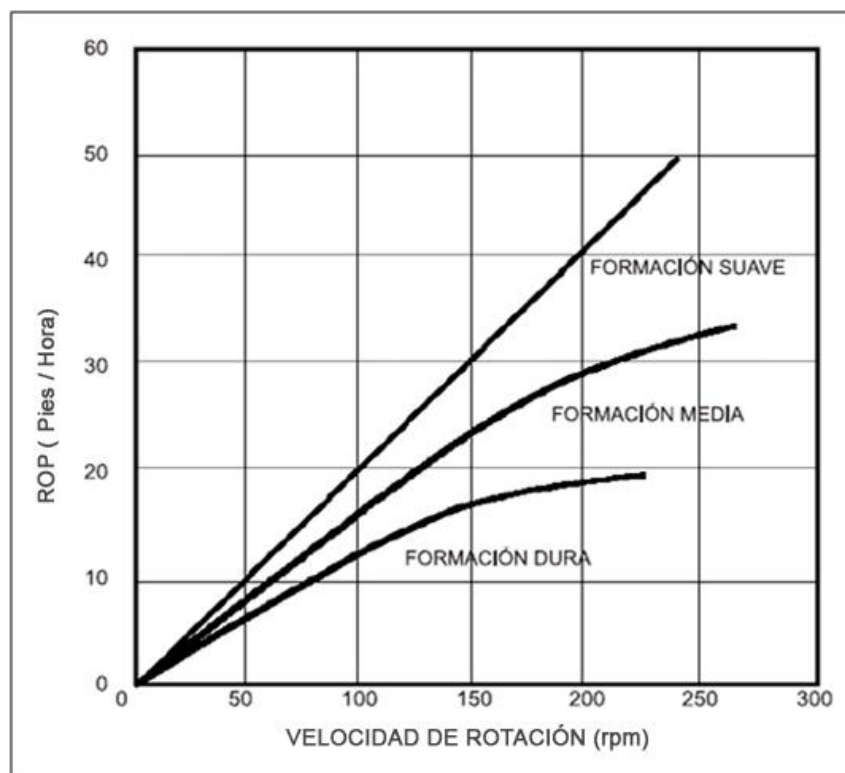
Fuente: Tomadas y modificadas por autores de VOGT, Karen, HAWKER, David, ROBINSON, Allan. "Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo", Datalog, 2002.

La relación entre la velocidad de rotación y la ROP está dada por la siguiente ecuación.

$$ROP \propto N^a \text{ Ec. 3}$$

El exponente de la velocidad de rotación, presenta un rango de  $0,5 \geq a \geq 1,0$ . Como es ilustrado en la figura 12, en formaciones blandas, ( $a=1$ ) la tasa de perforación está relacionada linealmente con la velocidad de rotación. Es decir, el aumento de la velocidad de rotación en un factor de 2 solo aumentaría la tasa de perforación 1,41 o la raíz cuadrada de 2. El actual valor debe ser determinado para cada perforación con el fin de evaluar la economía de las tasas de perforación seleccionadas. [3]

**Figura 12. Efectos de la velocidad de rotación sobre el ritmo de la perforación**



Fuente: Modificada de VOGT, Karen, HAWKER, David, ROBINSON, Allan. "Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo", Datalog, 2002.

**1.3.1.3. Hidráulica y limpieza del hueco.** Es muy importante que los ripios perforados, se remuevan de la broca corazonadora o perforadora, para mantener óptimas tasas de penetración. Si la limpieza del hueco no es buena, los cortes pueden interferir, disminuyendo la superficie de corte de la broca en el fondo, perjudicando el proceso.

### **1.3.2. Tasa de bombeo**

La salida volumétrica de la bomba, y la tasa a la cual el lodo es bombeado al hueco, es un parámetro importante en los procedimientos de registro de lodo. El caudal de bomba, se define como el volumen que puede impulsar la bomba por

unidad de tiempo, en GPM. Las bombas del equipo pueden ser tipo duplex o triplex.

Las bombas dúplex tienen dos cámaras, pero tienen una doble acción, desplazando lodo en ambos desplazamientos del pistón. Cuando el pistón se mueve adelante esta desplazando lodo, y esta llenado la otra parte de la cámara. El lodo es desplazado por cada recorrido del pistón. El volumen de este pistón reduce el desplazamiento del lodo en cada golpe.

La bomba triplex tiene tres cámaras de las cuales solo se desplaza el lodo en la parte delantera del pistón. El volumen de lodo desplazado por cada golpe (Volumen de la bomba) depende del diámetro de la camisa que almacena el lodo y la longitud del pistón que desplaza el lodo. Esto, efectivamente, da un volumen igual al volumen de una cámara. El movimiento de los pistones es tal que, en cualquier momento, están en puntos diferentes lo que asegura una continua salida de lodo, por ejemplo, cuando un pistón esta al final de la camisa que ha vaciado el lodo, otro pistón esta al final del su recorrido hacia atrás, siendo llenada por lodo; un tercer pistón estará en el punto intermedio.

La tasa de bombeo afecta la limpieza del hueco y de la broca. Altas tasas de flujo ofrecen mejor limpieza que las bajas, porque transportan mejor los cortes a la superficie debido a una mayor velocidad anular. [2]

#### **1.4. FLUIDOS DE PERFORACIÓN**

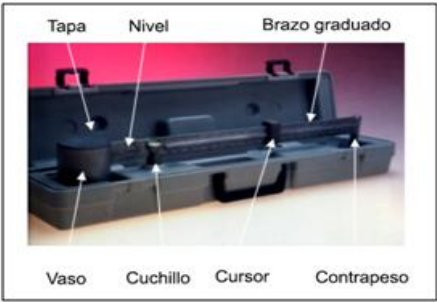
El término fluido de perforación incluye todos los componentes utilizados para extraer muestras de núcleo del pozo y la perforación. Un proceso de perforación o corazonamiento eficaz sólo puede ser continuó, cuando el fondo del hueco se mantiene limpio. Para esta limpieza se tiene el lodo de perforación. Este lodo de

perforación posee ciertas características que lo hace adecuado para la perforación de formaciones profundas y suaves que de otro modo sería difícil de perforar.

### 1.4.1. Densidad

En la figura 13 se muestra el resumen de las principales características de la densidad.[4]

**Figura 13. Generalidades de la densidad**

<b>Densidad</b>	<b>Descripción</b>	
	La densidad o peso del lodo es la propiedad mas critica de cualquier fluido de perforación o corazonamiento ya que con ella se provee el control primario del pozo.	
	<b>Nota</b>	
	La densidad máxima del lodo que se puede mantener en una perforación, está determinada por el gradiente de presión de lodo. La capacidad de sostener y transportar los ripios en un lodo aumenta con la densidad.	
	<b>Unidades</b>	
	Libras por galón (lpg o ppg) kilogramos por litro (kg/l) libras por pie cúbico (lb/ft <sup>3</sup> )	

Balanza de lodos para medir la densidad

Fuente: Los autores


Se debe tener en consideración que el valor del gradiente del lodo debe ser controlado para asegurar la integridad del hueco y la seguridad del personal. Se consideran presiones subnormales a aquéllas que se encuentran por debajo del gradiente teórico de la presión “hidrostática” o sea de 0,433 psi / pie. Y se consideran presiones normales a las equivalentes con pesos de los lodos de 12.5 ppg aunque esto corresponde a un gradiente de 0,65 psi / pie lo cual teóricamente es anormal. A continuación en la ecuación 4 se muestra la correlación para medir el gradiente de lodo a partir de la densidad.

$$\text{Gradiente de lodo} = \frac{Lpg}{19,24} \text{ Ec. 4}$$

### 1.4.2. Viscosidad de Marsh

En la figura 14, se observan las generalidades sobre la viscosidad de Marsh.

**Figura 14. Generalidades de la viscosidad de Marsh**

<b>Viscosidad</b>	<b>Concepto</b>	
	El tiempo requerido para que una muestra de lodo fluya a través de un embudo Marsh es una prueba rápida de la consistencia de un fluido de perforación.	
	<b>Descripción</b>	
	Llenar el embudo con una muestra de lodo y así medir el tiempo requerido para que un cuarto de galón de la muestra fluya por este que inicialmente se encuentra lleno a la copa de lodo. Me	
	<b>Unidades</b>	
	Segundos por cuarto de galón (s/qt).	
<b>Nota</b>		
	El agua tiene una viscosidad de embudo o marsh de 26 s/qt.	

Viscosímetro de Marsh

Fuente: Los autores

Respecto a esta viscosidad, también es importante tener en cuenta que si la es alta, es un indicativo directo que está ingresando fluido y sedimentos desde la formación, este problema se soluciona reduciendo el caudal de las bombas lo que permite tener un mejor control de sólidos.


Es recomendable evitar las altas viscosidades y perforar con la viscosidad embudo más baja posible, siempre y cuando, se tengan valores aceptables de fuerzas de

gelatinización y un control sobre el filtrado. Un fluido contaminado exhibe alta viscosidad embudo. [5]

### 1.4.3.pH (Potencial de hidrogeno)

En la figura 15, se muestran las generalidades del pH. [4]

**Figura 15. Generalidades del pH**

<b>pH</b>	<b>Concepto</b>	El pH es el grado de acidez de una sustancia, es decir la concentración de iones de H <sup>+</sup> en una solución acuosa.	 <p>Indicador universal de pH.</p>
	<b>Descripción</b>	Generalmente, los lodos de perforación son alcalinos (pH>8) durante su uso. El rango de pH, de acuerdo a los criterios de las descargas de aguas permitidas, estará en el orden de 6-9. Valores inferiores a 6 (ácidos) y valores superiores a 8 ( básicos).	
	<b>Nota</b>	Los ph superiores a 8 son nocivos para la fauna y flora del lugar de disposición del residuo, como así también para las propiedades fisicoquímicas del suelo.	

Fuente: Los autores

### 1.5. SELECCIÓN DE LA BROCA



Las brocas tienen diferentes grados de dureza, junto con dientes ó insertos de carburo de tungsteno de distintos tamaños, forma y resistencias, esto determinara la efectividad de la broca en la perforación a través de diferentes litologías. Cuando se perfora un intervalo con un tipo de broca, estos cambios de formación pueden ser identificadas por variación en la tasa de penetración. La selección de la broca estará guiada por los registros de brocas (bit record) tomados durante la perforación de pozos anteriores, en las mismas formaciones.

Como la broca se está desgastando en forma continua durante la perforación o corazonamiento, la tasa de penetración disminuirá. Este cambio es una de las consideraciones primarias para determinar cuando la broca debe ser retirada y remplazada en el proceso.[2]

La primera limitante al evaluar una perforación Slim Hole y el corazonamiento es el mantenimiento y vida de las brocas perforadoras y corazonadoras, de diámetro pequeño. Estas brocas deben entregar energía a la formación para romper la roca y remover cortes, tan eficientemente como sea posible al aumentar la tasa de penetración. Existen diferentes clases de brocas para la perforación y para corazonamiento, ver figuras 16 y 17.

### 1.5.1. Brocas de perforación.

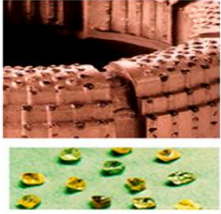


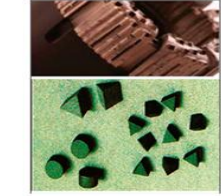
**Figura 16. Tipos de brocas de perforación**

Brocas de perforación	Tipo de broca	Descripción	Desventaja		
	<b>Brocas de arrastre (raspado)</b>	Poseen cuchillas endurecidas, las cuales hacen parte integral de la broca y rotan sólidamente con esta y con la sarta.	Perforan huecos con muy altas desviaciones.		<b>Nota</b>  EL mayor ROP se consigue por raspado usando poco peso en la broca (WOB) y alta velocidad de rotación (RPM). Sólo se pueden perforar formaciones blandas o no consolidadas.
			<b>Desventaja</b>		Alta velocidad de desgaste de dientes y tasa de penetración lenta
			<b>Notas</b>  La rotación se efectúa dentro de la broca, en forma que los dientes van deslizando y excavando a medida que van girando		
	<b>Brocas de Diamantes Policristalinos Compactados (PCD)</b>	Estas brocas tienen una larga vida pues sus cortadores son muy duros y no hay rodamientos ni partes móviles. Los diamantes policristalinos (perforación y corte) son montados en una matriz de carburo de tungsteno (resistencia y rigidez). Efectivas en costo para perforaciones profundas y en formaciones duras y abrasivas.	<b>Desventaja</b>  Problemas de acuífamiento en formaciones poco consolidadas y en pozos en donde se debe reparar el agujero debido a constantes derrumbes de la formación.		<b>Notas</b>  El rendimiento óptimo se logra con bajos WOB y la más alta RPM posible, y con altas velocidades de lodo alrededor de las superficies cortantes de la broca. Dado que no tienen partes móviles, son económicas y permiten altos regímenes de rotación (RPM), aunque las tasas de penetración (ROP) son generalmente menores.

Fuente: Los autores

## 1.5.2. Brocas de corazonamiento

Figura 17. Tipos de brocas de corazonamiento

Brocas de corazonamiento	Tipo de broca	Descripción	Desventaja	
	<b>Brocas de Diamantes naturales (superficie)</b>	Estas brocas tienen un cuerpo fijo cuyo material puede ser de matriz de acero o de carburo de tungsteno. Su tipo de corte es de diamante natural, incrustado en el cuerpo de la broca o se dispersa en recortes finos de diamantes.	Problemas de hidráulica.	
			Nota  Son usadas en formaciones blandas, no consolidadas. Solo poseen una capa de diamante natural.	
	<b>Brocas impregnadas de diamante</b>	Matriz metálica impregnada con diamante, estos están uniformemente distribuidos en ella, de manera que a medida que ésta se desgasta durante la perforación, diamantes con nuevos filos cortantes sean expuestos.	Desventaja  En algunas ocasiones La matriz erosiona demasiado rápido, antes de que el diamante se haya desgastado. Los diamantes saltan prematuramente, reduciéndose de esta manera la vida útil de la broca.	
Notas  Las brocas impregnadas son excelentes para perforar formaciones muy duras. Se obtienen con ellas altas tasas de penetración, y tiempo de vida óptimo, si se mantienen los parámetros de operación requeridos.				
<b>Brocas de corazonamiento de Diamantes Poli-cristalinos Compactados (PCD).</b>	Son materiales de diamante artificial que consisten de una capa de arenilla de diamante del tamaño de un micrón sinterizada y adherida a espigas de carburo de tungsteno. Las brocas PDC Una buena alternativa para las brocas de diamante	Desventaja  No recomendadas para formaciones muy duras, altamente fracturadas o de cuarzos.		
		Notas  Se utilizan para corazonar formaciones que varían de muy blandas a medio duras.		
<b>Brocas de corazonamiento de Diamantes térmicamente estables (TSD).</b>	Es un material de diamantes artificiales. La diferencia principal con la broca PCD es que tiene un margen más alto de estabilidad térmica (estable hasta 1000-1200 grados °C).	Desventaja  Dificultad que presenta en la hidráulica y genera altas torsiones.		
		Notas  Cortadores apropiados para formaciones consideradas por lo general demasiado duras y/o abrasivas para los cortadores PCD. No son recomendadas para formaciones blandas.		

Fuente: Los autores

El desempeño de la broca es medido por el intervalo perforado y el tiempo de rotación. Se busca que el costo por pie corazonado sea mínimo. Las principales consideraciones para seleccionar una broca son: Geología y propiedades de la formación, fuerza de compresión, elasticidad, abrasión, presión de sobre-carga, presión de poro, porosidad y permeabilidad.

En la perforación de exploración, se desarrolla un programa de brocas más detallado. En estas situaciones es prudente tener una variedad más amplia de brocas, para cubrir todas las eventualidades. En la Tabla 1 se presenta un ejemplo para la selección de las brocas de corazonamiento según la dureza de la formación. [6]

**Tabla 1. Selección broca de corazonamiento**

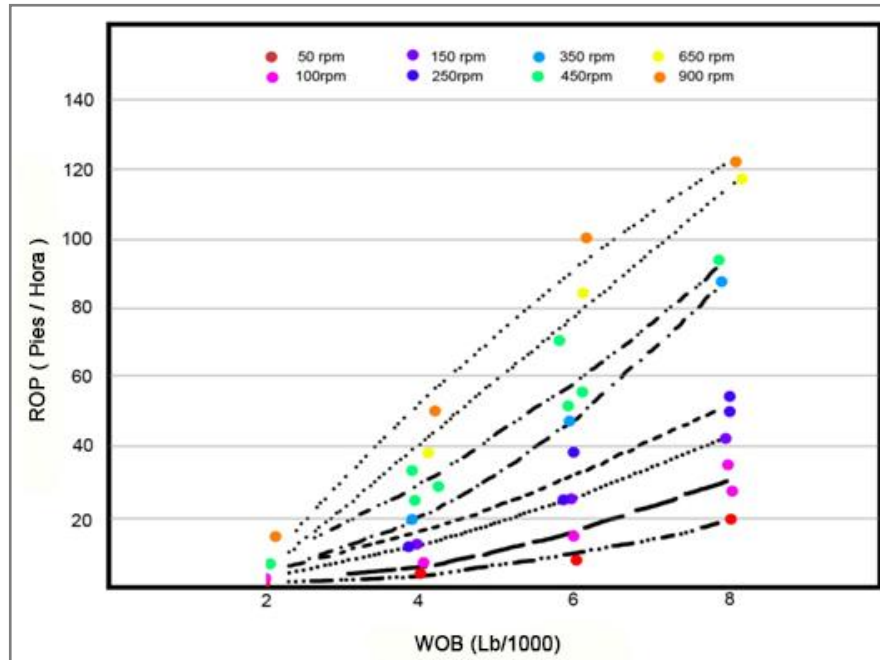
Propiedades de la Roca	Tipo de Roca	Broca corazonadora
<b>Roca abrasiva ultra-dura</b>	Rocas ígneas, cuarzo	Impregnado de Diamante Natural
<b>Roca abrasiva dura</b>	Arenisca, Esquisto, Aluvi3n	Diamantes naturales, TSD
<b>Roca dura no abrasiva</b>	Caliza, Dolomita, Anhidrita	TSD
<b>Roca mediana a dura con capas abrasivas</b>	Arenisca, Caliza, Esquisto	TSD o diamantes naturales montados en la superficie
<b>Roca de resistencia blanda a mediana</b>	Arenisca, Yeso, Esquisto	Cortadores PDC, dise1o de baja invasi3n de fluidos
<b>Rocas blandas, sin capas pegajosas</b>	Sal, Anhidrita, Esquisto	PDC o de conos giratorios
<b>Roca blanda pegajosa</b>	Suelo Arcilloso	PDC

Fuente: Tomada de Norma API RP40[7]

La respuesta de la ROP al incrementar el peso de la broca se ve tambi3n afectada por el tipo de broca. Se ha demostrado en laboratorio que usando brocas PDC, la relaci3n entre WOB y la ROP es funci3n de la velocidad de la rotaci3n. La figura

18 resume e ilustra esto. En esta prueba, se utilizó una broca tipo PDC para perforar junto con lodo, presión de pozo y presión de sobrecarga constantes. [8]

**Figura 18. Rendimiento de una broca PDC para varios RPM**



Fuente: **Modificada de** GRACE, Robert. SHURSEN, Jerarld. CARDEN, Richard. Drilling Practices. Oklahoma, Petroskills, 2005.

Al incrementar el peso sobre la broca desde 2000 a 8000 libras, a 50 RPM se logra un incremento en la tasa de penetración desde 0 a 20 pies por hora; mientras que a 900 RPM, se logra una ROP representativa de 120 pies por hora aplicando 8000 libras de peso.

## 1.6. LITOLOGÍA

La tasa de penetración es una de las herramientas interpretativas principales usadas por el Geólogo y personal de registro para reconocer los cambios de formación. Sin embargo, todos los factores anteriores que pueden afectar la ROP

tienen que ser tenidos en cuenta para determinar la razón del cambio. Si ninguno de estos factores puede explicar un aumento o disminución de la ROP entonces el cambio tiene que ser el resultado de un cambio en las propiedades de la formación. Para poder caracterizar estos intervalos y las propiedades de roca se utilizan diferentes herramientas de registro, que se describirán a continuación. [2]

### **1.6.1. Registros**

Un registro o perfil de pozo quiere decir “una medición de las características de las formaciones atravesadas contra la profundidad, realizadas con herramientas de toma de medición en el pozo”. [9]

Los registros son una importante fuente de información sobre las características de las formaciones en un pozo. Junto con otros elementos como:

- Los datos de tasa de penetración y profundidad de los reportes diarios de perforación.
- Litholog donde se encuentran las descripciones geológicas de la zona de interés.

Se vuelven indispensables para un análisis y evaluación de la tasa de penetración respecto a las formaciones que se atravesaron.

Existen una gran variedad de registros, cada uno diseñado para medir diferentes propiedades de las rocas. Algunos de los registros que se realizaron en el proyecto mencionado fueron:

- Registro Sónico.
- Registro de resistividad.

- Registro de neutrones.
- Registros rayos gamma.
- Registro de densidad.

**1.6.1.1. Registro Sónico.**Depende de la propagación de las ondas acústicas a través de la formación. Las ondas las genera un transmisor situado en la herramienta. Los receptores, también puestos en la herramienta, vigilan las ondas de retorno y calculan el tiempo de desplazamiento. [10]

El objetivo principal del perfil sónico es la determinación de la porosidad de las zonas atravesadas partir del tiempo de tránsito de las ondas ( $\Delta t$ ). Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y por lo tanto, mayores la porosidad de la roca. Se lee de derecha a izquierda. La unidad de medida es el Seg/m (150 – 500) ó el seg/pie (40 – 240).

**1.6.1.2. Registro de resistividad.**Es un registro inducido. La resistividad es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas. Proporciona evidencias del contenido de fluidos en las rocas. Si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están llenos de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta. Las rocas compactas poco porosas como las calizas masivas poseen resistividades altas.

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 omh-m. [11]

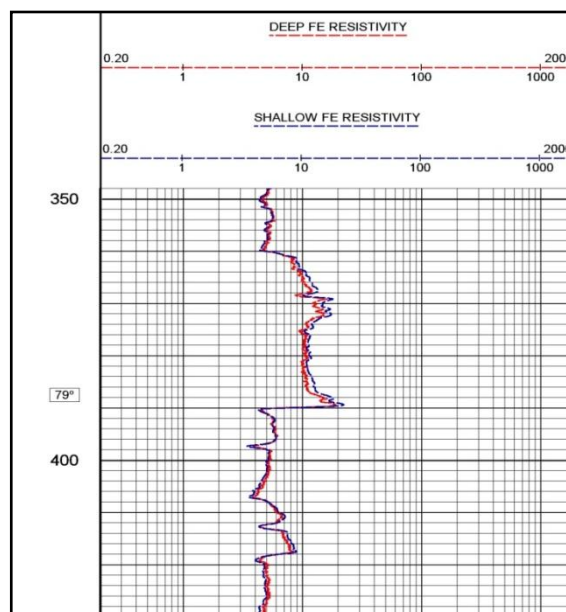
Al analizar un registro de este tipo se tasa de determinar la resistencia de la zona invadida (shallow) y la zona virgen (deep). Una comparación de estas

resistividades, puede dar información acerca de una invasión. Si poseen una misma tendencia no se ha producido invasión. Pero si hay separación, la razón más probable es que ha ocurrido invasión causando que las resistividades de la zona invadida (shallow) y de las aguas profundas difieran. En la figura 19 se presenta un ejemplo de este tipo de registro.

**1.6.1.3. Registros de neutrones.** Mide la capacidad de las formaciones para atenuar los flujos de neutrones. Puesto que la masa atómica está muy cercana al hidrogeno, los neutrones no pueden fluir fácilmente a través de formaciones que tengan alto contenido de hidrogeno, lo cual permite medir el hidrogeno de la formación. Esta medida se puede usar para computar la porosidad de la formación. [12]

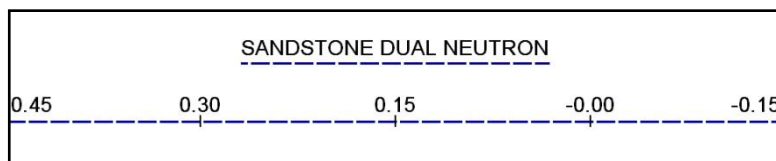
Un alto contenido de neutrones indica baja porosidad y un bajo contenido indica alta porosidad. En la figura 20, podremos ver la escala manejada en un registro de neutrones.

**Figura 19. Ejemplo de un registro de resistividad**



Fuente: Los autores

**Figura 20. Escala manejada en un registro de neutrones**



Fuente: Los autores

**1.6.1.4. Registros de rayos gamma.** Algunos elementos en la naturaleza emiten radiación. Elementos comunes en la corteza terrestre son potasio (K), torio (Th) y uranio (U). La mayoría de intervalos de un pozo contienen nada o muy pocas cantidades de estos elementos y por lo tanto tienen un nivel bajo de radiación GR. Otros tipos de rocas (shales) tienen una gran cantidad de átomos de K y Th, resultando en altos niveles de radiación GR. El nivel de GR se registra en unidades API en escala de 0 –150 API.

La curva de rayos gamma es simplemente una medición de la radiación natural de la formación y generalmente refleja el contenido de arcilla o lutita de las rocas sedimentarias. Los elementos altamente radiactivos tienden a concentrarse en las arcillas o lutitas; por consiguiente, lutitas y arenas lutíticas muestran una radioactividad alta, en tanto que las arenas limpias y carbonatos generalmente exhiben niveles bajos de radioactividad. En otras palabras, la curva de rayos gamma permite determinar la litología. La respuesta puede ser afectada por el peso y tipo de lodo de perforación, además por el tamaño del hueco. En la figura 21 se muestra una respuesta común de estas curvas. [13]

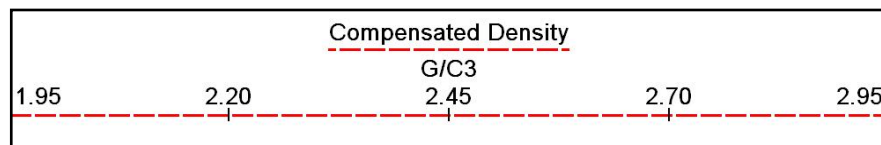
**Figura 21. Respuesta común de las curvas de registro gamma ray**



Fuente: Modificada de Halliburton. Welex. Introducción al análisis de los registros de pozos. Maracaibo, 2006, 42p.

**1.6.1.5. Registro de densidad.** Mide la densidad en masa de la formación. La herramienta de registro tiene una fuente de rayos gamma y algunos detectores. Formaciones de baja porosidad dispersan los rayos gamma y así pocas logran ser detectadas por la instrumentación de la herramienta. Las formaciones de alta porosidad tendrán menor efecto de dispersión que los rayos y así logran que mayor cantidad llegue a ser detectada. Para ver la escala manejada en esta clase de registro. Ver figura 22. [9]

**Figura 22. Escala manejada en un registro de densidad**



Fuente: Los autores

## 1.7. CORAZONAMIENTO

La exploración para localizar hidrocarburos se inicia con un entendimiento de la geología regional, lo cual se complementa con la interpretación sísmica detallada de la zona para proporcionar el modelo conceptual de un yacimiento potencial, es decir, de una estructura geológica en la cual pudieran existir hidrocarburos. A continuación se perforan pozos exploratorios y las principales preguntas que surgen inmediatamente son:

- ¿Hay Hidrocarburos presentes?
- ¿Los Hidrocarburos son aceite, gas o ambos?
- ¿Cuál es el volumen de los Hidrocarburos?
- ¿Cuáles son las posibilidades reales de lograr el éxito comercial?

Un elemento básico para poder dar respuestas fundamentadas a estas preguntas, consiste en cuantificar las propiedades relevantes tanto de las rocas, como de los fluidos que éstas contienen; a esta labor se le designa en forma abreviada como “evaluación de formaciones”. Más formalmente, este término está aplicado a un estudio petrolero que puede enunciarse como “la práctica de usar información obtenida de las muestras de roca y de fluido que se extraen del mismo para lograr una buena caracterización de las propiedades físicas y químicas del yacimiento”. [6]

Para poder desarrollar esta “evaluación de formaciones” de forma eficiente y clara, se ha valido de un proceso llamado corazonamiento. El corazonamiento consiste en la extracción de muestras de roca de la formación de un pozo. En la medida de lo posible, estas muestras se toman en perfecto estado, físicamente sin alteraciones. El material de la formación puede ser roca consolidada, roca no consolidada, conglomerado, arenisca, carbón, lutitas y arcillas. [14]

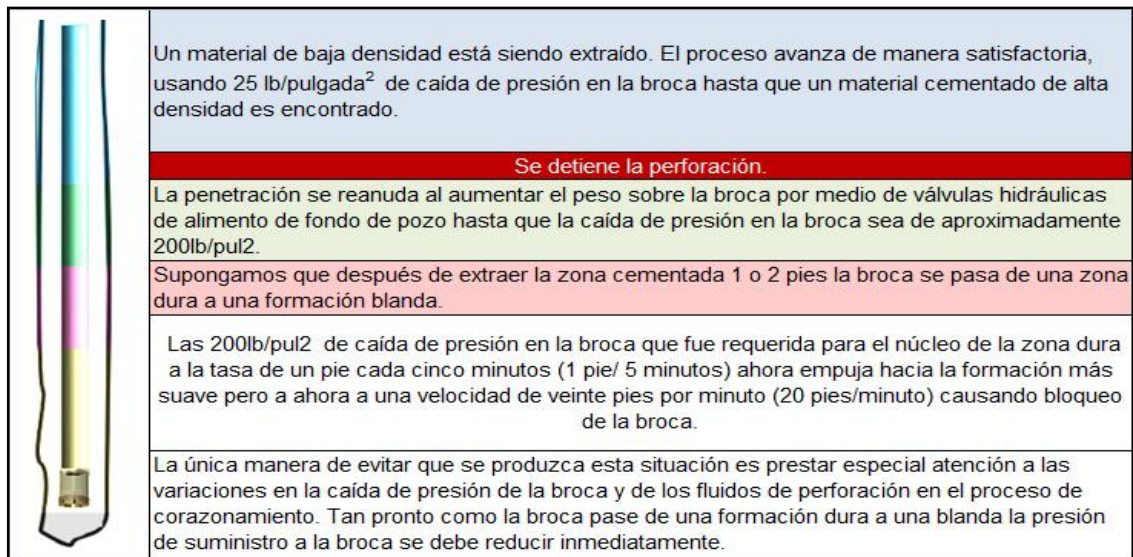
### 1.7.1 Objetivo del corazonamiento

El objetivo principal del corazonamiento es obtener información sobre las propiedades geológicas, físicas y químicas de la formación y de los fluidos que ésta contiene, que conduzca: la caracterización de la estructura del yacimiento, refinar la evaluación de reservas, descubrir nuevos yacimientos y aumentar la eficiencia de la producción en los yacimientos que ya se encuentran bajo explotación. [6]

### 1.7.2 Corazonamiento a través de material no consolidado

Considerables diferencias en la dureza se producen en fondo de pozo al haber cambio de litología. Estos cambios de dureza-densidad son unos de los aspectos más molestos cuando se tasa con núcleos con material no consolidado. En la figura 23, observamos un ejemplo de corazonar a través de diferentes materiales terminando con un intervalo no consolidado.

**Figura 23. Ejemplo de corazonar en diferentes materiales de roca**



Fuente: Los autores

**1.7.2.1. Fluido de perforación utilizado a través de material no consolidado.** La utilización de un programa estricto de fluidos de perforación en un corazonamiento de material no consolidado es muy importante. En estos casos agua u otras mezclas de lodo poco viscoso no deben ser utilizadas. La viscosidad debe ser alta y el peso debe ser bajo.

Cuando se corazona una arena media, se utiliza un lodo con viscosidad de embudo entre un intervalo de 50 s/qt hasta más 100 y 75 (s/qt) (viscosidad de embudo de Marsh). En estos rangos de viscosidad, el fluido no circula con facilidad a través de la abertura de la broca y el anular, si no que se desliza. Incluso con estas altas viscosidades, el peso del fluido incluyendo el peso de los ripios no deben exceder 9libras/galón con el fin de evitar la invasión al núcleo. Para ser más exactos, al utilizar un lodo de 75 s/qt el peso del mismo no debe exceder 8,8 libras/galón. Estas restricciones de altas viscosidades y poco peso en los fluidos de perforación son necesarios para obtener núcleos sin contaminar. La velocidad de rotación (RPM) y la tasa de penetración (ROP) de la broca de corazonamiento varían dependiendo de la densidad de las arenas encontradas, pero no debe exceder una velocidad de rotación de 250 RPM y una tasa de penetración de 1ft cada 5 minutos.

Si alguna vibración en el taladro se presenta durante la extracción, la velocidad de rotación debe disminuirse hasta que esta se reduzca. Si la arena cambia o se convierte en una mezcla de arena-grava, la viscosidad del lodo debe ser aumentada tan alto como 100 s/qt. Siempre que se incrementa esta viscosidad del lodo, la presión de bomba también tiene que ser aumentada para hacer circular el fluido.

Una grava con una matriz de arena-limo-arcilla es considerada por muchas personas imposible de corazonar sin causar perturbaciones considerables. Este tipo de material se encuentra comúnmente en ambientes aluviales. Por lo general,

son consideradas menos permeables que las arenas, por lo que el lodo de perforación debe ser menos viscoso (entre un rango de 40 s/qt a 50 s/qt) para corazonarla. Esta clase de lodo da como resultado una menor presión requerida para hacer circular los cortes a superficie: incluso a una profundidad de 300pies, la presión de bomba probablemente sea menor de la que necesitaría para una profundidad de 100pies usando un lodo de 75 s/qt.

La principal técnica utilizada para este tipo de formación es el corte en lugar de empujar el núcleo de sedimentos no consolidados. Si la penetración es demasiado rápida, las gravas serán empujadas perturbando y contaminando el núcleo. Al utilizar una presión de caída de broca y velocidades de rotación relativamente bajas sobre este material, genera una tasa de penetración lenta (en el rango de 1 pie cada 15-20 minutos), porque a pesar de que se corazona una formación no consolidada también corazona roca (partículas de grava). [15]

Otro tipo de sedimento no consolidado es la arcilla, este material es uno de los más fáciles de corazonar, este no es invadido por los fluidos de perforación pero plantea un problema de perforabilidad. Este problema de perforabilidad es el resultado de la lubricación del lodo y las partículas de arcilla, causando que la broca de diamante corazonadora se deslice sobre la superficie de la arcilla en lugar de cortarlo. Debido a la facilidad de la formación de torta de filtrado sobre un material de baja permeabilidad, tales como las arcillas, una baja viscosidad del lodo de perforación puede ser usado (entre 35 s/qt a 40 s/qt); en presencia de arcillas se debe usar lodo de baja densidad, para limpiar y lubricar la broca permitiendo mayores tasas de penetración. La broca de corazonamiento puede rotar de 400 a 500RPM si la tubería de perforación gira suavemente. Estas altas velocidad de rotación, se usan en conjunto con una compatible caída de presión en la broca, ayudando así a unas mejores tasas de penetración. Aunque el uso de un lodo menos viscoso y una mayor velocidad de rotación, logra una mejor tasa de

penetración, un fenómeno ocurre en el núcleo de arcilla imponiendo una restricción de esta velocidad:

- Cuando la broca de corazonamiento atraviesa una arcilla, especialmente si esta es muy densa, resulta en un pequeño espacio anular, esto se traduce en la necesidad de altas presiones de bombeo para empujar los cortes a través de esta angosta restricción y a pesar de que un lodo poco viscoso de perforación es utilizado, la presión de fluido debe ser tan alta como  $100\text{lb/pul}^2$  para lograrlo. Aunque la formación de una torta de filtrado en las arcillas es fácil, una presión de fluido demasiado alta eventualmente resulta en la invasión de lodo en el núcleo, por lo tanto, la tasa de penetración debe ser regida de acuerdo a la acumulación de la presión de fluido.

### **1.7.3. Corazonamiento a través de material consolidado**

Cuando se perfora material consolidado con un barril NW, la broca podrá rotar a 600RPM con una presión de bomba de apenas 2000 libras, asumiendo que la tubería de perforación no tiene ondulaciones y no hay vibraciones presentes. Si se presentan vibraciones, las RPM debe ser disminuida junto o con el WOB de otra forma se generaría daño en los dientes de la broca.

La velocidad de rotación debe ser fijada de acuerdo al diámetro del barril de corazonamiento ya que este controlara la velocidad de la broca. En el caso que se tenga un barril de corazonamiento NW rotando a 600RPM generara una velocidad periférica de 460ft/min, en comparación con un barril AW que tendría que rotar a 1000RPM para lograr una velocidad igual, teóricamente bajo condiciones ideales se puede alcanzar rotaciones de hasta 2500RPM para barriles AW y 1500 para barriles NW en rocas duras.

**1.7.3.1.Fluido de perforación utilizado a través de material consolidado.**Después que la formación (zona de sobre carga) ha sido estabilizada ya sea utilizando casing o lodo de perforación, un barril corazonador (cilindro de doble tubo), un reamingshell (diamante), un barril interno sin rotación junto con un atrapa núcleos (corecatcher), y una broca (la cual debe cumplir con los requerimiento para cortar el material), es unido a la tubería de perforación y bajado a la parte inferior del hueco. El sistema de rotación es conectado a la parte superior de la tubería de perforación ya sea de forma hidráulica o mecánica. El asentamiento del barril de corazonamiento o el inicio del proceso se logra mediante el bombeo de lodo a muy baja presión y bajas RPM de la broca. Luego de iniciarse el proceso de corazonamiento, estas dos variables son incrementadas hasta llegar a la tasa de penetración óptima en la formación perforada. Estas mismas variables (presión de bomba y velocidad de rotación), dependen de la dureza del material consolidado y el diámetro de barril corazonador.

El fluido de perforación utilizado a través de material consolidado, es el componente que mas cambia en el sistema. En un inicio se hablaba solo de agua como fluido de perforación, sin embargo los procesos de perforación actuales incluyen un programa de lodos, razón por la cual varían los fluidos de perforación, ver figura 24.El corazonamiento se hace en formaciones abrasivas, fracturadas o friables las velocidades de rotación y la presión de la bomba deben ser disminuidas con el fin de mantener un movimiento muy suave en la tubería de perforación, ya que si la broca corazonadora perfora muy rápido estos materiales se presentara una sobre-perforación generando ruptura del corazón y poco recobro de este, junto con el posible bloqueo de la broca. Considerando la cantidad de variaciones posibles a la velocidad de rotación y la presión de la bomba aplicables a la broca de perforación, la culminación a buen término de un proyecto de perforación depende en gran medida de la intuición del perforador.

[15]

**Figura 24. Variación de los fluidos de perforación en material consolidado**

Si	El casing ha sido asentado y el material a corazonar es muy denso y de baja permeabilidad.	Entonces / Asi que	La perdida de fluido no sera problema	Entonces / se puede / Usar	Agua en lugar de lodo de perforación, sin embargo bombas de mayor capacidad deberían ser utilizadas para remover los recortes.
Si	Si el material es blando	Entonces / Asi que	La alta velocidad del lodo, erosionara el corazón dando como resultado un recobro muy pobre.	Entonces / se puede / Usar	Algunos fluidos pueden ser agregados con el fin de retirar eficientemente los recortes para así disminuir la erosión presente en el corazón.
Si	Si el material a corazonar es muy permeable	Entonces / Asi que	Habrá mucha perdida de fluidos en la formación	Entonces / se puede / Usar	Lodo que presente una torta de filtrado lo suficientemente estable. En este caso si la presión de sobrecarga es mucho mayor a la del fluido de perforación, deberá aumentarse el peso del mismo para superar esta diferencia (Barita).
	El suministro de agua es un problema				
Si	Perforando formaciones arcillosas	Entonces / Asi que	Los fluidos pueden causar hinchamientos o desintegración de estas = densificación del lodo.	Entonces / se puede / Usar	Lodo de bajo peso y alta viscosidad el cual crea una torta delgada en la arcilla.

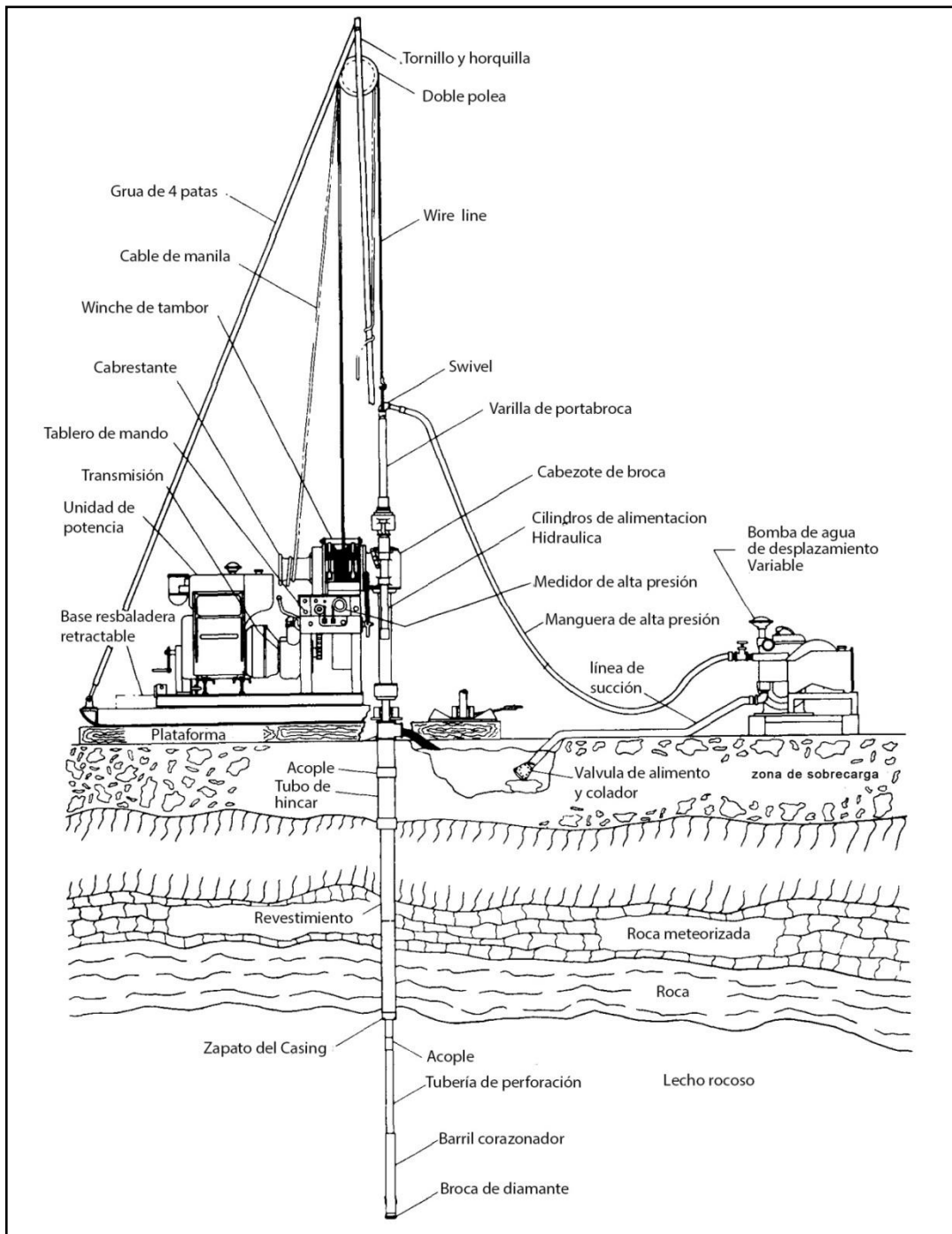
Fuente: Los autores

#### **1.7.4. Corazonamiento tipo Slim Hole con taladro de rotación hidráulica (CRH)**

Este término comúnmente se relaciona a extracción de muestra mediante brocas de diamante. El término fue utilizado en el pasado para la exploración de oro y minerales valiosos. Esta técnica como método de perforación ha existido por cerca de 100 años, durante un periodo relativamente corto de tiempo, el equipo y técnicas para obtener una buena muestra especialmente en formaciones difíciles, ha avanzado dramáticamente, aunque el método básico ha cambiado poco.

Algunas técnicas básicas que envuelven la rotación de corazonamiento hidráulica van de la mano junto con perforación de rotación hidráulica (PRH). Algunos componentes principales de CRH Y PRH son idénticos como por ejemplo los equipos de perforación y bombas de lodo. Sin embargo para la mayoría de operaciones de corazonamiento el equipo puede variar considerablemente, figura 25. La CRH no requiere la misma cantidad de energía de PRH estándar, ni requiere un mismo bombeo de fluido de perforación porque el volumen necesario para la extracción de núcleos es mucho menor. Las brocas utilizadas para la PRH también varían considerablemente, porque estas brocas están diseñadas para cortar todo el material que se está atravesando, mientras que la broca para la extracción está diseñada para cortar un perímetro de material penetrado y permitir que este permanezca intacto en el barril corazonador.

**Figura 25. Máquina perforadora típica de broca de diamante para la exploración**



Fuente: Shuter, Eugene. Teasdale, W.E. Application of drilling, coring and sampling techniques to test holes and wells. Denver, Geological survey techniques of water resources investigations, 1990.

Gran parte de los equipos de CRH de material no consolidado es el mismo que se utiliza para CRH de material consolidado. El equipo de perforación–corazonamiento y lodo de perforación del equipo de mezcla puede ser el mismo. Sin embargo, las pequeñas bombas dúplex habitualmente usada para circular el fluido de perforación de rocas consolidadas no pueden ser usadas para lodos de alta viscosidad cuando se extraen núcleos de materiales no consolidados.

Las tuberías de perforación y el barril corazonador puede ser el mismo, sin embargo el uso de un sistema de barril corazonador por wireline asegura una mayor estabilidad del pozo durante la perforación y extracción de muestras.

Las brocas usadas para formaciones no consolidadas son diferentes al usado para materiales consolidados. Estas últimas brocas permiten el paso del fluido de perforación a través del espacio anular entre el barril corazonador, tubo exterior y barril interno, a través del borde de corte de la broca (en contacto directo con el núcleo). Estas brocas no se pueden utilizar en formaciones no consolidadas o extremadamente friables debido a la acción erosiva del fluido de perforación y su descarga directa al núcleo.

En cambio las brocas con descarga de fondo se pueden utilizar para formaciones no consolidadas ya que no va a tener contacto directo el fluido de perforación – núcleo, y así se eliminan los problemas de erosión. Estas últimas brocas proporcionan otra opción para ayudar a eliminar la erosión del núcleo. A medida que la tubería de perforación gira, el fluido tiende a ser lanzados hacia afuera, no hacia abajo, impidiendo así el lavado y la contaminación del núcleo; sin embargo esta característica es la más costosa en la vida de la broca de diamante para extracción de muestras, porque poco líquido llega al borde interior de corte de la broca, dando como resultado un excesivo desgaste. Cuando se utiliza esta clase de broca es muy importante un ajuste en el barril interno. [15]

Hay tres parámetros principales que deben considerarse en un corazonamiento:

- Peso sobre la broca (WOB)
- Velocidad de rotación (RPM)
- Tasa de bombeo (GPM)

En términos generales, la velocidad del core head debe ser variada para adaptarse a la formación y la tasa de bombeo (varía de acuerdo al tamaño mismo, ver figura 28). El peso sobre la broca depende tanto del tamaño del core head y el tipo de formación. Para evitar atascos y daños en el barril corazonador, brocas de poco peso y velocidades rotativas relativamente bajas se deben utilizar para minimizar la flexión del núcleo. [16]

#### **1.7.5. Velocidad de rotación en corazonamiento**

La mejor velocidad de rotación (RPM) para corazonamiento normalmente depende de los parámetros de pozos y la capacidad del equipo de perforación. La profundidad y el tamaño del hueco, tamaño y condición de la tubería de perforación, tamaño y número de collares y la formación sin corazonar, se deben considerar para establecer la velocidad de rotación.

Las experiencias en campo indican que las velocidades de rotación mientras se corazona son usualmente consistentes con las prácticas estándar de campos petroleros. Las brocas PDC de corazonamiento por lo general se utilizan con menores RPM que las brocas PDC de perforación.

El reducir la velocidad de rotación ha demostrado ser eficaz cuando se extraen muestras de roca en formaciones que presentan fractura. Velocidades tan bajas como 30 a 40 RPM, pueden ser requeridas para minimizar perturbaciones y atascos en la muestra. Mientras que la broca permanezca limpia, veremos una

mejor tasa de rotación, si se varían las RPM y mientras se mantenga el peso sobre la broca (WOB) constante.

Algunas formaciones crearan torques excesivos. Una buena operación de extracción puede obtenerse en estas formaciones mediante diferentes combinaciones de peso y RPM. En la figura 26 se muestran velocidades de rotación recomendadas para brocas.

#### **1.7.6. Peso sobre la broca en corazonamiento (WOB)**

El WOB nunca debe exceder el WOB disponible para el ensamble de fondo de pozo (BHA por sus siglas en ingles) y debe ser coherente con las prácticas de perforación. Sin embargo el exceso de masa del BHA podría ser un obstáculo, dando lugar a anomalías en la extracción de núcleos.

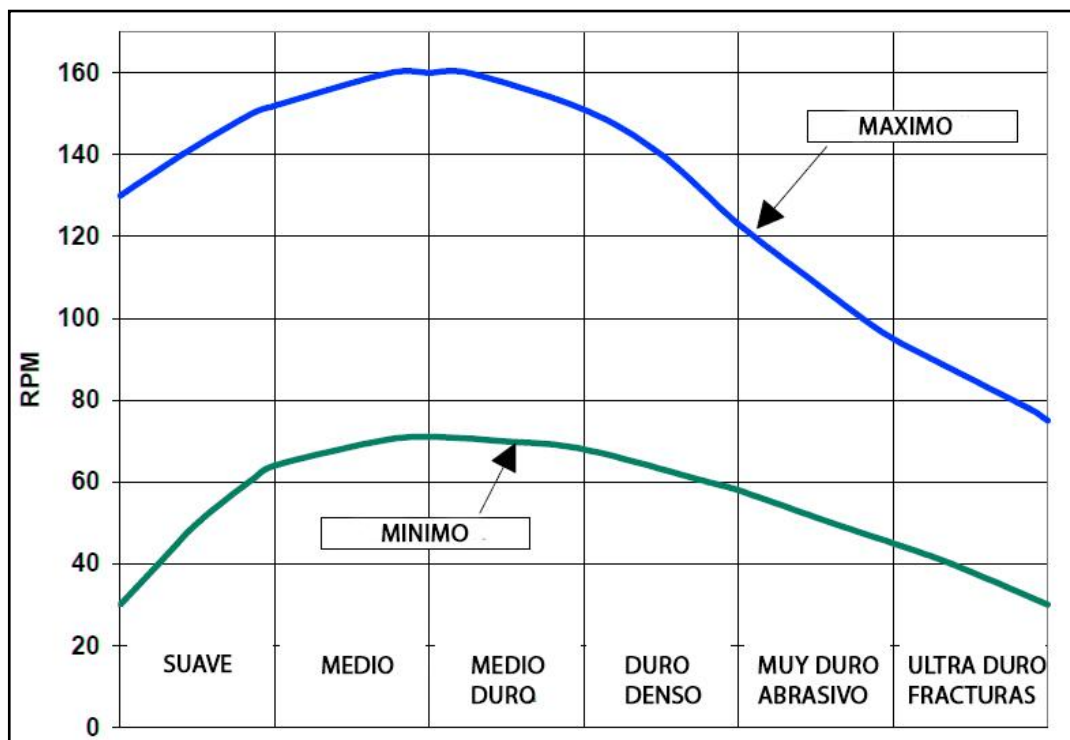
El peso apropiado sobre la broca para cada extracción se puede determinar mediante un aumento de 1000 a 2000 libras con una velocidad de rotación constante. El corazonamiento debe continuar en cada intervalo observando cuidadosamente la tasa de penetración. En la figura 27 se muestra el peso de la broca para corazonamiento.

El WOB óptimo se debe alcanzar cuando el peso adicional no proporciona ningún aumento adicional en la tasa de penetración o cuando se requiere un torque excesivo para girar la broca. Después de que la tasa de perforación deseada se ha establecido, se debe mantener el WOB constante. El freno se debe aplicar en todo momento. No se debe aplicar peso y luego dejar de perforar, sólo para aplicar más peso de nuevo.

El uso de demasiado WOB puede causar que las brocas de diamante natural penetren demasiado profundo si no se presenta suficiente fluido entre los

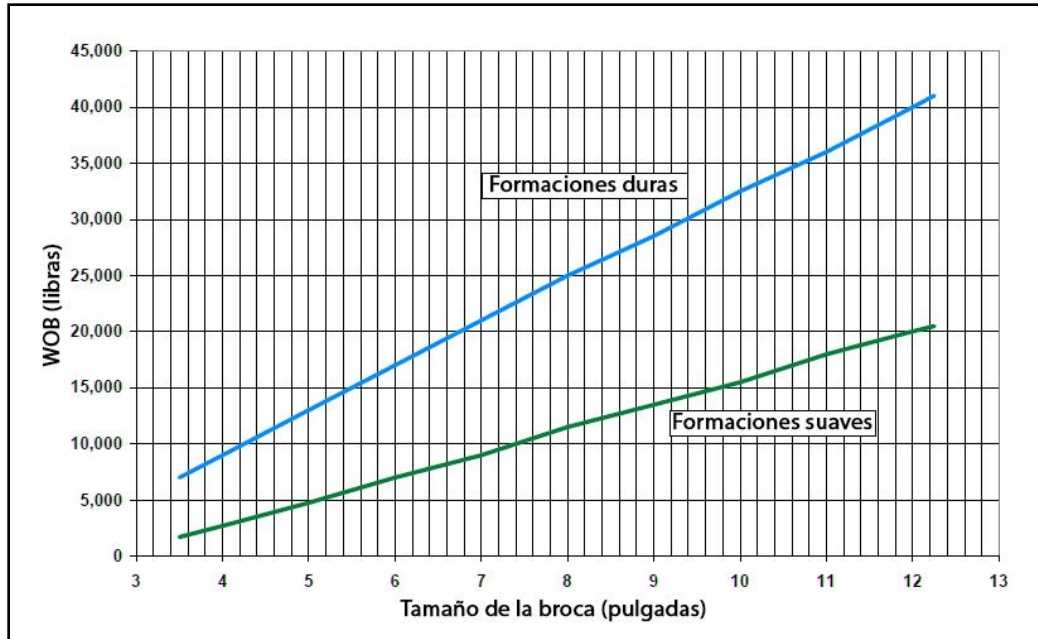
cortadores y la formación. Un alto WOB puede dar como resultado una pobre remoción de rípios. La broca se podría obstruir o incluso quemar, se reduce la ROP y la vida de la broca. En formaciones más duras, el peso excesivo puede causar quemaduras en las puntas de los dientes, con la consiguiente pérdida de vida de la broca.[14]

**Figura 26. Velocidad de rotación recomendada para brocas de corazonamiento**



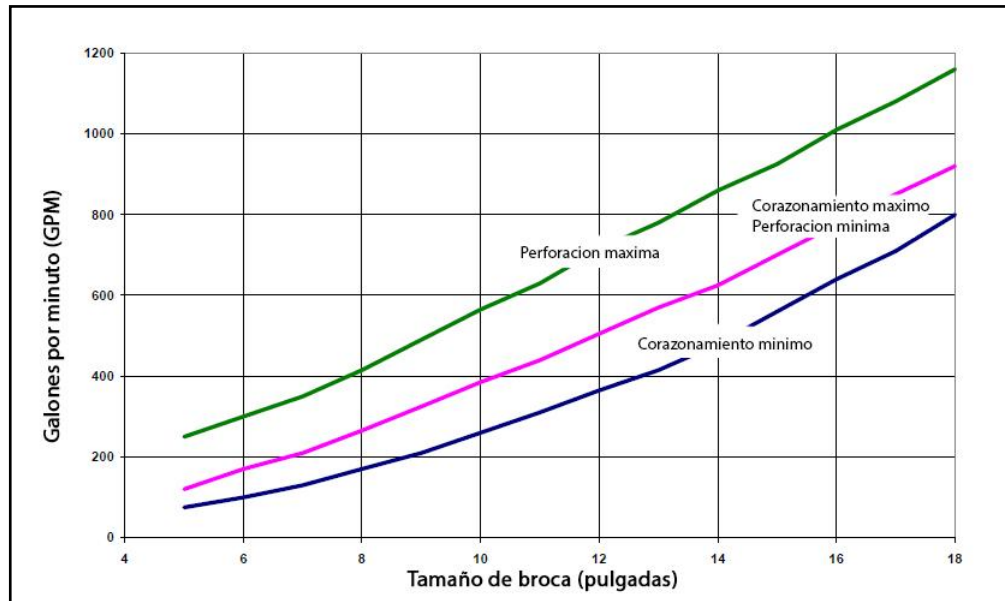
Fuente: Baker Hughes Inteq. Coring Handbook. Houston, 1999, 503 -001 Rev.c.

**Figura 27. Peso de la broca para brocas de corazonamiento**



Fuente: Baker Hughes Inteq. Coring Handbook. Houston, 1999, 503 -001 Rev.c.

**Figura 28. Galones por minutos Vs tamaño de la broca**



Fuente: Baker Hughes Inteq. Coring Handbook. Houston, 1999, 503 -001 Rev.c.

### 1.7.7.Sistemas especiales de corazonamiento

A medida que se requieren perforar más pozos exploratorios, los avances tecnológicos para la optimización de estos procesos, son de vital importancia para ahorros y tiempo, además de que si este procedimiento se hace de una manera efectiva, se obtendrán mejores resultados.

Existen diversas maneras para optimizar una perforación estratigráfica, por ejemplo con ayuda de la nueva tecnología y la modificación de los componentes que participan en dicho procesos, ver Tabla 2.

**Tabla 2. Sistemas especiales de corazonamiento.**

Sistemas especiales de corazonamiento	
1.	Corazonamiento de presión retenida.
2.	Corazonamiento de revestimiento con esponja
3.	Corazonamiento de cierre completo
4.	Barril de corazonamiento con manga de caucho
5.	Barril de corazonamiento recuperable con wireline
6.	Corazonamiento de paredes laterales con wireline
7.	Corazonamiento de paredes laterales por percusión
8.	Corazonamiento de paredes laterales por perforación
9.	Corazonamiento con gel (Gel Coring)
10.	Tecnología Anti – Giros (Anti – Whirl Technology)

Fuente: Los autores

**1.7.7.1. Corazonamiento de presión retenida.**En la Tabla 3, se presenta un breve resumen de este sistema de corazonamiento. [6].

**Tabla 3. Corazonamiento de presión retenida**

Corazonamiento de presión retenida	
<i>Mejora aplicada a</i>	Los barriles de corazonamiento
<i>Finalidad</i>	Diseñados para almacenar y mantener la saturación de los fluidos del núcleo a presiones de yacimiento en la superficie, siendo el mejor método para obtener datos de saturación del crudo y gases del yacimiento.
<i>Procedimiento</i>	Los núcleos se mantienen congelados con hielo seco, reduciendo la presión del poro, congelando el agua, inmovilizando el petróleo y atrapando los gases.

Fuente: Los autores

**1.7.7.2. Corazonamiento de revestimiento con esponja.** El sistema de corazonamiento revestido con esponja fue desarrollado para mejorar la precisión de los datos de saturación de crudo, atrapando los fluidos; este proceso no atrapa los gases del yacimiento. Esta esponja se satura con salmuera y aceite mineral seco antes de llegar al pozo con el objetivo de capturar cualquier cantidad de fluidos de la muestra. Esta herramienta es especialmente útil para estudiar la viabilidad de proyectos de recobro mejorado, ver tabla 4.

**Tabla 4. Corazonamiento de revestimiento con esponja.**

Corazonamiento de revestimiento con esponja	
<i>Descripción</i>	La muestra es insertada en una manga con esponja de poliuretano o celulosa, la cual se encuentra en un tubo de aluminio. Los gases de expansión desplazan el crudo que es atrapado por la manga a medida que se acerca a la superficie.
<i>Ventajas</i>	Es de menor costo para operar en un sistema de presión retenida. La esponja soporta altas temperaturas aprox. 350°F.
<i>Desventajas</i>	El sistema es limitado, corta un máximo de 30 pies con núcleo de 3 1/2 pulgadas de diámetro por recorrido.

Fuente: Los autores

**1.7.7.3. Corazonamiento de cierre completo.** Este sistema fue desarrollado para mejorar el recobro de formaciones no consolidadas. En la Tabla 5. Se presenta las características de este sistema de corazonamiento.

**Tabla 5. Corazonamiento de cierre completo**

Corazonamiento de cierre completo	
<i>Descripción</i>	Utiliza un empalme con el recoge muestras, esto permite la entrada del núcleo al tubo interno.  Después del corazonamiento y luego del cierre completo de sella la parte inferior del tubo interno.
<i>Ventajas</i>	Permite que el tubo de cierre completo se deslice suavemente por los lados del núcleo extraído con un mínimo de perturbaciones.
<i>Desventajas</i>	1. Este sistema está limitado a cortar núcleos de 3 1/2 o 4 pulgadas.  2. El diámetro interior liso y la base expuesta del recoge muestras puede causar pérdida de núcleos si se levanta la herramienta del fondo antes de activar el cierre completo.
<i>Recomendaciones</i>	Longitud del núcleo de 30 pies,

Fuente: Los autores

**1.7.7.4. Barril de corazonamiento con manga de caucho.** El sistema de corazonamiento de manga de caucho fue el primer sistema desarrollado para mejorar las posibilidades de recuperar arenas no consolidadas, conglomerados y formaciones duras fracturadas. El barril de corazonamiento de manga de caucho es único porque la parte superior del tubo interno no se mueve con respecto al

núcleo durante el corazonamiento. En tabla 6, se muestra una reseña de este sistema de corazonamiento.

**Tabla 6. Corazonamiento con manga de caucho.**

Corazonamiento con manga de caucho	
<i>Descripción</i>	<p>A medida que la perforación avanza dentro del tubo externo la columna de rocas es encerrada por la manga de caucho.</p> <p>El mango de caucho se estira ajustadamente alrededor del núcleo, envolviendo firmemente y protegiendo de la fricción del fluido de perforación</p>
<i>Recomendación</i>	<p>Funciona mejor en estructuras fijas de perforación pero puede funcionar en equipos flotantes si el movimiento es mínimo.</p>
<i>Desventajas</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Solo existe un tamaño el cual corta cada 20 pies con núcleo de 3 pulgadas de diámetro.</li> <li>2. La manga de caucho está limitada a temperaturas menores de 200°F.</li> <li>3. No se recomienda en perforaciones de mas de 45° de inclinación, El corazonamiento debe pararse cada 2 pies para ajustar la herramienta.</li> </ol>

Fuente: Los autores

**1.7.7.5. Barril de corazonamiento recuperable con wireline.** En la Tabla 7 se presenta una descripción de este sistema de corazonamiento.

**Tabla 7. Corazonamiento recuperable con wireline**

Corazonamiento recuperable con wireline	
<i>Descripción</i>	<p>Están diseñados para sacar el tubo interno a la superficie por wireline (cable) sin necesidad de sacar toda la sarta de perforación.</p> <p>Se baja una unidad de tubo interno por la sarta y esta es enganchada para seguir con el corazonamiento.</p>
<i>Recomendación</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Operación de corazonamiento más rápida ya que se elimina la necesidad de interrumpir toda la sarta de taladro para cada núcleo.</li> <li>2. Son más pequeñas y livianas que los sistemas convencionales.</li> </ol>

Fuente: Los autores

**1.7.7.6. Corazonamiento de paredes laterales con wireline.** Las características de este sistema de corazonamiento se pueden ver en la tabla 8.

**Tabla 8. Corazonamiento de paredes laterales con wireline**

Corazonamiento de paredes laterales con wireline	
<i>Ventajas</i>	Se puede utilizar los registros gamma o potencial espontaneo como guía. Las muestras ofrecen pequeñas partes de material de formaciones, adecuados para estudios.
<i>Finalidad</i>	Obtener muestras de núcleos de pared ( Sidewallcore) en un pozo después que este haya sido perforado y registrado, antes de bajar el casing.

Fuente: Los autores

**1.7.7.7. Corazonamiento de paredes laterales por percusión.** La mayoría de los núcleos de paredes laterales con wireline se obtienen con sistemas de corazonamiento por percusión. En la tabla 9, se presentan algunos detalles de este sistema.

**1.7.7.8. Corazonamiento de paredes laterales por perforación.** La herramienta giratoria o de paredes laterales por perforación fue diseñada para recuperar muestras de núcleos en paredes laterales sin el impacto destructivo del sistema de percusión. La explicación de este sistema de corazonamiento se encuentra la tabla 10. [6]

**Tabla 9. Corazonamiento de paredes laterales por percusión**

Corazonamiento de paredes laterales por percusión	
<i>Descripción</i>	La pistola es bajada por medio de wireline y luego es disparada por impulsos eléctricos controlados desde la superficie.  Las balas permanecen conectadas a la pistola por cables y el movimiento de la pistola saca las balas con las muestras de la pared de perforación.
<i>Características</i>	Se pueden tomar hasta 66 muestra en n recorrido de pozo, existen barriles de corazonamiento para formaciones blandas, no consolidadas y medianas a duras.
<i>Ventajas</i>	Velocidad, bajo costo y la capacidad de sacar muestras en zonas de interés deseado, después de corre registros en perforaciones abiertas.
<i>Desventajas</i>	La bala altera la formación esto reduce el valor cuantitativo de los datos de análisis de núcleos de paredes laterales.

Fuente: Los autores

**Tabla 10. Corazonamiento de paredes laterales por perforación**

Corazonamiento de paredes laterales por perforación	
<i>Descripción</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El taladro saca la muestra de la pared lateral.</li> <li>2. Estos se retraen en el cuerpo de la herramienta donde se deposita la muestra.</li> <li>3. La herramienta se traslada a un nuevo lugar donde se deposita cada muestra.</li> </ol>
<i>características</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se puede tomar un máximo de 30 muestras 1 5/16 pulgadas de diámetro por 1 3/4 pulgadas de longitud en cada recorrido.</li> <li>2. Apropiable roca dura a blanda. Utiliza taladro con punta de diamante para cortar muestras individuales.</li> </ol>
<i>Ventajas</i>	Recupera muestras de roca dura o consolidada adecuadas para el análisis cuantitativo de núcleos
<i>desventajas</i>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Mayor costo que el sistema anterior.</li> <li>2. Tiende a ser bajo en cuanto a tiempo de instalación y recobro de muestras.</li> </ol>

Fuente: Los autores

**1.7.7.9. Corazonamiento con gel (Gel Coring).** Detalles acerca de este sistema de corazonamiento se encuentran en la tabla 11.

**Tabla 11. Corazonamiento con gel**

Corazonamiento con gel	
<i>Descripción</i>	La muestra es encapsulada en una viscosa, no invasora y capa protectora, La muestra resultante es mucho más representativa de la mojabilidad y la saturación de agua de la formación in-situ.
<i>características</i>	Diseñado para evitar la contaminación durante su corte hasta su transporte hasta la superficie.

Corazonamiento con gel	
Ventajas	Mejora la integridad del núcleo, aumenta la información geológica, mejora los datos del yacimiento, utilizado para un gran rango de aplicaciones, puede usarse en equipos de corazonamiento convencional.

Fuente: Los autores

**1.7.7.10 Tecnología Anti – Whirl.** La combinación de brocas anti-whirl (fenómeno de remolino causado por el desbalance de la sarta, es decir el centro de gravedad de la sarta no coincide con su eje geométrico de rotación, lo que trae como consecuencia que la trayectoria geométrica de la tubería no sea circular y se produzcan choques con la pared del pozo) de baja invasión y el corazonamiento con gel pueden reducir de manera efectiva la invasión del filtrado hacia el corazón. Más detalles sobre este sistema en la tabla 12.[17]

**Tabla 12. Corazonamiento anti-whirl**

Corazonamiento anti-whirl	
<i>Características</i>	Esta tecnología se aplica para reducir la rotación dinámica de la broca. Ya que esto causa daños en los cortadores PDC en formaciones duras,
<i>Problemas de la rotación dinámica</i>	Pobres tasa de penetración, reducir vida útil de la broca, atascamiento del barril corazonador, efectos negativos sobre el mismo núcleo (corazones sobredimensionados o fragmentados).

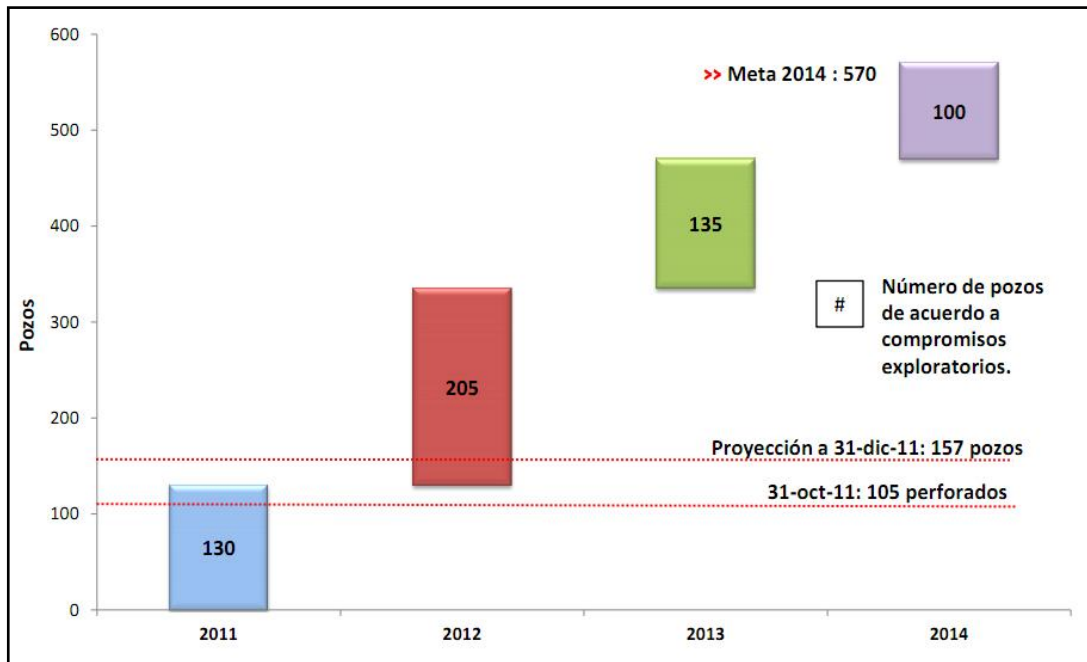
Fuente: Los autores

## 1.8. CORAZONAMIENTO EN COLOMBIA

La mayoría de las cuencas en Colombia se encuentran en una etapa de perforación de pozos exploratorios y estratigráficos con el fin de describir, analizar y conocer las zonas que contienen o puedan llegar a tener hidrocarburos en el país.

En las Figuras 29 se muestran datos estadísticos de corazonamiento estratigráfico en Colombia según las proyecciones que tiene la ANH hasta el 2014.

**Figura 29. Proyección de pozos estratigráficos hasta el 2014**



Fuente: Cabrales Segovia, Orlando. Audiencia pública de redención de cuentas vigentes 2010 y 2011. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, 2011.

La meta para este 2012 es de 205 pozos exploratorios que se están y se desarrollarán sobre el territorio Colombiano. [18]

## **1.9. PERFORACIÓN SLIM HOLE**

La tecnología Slim Hole es una nueva opción para la exploración de hidrocarburos, especialmente en zonas lejanas, de difícil acceso y con restricciones ambientales. Una buena definición de SlimHole es un pozo donde el 90% o más de su longitud es perforado con brocas de menos de 7 pulgadas de diámetro. [19]

Con la actividad de exploración trasladándose a zonas remotas, la necesidad de reducir costos se ha vuelto crítica. En el actual clima económico, la perforación de pozos Slim Hole se propone como un método para reducir la inversión de capital. Esta tecnología es una buena alternativa a la hora de perforar, sin embargo se deben tener en cuenta ciertas características de la tecnología como: costos, fluidos de perforación, impacto ambiental, características del equipo, ventajas y desventajas que justifiquen la viabilidad de un proyecto con equipo Slim Hole. [20]

### **1.9.1. Ventajas de la perforación Slim Hole**

**1.9.1.1. Exploración en áreas remotas.** La tecnología Slim Hole puede ser beneficiosa en la exploración en áreas remotas, donde los riesgos se incrementan. Estas zonas, pueden carecer de la infraestructura o una presencia de la industria establecida, en donde la construcción de carreteras y la logística pueden ser muy costosas. En esta situación, los Slim Hole, pueden ser concebidos como pozos de exploración sin tener en cuenta sus capacidades productivas. También se debe tener en cuenta que el tiempo de transporte del equipo de perforación se reduce considerablemente comparado con las plataformas convencionales.[21]

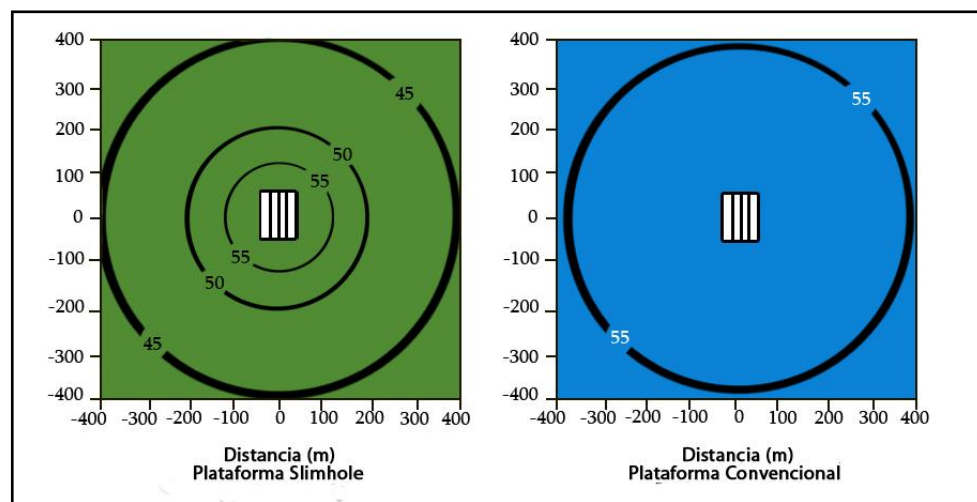
**1.9.1.2. Reducción de costos.** Los pozos Slim Hole ofrecen un potencial significativo para reducir los costos de perforación. Este ahorro es especialmente importante debido a la reducción de la inversión bajo las actuales condiciones

económicas de la industria petrolera. Los pozos Slim Hole reducen los costos entre un 40% a 60 % en exploración y el 25% a 40% para pozos en desarrollo, comparado con los convencionales. Las razones de esta reducción son varias:

- La inversión de capital es menor.
- El uso de equipos de perforación son más pequeñas.
- Locaciones pequeñas.
- Reducción en: brocas, cementación, combustible y otros costos asociados con el tamaño del hueco.

**1.9.1.3. Reducción impacto ambiental.** Reducir el impacto ambiental es uno de los mayores retos en la perforación de pozos. La tecnología Slim Hole da la oportunidad de minimizarla tanto en la instalación como en la perforación. Otro aspecto que beneficia la perforación Slim Hole sobre las plataformas convencionales es la reducción de ruido. Esta particular ventaja es de gran utilidad cuando la perforación esta cerca a áreas residenciales. La figura 30 muestra una comparación entre los niveles de sonido (Slim Hole vs convencional).

**Figura 30. Contorno de ruidos de la plataforma de pozos Slim Hole (izquierda) y el equipo convencional (derecha)**



Fuente: Tomado y modificado por autores de ZHU, Tao. CARROLL, Herbert. Slimhole drilling: applications and improvements. Oklahoma, U.S. Department of Energy, 1995.

Otra ventaja de la tecnología de pozos Slim Hole es la reducción de emisiones, el consumo de combustible y las emisiones de gases a la atmósfera se reducen proporcionalmente.

**1.9.1.4. Reducción de espacio y equipo.** El reducido equipo de operaciones Slim Hole, lo hace adecuado para sitios que exigen un bajo impacto sobre el medio ambiente, ya que un equipo convencional requiere por lo menos cuatro veces la superficie de una plataforma de perforación Slim Hole, como se observa en la tabla 13. De igual forma, el peso de la plataforma y la sarta de perforación para los Slim Hole son mucho menor en peso que la perforación convencional. La contaminación del aire también se reduce porque se requiere menos energía para la perforación.

Debido a que el equipo es de menores dimensiones, el control de desechos durante la perforación se hace sin tanque de lodos (piscina de reserva). Así mismo, el tratamiento físico y químico del lodo lo maneja el personal del equipo de trabajo. Todos los materiales de desecho se recogen y se almacenan en contenedores, esto minimiza enormemente el impacto ambiental. Este sistema produce considerablemente menos desechos que con la perforación convencional.[17]

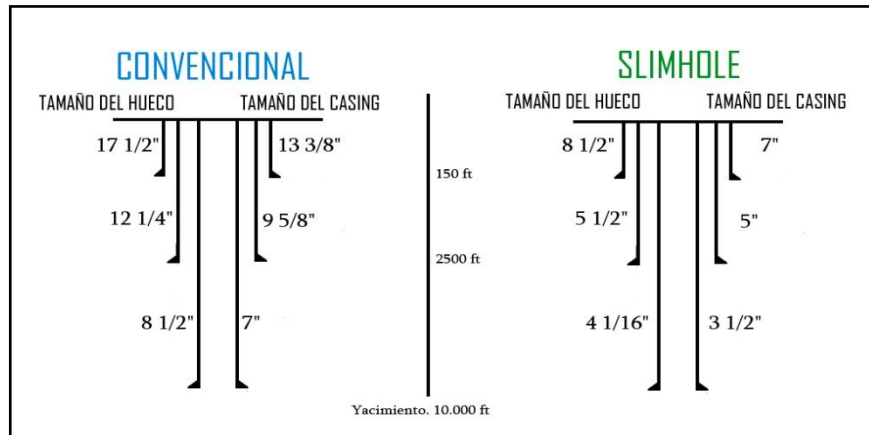
**Tabla 13. Comparación general entre la plataforma convencional y Slim Hole**

EQUIPO DE PERFORACIÓN	CONVENCIONAL	SLIM HOLE
Diámetro hueco, pulgadas	8.5	3 a 4
Peso columna perforación. Ton. Métricas	40	5 a 7
Peso de plataforma Ton.	65	12
(área ocupada/área convencional), %	100	25
Potencia, Kw	350	75 a 100
Bomba del lodo (GPM)	300	45 a 90
Capacidad tanque lodo, Bbl	470	30
Volumen Hole, Bbl/1000 ft	60	6 a 12

Fuente: ZHU, Tao. CARROLL, Herbert. Slimhole drilling: applications and improvements. Oklahoma, U.S. Department of Energy, 1995.

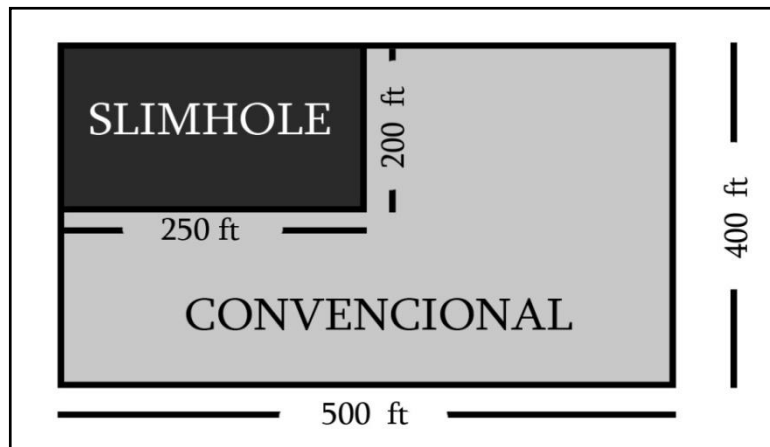
En la figura 31 y 32 se muestran comparaciones entre la plataforma SlimHole y la convencional.

**Figura 31. Comparación tamaño del hueco y casing entre la plataforma convencional y Slim Hole**



Fuente: Tomadas y modificadas por autores de ZHU, Tao. CARROLL, Herbert. Slimhole drilling: applications and improvements. Oklahoma, U.S. Department of Energy, 1995

**Figura 32. Comparación del sitio de la plataforma convencional y Slim Hole**



Fuente: Tomadas y modificadas por autores de ZHU, Tao. CARROLL, Herbert. Slimhole drilling: applications and improvements. Oklahoma, U.S. Department of Energy, 1995

### 1.9.2. Limitaciones de la Perforación Slim Hole

La tecnología de perforación de pozos Slim Hole pueden reducir los costos de la perforación y completamiento de manera significativa. Sin embargo, este ahorro es nivelado por el aumento de las fallas mecánicas.

Los factores que afectan las operaciones y la economía en la perforación de pozos Slim Hole son los siguientes:

- Una de las desventajas son los fracasos asociados con el uso de las tuberías de diámetro pequeño. El reducido peso de la tubería de perforación de pozos Slim Hole hace que la sarta de perforación sea más débil comparada con su equivalente convencional. Por ejemplo, cuando se cambia la tubería de perforación de 5-1/2 pulgadas a 3-1/2 pulgadas, la capacidad de transmitir torque se reduce en un factor de cinco. Por lo tanto, la fuerza de la sarta de perforación de diámetro más pequeño es siempre una preocupación, especialmente en la operación donde hay un torque elevado. Para mantener el poder, la velocidad de bits tiene que ser elevado.
- Otra desventaja es la disminución de las tasas de penetración, sobre todo con brocas cónica. Las tasas de penetración llegan a ser óptimas cuando el tamaño del hueco es de entre 11-1/4 pulgadas a 6-1/2 pulgadas. Cuando se utilizan brocas cónicas, las tasas de penetración tienden a disminuir a medida que se reduce el tamaño del hueco por debajo de 12-1/4 pulgadas. La disminución en la tasa de penetración puede contrarrestar los ahorros obtenidos de la perforación de pozos Slim Hole. La profundidad es un factor clave limitante cuando es considerado un diseño de pozos Slim Hole y sobre todo en la exploración.
- La integridad del pozo y la inestabilidad son otras preocupaciones para la perforación de pozos Slim Hole. Debido al pequeño espacio anular entre la

sarta de perforación y el pozo, la pérdida de presión es mayor que en una perforación convencional. Esta pérdida de presión adicional reduce la capacidad de controlar las pérdidas de circulación y elevadas presiones de poro.[17]

### **1.9.3. Tecnología Slim Hole aplicada a corazonamiento**

El sistema de corazonamiento Slim Hole es una buena opción para la recuperación de núcleos, debido a que se puede alternar entre corazonar y perforar de manera rápida. Como se describió anteriormente, los equipos Slim Hole son pequeños, son apropiados para locaciones pequeñas, soportan menor cantidad de cargas, bajos costos de transportes, requieren menos personal y reducen el impacto ambiental.

Esta tecnología ofrece la posibilidad de reducir costos y mejorar la calidad de la operación, debido a las especificaciones técnicas del equipo, las cuales son:

- Corazona y perfora pozos a profundidades de hasta 12000 pies.
- Corazona en hueco de 5 1/2" – 4" – 2,5".
- Extrae núcleos de 3 3/8" - 2,44" – 1 7/8" de diámetro.
- Utiliza sarta de perforación (Tubería PQ, HQ, NQ).
- Sistema núcleocatcher convencional.
- Utiliza brocas PDC, Diamantes termoestables, impregnados de diamantes.
- No requiere estabilizar la sarta (Anular muy pequeño).
- Plataforma de perforación de un área inferior a 1200m<sup>2</sup>.
- Genera poco ripio, poca contaminación.

**1.9.3.1. Corazonamiento con Wireline en pozos Slim Hole.** El corazonamiento con wireline (Sistema por cable) es una herramienta que se baja en un pozo para tomar muestras cilíndricas y continuas de las formaciones de interés. Consiste en un tubo interno (adecuado con el diámetro del barril de perforación que se está utilizando), el cual posee un sistema de enganche que atrapa al núcleo en su parte

inferior y su parte superior, que se acopla con el tubo externo por medio de una cabeza especial y a su vez se coloca una broca específica para corazonamiento en la parte inferior del tubo externo, de acuerdo al tipo de formación que se esté atravesando.

El barril de corazonamiento está diseñado para permitir la toma del núcleo lo más largo posible, mejorar la calidad de la muestra, mejorar tasas de penetración y ofrecer mayor confiabilidad en la operación. En la figura 33 se muestra las partes del barril de corazonamiento con Wireline, las cuales se describen a continuación:

Este tipo de sistema es parecido a otros convencionales con la diferencia, que la tubería interior es independiente de la herramienta y puede extraerse mediante un cable en cada recorrido para la recuperación del núcleo. Debido a esto, no es necesario sacar toda la tubería cada vez que se completa el barril de corazonamiento, teniendo en cuenta que sus dimensiones deben ser lo suficientemente pequeñas para poder pasar por el interior de la sarta de perforación.

Esto acelera la operación de corazonamiento eliminando la necesidad de interrumpir toda la sarta del taladro para cada núcleo y a cambio se baja una nueva unidad de tubo interno por la sarta y esta es asegurada o enganchada en su lugar para seguir con el corazonamiento.

Figura 33. Partes del barril de corazonamiento con wireline



Fuente: Tomado y modificado por los autores de grupo de trabajo UIS.

Para evitar pérdidas de núcleo, presión y dificultades en la operación con el barril de corazonamiento, las empresas tienen un límite de ajustes de seguridad para aplicar a la operación de corazonamiento con sistema Wireline en pozos Slim Hole. Es decir, especificaciones técnicas para el barril de corazonamiento, ver Tabla 14.

**Tabla 14. Especificaciones técnicas del barril de corazonamiento para el sistema Wireline**

Tamaño del hueco	6"	8 ½"	12 ¼"
Barril externo	OD 4,75" ID 3,75"	OD 7" ID 5,625"	OD 9,50" ID 7,00"
Barril Interno	OD 3,375" ID 2,875"	OD 4,70" ID 4,125"	OD 6,00" ID 5,50"
Longitud de la sección	20 ft	20 ft	20 ft
Diámetro núcleo	2,56"	4,00"	5,25"
WOB	Hasta 15.000 lb	Hasta 40.000 lb	Hasta 50.000 lb
Tasa de flujo	50 – 200 GPM	50 – 400 GPM	50 – 600 GPM
Velocidad de rotación	40 RPM	40 RPM	40 RPM

Fuente: Universidad Industrial de Santander. Informe final proyecto de perforación de pozos estratigráficos tipo Slim Hole en la cuenca Cauca-Patía. Bucaramanga, 2011.

Las herramientas de este tipo disponibles en la industria extraen núcleos desde 10 pies de longitud con núcleos de 1,9 o 3 ½ pulgadas de diámetro. Un rasgo característico de esta herramienta es que permite perforar y corazonar alternadamente una formación sin la necesidad de mover la tubería de perforación. [1]

#### **1.9.4.Fluido de perforación en el proceso de corazonamiento en pozos tipo Slim Hole**

La reducción del anular y una rápida rotación de la tubería contribuyen a que un turbulento fluido esté presente en la mayor parte del pozo. El contenido de sólidos en el lodo debe mantenerse tan bajo como sea posible para evitar la acumulación dentro del barril corazonador. La acumulación de lodo hace que la recuperación del barril corazonador sea a veces imposible. Por lo tanto, el equipo de control de sólidos, como centrifugadoras, debe ser utilizadas muy a menudo. Como el barril corazonador se hace girar a altas velocidades, esta puede actuar como una

centrifuga, causando problemas de los sólidos en el diámetro interno. Esto eventualmente no solo restringe el flujo hacia abajo del barril, sino también, y lo más importante, impide la recuperación wireline junto con el núcleo.

La tasa de circulación necesaria para un sistema de corazonamiento con perforación tipo Slim Hole varía de gran forma comparada con una plataforma petrolera convencional. Sobre todo debido a las altas velocidades en los anulares y el levantamiento de los ripios. Las tasas de circulación cuando se tiene tubería HQ se usa un rango de 20 a 40 GPM ( $1,3 \times 10^{-3}$  a  $2,5 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$ ), mientras que cuando se tiene tubería BQ se usa un rango de 8 a 15 GPM ( $5,1 \times 10^{-4}$  a  $9,5 \times 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s}$ ).

Un rango efectivo para un fluido a la viscosidad de embudo de marsh está entre 38 a 50 (s/qt), la viscosidad plástica dentro de un rango de 8 a 8,2cP reflejando así el bajo contenido de sólidos, el punto de fluencia (yieldpoint) está entre 15 a 25 Lb/ft<sup>2</sup>. La densidad del fluido puede estar en un rango de 8,33 a 8,65 ppg. Los equipos de control de sólido que se utiliza en todas las plataformas durante el corazonamiento, está compuesto por un shaleshaker (los shaleshakers separan los cortes perforados y otros sólidos gruesos) y una centrifuga de 50GPM.[21]

## **2. EVALUACIÓN DE LA CUENCA CAUCA-PATÍA**

Con el fin de evaluar los parámetros de perforación en la zona objeto de interés (Cuenca Cauca - Patía), se buscó una serie de pozos en primer lugar por la cantidad de información con la que estos cuentan (registros eléctricos, parámetros de operación pie a pie e informes detallados de perforación); esta información es de vital importancia ya que es necesario comparar los resultados obtenidos con la información disponible del pozo que se esté analizando, para una adecuada evaluación de los mismos. Tras hacer una búsqueda de los pozos que cumplieran estos requisitos, se escogieron 6 pozos (ANH-PATÍA-3-ST-S, ANH-PATÍA-29-ST-S, ANH-PATÍA-27-ST-S, ANH-CAUCA-10-ST-S, ANH-CAUCA-11-ST-S y ANH-CAUCA-33-TWIN-ST-S); tres pozos pertenecientes a la subcuenca Patía y 3 a la subcuenca Cauca.

### **2.1. EQUIPOS UTILIZADOS**

Durante la ejecución del proyecto se utilizaron dos tipos de taladro Slim Hole: DDM EF-75 y el LONGYEAR (LG).


- Taladro DDM EF-75

Se utilizó el taladro DDM EF-75 de 215HP de potencia con capacidad para perforar hasta 5000pies, 36000lb de overpull, con barriles de corazonamiento tipo HQ, Brocas de corazonamiento tipo impregnadas y sarta de tubería de corazonamiento HQ de 7,6lb/pies que permite la recuperación del barril interno con cable CoreCatcherConvencional Tipo Resorte.

- Taladro LONGYEAR

Se utilizó el taladro LF-38 de 135HP de potencia con capacidad para perforar hasta 900 pies en HQ y 1600pies en NQ. Cabeza de rótula hidráulica de cierre y corte. Hidráulico independiente de doble mástil para elevar cilindros. Hidráulico del mástil de dumping capacidad de hasta 2.340mm (92"). Torre hidráulica telescópica de 6m (20 pies). 16.000lb en la línea principal. [1]. En la tabla 15 se presentan la fichas técnicas de los taladros utilizados.

**Tabla 15. Ficha técnica de los equipos de perforación utilizados**

	EQUIPO DE PERFORACION	
	DDM EF-75	LONGYEAR (LG).
		
	<p> <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 15px; background-color: #d3d3d3; border: 1px solid black;"></span> ESPECIFICACIONES TÉCNICAS MINIMAS.  <span style="display: inline-block; width: 15px; height: 15px; background-color: #4682b4; border: 1px solid black;"></span> ESPECIFICACIONES TÉCNICAS OFRACIDAS.         </p>	
<b>ESPECIFICACIONESS</b>		
Profundidad de perforación.	4000 pies con tubería HQ	800 pies con tubería HQ
	5000 con tubería HQ 7500 pies con tubería NQ	900 pies con tubería HQ 1400 pies con tubería NQ
Capacidad para levantar tubería.	30000 lbs	14000 lbs
	36000 lbs	16000 lbs
Capacidad para empujar tubería	12000 lbs	6000 lbs
	16000 lbs	8000 lbs
Caballaje	200 - 450 HP	120 - 135 HP
	215 HP	135 HP
Bomba de lodo	50 -300 gpm y 500 - 2000 psi	
	50 gpm y 1000 Psi	
Rotaria de perforacion	0 - 2400 RPM	0 - 2500 RPM
	0 - 2400 RPM	0 - 2500 RPM
Panel de control de instrumentos.	Con instrumentos para medicion de parametros: Torque, presion de bombeo, peso, RPM , presion de agua, flujo de agua.	Con instrumentos para medicion de parametros: Presion de bombeo, peso, RPM.
Soporte de tubería (cuña)	Capacidad de 30000 lbs	Capacidad de 14000 lbs
	Capacidad de 36000 lbs	
unidad de wireline	Capacidad de 7500 pies	Capacidad de 1614 pies
	7500 pies con nivelador de enrollado	
Transmisión	4 Velocidades	

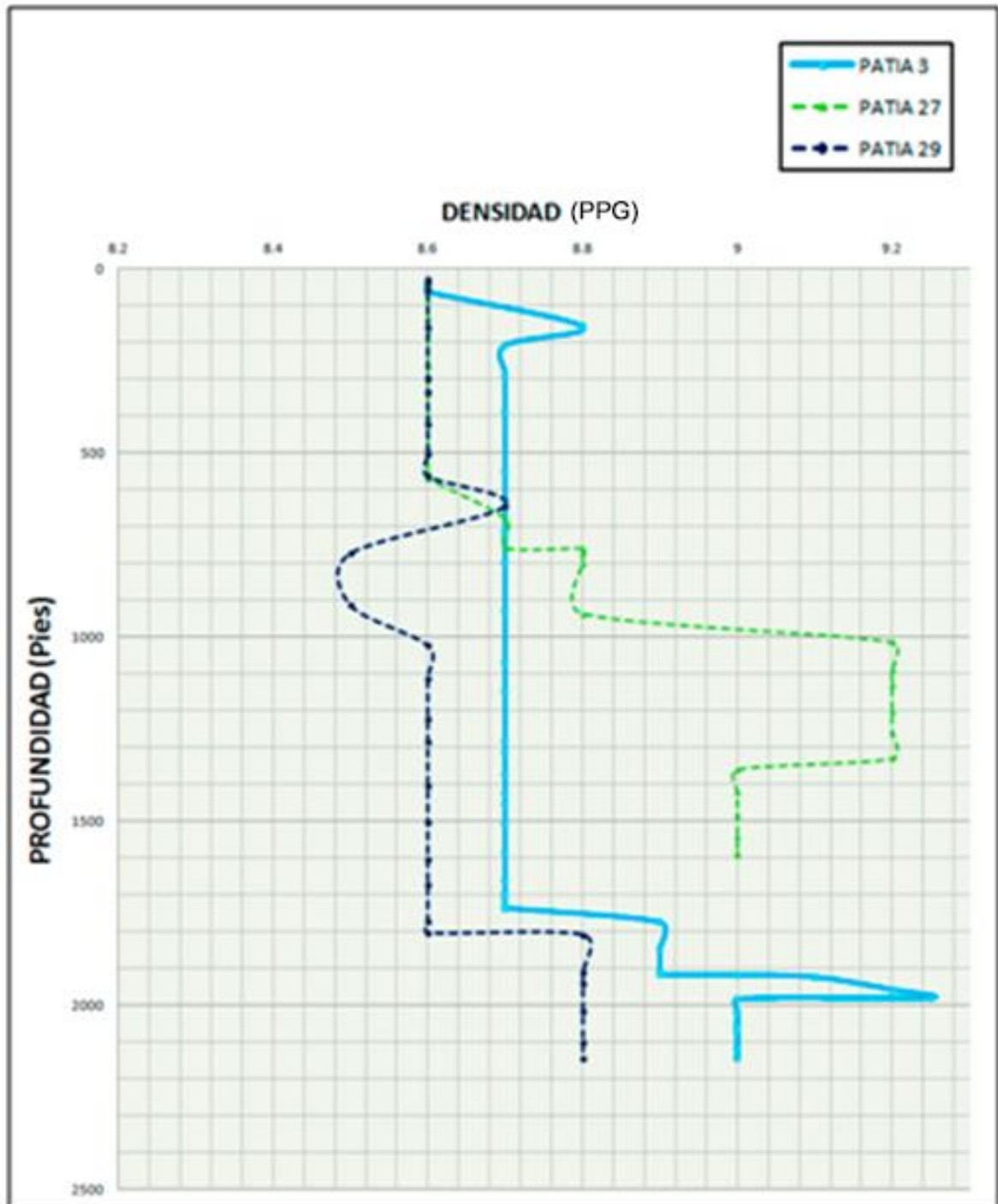
Fuente: los autores

Los pozos para evaluar los parámetros de perforación fueron de los que se perforaron con el taladro DDM EF-75, el cual contaba con los instrumentos básicos para la toma de datos necesarios para la evaluación del avance de corazonamiento.

## **2.2. VARIACIONES DE LAS PROPIEDADES DEL LODO DURANTE EL CORAZONAMIENTO DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA.**

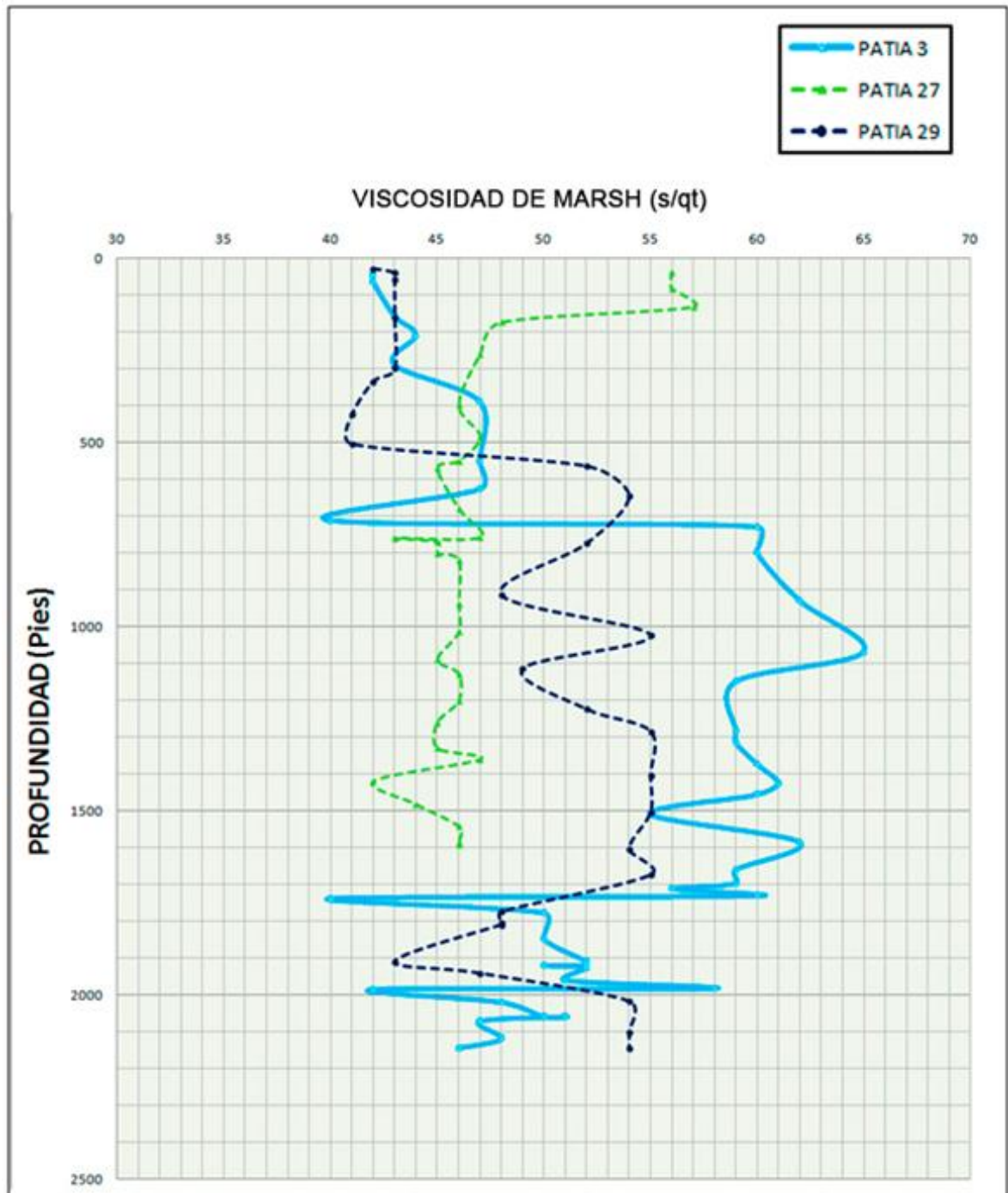
El fluido de perforación utilizado fue agua bentonita, cuya propiedades principalmente controladas fueron la densidad, el pH y la viscosidad de embudo. En las figuras de la 34 a la 39 se presentan las variaciones de estas propiedades respecto a la profundidad para las subcuenca Patía y Cauca respectivamente.

Figura 34. Variación de la densidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía.



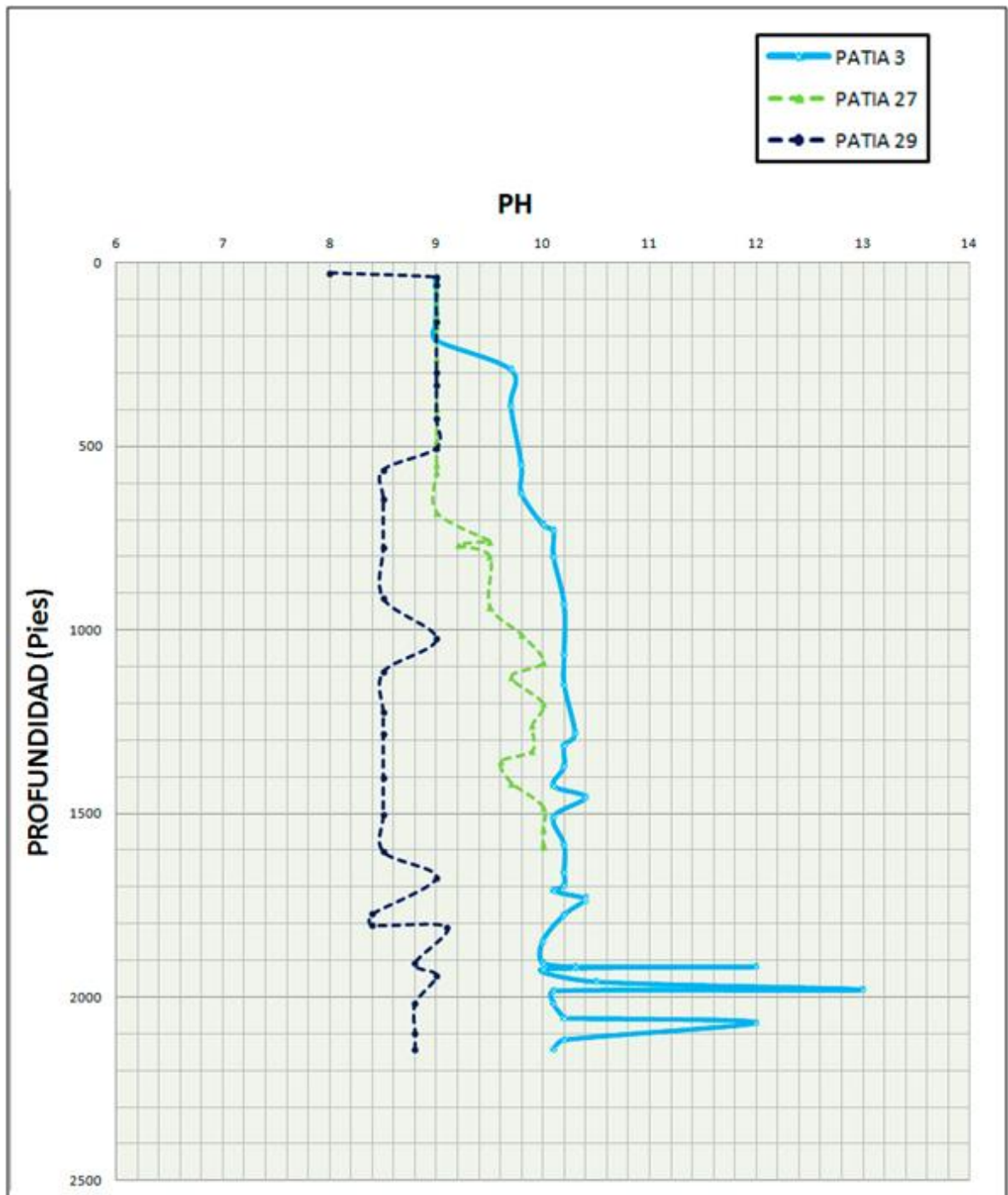
Fuente: Los autores

Figura 35. Variación de la viscosidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía



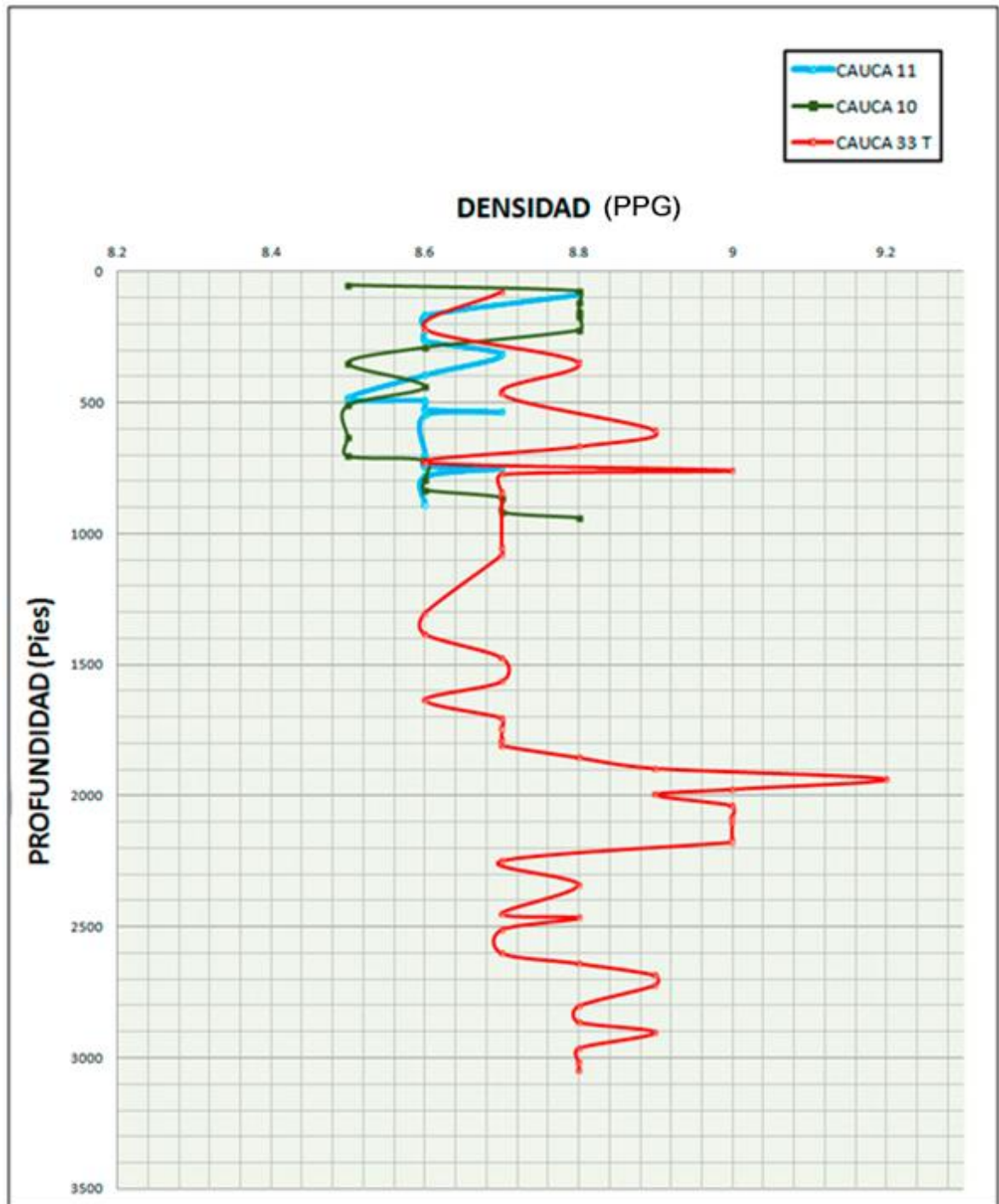
Fuente: Los autores

Figura 36. Variación del pH del lodo con la profundidad en la subcuenca Patía



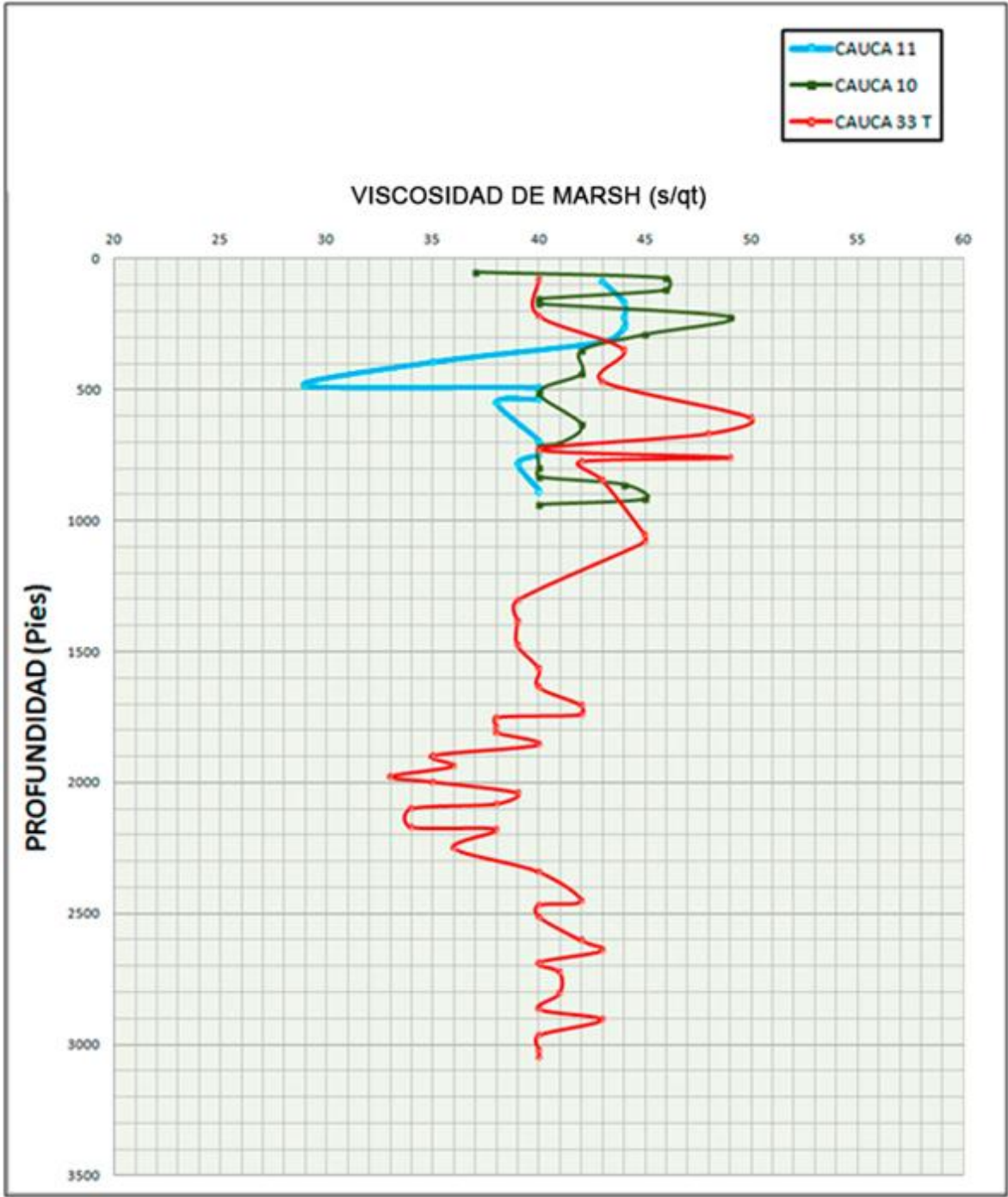
Fuente: Los autores

Figura 37. Variación de la densidad del lodo con la profundidad en la subcuenca Cauca



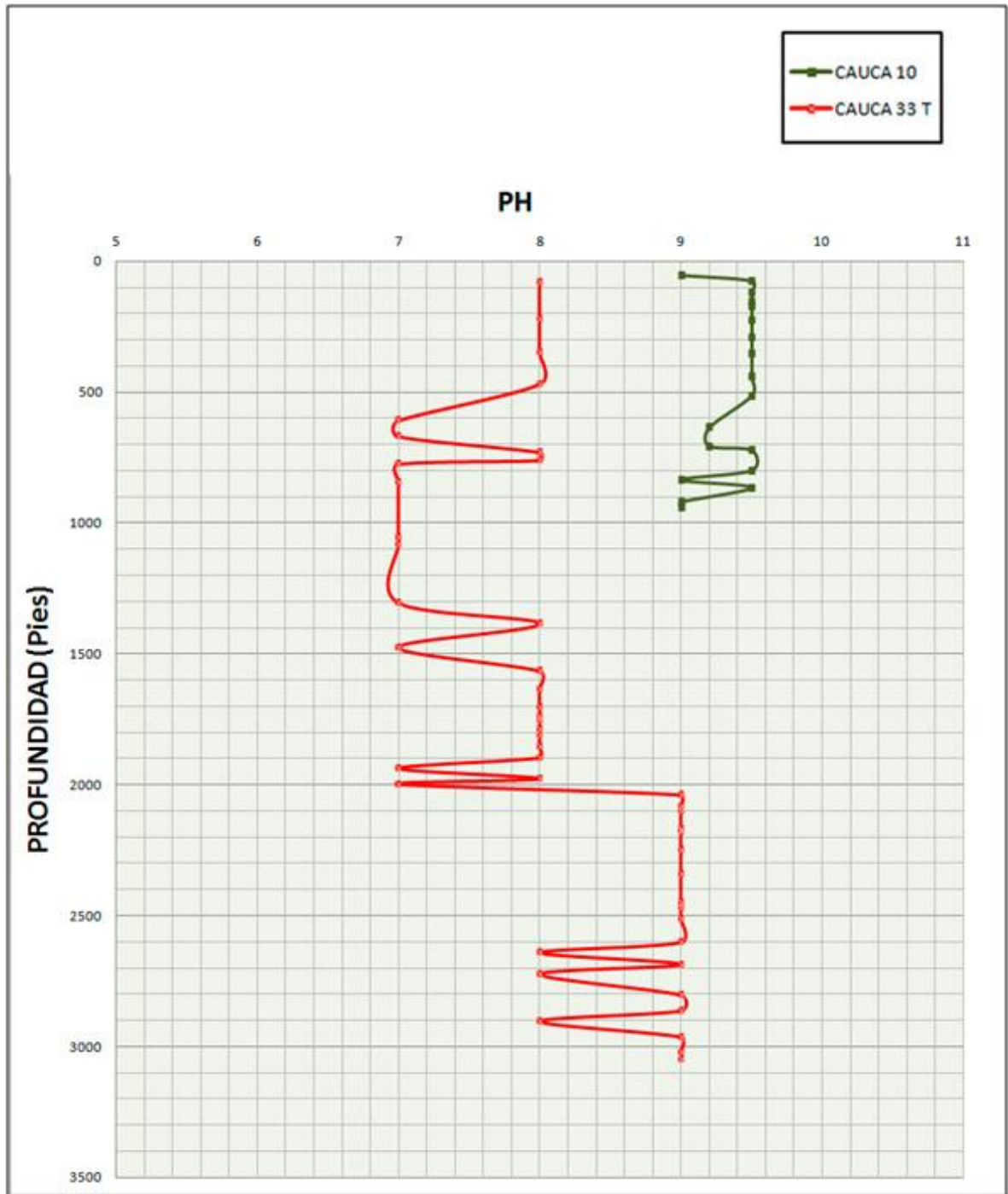
Fuente: Los autores

Figura 38. Variación de las viscosidades con la profundidad en la subcuenca Cauca.



Fuente: Los autores

Figura 39. Variación del pH con la profundidad en la subcuenca Cauca



Fuente: Los autores

En la subcuenca Patía se utilizaron lodos de densidad entre 8,6 y 9,2 ppg y en la Cauca entre 8,5 y 9,2 ppg. La densidad promedio de lodo para las dos subcuencas es de 8,8 ppg; En ningún caso se presentó amago de reventón por lo que podemos concluir que hasta una profundidad de 3050 pies la presión de formación es normal con un gradiente 0,457 psi/pies.

La viscosidad de acuerdo a la figura 38 de la subcuenca Cauca, presentó los aumentos más significativos cuando los incrementos en profundidad fueron pequeños, lo que claramente indica la dificultad para el bombeo del lodo debido al ingreso de sedimentos desde la formación.

Por el contrario la subcuenca Patía (figura 35) presenta valores de viscosidad de marsh más inestables con aumentos de hasta 20 s/qt. Esto indica que el lodo se contaminó en mayor proporción con respecto a la subcuenca Cauca, ocasionando como se mencionó anteriormente bombeos más difíciles, por ende menor avance en la profundidad.

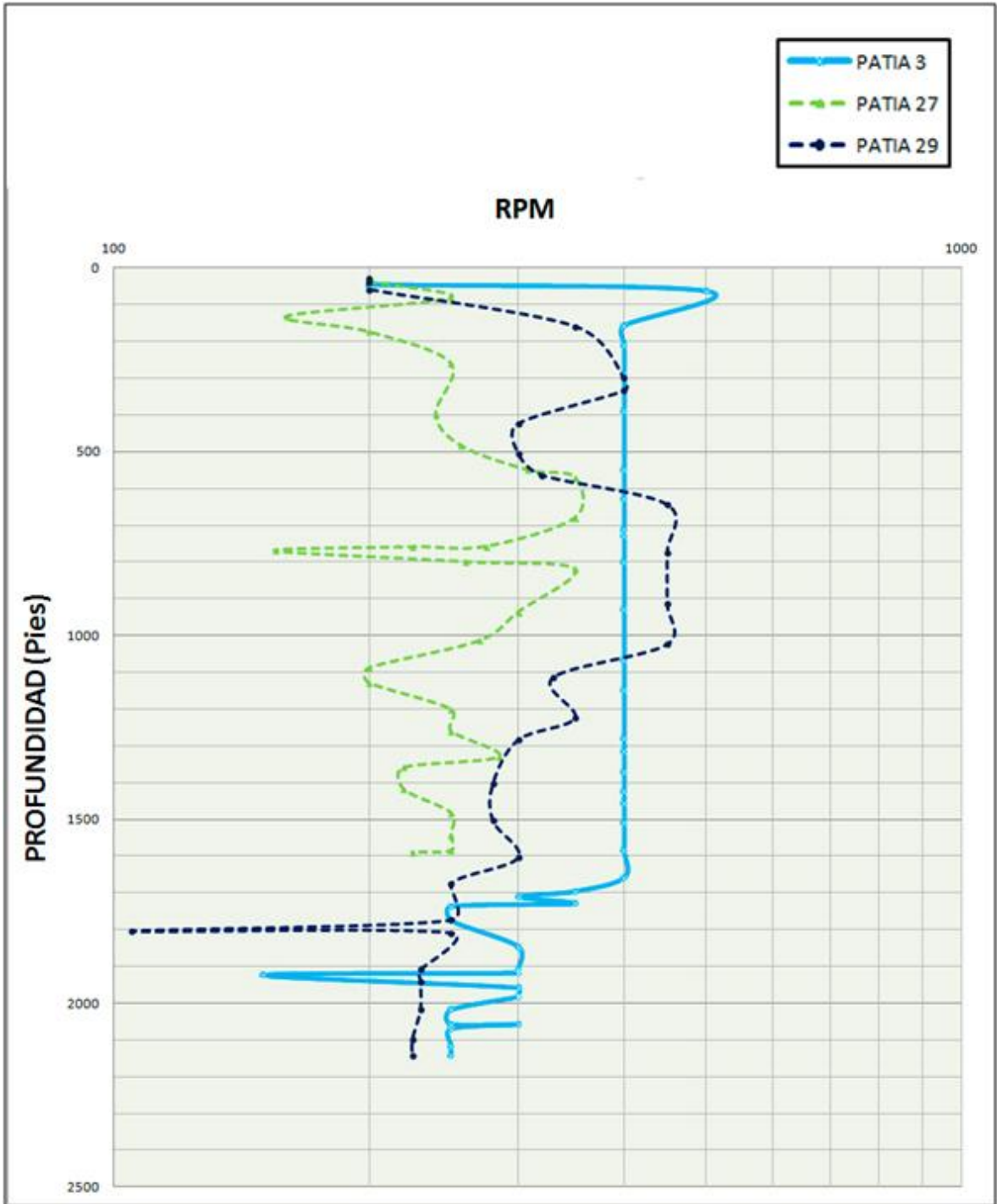
El pH en la subcuenca Patía (figura 36) muestra valores aceptables para los pozos ANH – PATÍA 27- ST-S Y ANH-PATÍA 29-ST-S, variando sus valores entre 8-9,5, sin presentar variaciones significativas. A diferencia de este comportamiento el ANH-PATÍA 3-ST-S presenta valores de pH un poco más altos pero estables hasta una profundidad de 1800 pies, a partir de este valor se produce un aumento significativo.

Los pozos ANH-CAUCA 10-ST-S y ANH-CAUCA 33-ST-S- TWIN (figura 39) presentan pH muy diferentes entre sí, pero variando en el intervalo aceptable. En general para las dos subcuencas el lodo utilizado presenta un buen comportamiento con relación al pH.

### **2.3. VARIACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORAZONAMIENTO.**

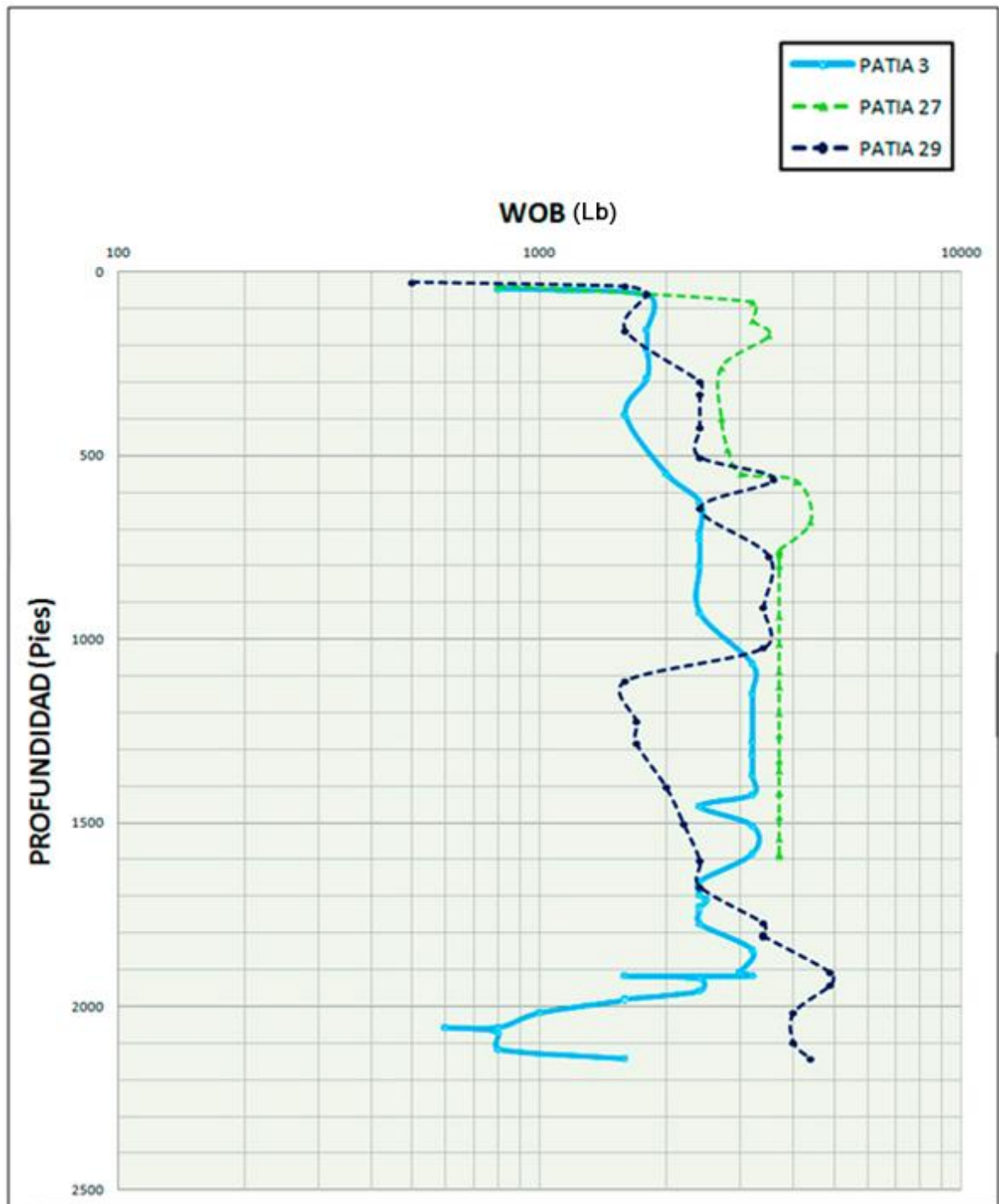
El comportamiento de los parámetros de corazonamiento (GPM, WOB, RPM) se representa en una serie de graficas que su variación y en función de su profundidad. Los datos fueron tomados de los reportes diarios de perforación de cada pozo. De la figura 40 a la 42 se muestran están variaciones para la subcuenca Patía y las figuras de la 43 a la 45 para la subcuenca Cauca. En las tablas 16 y 17 se muestran los parámetros promedios utilizados para la subcuenca Patía y Cauca respectivamente.

Figura 40. Variación de las RPM con la profundidad n la subcuenca Patía



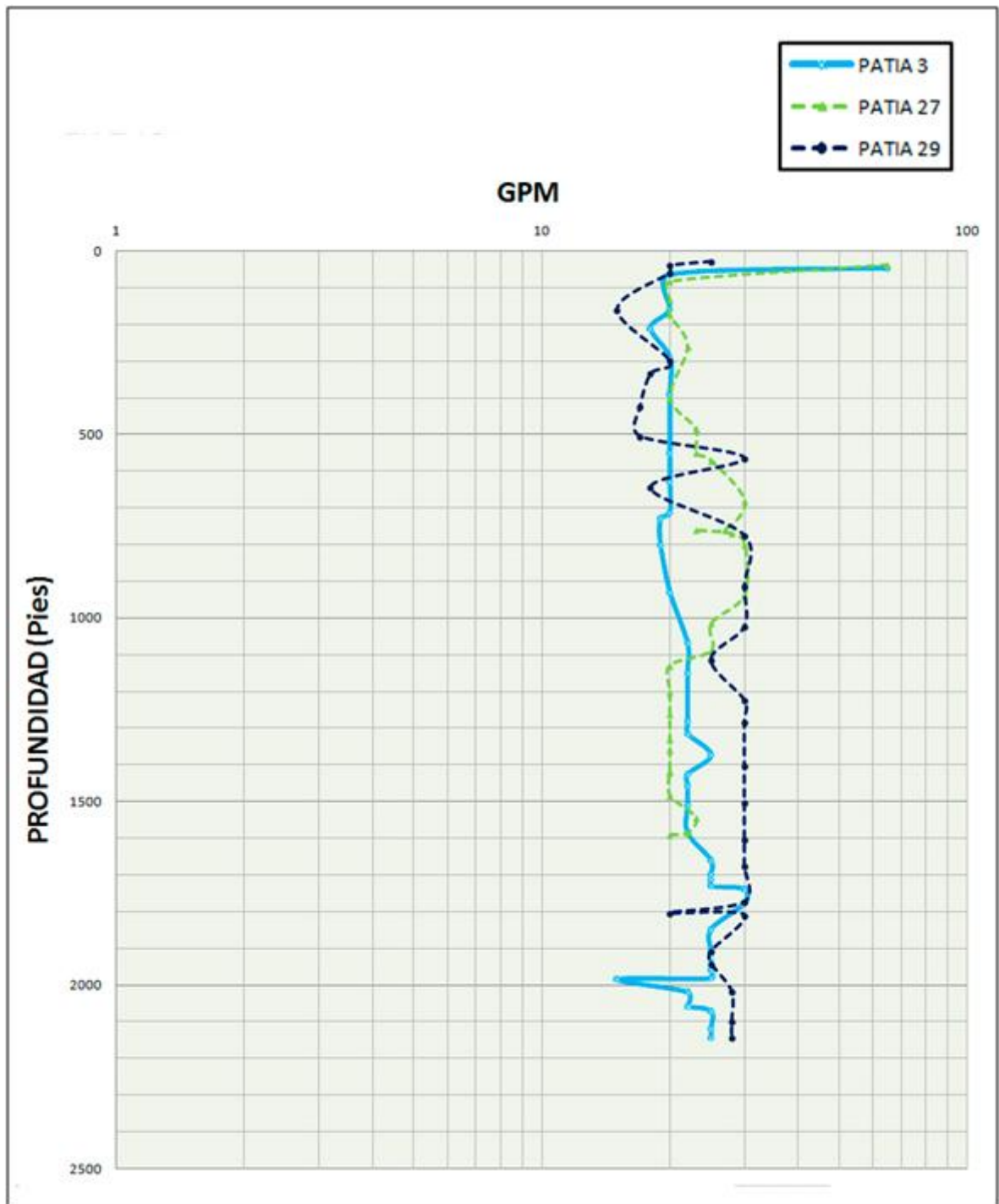
Fuente: Los autores

Figura 41. Variación de las WOB con la profundidad en la subcuenca Patía



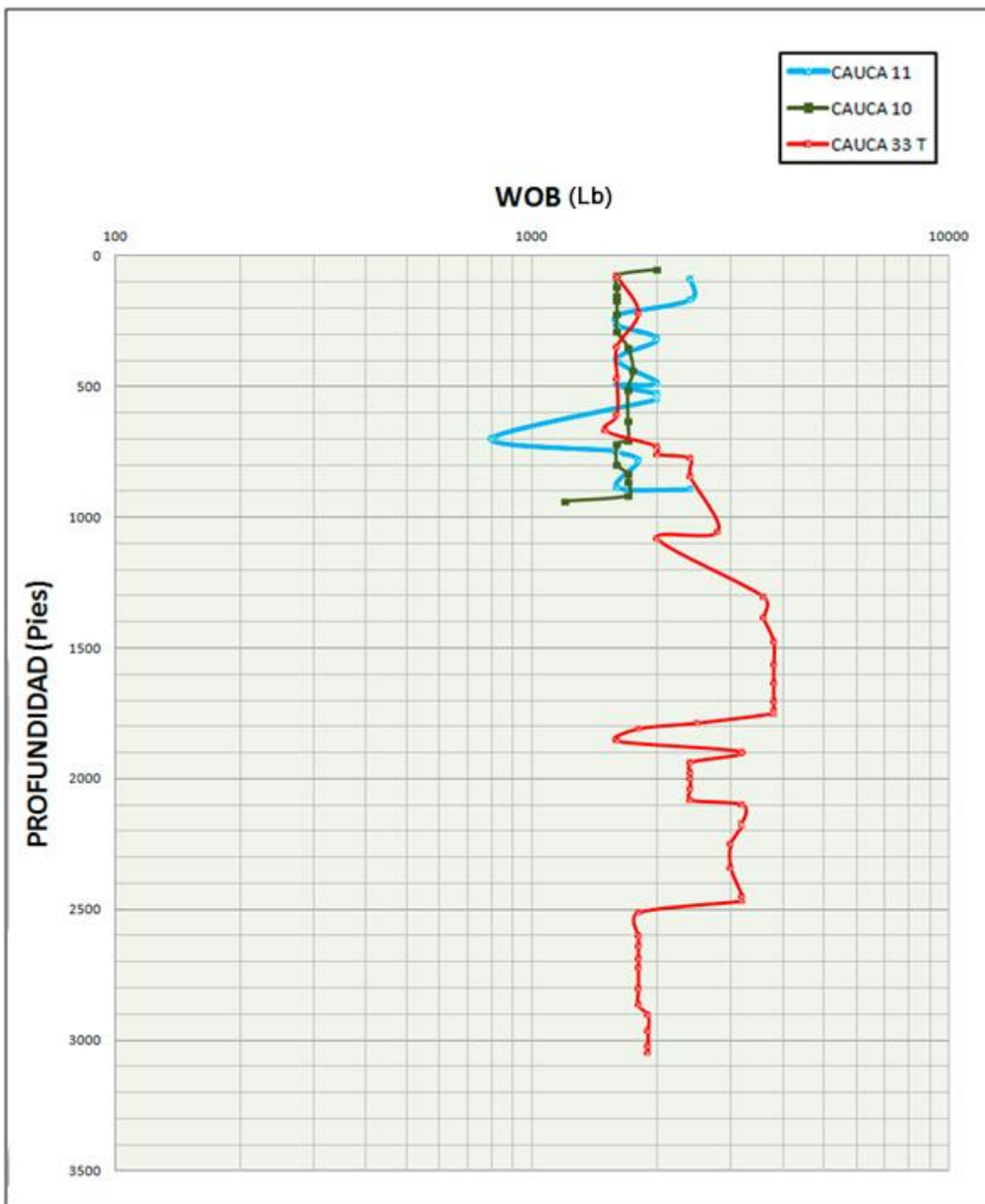
Fuente: Los autores.

Figura 42. Variación de las GPM con la profundidad en la subcuenca Patía



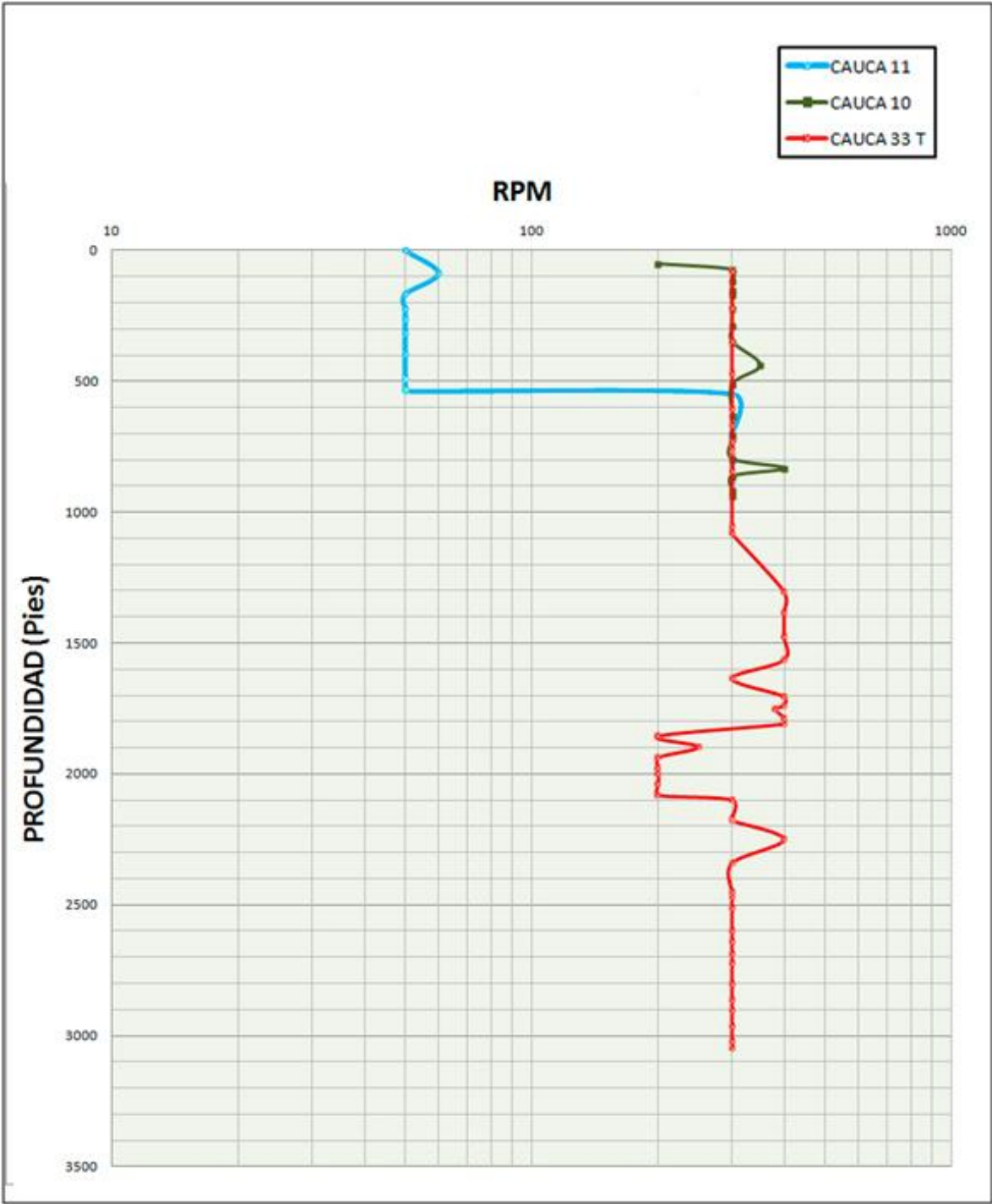
Fuente: Los autores

Figura 43. Variación de las WOB con la profundidad en la subcuena Cauca



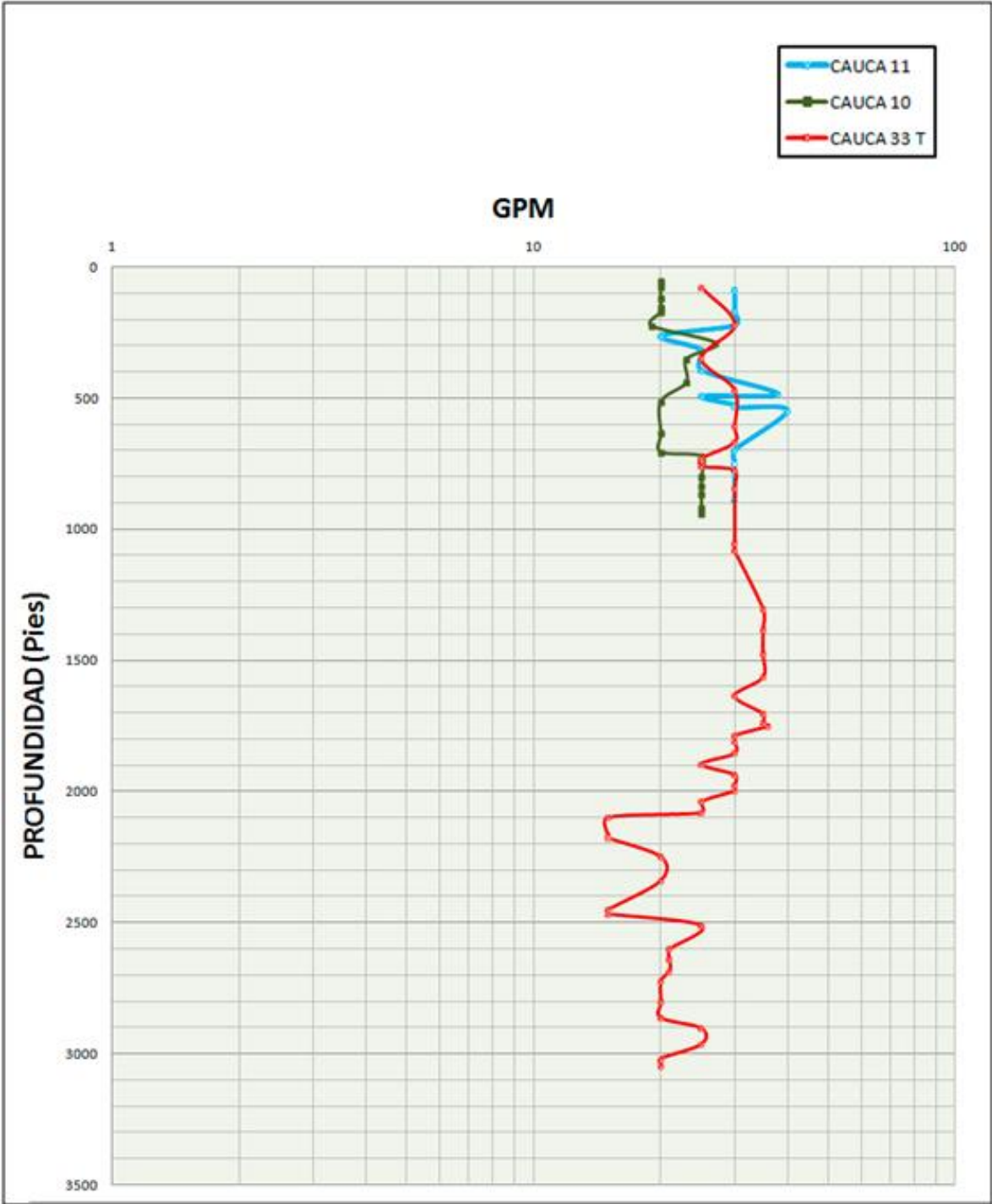
Fuente: Los autores

Figura 44. Variación de las RPM con la profundidad en la subcuenca Cauca



Fuente: Los autores

Figura 45. Variación de las GPM con la profundidad en la subcuena Cauca



Fuente: Los autores.

**Tabla 16. Parámetros de corazonamiento promedio en la subcuenca Patía.**

RPM		WOB		GPM	
RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
105 - 500	325	800 - 4900	2500	15-30	23

Fuente: Los autores.

**Tabla 17. Parámetros de corazonamiento promedio en la subcuenca Patía.**

RPM		WOB I		GPM	
RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO	RANGO	PROMEDIO
50-400	225	800 - 3800	2400	15-40	33

Fuente: Los autores

En la subcuenca Patía se tiene que:

**RPM:** Se observa que el ANH- PATÍA 3-ST-S presenta una velocidad de rotación (RPM) más estable con respecto a la profundidad, con un valor de 400 RPM. El único cambio drástico se presenta en el ANH- PATÍA 29-ST-S a una profundidad de 1800 pies con un RPM de 110 aproximadamente. En general el RPM para los 3 pozos de la subcuenca Patía presenta valores en un intervalo de 200-400 RPM mostrando un comportamiento similar para toda la profundidad corazonada.

**WOB:** El Peso sobre la broca no presenta variaciones significativas en los pozos de la subcuenca Patía. El WOB promedio se encuentra en un rango de 1600-3900 aproximadamente. En general los valores del peso sobre la broca tienden a incrementarse con la profundidad.

**GPM:** Los valores los galones por minuto (GPM) varían entre 10-30 GPM, con un promedio de 33 GPM

En la subcuenca Cauca se tiene que:

WOB: Presentan un pequeña variación entre 1700 y 2000 lb en un intervalo de profundidad de 0- 900 pies. El único pozo que se perforó a una profundidad mayor a la mencionada anteriormente fue el ANH- CAUCA 33-ST-S-TWIN con un WOB que aumentó, y permaneció entre 2000 y 3000 lbs.

RPM: Las revoluciones por minuto se presentaron constantes en los primeros 1100pies para los pozos ANH - CAUCA 10 –ST -S y ANH – CAUCA 33 –ST-S – TWIN con un valor de 300 RPM. El pozo ANH –CAUCA 11-ST -ST indicó una constante de 50 RPM en los primeros 300 pies, con un aumento drástico a 300 RPMa una profundidad de 500 pies. En este intervalo se aplicó inicialmente mayor peso sobre la broca y se fue disminuyendo con la profundidad.

GPM: Al igual que en la subcuenca Patía los GPM presentan el comportamiento más estable en un rango entre 20-30 GPM, con un promedio de 23 GPM.

#### **2.4. DIAGNOSTICO DEL PROCESO DE CORAZONAMIENTO EN LA CUENCA CAUCA – PATÍA**

Latasa a la cual el pozo es perforado proporciona uno de los principales aspectos registrados durante la operación de perforación o corazonamiento. A demás alude, en general, al análisis que se realiza para determinar cualquier situación y cuáles son las tendencias. Esta determinación se realizó sobre la base de datos (informes diarios de perforación), recogidos y ordenados sistemáticamente, que permiten juzgar de forma precisa el proceso de corazonamiento.

La tasa de avance de perforación (pies/día) con la profundidad para la subcuenca Patía, se muestra en la figura 46. En general, se logra un incremento hasta una profundidad aproximada de 1000ft, desde donde continúa disminuyendo. La mayor ROP de 160,34 pies/día se logró en el pozo ANH-PATÍA-3-ST-S, a una profundidad entre 550 pies.

Se presentaron algunas alteraciones en este tipo de comportamiento debido diferentes eventos los cuales se explican a continuación:

### **ANH-PATÍA-3-ST-S:**

1. Se esperó el fragüe de la lechada bombeada para cementar el casing de 4 ½”.
2. Se registraron presiones muy altas por lo cual se sacó la tubería hasta superficie para revisar las boquillas de la broca.
3. Se realizó cambio de broca y se arregló daño en la bomba de lodo.
4. Se presentó un intento de pega de la tubería, se trabajó con la sarta para despegar y se rimó el pozo en las zonas problemáticas.
5. Se generaron incrementos en el torque y la presión sin retorno de fluido de perforación a superficie, por lo cual se rimó y se acondicionó el hueco.
6. Se presentó atascamiento del barril corazonador y daño en el top drive.
7. Hubo un daño en la bomba triplex. Se repasó y circuló el pozo debido a un aumento en el torque y la presión.

**8.** Se generó un incremento en el torque, pérdida de circulación y atrapamiento de la tubería.

**ANH-PATÍA-27-ST-S:**

**9.** Se realizó acondicionamiento del pozo, toma de registros y posterior ensanchamiento del hueco.

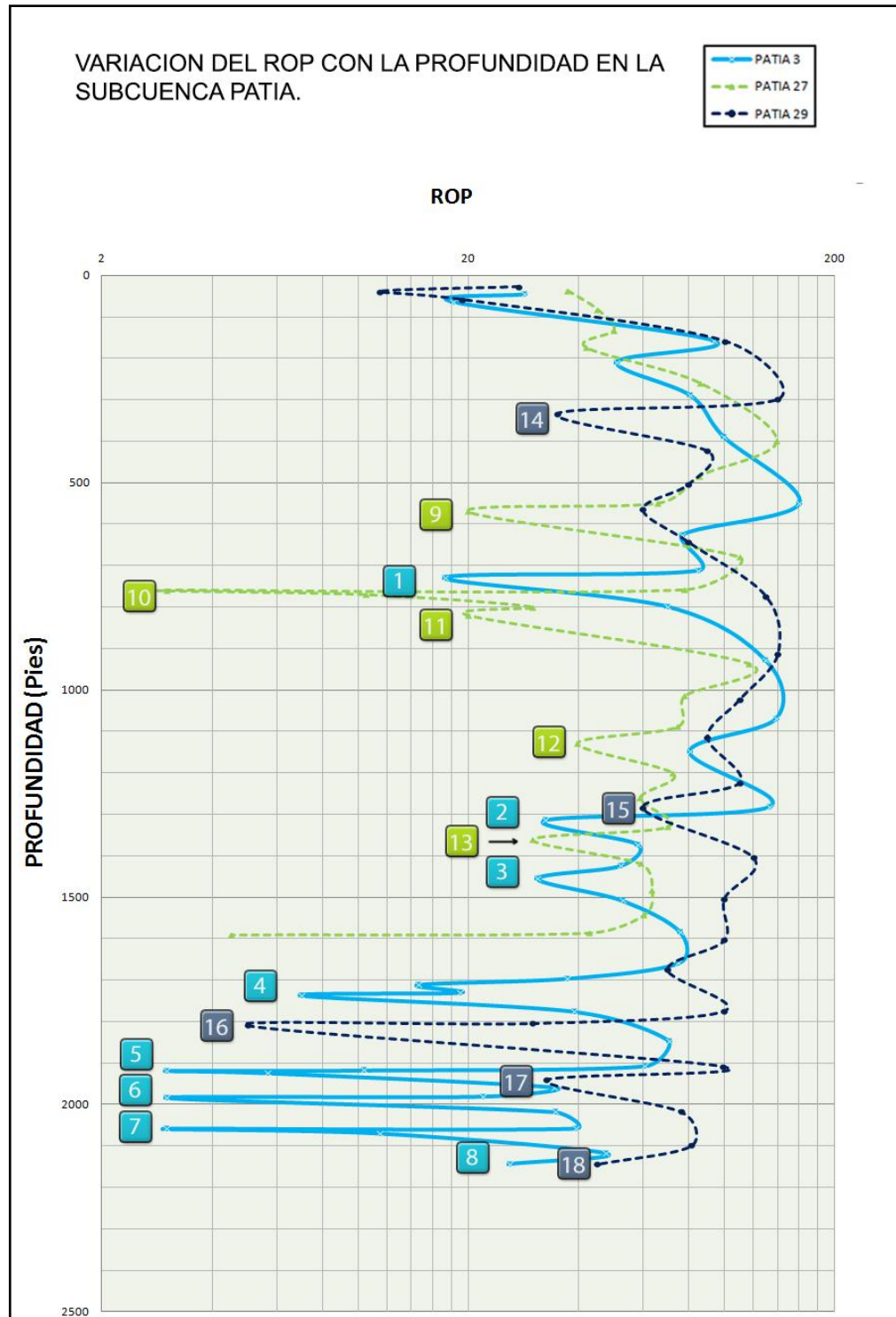
**10.** Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas. Se triconó un intervalo hasta cambiar de formación de limolitas arcillosas a conglomerados.

**11.** Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas.

**12.** Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas, además no era posible pescar el barril corazonador debido a que había sedimentación en el interior de la tubería.

**13.** Al intentar recuperar la muestra corazonada se desprendió una parte de esta, se realizaron las maniobras para poder pescar de nuevo el núcleo.

Figura 46. Variación de la ROP con la profundidad en la subcuenca Patía



Fuente: Los autores.

### **ANH-PATÍA-29-ST-S:**

14. Se presentó atascamiento en el barril corazonador lo cual obligó a sacar tubería para poder despegarlo.
15. Se realizó mantenimiento al equipo de perforación y ajustes al casinghanger.
16. Ocurrieron los siguientes problemas operacionales: Rompimiento del wireliney problemas para bajar el barril corazonador debido a que se soltó el casing.
17. Se presentó atascamiento en el barril corazonador lo cual obligó a sacar tubería para poder despegarlo. Se realizó un chequeo detallado de la tubería en superficie.
18. Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas.

En la subcuenca Cauca (Figura 47), se presenta una tendencia similar en la ROP a la observada en la subcuenca Patía. La mayor tasa de avance se presentó en el pozo ANH-CAUCA-33-ST-S de 140,22 ft/día a una profundidad de 218.26 pies.

Los eventos en donde la ROP no tiene el patrón de tendencia se describen a continuación:

### **ANH-CAUCA-10-ST-S:**

1. Se presentó daño en el top drive.
2. Se realizó cambios de brocas y arreglos en las BOP's.

3. Se reparó daño en el top drive.

**ANH-CAUCA-11-ST-S:**

4. Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas.

5. Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas. Se rimó los intervalos que presentaban problemas y se procedió a cementar.

6. Se esperó por fragüe de cemento bombeado.

7. Se presentaron pérdidas de circulación continuas por lo cual se prepararon y se bombearon píldoras viscosas

**ANH-CAUCA-33-ST-S-TWIN-1:**

8. Se presentó atascamiento del barril corazonador debido a sedimentación dentro de la tubería.

9. Se acondicionó el pozo para realizar la toma de registros.

10. Intentando sacar barril corazonador. Pero no se lograba conectar.

11. Se acondicionó el pozo y se realizó toma de registros.

12. Se realizó mantenimiento del top drive.

13. Se presentó un daño en el motor del taladro.

**14.** Se realizo mantenimiento del top drive.

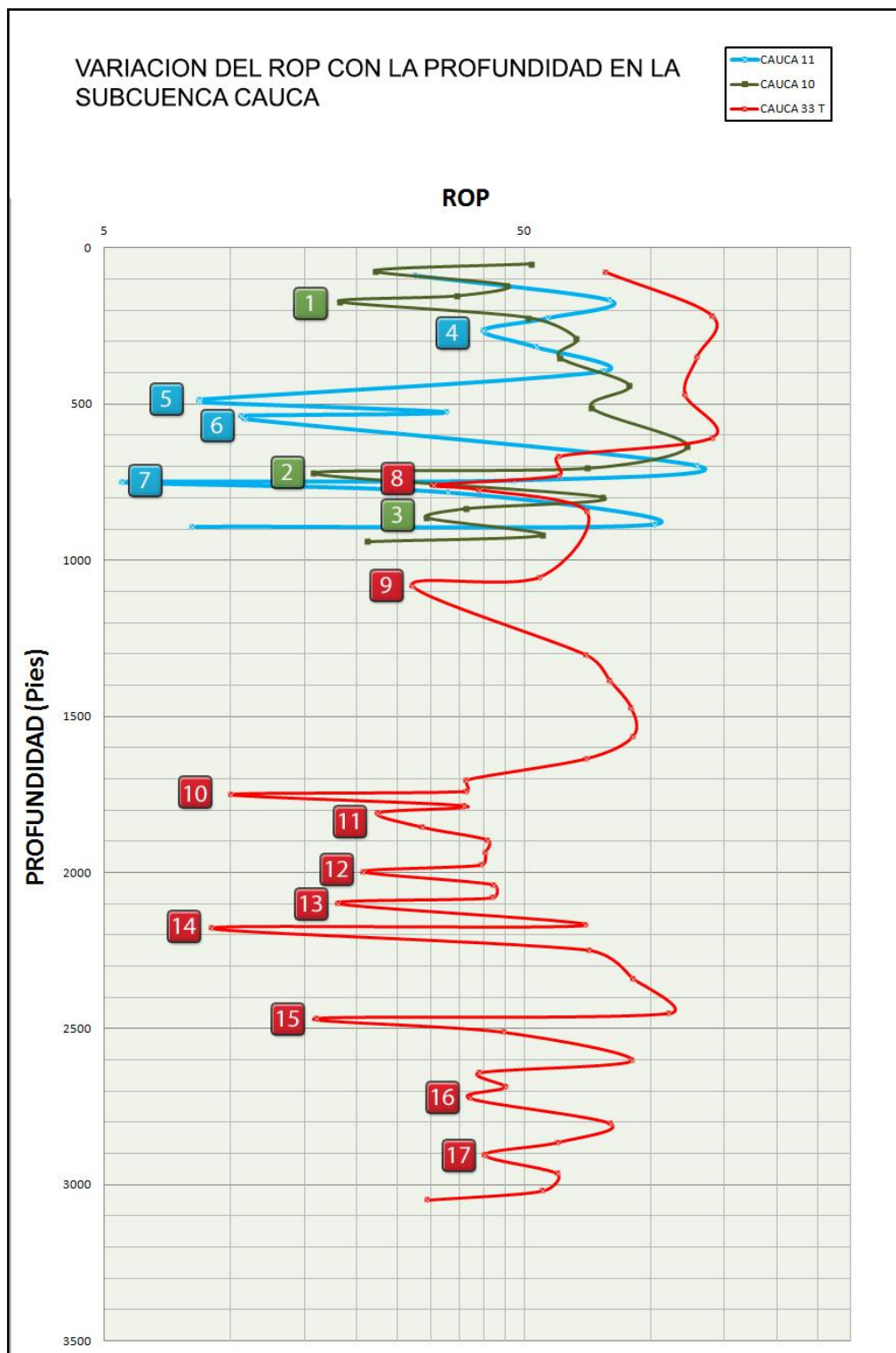
**15.** Se cambio diámetro de la tubería de perforación.

**16.** Se realizó mantenimiento del top drive.

**17.** Se realizó mantenimiento del top drive.

En la subcuenca Patía la mayor tasa de penetración fue 160,34 pies por día (6,68 pies por hora) en el pozo ANH-PATÍA 3 ST-S y en la formación Esmita, con un WOB de 2000 lb y RPM de 400.

Figura 47. Variación de la ROP con la profundidad en la subcuenca Cauca



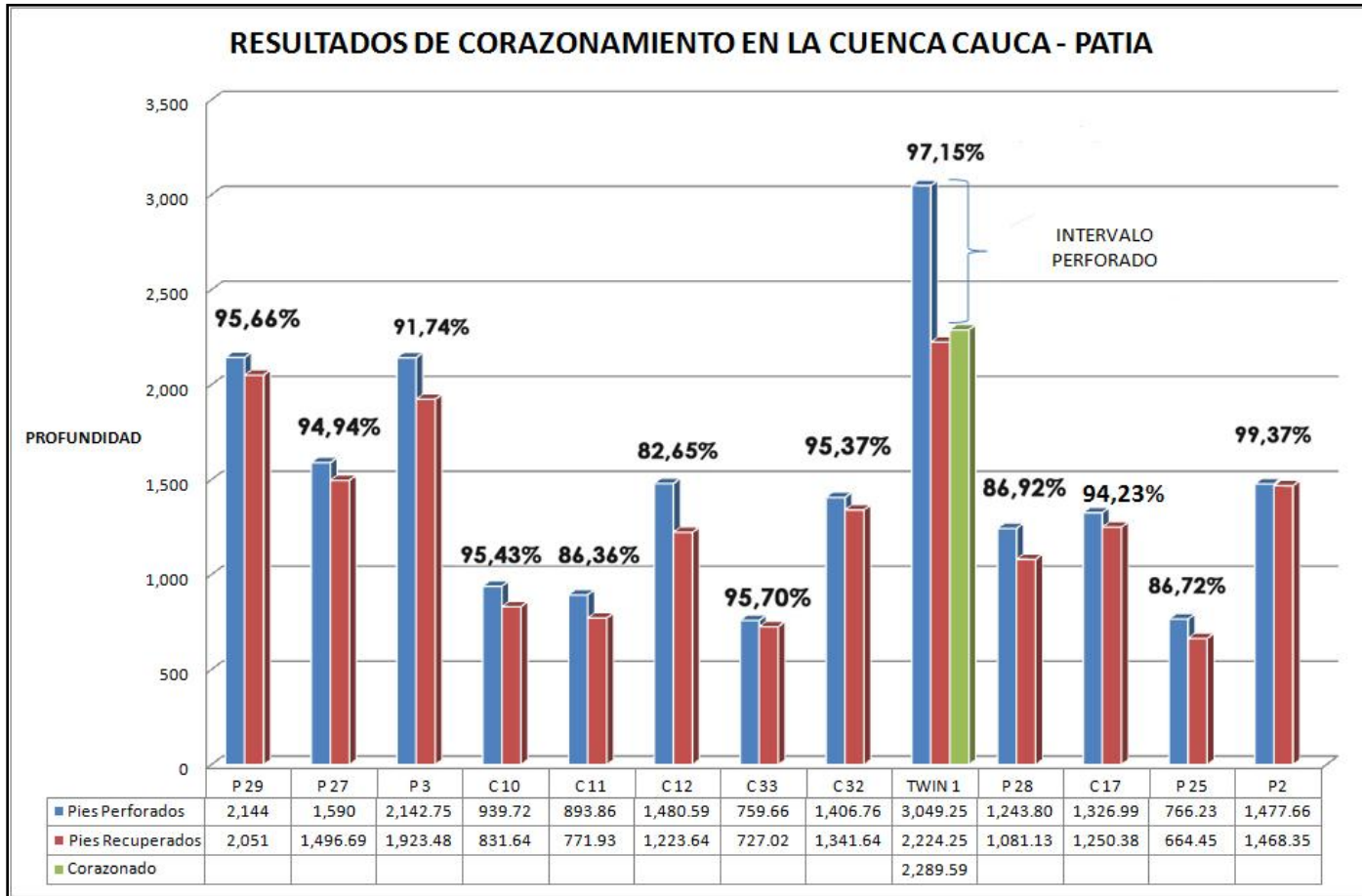
Fuente: Los autores

En la subcuenca Cauca la mayor tasa de penetración fue 110,66 pies por día (4,611 pies por hora) en el pozo ANH-CAUCA 33 ST-S-TWIN y en la formación Cinta de piedra, con un WOB de 3200 lb y RPM de 300.

## **2.5. RESULTADOS DE LA RECUPERACIÓN DE MUESTRAS EN EL CORAZONAMIENTO DE LA CUENCA CAUCA – PATÍA.**

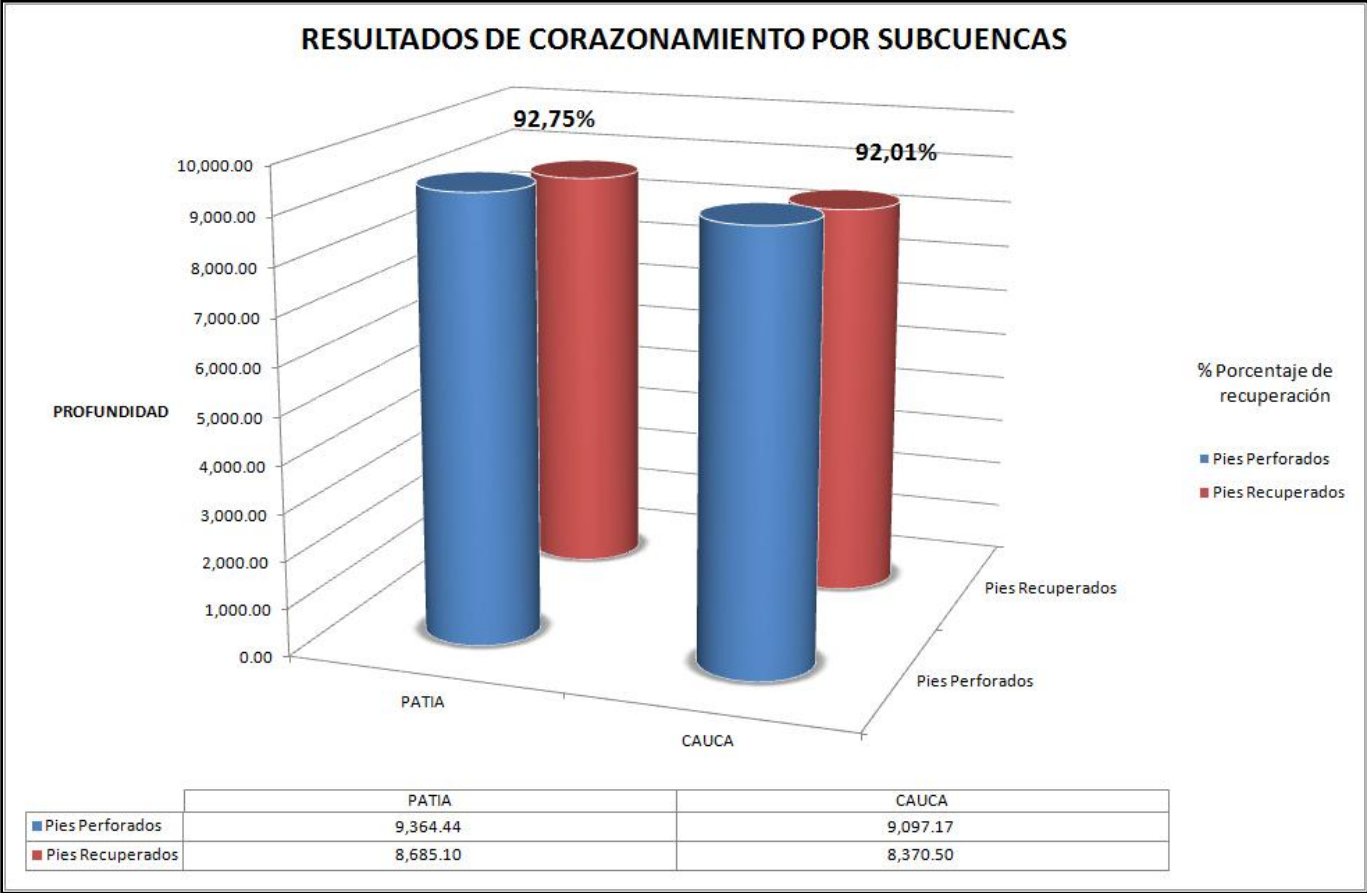
En la Figura48, se visualizan todos los pozos corazonados con su respectiva recuperación. El pozo donde se alcanzó la mayor profundidad (3049,25pies) fue el pozo ANH-CAUCA-33-ST-S-TWIN-1 y el de menor fue el pozo ANH-CAUCA-33-ST-S (759,66pies), el cual tuvo que ser abandonado tempranamente por problemas operacionales, razón por el cual se perforó el ANH-CAUCA-33-ST-S-TWIN-1; el de mayor porcentaje de recuperación correspondió al pozo ANH-PATÍA-2-ST-S, el cual fue de 99,37%, mientras que el de menor porcentaje de recuperación fue el ANH-CAUCA-12-ST-S con el 82,65% .En la Figura 49 se presentan los resultados por subcuenca, en la cual se observa que el porcentaje de recuperación fue similar y en promedio se logró una recuperación de 92,38%.

Figura 48. Resultados de corazonamiento en la cuenca Cauca-Patía



Fuente: Grupo de trabajo Slim Hole– UIS

**Figura 49. Resultado corazonamiento por subcuencas**



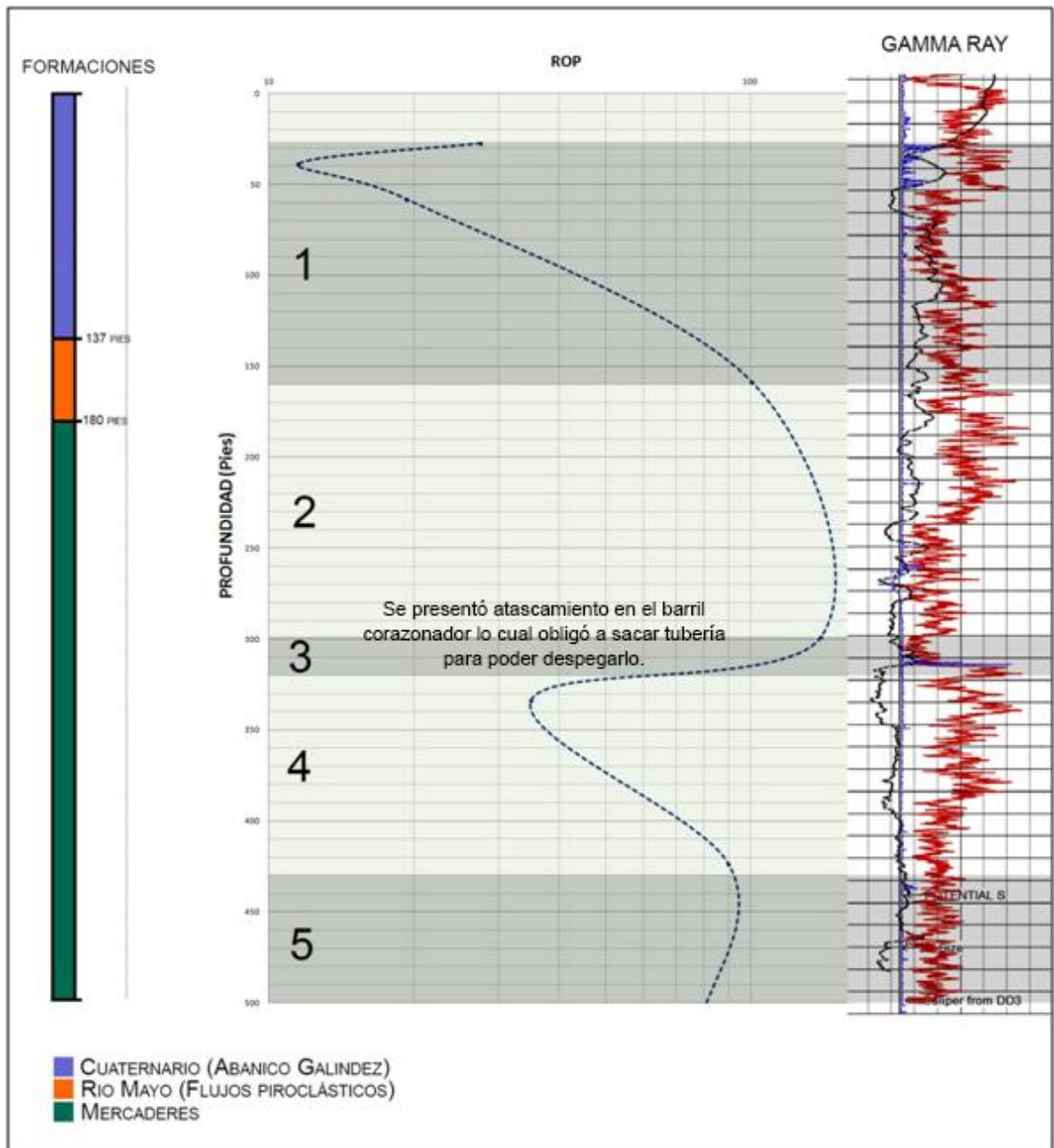
Fuente: Grupo de trabajo Slim Hole - UIS

## **2.6. EVALUACIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA TASA DE PENETRACIÓN CON RESPECTO A LA LITOLOGÍA.**

Aunque los registros nombrados tienen información útil para muchas aplicaciones, el registro de rayos gamma es el que brinda los mejores datos para evaluar los cambios litológicos con respecto a la profundidad.

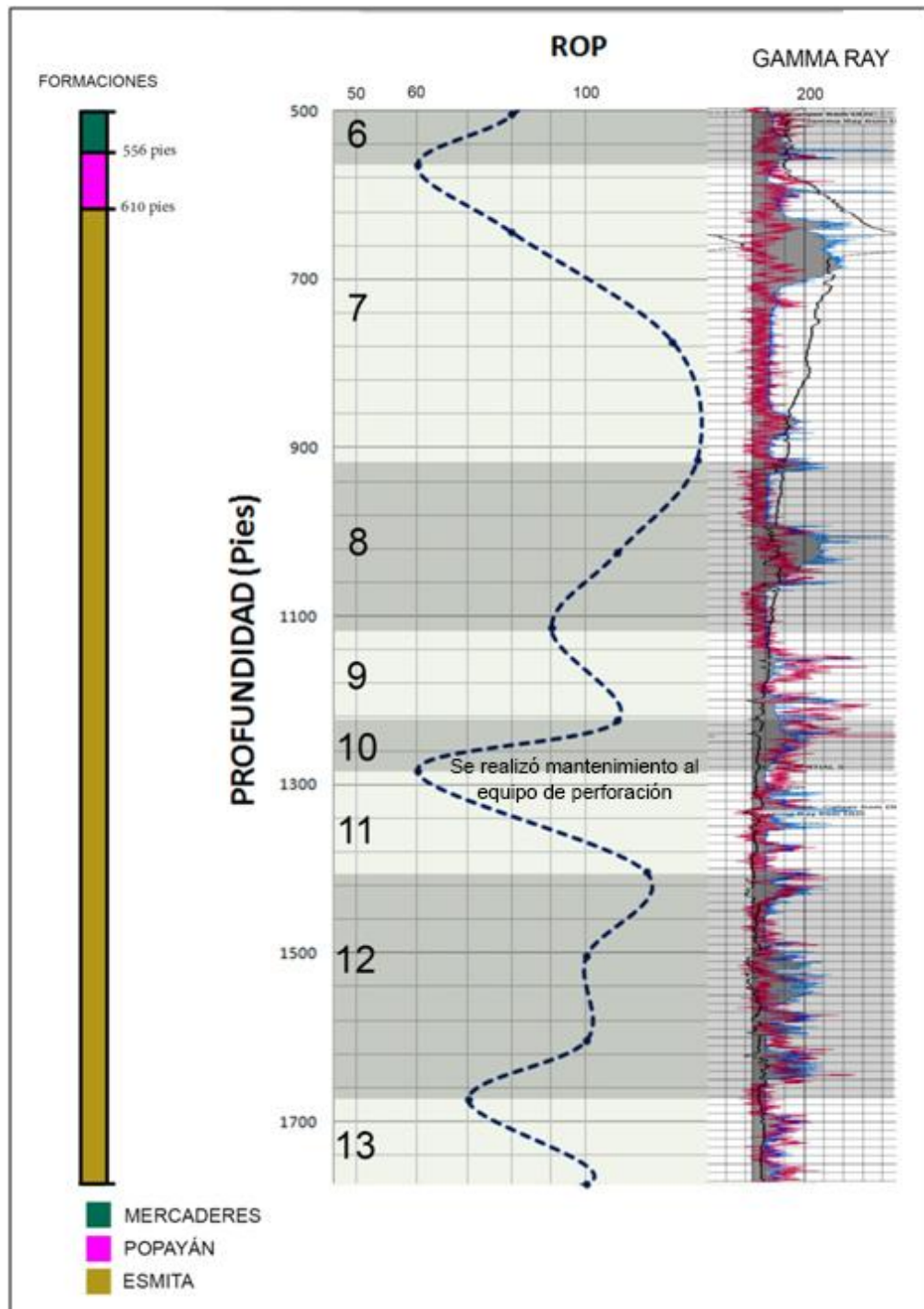
Al colocar en una misma figura los trenes del registro de rayos gamma, con la ROP se puede realizar un análisis detallado de los cambios en el avance de corazonamiento por la variación en la litología encontrada con el avance en profundidad. Ver figuras de la 50 a la 63 y tablas de la 18 a la 27.

**Figura 50. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (primera corrida)**



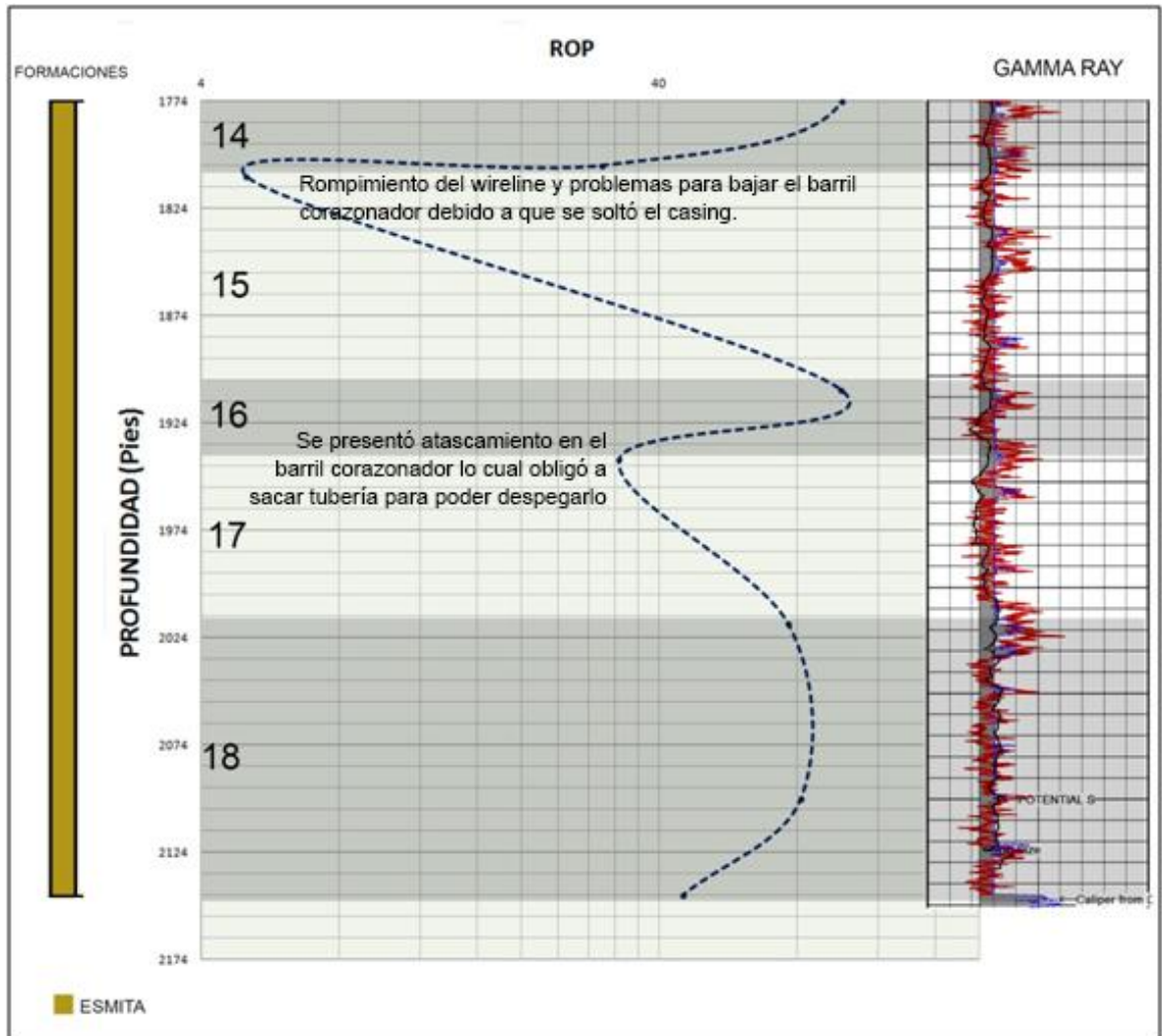
Fuente: Los autores

Figura 51. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (Segunda corrida, 1/2)



Fuente: Los autores

**Figura 52. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-29-ST-S (Segunda corrida, 2/2)**



Fuente: Los autores

**Tabla 18. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración ANH-PATÍA-29-ST-S (primera corrida)**

1	39 - 160 ft	Arenisca	cuarzosas con contenido moderado de líticos.
		Conglomerados	polimícticos gradando localmente a areniscas conglomeráticas.
2	160 - 300 ft	Arenisca	degrada localmente a conglomerado, ambiente aluvial.
		Arcillolita	de poco espesor, de ambiente de deposición aluvial.
		Conglomerado	
3	300 – 320 ft	Conglomerados	polimícticos, con matriz areno limosa con influencia de actividad volcánica.
4	320 - 430 ft	Arcillolita	Textura jabonada, moderadamente compacta, ligeramente calcarea, con degrado a limolita arenosa.
		Conglomerados	De ambiente de deposición aluvial y llanura de inundación.
5	430 – 500 ft	Lodolita	Medianamente compacta y ligeramente calcarea.
		Arcillolitas	(Pequeña capa) Moderadamente compacta, textura jabonosa.
		Arenisca lodosa	Moderadamente compacta, con fragmentos líticos (20%).

Fuente: Los autores

**Tabla 19. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA 29 -ST-S (segunda corrida, 1/2)**

6	500 - 564 ft	Lodomita arenosa	Moderadamente compacta, alto contenido cuarzo, aporte piroclástico
7	564 - 914 ft	Conglomerados	Intercalados de lodolitas arenosas con aporte piroclástico.
		Arcillolitas	abigarradas, en parte limosa, cuarzosa, medianamente compacta.
8	914 – 1114 ft	Conglomerados	polimícticos, matriz arenosa y arcillosa.
		Areniscas	muy compactas de grano fino a medio, ligeramente arcilloso
		Conglomerado	polimícticos, matriz areno - cuarzosa, presencia de cuarcitas y fedelspatos.
9,10,11	1114 - 1404 ft	Areniscas	de grano medio , de cuarzo y fedelspatos.
		Arcillolita	muy consolidadas, compactas con presencia de material carbonoso.
		Areniscas	conglomeráticas, medianamente compacta, matriz arcillosa, cuarzo translucido a lechoso
		Conglomerado	polimícticos: fedelspatos, cuarzo lechoso, matriz areno arcillosa.
12	1404 – 1674 ft	Areniscas	conglomeráticas: medianamente compacta, matriz arcillosa.
		Limolita	arenosa: consolidada, moderadamente soluble
		Lutita	consolidada, físcil, artillosa
13	1674 – 1774 ft	Limolita	consolidada, moderadamente soluble
		Arcillolita	consolidada, moderadamente soluble
		Conglomerados	polimícticos: matriz arenácea, cuarcitas en menor proporción.

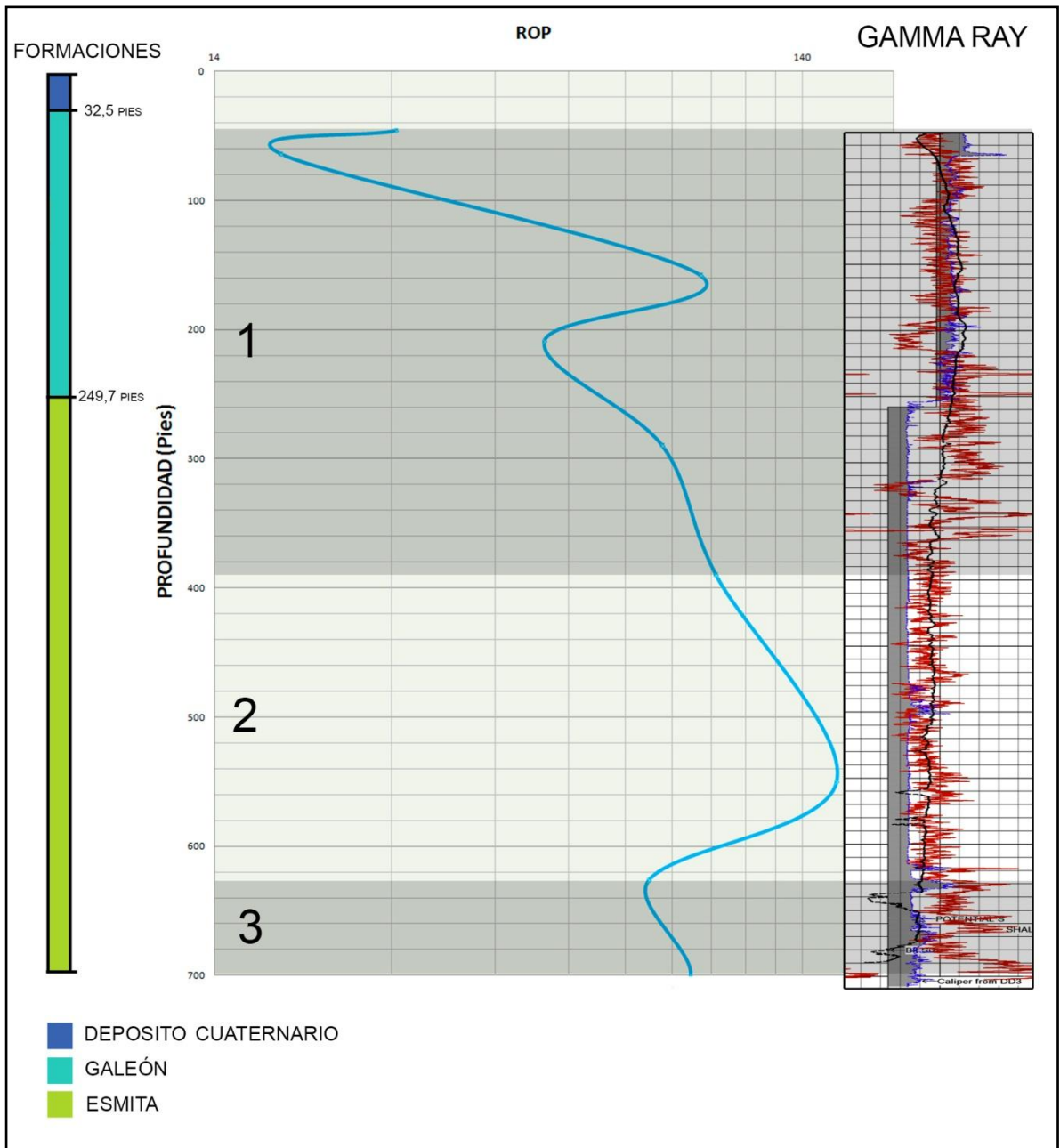
Fuente: Los autores

**Tabla 20. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA-29-ST-S (segunda corrida 2/2)**

14	1774 – 1809 ft	Conglomerados	polimícticos, fedelspato, matriz areno arcillosa, cemento calcareo.
		Arcillolita	consolidada, moderadamente soluble, presencia de granos de cuarzo.
15	1809 – 1908,5 ft	Conglomerados	polimícticos: fedelspatos, cuarzo (lechoso), matriz areno arcilloso.
		Arcillolita	consolidada, astillosa, moderadamente soluble.
16	1908,5 – 1941,16 ft	Arenisca	conglomerática: granos medios a gruesos, poco compacta, matriz arcillosa.
17	1941,16 – 2017,5 ft	Conglomerados	polimícticos, cuarzo, matriz arenos arcilloso, fedelspato.
		Limolita	consolidada, laminar, soluble.
18	2017,5 - 2144 ft	Conglomerados	polimícticos, cuarzo, matriz arenos arcilloso, fedelspato.
		Arcillolita	moderadamente consolidada, astillosa, moderadamente soluble.
		Arenisca	cuarzo - fedelspaática: matriz arcillosa, poco compacta, cuarzo translucido a lechoso.

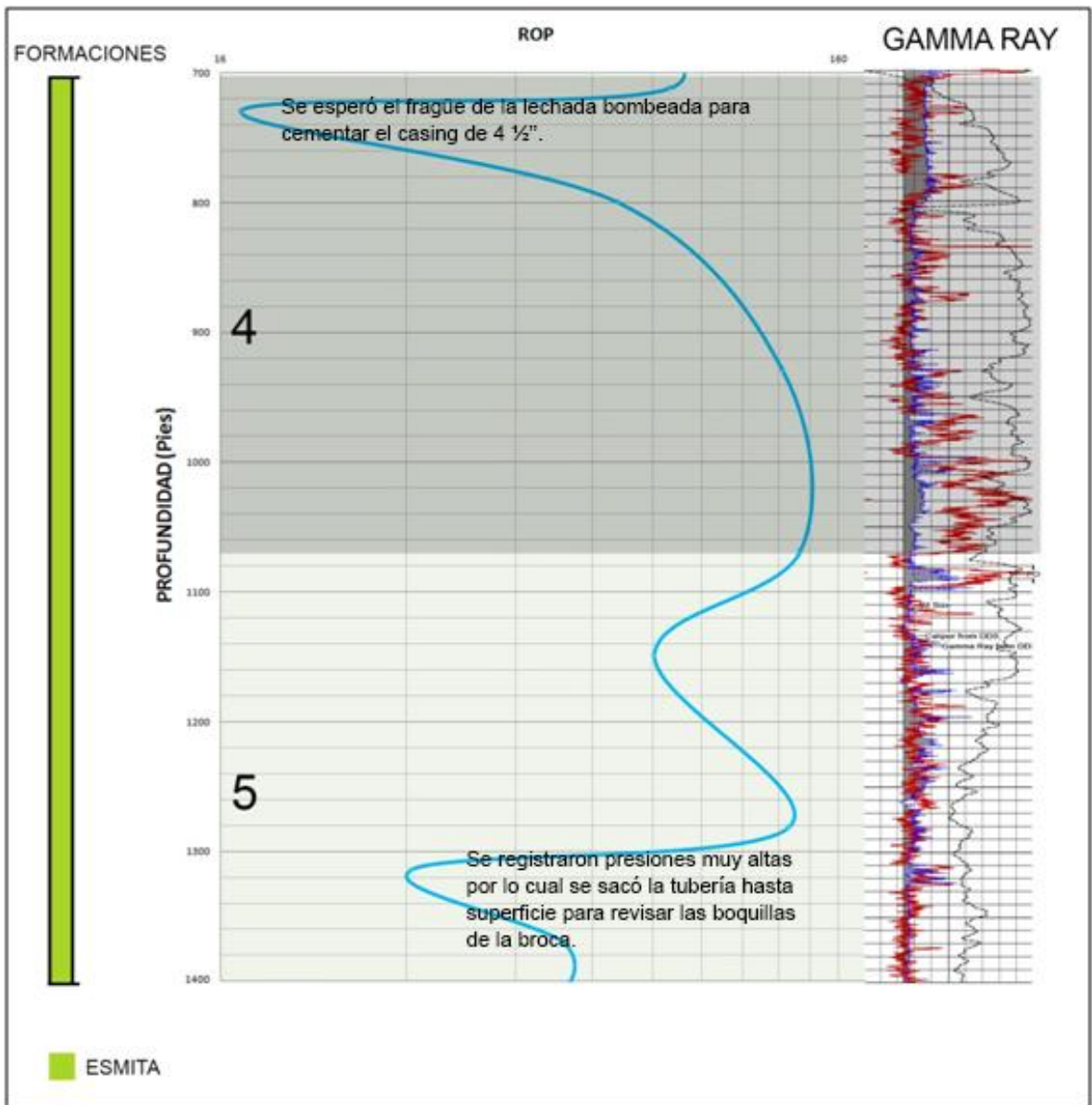
Fuente: Los autores

**Figura 53. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Primera corrida)**



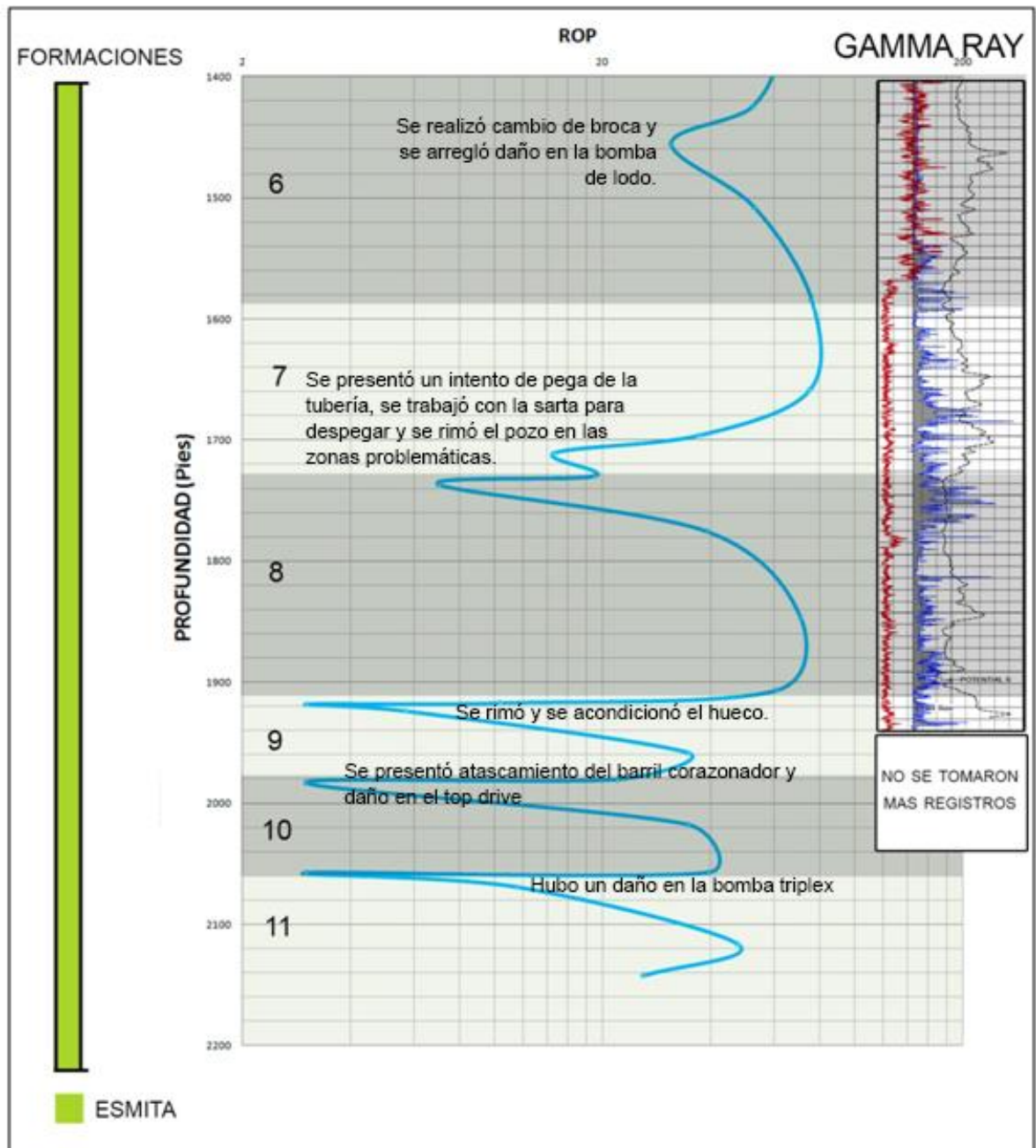
Fuente: Los autores

Figura 54. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida – 1/2)



Fuente: Los autores

**Figura 55. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida – 2/2)**



Fuente: Los autores

**Tabla 21. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA-3-ST-S (Primera corrida)**

1	42 - 390 ft	Roca volcanica	Pumitas con vidrio volcanico
		Conglomerado	Matriz areno - arcillosa, abundantes maficos
		Arenisca conglomerada	Sucias mal seleccionadas, poco consistentes
2	390 - 630 ft	Arenisca	Grano medio a grueso, ligeramente compacto
		Lutita	Blocosa moderadamente compacta
		Limolita	Poco soluble algo blocosa, cerosa
3	630 - 700 ft	Limolita	Moderadamente consolidada, algo compacta
		Arenisca	Ligeramente compacta, matriz arcillosa
		Arcillolita	Moderadamente consolidada, algo soluble

Fuente: Los autores

**Tabla 22. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA-3ST-S (Segunda corrida-1/2)**

4	710 - 1070 ft	Arenisca	moderadamente seleccionada, grano medio a grueso
		Conglomerado	Compuesto por roca ignea, sedimentaria, metamorfica
		Limolita	Algo consolidada con abundante silice
5	1070 - 1400 ft	Limolita	muy consistente con cenizas volcanicas
		Arcillolita	Muy consistente , moderadamente soluble, algo blocosa
		Arenisca	Muy sucia, grano medio a muy grueso

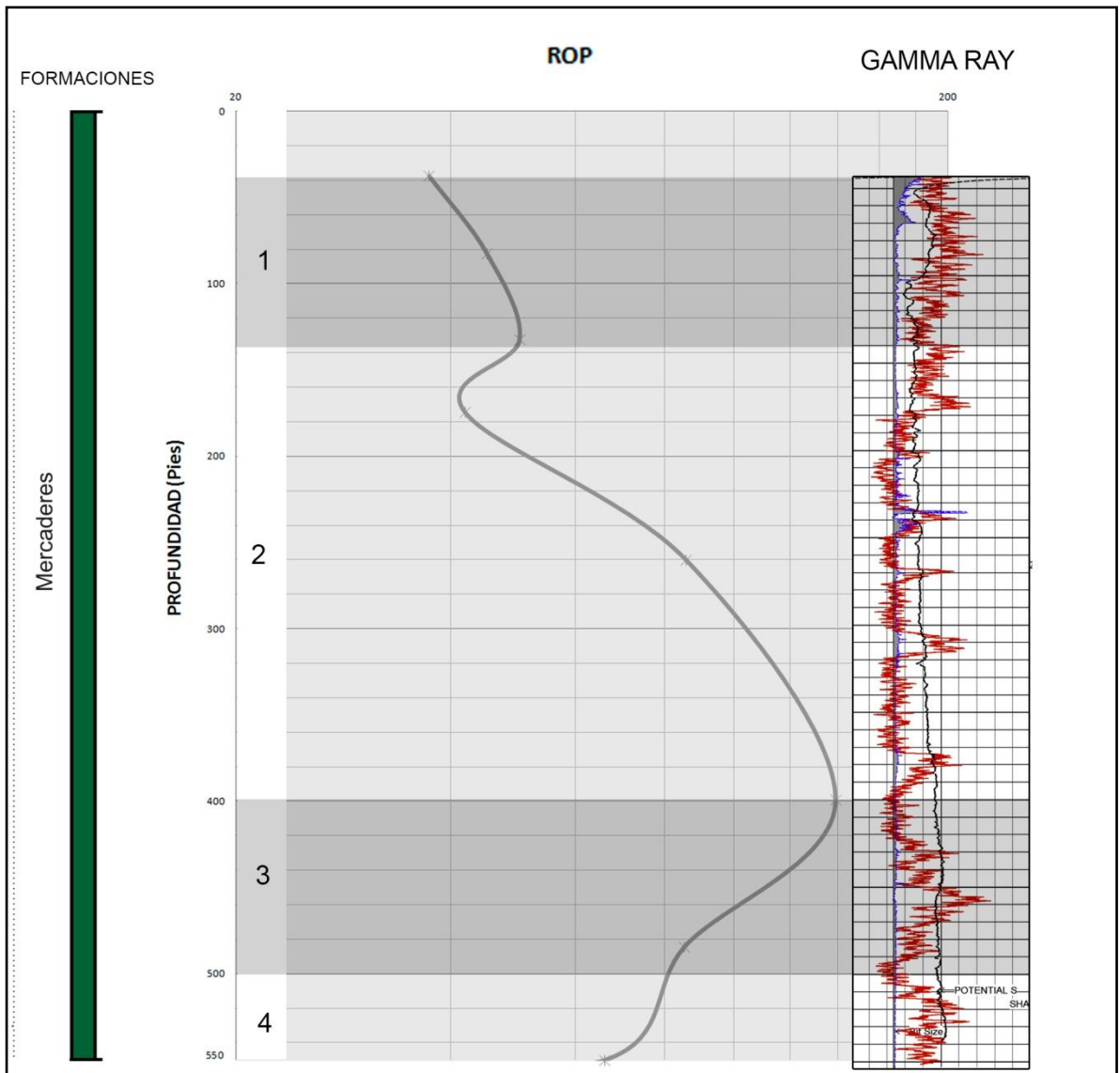
Fuente: Los autores

**Tabla 23. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA-3-ST-S (Segunda corrida-2/2)**

6	1425 - 1585 ft	Conglomerado	Guijarros igneos y sedimentarios
		Arcillolita	Poco compacto, amorfo, algo soluble
7	1585 - 1729 ft	Conglomerado	Formado por rocas igneas, metamorficas y sedimentarias
		Limolita	Poco compacta astillosa, amorfa
		Arcillolita	moderadamente hinchable, amorfa, poco compacta
8	1729 - 1910 ft	Limolita	Presencia de calcio, moderadamente compacto
		Arcillolita	Moderadamente compacto, algo soluble
		Conglomerado	Guijarros igneos y sedimentarios, matriz arenosa
9	1910 - 1980 ft	Roca calcarea	Terrigeno con restos de fosiles
		Limolita	Moderadamente compacta ignea y sedimentaria
10	1980 - 2060 ft	Arcillolita	Textura franca poco plastica capas delgadas
		Lutita	Textura franca poco plastica
11	2060 - 2142 ft	Limolita	Presencia de calcio, grano muy fino consistencia dura
		Conglomerado	Guijarros igneos y sedimentarios

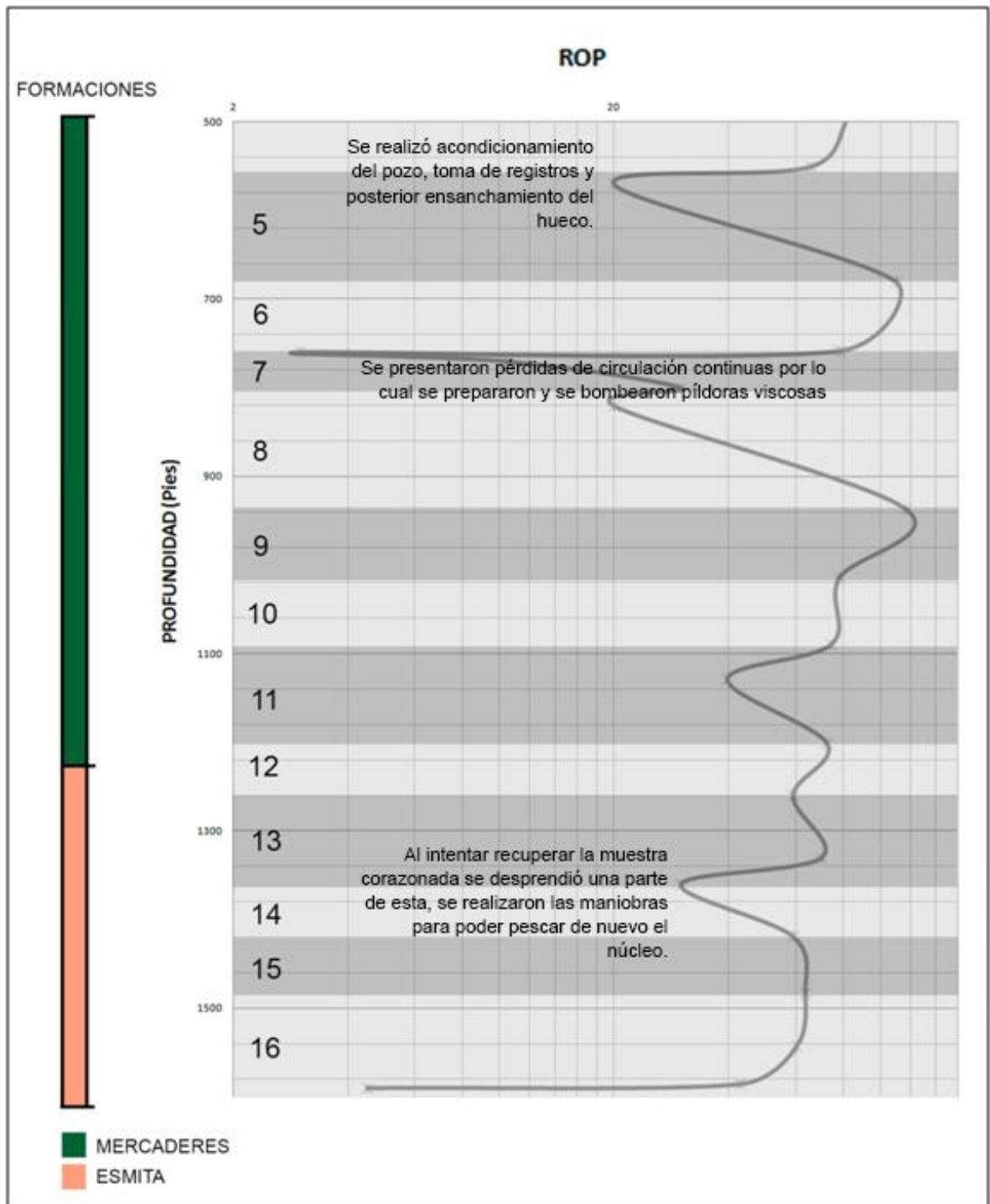
Fuente: Los autores

**Figura 56. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-27-ST-S (1/2)**



Fuente: Los autores

**Figura 57. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-PATÍA-27-ST-S (2/2 – No se tomaron registros)**



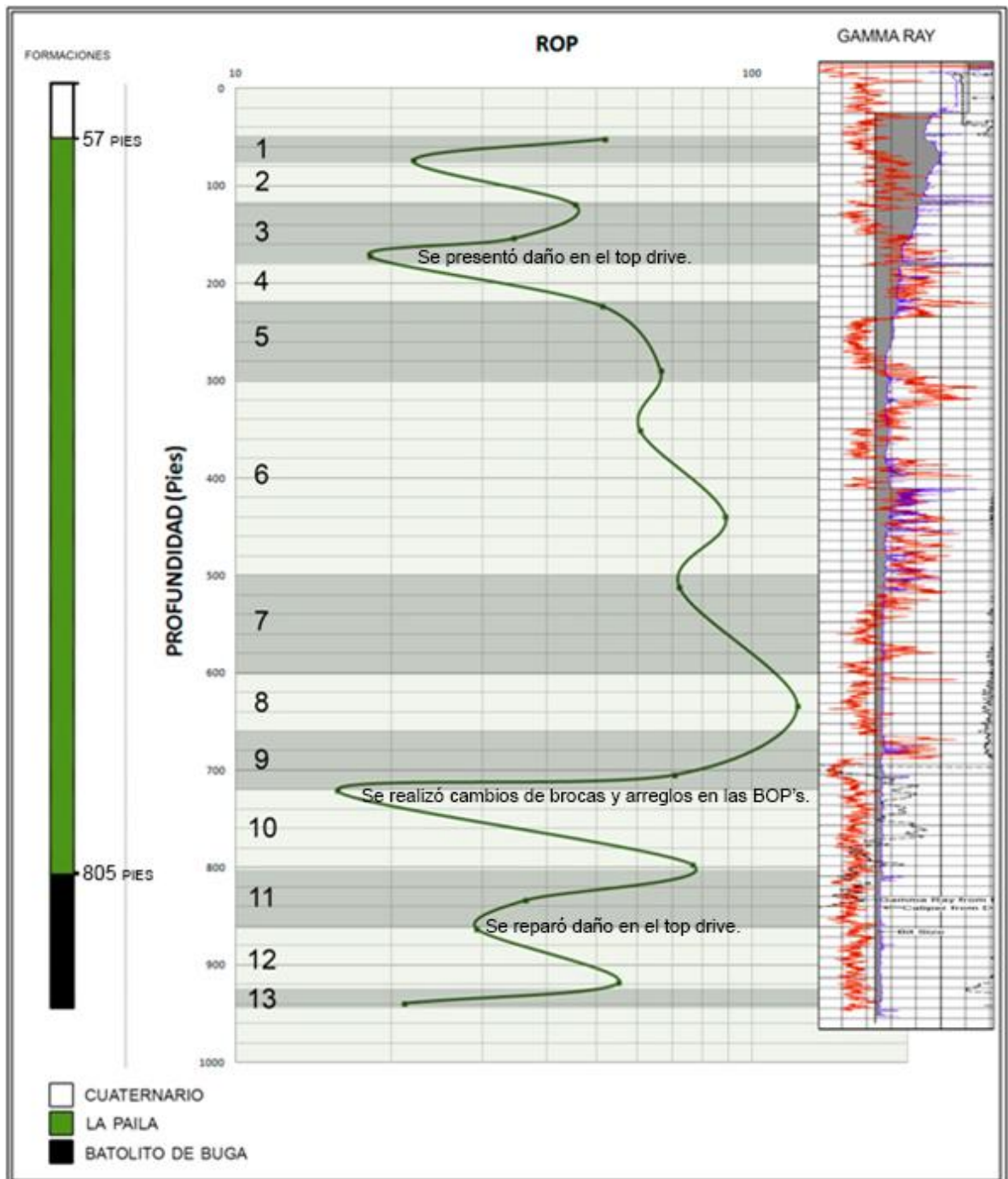
Fuente: Los autores

**Tabla 24. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-PATÍA-27-ST-S**

1	10 - 175 ft	Arcillolitas	poco consolidadas con presencia de cuarzitas
		Conglomerado	matriz granoarenosa poco consolidada
		Arena tobacea	matriz arenosa guijarros mal seleccionados
2	175 - 400 ft	Arena aglomeratica	de grano medio mal seleccionada
		Arcillolitas	moderadamente consolidadas
3	400 - 500 ft	Areniscas	de grano medio bien seleccionada
		Arcillolitas	muy consolidada grano muy fino
4	500 - 550 ft	Areniscas	de grano medio bien seleccionada
		Arcillolitas	muy consolidada grano muy fino
5	550 - 680 ft	Areniscas	Grano fino a medio bien seleccionada
		Arenas tobaceas	Grano medio a muy fino moderadamente compacta
		Arcillolitas	muy consolidadas presencia de carbonatos
		limolita	presencia de cenizas volcanicas y carbonatos
6	680 - 760 ft	Areniscas Conglomeraticas	grano fino a grueso con carbonatos
7	760 - 800 ft	Conglomerados Polimícticos	guijarros soportados en una matriz arenosa
8	800 - 935 ft	limolita	muy consolidada, amorfa
		Arcillolitas	muy consolidada, blocosa
9	935 - 1015 ft	limolita	moderadamente consolidadas
		Conglomerados	poco consolidados, matriz arenosa
		Areniscas	liticas moderadamente consolidadas
10	1015 - 1090 ft	Arcillolitas	Moderadamente consolidadas
		Conglomerados	guijarros moderadamente consolidados
11	1090 - 1200 ft	Arcillolitas	moderadamente consolidadas
		limolita	muy consolidada con presencia de silice
		Conglomerados	mariz arenosa moderadamente consolidada
12	1200 - 1260 ft	Conglomerados	moderadamente consolidadas matriz grano medio
13	1260 - 1360 ft	limolita	moderadamente consolidada
		Arcillolitas	intercalaciones consolidadas poco consolidadas
14	1360 - 1420 ft	Arcillolitas	consolidadas, astillosas
		Conglomerados	mezcla metamorficas, igneas, sedimentarias
15	1420 - 1482 ft	Areniscas	interclastos de rocas igneas y metamorficas
		limolita	consolidada, moderadamente arenosa
16	1482 - 1590 ft	Areniscas	grano fino a medio, compacto
		limolita	muy consolidada
		Conglomerado	matriz arenosa moderadamente consolidada

Fuente: Los autores

Figura 58. Variación de la ROP con respecto a la litología. Pozo ANH-CAUCA-10-ST-S



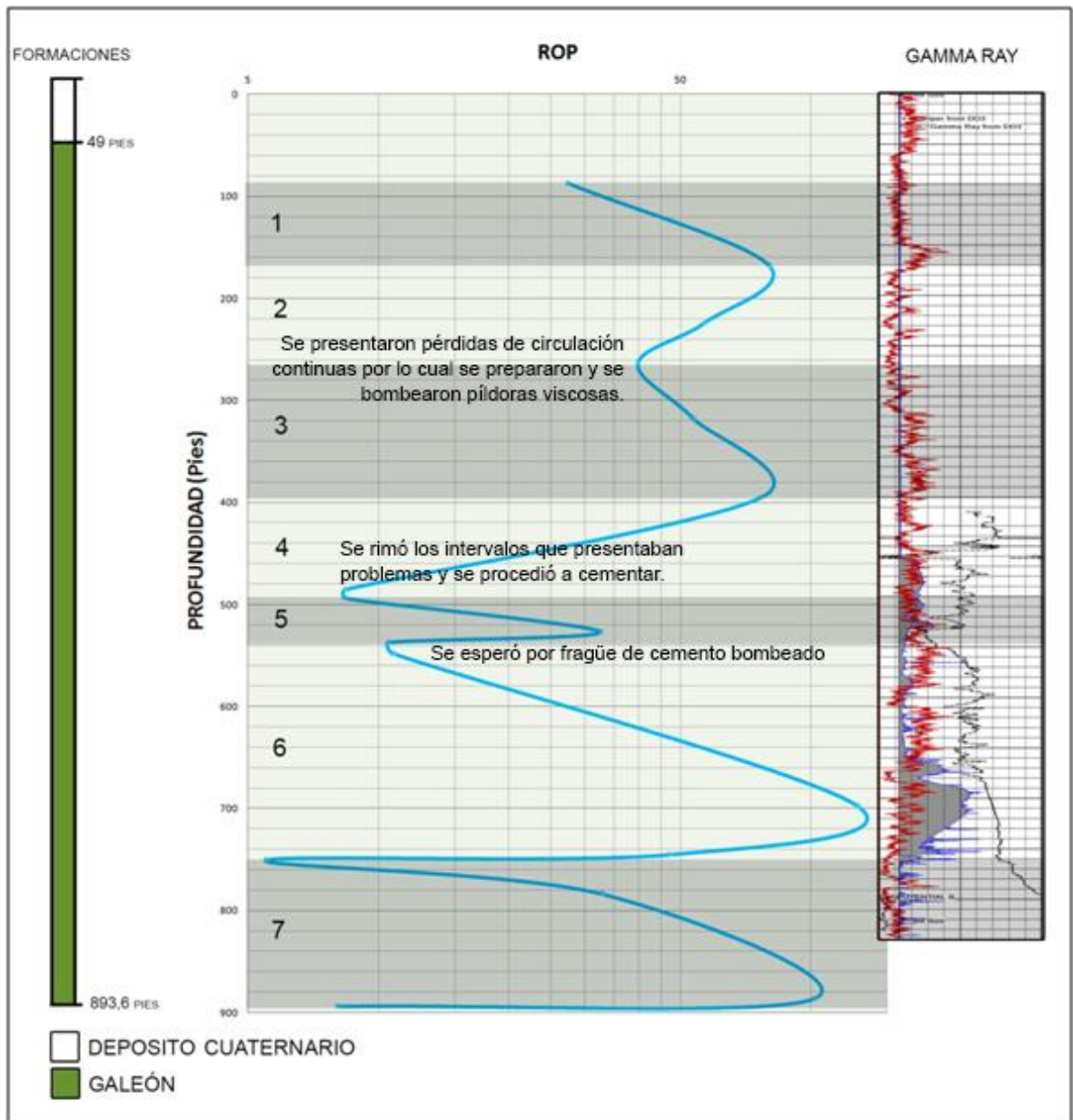
Fuente: Los autores.

**Tabla 25. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración ANH-CAUCA-10-ST-S**

1, 2	60 - 120 ft	Arenisca	Ligeramente consolidadas
		Arcillolitas	Ligeramente compacta, no hinchable.
3	120 - 180 ft	Limolita	Pequeñas capas , poco consolidada, con textura arenosa
		Arenisca	Ligeramente consolidadas
		Arcillolitas	Moderadamente consolidadas.
4	180 – 200 ft	Limolita	Ligeramente compacta, algo permeables
		Arcillolita	Moderadamente consolidada, compacta y cerosa.
5	220 - 300 ft	Limolita	Moderadamente compacta y consolidada
		Arenisca	Moderadamente compacta, algo consistente.
6	300 – 500 ft	Limolita	Inicio, ligeramente calcárea moderadamente consolidadas, ligeramente permeables
		Arcillolitas	Moderadamente consolidadas, ligeramente permeables
		Arenisca	Fragmentos intermedios, moderadamente consolidadas, ligeramente permeables
7	500 – 600 ft	Arcillolita	moderadamente compacta, cerosa y ligeramente permeable
		Limolita	Areniscas moderadamente compactas con presencia de cristales de yeso.
		Arenisca	
8	600 – 660 ft Max. ROP	Arenisca	Cuarzo feldespática, muy compacta, impermeable, moderadamente consistente.
9	660 – 720 ft	Arcillolita	Moderadamente compacta e impermeable
		Lutita	Compacta, muy consistente y fiscil
		Arenisca	Conglomeratica ligeramente compacta y muy porosa
		Conglomerado	Fragmentos y gránulos de rocas ígneas, intercalaciones delgadas de arcilla (10%).
10	720 – 800 ft	Toba Volcánica	Consolidada, con granos de yeso y feldespato. Posee fracturas en tres 3" y 8".
		Conglomerado	Fragmentos de toba y matriz areno arcillosa.
11	800 – 860 ft	Diorita	Al inicio, plagioclasas, cuarzo, roca intusiva.
		Gabro	poco contenido de cuarzo (20 y 30 %)
		Tonalita	
12	860 - 920 ft	Brecha	Fragmentos de grabo, parte arcillo - limosa y matriz arcillo arenosa.
		Tonalita	30 % cuarzo, plagioclasa
		Diarita	Muy poco cuarzo (15%) , fanerítica.
		Gabro	Textura fanerítica y un cambio gradual de tonalidad de gris a verde.
13	920 - 940 ft	Brecha	Grano soportada, clasto soportada y sin presencia de arcillolita
		Porfido andesítico	Color oliva suave y matriz afanítica.

Fuente: Los autores

**Figura 59. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas en ANH-CAUCA-11-ST-S**



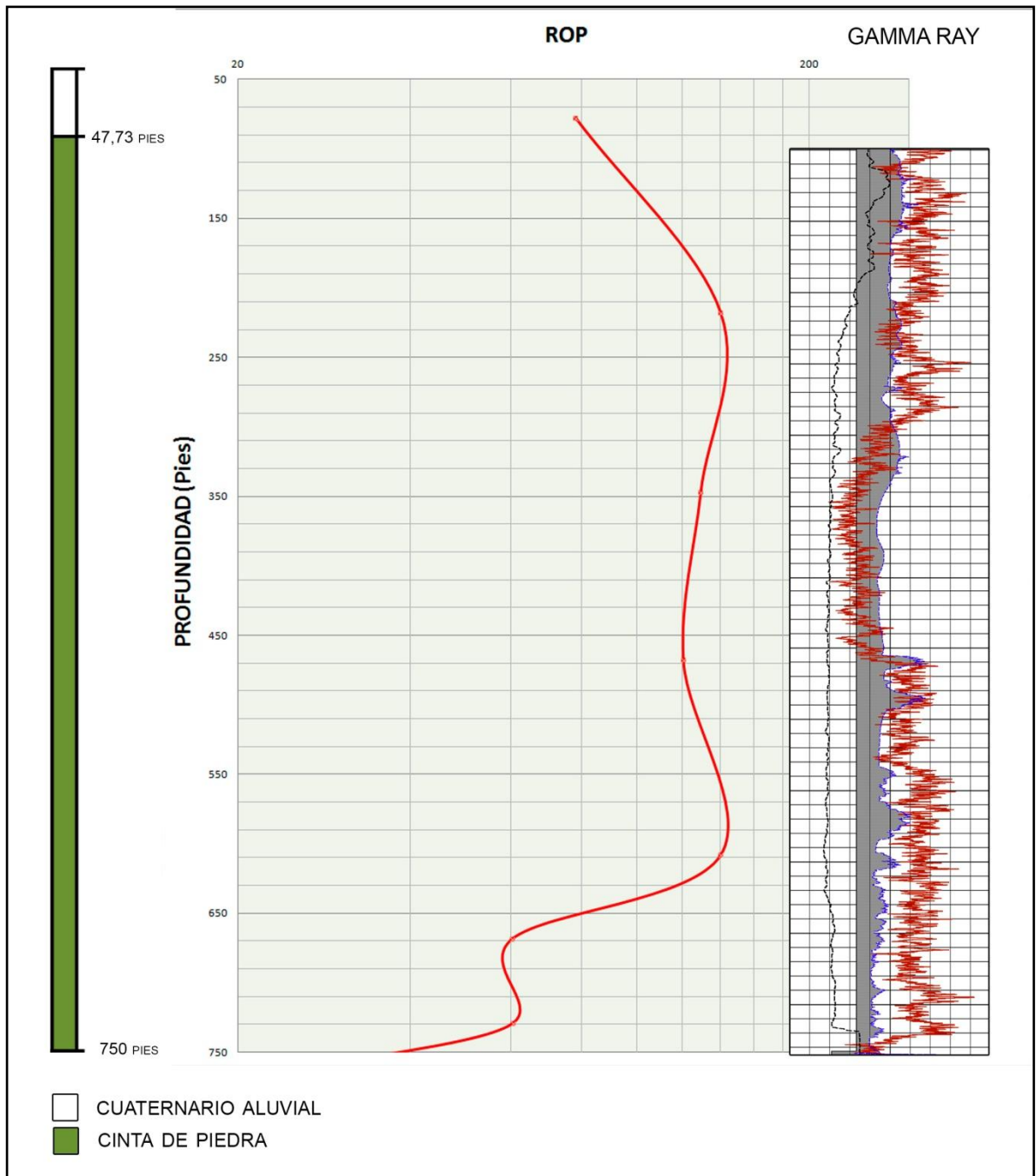
Fuente: Los autores

**Tabla 26. Descripción cambios litológicos en la tasa de penetracion-ANH-CAUCA-11-ST-S**

1	88 - 168 ft	Arenisca	Grano muy grueso, con presencia de yeso
		Conglomerado	Poco conlidado con matriz arenosa
		Shale	Siliceo, ligeramente fracturado
2	168 - 264 ft	Limolita	Grisasea con laminas de yeso
		Arenisca conglomerada	Mal seleccionada muy porosa, ligeramente consolidada
3	264 - 395 ft	Limolita	De tamaño medio con cuarzo
		Arenisca	De grano fino a medio
		Carbon	Trazas
4	395 - 485 ft	Arenisca conglomerada	Muy porosa mala selección, elementos maficos
		Arcillolita	Moderadamente compacta, trazas de carbon
5	485 - 537 ft	Arenisca	Grano fino a medio, mala selección
6	537 - 745 ft	Arenisca	Grano fino a medio, ligeramente magnetica
		Limolita	delgada intercalación
7	745 - 885 ft	Limolita	Arcillosa ligeramente porosa y poco consolidada
		Arenisca	Muy sucia, poco consolidada
		Conglomerado	Guijarros redondeados, algo consolidados

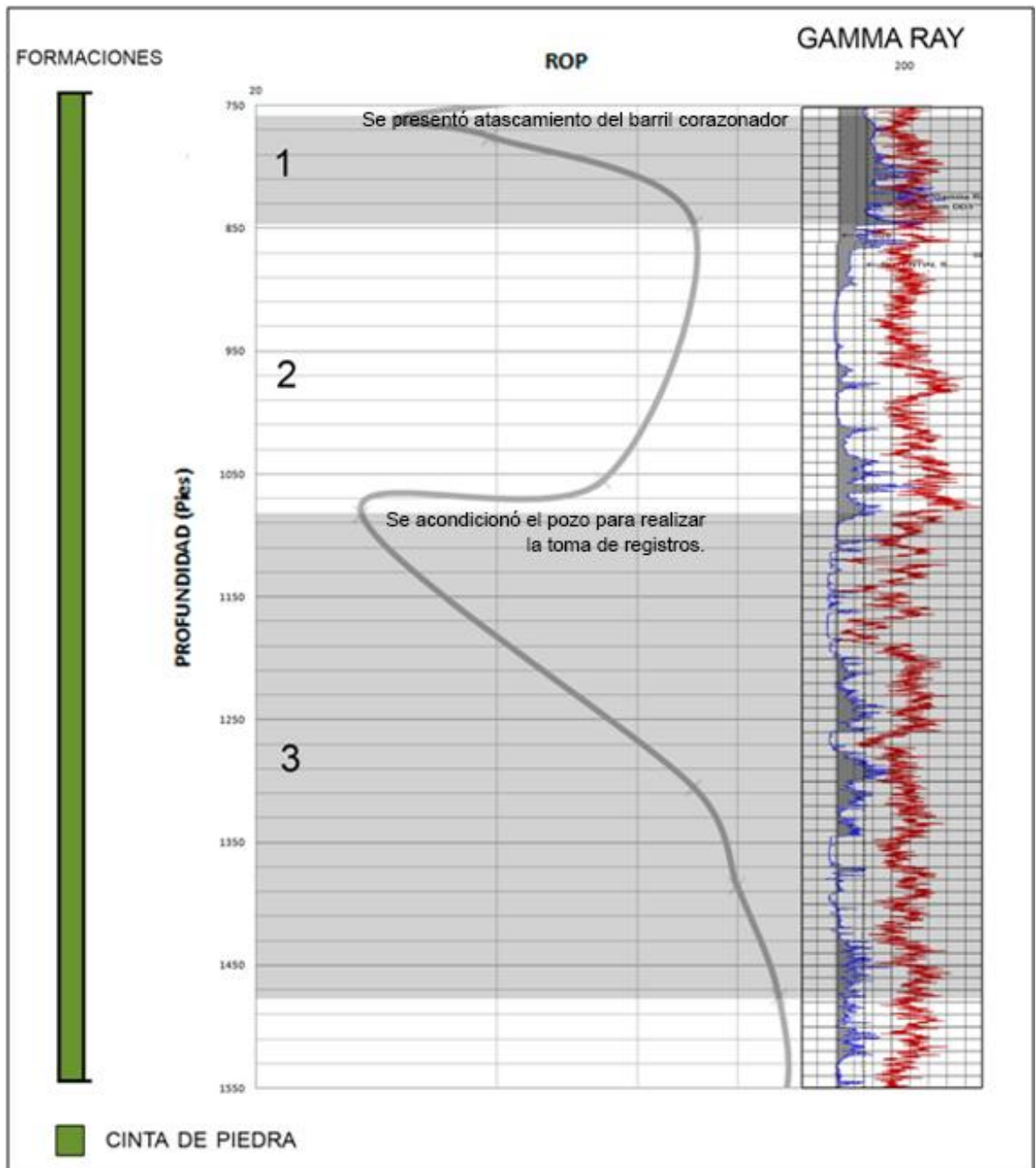
Fuente: Los autores

**Figura 60. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (1/4)**



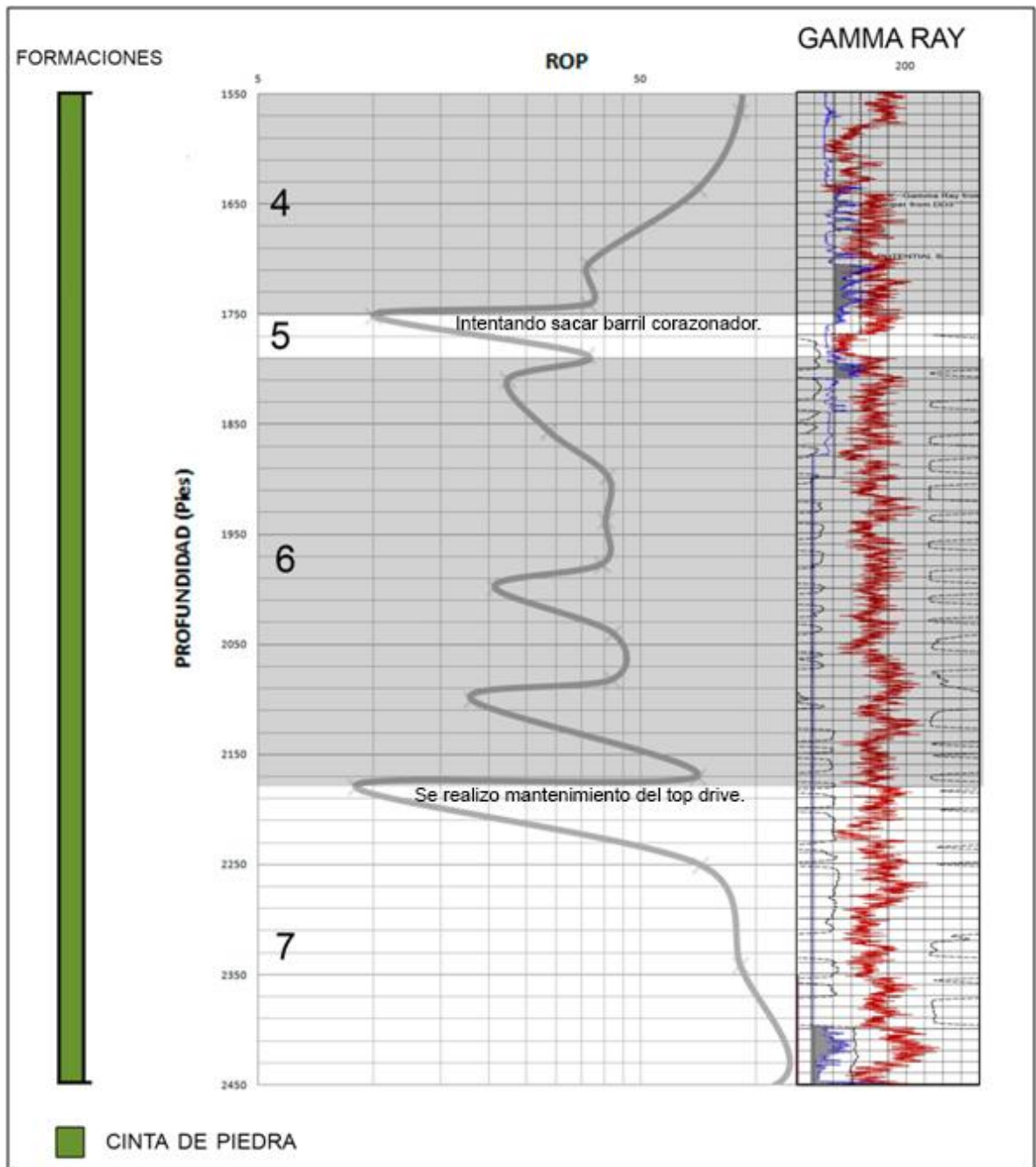
Fuente: Los autores

Figura 61. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (2/4)



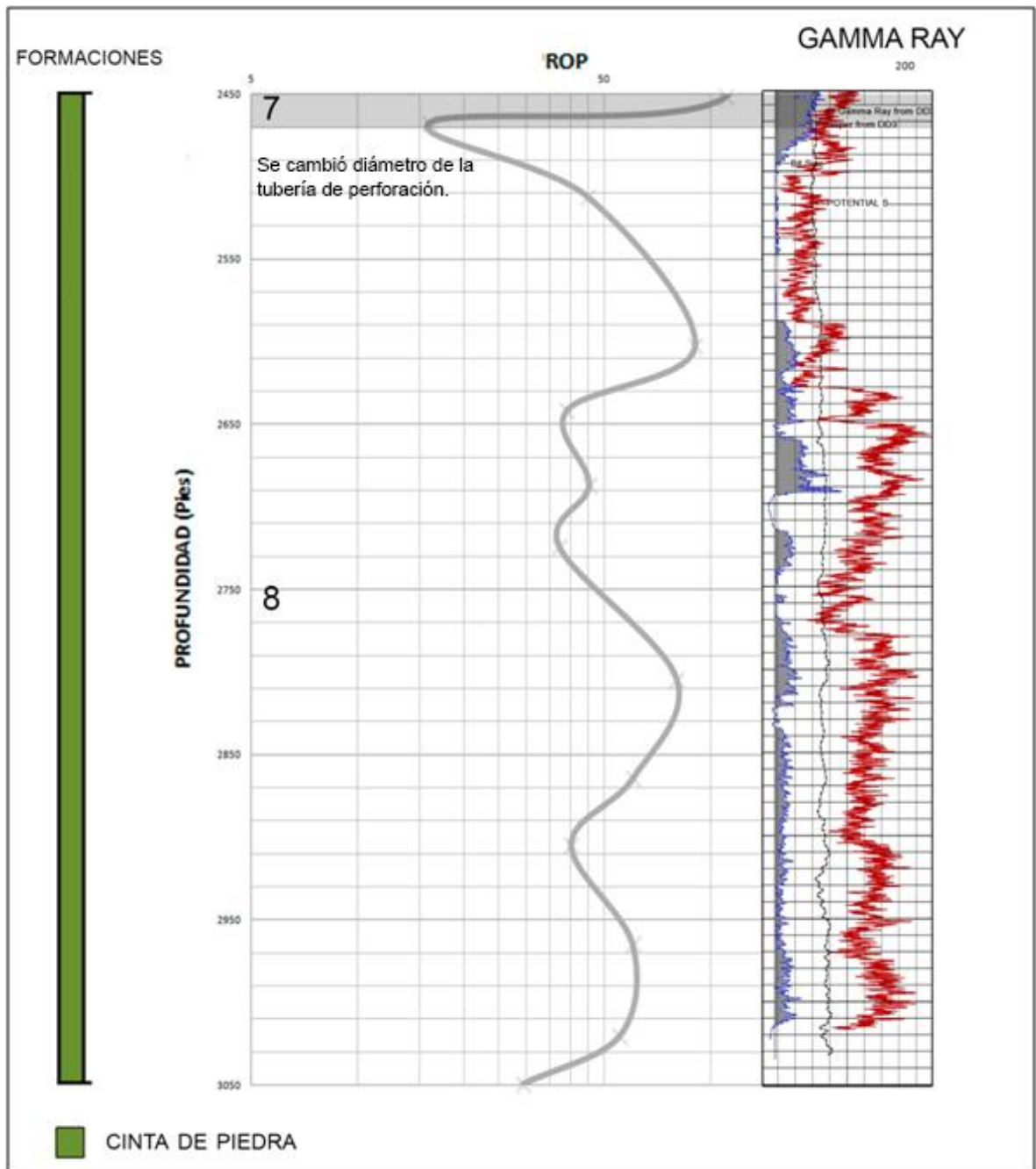
Fuente: Los autores

Figura 62. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (3/4)



Fuente: Los autores

Figura 63. Relación entre cambios de litología, la ROP y las formaciones perforadas - ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S (4/4)



Fuente: Los autores

**Tabla 27. Descripción de los cambios litológicos en la tasa de penetración – ANH-CAUCA 33-TWIN-ST-S.**

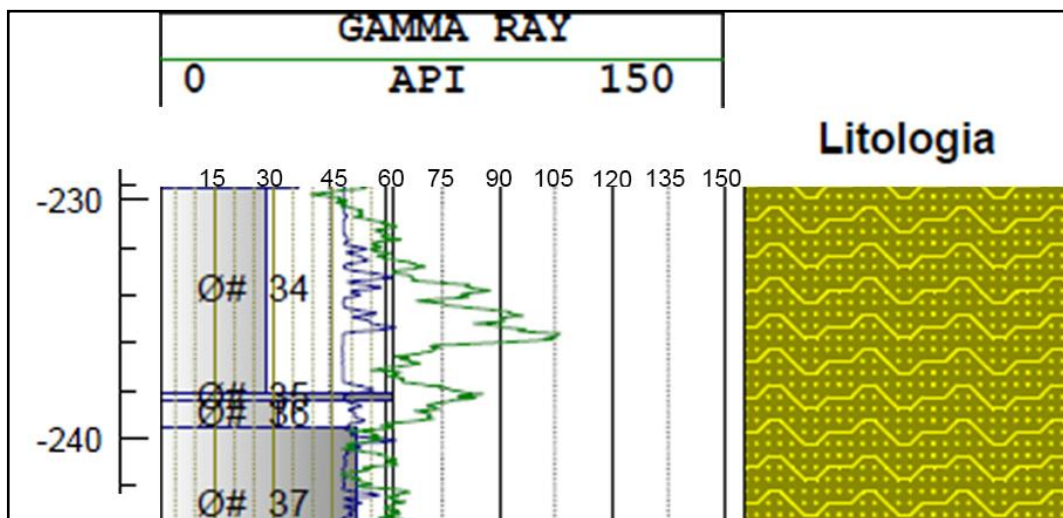
1	760 - 846 ft	Arcillolita	compacta, muy consolidada
		Arenisca	cuarzosa, consolidada.
		Limolita	muy compacta
2	846 - 1083	Arcillolita	compacta, muy consolidada, cerosa.
		Limolita	compacta, muy consolidada.
		Arcillolita limosa	compacta, consolidada.
3	1083 - 1475 ft	Arcillolita	abigarrada, compacta, cerosa.
		Arenisca	grano fino a medio, compacta, matriz arcillosa, cuarzo.
		Limolita	compacta, blocosa.
4	1475 - 1750 ft	Limolita	poco compacta, cersoa, blocosa
		Arcillolita	abigarrada, compacta, cerosa.
		Arenisca	matriz arcillosa, cuarzo translucido, fedelspató.
5	1750 - 1787 ft	Arcillolita	poco compacta, cersosa.
		Arenisca	matriz arcillosa, grano muy fino. (presenta fractura transversal, rellena de calcita).
6	1787 - 2179 ft	Limolita	moderada, compacta, blocosa.
		Arcillolita	poco compacta, cerosa.
		Arenisca	matriz arcillosa, grano muy fino, cuarzo translucido.
7	2179 - 2468 ft	Limolita	moderadamente compacta, terrosa.
		Arenisca	matriz arcillosa, grano muy fino a fino.
		Arcillolita	poco compacta, cerosa, blocosa.
8	2468 - 3049,25	Arenisca	grano fino a medio de cuarzo translucido, matriz arcillosa.
		Limolita	compacta, terrosa.
		Arcillolita	poco compacta, blocosa, cerosa.

Fuente: Los autores

Siguiendo la metodología propuesta por Agencia Nacional de Hidrocarburos en el informe “Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrofísicos, petrográficos y geoquímicos en la cuenta Cauca – Patía” se desarrolló una descripción general de los valores de radiación de rayos gamma (Gamma Ray) y su relación con la litología, para todos los pozos, se muestra un ejemplo para el pozo ANH-CAUCA 10-ST-S (figura 64) y para los demás pozos el análisis se presenta en las Tablas 28 a 32.

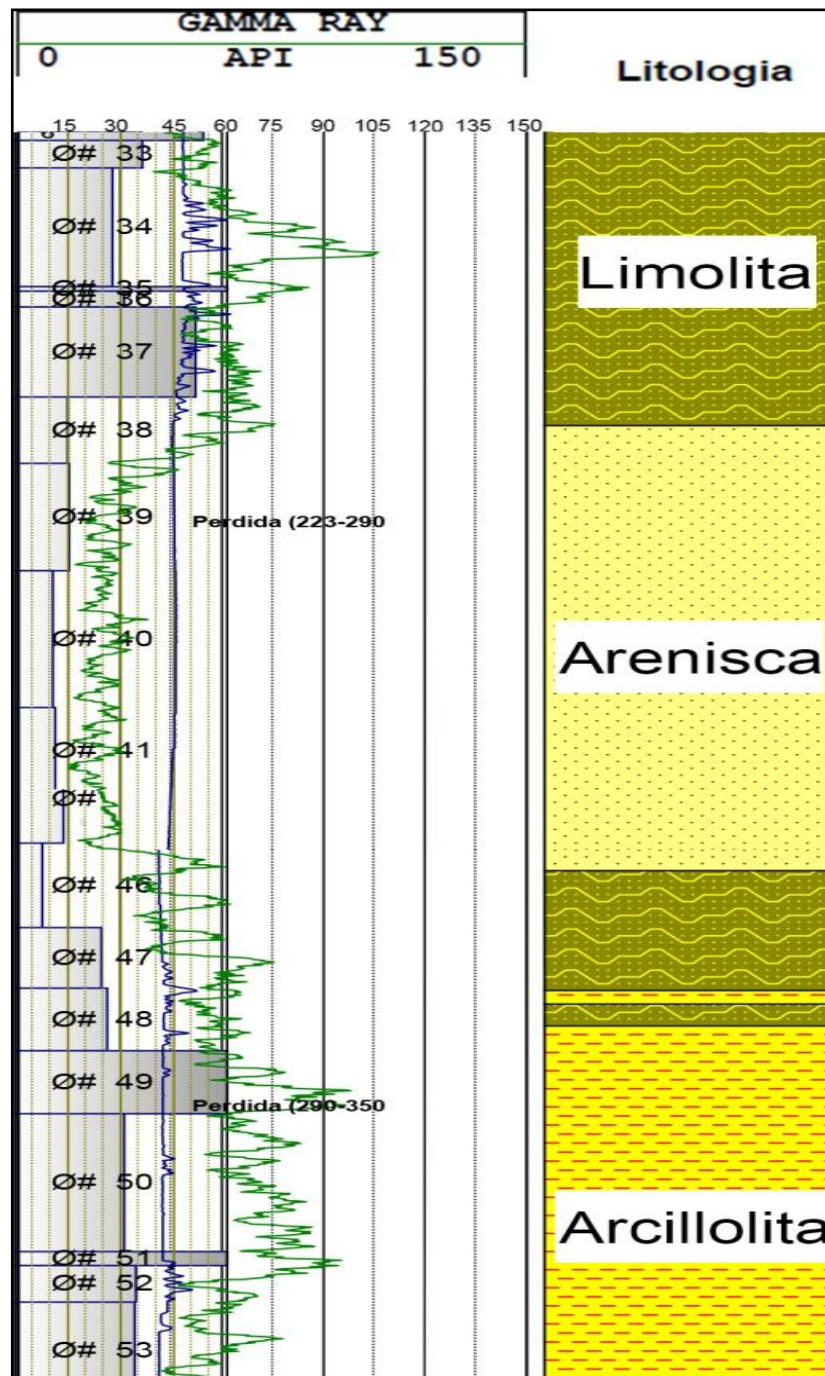
La escala se analizó de cero cuentas por segundo (0cps) a ciento cincuenta cuentas por segundo (150cps). Las curvas de la formación la paila fueron líneas aserradas irregulares con desarrollo de formas geométricas variadas. La litología dominante es limolita, arenisca y arcillolita, aquí los valores alcanzados más altos (hasta 105 cps con limolita, en el intervalo entre 230 y 240 pies), ver figura 65. Al contrario las curvas aserradas casi homogéneas constantes con los valores más bajos entre 8 y 15cps, fueron encontradas en la formación batolito de Buga, debido al predominio de tonalita, grabo y diarita.

**Figura 64. Línea aserrada irregular donde se presento el mayor valor de radiación gamma en limolita y formación la paila**



Fuente: Los autores

Figura 65. Tendencias de las curvas de la radiación gamma de limolita, arenisca y arcillolita en la formación la paila



Fuente: los autores

**Tabla 28. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-CAUCA 11-ST-S**

ANH - CAUCA 11 -ST -S	
La litología dominante es conglomerado polimíctico, arenisca, además en menor proporción limolita y arcillolita. Se presentaron curvas aserradas casi homogéneas constantes.	
Se obtuvieron bajos valores de radiación (< 50 cps), entre 5 a 10 cps (670 y 680 pies), pero también se obtuvieron los valores más altos (hasta 90 cps ) entre los 610 y 620 pies de profundidad en capas arenisca con composición cuarzo feldespática.	

Fuente: los autores

**Tabla 29. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-CAUCA 33-ST-S-TWIN**

ANH - CAUCA 33 -ST -S - TWIN	
La litología dominante es Arcillolita, arenisca y limolita. Se presentaron líneas aserradas irregulares con desarrollo de formas geométricas variadas en todo el intervalo.	
Cinta de piedra	Se obtuvieron bajos valores de radiación (< 50 cps), a 2530 pies (15 cps), pero también se obtuvieron los valores más altos de radiación (hasta 145 ) entre los 2660 y 2680 pies de profundidad en capas limolita.

Fuente: los autores

**Tabla 30. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 29-ST-S**

ANH - PATÍA 29-ST-S	
La litología dominante es arcillolita, arenisca y conglomerado. Se presentaron líneas aserradas irregulares con desarrollo de formas geométricas variadas en todo el intervalo.	
Fm Mercaderes	La línea irregular más alta de esta formación (no toda la sección) fue de 105 cps a 220 pies. Alto contenido de cuarzo en los conglomerados.
Fm Esmita	Se obtuvieron bajos valores de radiación (< 50 cps), a 1400 pies (20 -25 cps). Pero también se obtuvieron los valores más altos de radiación de toda la sección (hasta 120 ) en capas de conglomerado polimícticos.

Fuente: los autores

**Tabla 31. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 27-ST-S**

ANH - PATÍA 27-ST-S	
La litología dominante es arcillolita, conglomerado y unos cortos intervalos de arenisca. Se presentaron líneas aserradas irregulares con desarrollo de formas geométricas variadas desde 0 a 1570 pies . Solo se tomaron registros hasta una profundidad de 550 pies.	
Fm Mercaderes	La línea irregular más alta de esta formación fue de 110 cps (450 -470 pies) en una grande capa de arcillolita. El valor de radiación decae drásticamente por debajo de 30 cps, debido a que la matriz en los conglomerados posee poco material arcilloso.

Fuente: los autores

**Tabla 32. Resumen del análisis de las curvas de rayos gamma, en el pozo ANH-PATÍA 3-ST-S**

ANH - PATÍA 3 -ST -S
La litología dominante es conglomerado polimíctico, arenisca, arcillolita y limolita. Se presentaron líneas aserradas irregulares con desarrollo de formas geométricas variadas hasta 1570 pies y a partir de esta profundidad curvas aserradas casi homogéneas constantes de con mayor proporción de conglomerado polimíctico y limolita calcárea .
Se obtuvieron 3 picos altos con valores máximos de 135 cps, 150 cps y 148 cps, sobre una secuencia de láminas de conglomerados polimícticos y arcillolita. Y un valor bajo de radiación hasta 40 cps en el intervalo de 200 y 220 pies

Fuente: los autores

La tabla 33 muestra las tendencias de los pozos analizados, en donde se presenta una mayor o una menor tasa de penetración relacionándola con la profundidad.

**Tabla 33. Tendencias con respecto a la profundidad de las tasas de penetración**

Pozo	Intervalo mayor ROP	Intervalo menor ROP
ANH –CAUCA 10-ST-S	450 - 650 pies	500 - 1200 pies
ANH –CAUCA 11-ST-S	500 - 650 pies	650 - 900 pies
ANH –CAUCA 33-ST-S-TWIN	500 - 650 pies	650 - 900 pies
ANH –PATÍA 3-ST-S	300 - 550 pies	1200 - 2000 pies
ANH –PATÍA 27-ST-S	200 - 400 pies	800 -1400 pies
ANH –PATÍA 29-ST-S	100 - 350 pies	1400 - 2100 pies

Fuente: los autores

En las figura 66 a 70, se muestra la tendencia de las variación de la ROP, junto con una breve descripción del material litológico que permitió dicho cambio, pero en este caso de acuerdo a las formaciones (La paila, Cinta de piedra, Mercaderes, Esmita y Galeón) respectivamente

**Figura 66. ROP en la formación La Paila, con base en el pozo ANH –CAUCA 10-ST-S.**



Fuente: los autores

**Figura 67. ROP en la formación Cinta de piedra, con base en el pozo ANH-CAUCA 33-ST-S-TWIN**



Fuente: los autores

**Figura 68. ROP en la formación Mercaderes, con base en el pozo ANH-PATÍA-27-ST-S.**

FORMACIÓN MERCADERES		
Subcuenca Patía		
ANH-PATÍA-27-ST-S	(0 - 1,225 ft)	ARCILLOLITA
ANH-PATÍA-29-ST-S	180 - 556 ft	ARENISCA
ROP mayor (200 - 400 ft)		
Arcillolita, moderadamente consolidada. Arenisca: Grano medio.		
ROP menor (800 - 1000 ft)		
Limolita, muy consolidada Arcillolita muy consolidada y blocosa.		ARCILLOLITA
Resumen		LIMOLITA
Constituida por aglomerados y conglomerados polimícticos intercalados con arcillolitas y areniscas, ocasionalmente limolitas; se observa además cenizas volcánicas y material calcáreo.		

Fuente: Los autores

**Figura 69. ROP en la formación Esmita, con base en el pozo ANH-PATÍA-29-ST-S.**

FORMACIÓN ESMITA		
Subcuenca Patía		
ANH-PATÍA-29-ST-S- TWIN	610 - 2144 ft	CONGLOMERADO
ANH-PATÍA-27-ST-S- TWIN	1,225 - 2,172 ft	ARCILLOLITA
ANH-PATÍA-3-ST-S- TWIN	249,7 - 2142,7 ft	
ROP mayor (600 -900 ft)		
Conglomerado, matriz areno arcillosa. Arcillolita, moderadamente compacta.		
ROP menor (1900 - 2100 ft)		
Conglomerado, polimícticos y presencia de cuarzo. Limolita, Consolidada.		CONGLOMERADO POLIMÍCTICO

Fuente: Los autores

**Figura 70. ROP en la formación Galeón, con base en el pozo ANH-PATÍA-3-ST-S.**



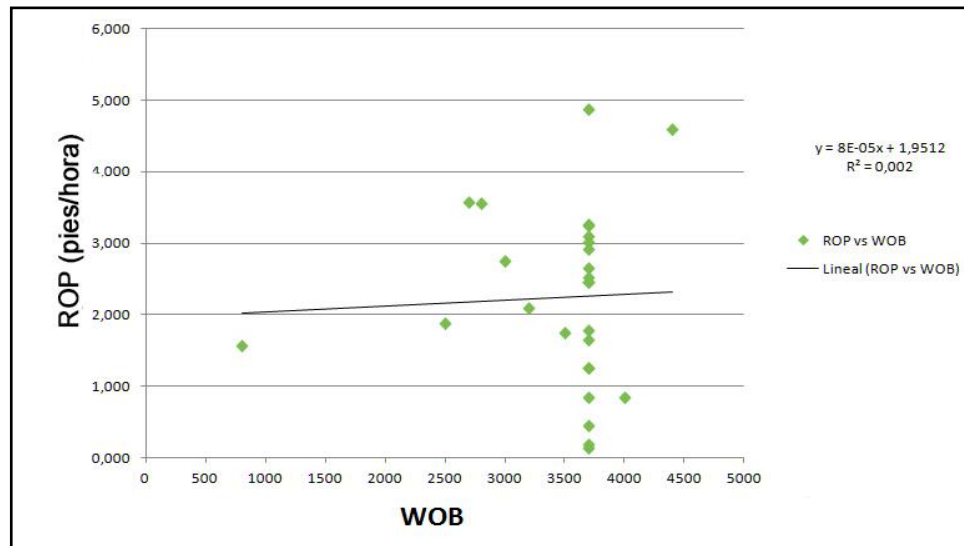
Fuente: Los autores

### **3. PARÁMETROS ÓPTIMOS PARA CORAZONAR EN LA CUENCA CAUCA - PATÍA.**

Para hacer la elección de los parámetros óptimos (RPM, WOB) que se deben utilizar en operaciones futuras de corazonamiento tipo Slim Hole, al atravesar diferentes formaciones de la cuenca Cauca – Patía, se revisaron y evaluaron los datos obtenidos en el corazonamiento realizado por la Universidad Industrial de Santander (UIS) para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entre los años 2010 y 2011.

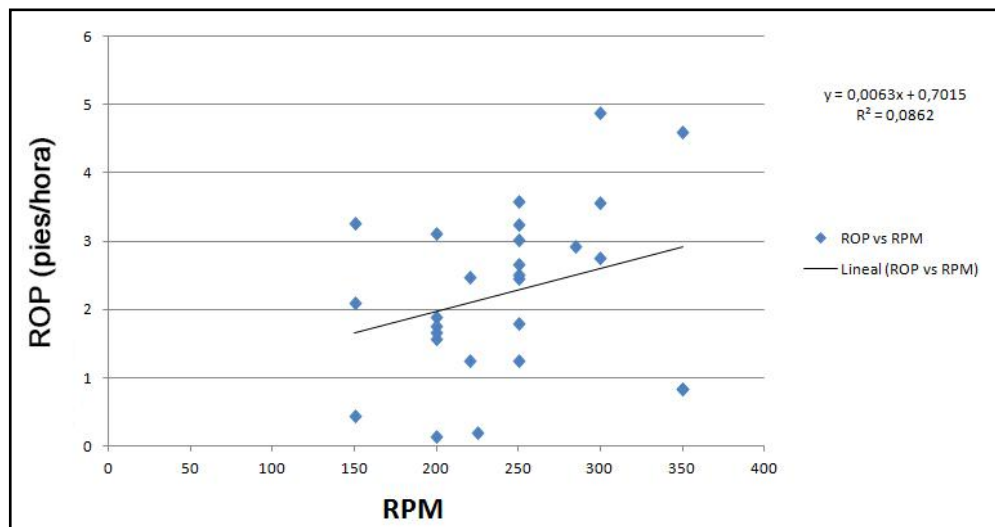
Al representar la variación del ROP Vs RPM y ROP Vs WOB , en la formación mercaderes del pozo ANH-PATIA 27 ST-S, (Figuras 71 y 72), se observa que no hay una tendencia definida y se tiene un alto grado de dispersión, la regresión no es de utilidad, teniendo un resultado mucho menor a 0,80 en el coeficiente de determinación,  $R^2$ , dando como resultado una tendencia poco confiable; comportamiento que es similar en los demás pozos perforados en las distintas formaciones.

**Figura 71. Diagrama de dispersión para tasa de penetración con peso sobre la broca.**



Fuente: Los autores

**Figura 72. Diagrama de dispersión para tasa de penetración con velocidad de rotación.**



Fuente: Los autores

Con el objetivo de encontrar los parámetros recomendables para futuros procesos de corazonamiento se plantea una metodología que se describe a continuación. Para un GPM constante, existen factores que afectan la tasa de penetración, los cuales se pueden representar mediante la siguiente correlación.

$$ROP = K \left[ \frac{12 * WOB}{1000 * D_B} \right]^d * (60 * N^a) \text{ Ec. 5}$$

Donde:

*ROP*: Tasa de perforación (Pies / hora)

*K*: Constante de perforabilidad (Generalmente 1)

*WOB*: Peso sobre la broca (miles de lbf)

*D<sub>B</sub>*: Diámetro de la broca (Pulgadas)

*N*: Velocidad de rotación (RPM)

*d* : Exponente del peso sobre la broca (entre 0,6 y 2)

*a* : Exponente de la velocidad de rotación (entre 0,5 y 1)

1. Elaborar una tabla con los datos de profundidad, peso sobre la broca, velocidad de rotación y tasa de penetración, para un pozo donde se logró el mayor avance de corazonamiento, en una formación litológica determinada.
2. Hallar el exponente *d*, de acuerdo con la ecuación:

$$d = \frac{\log\left(\frac{ROP_2}{ROP_1}\right)}{\log\left(\frac{WOB_2}{WOB_1}\right)} \text{ Ec. 6}$$

Para una misma velocidad de rotación (RPM) se deben elegir dos valores de tasa de penetración (ROP) y dos de peso sobre la broca (WOB); se eligen los datos con los cuales se obtenga las mayores tasas de penetración.

3. Hallar el exponente  $a$ ; partiendo de:

$$ROP = CN^a \quad \text{Ec.7}$$

Se deben elegir dos valores de tasa de penetración (ROP) y dos de velocidad de rotación (RPM). Teniendo en cuenta que el peso sobre la broca debe ser constante. Y de igual forma se deben elegir los datos que posean la tasa de penetración más alta.

$$\begin{aligned} ROP_1 &= CN_1^a \\ ROP_2 &= CN_2^a \end{aligned}$$

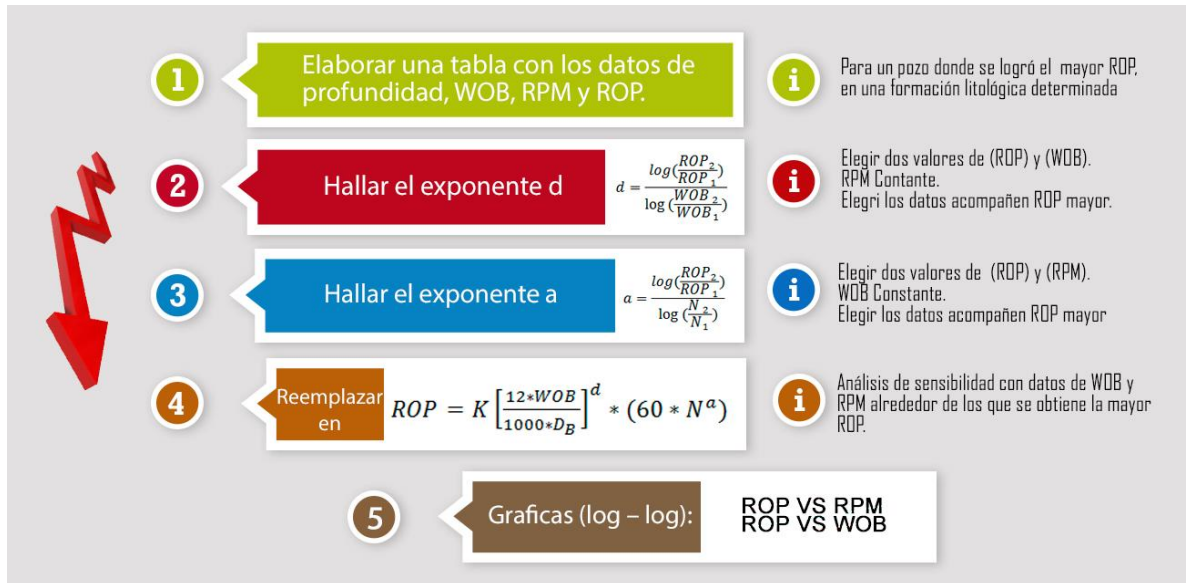
Resolviendo:

$$a = \frac{\log\left(\frac{ROP_2}{ROP_1}\right)}{\log\left(\frac{N_2}{N_1}\right)} \quad \text{Ec.8}$$

- Una vez hallados los valores  $a$  y  $C$ , se reemplazan en la ecuación 5 y se hace un análisis de sensibilidad con los datos de WOB y RPM alrededor de los que se obtiene la mayor ROP.
- Finalmente realizar las graficas (log – log) de ROP Vs WOB y ROP Vs RPM, para evidenciar los valores para alcanzar los mejores resultados en el avance de corazonamiento de la formación evaluada.

En la figura 73, se observa un diagrama que resume la metodología anteriormente nombrada.

**Figura 73. Diagrama de metodología aplicada en la optimización**



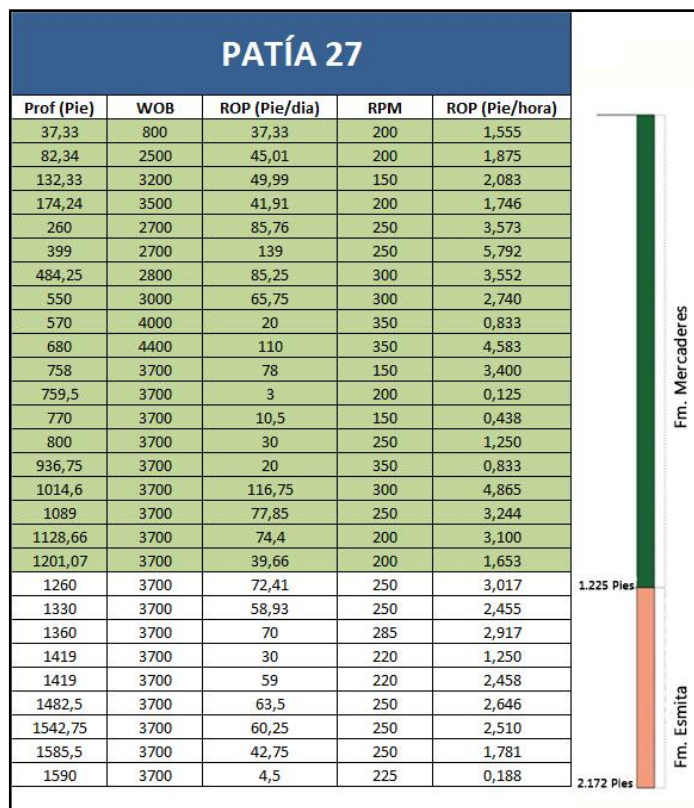
Fuente: Los autores

Para un mayor entendimiento, se aplica esta metodología en el pozo ANH-PATÍA-27-ST-S y la formación Mercaderes. Este mismo procedimiento se realizó a 5 formaciones más, teniendo en cuenta la cantidad de información que se poseía de los parámetros de perforación tomados en pozo diariamente.

1. En figura 74, muestra la tabla con los datos para el pozo ANH PATÍA 27 ST-S.

La formación Mercaderes se encuentra entre 0 y 1.225 pies de profundidad y se utilizó un diámetro de broca ( $D_B$ ) de 3,9 pulgadas.

**Figura 74. Datos del pozo ANH-PATÍA-27-ST-S**



Fuente: Los autores.

2. A 200 RPM, se eligieron los mayores valores de ROP y sus correspondientes WOB, ver (tabla 34 y 35) y mediante las ecuación 6 se halló el exponente d.
3. A un WOB de 3700 lb, se eligieron los mayores valores de ROP y sus correspondientes RPM, ver tabla 34 y 35 y mediante la ecuación 7 se halló el exponente a.

Los valores de los exponentes d y a, se presentan en la tabla 36.

**Tabla 34.** Intervalo de la formación mercaderes del pozo ANH-PATÍA-27-ST-S

<b>PATÍA 27</b>				
<b>Prof (Pie)</b>	<b>WOB</b>	<b>ROP (Pie/dia)</b>	<b>RPM</b>	<b>ROP (Pie/hora)</b>
37,33	800	37,33	200	1,555
82,34	2500	45,01	200	1,875
132,33	3200	49,99	150	2,083
174,24	3500	41,91	200	1,746
260	2700	85,76	250	3,573
399	2700	139	250	5,792
484,25	2800	85,25	300	3,552
550	3000	65,75	300	2,740
570	4000	20	350	0,833
680	4400	110	350	4,583
758	3700	78	150	3,400
759,5	3700	3	200	0,125
770	3700	10,5	150	0,438
800	3700	30	250	1,250
936,75	3700	20	350	0,833
1014,6	3700	116,75	300	4,865
1089	3700	77,85	250	3,244
1128,66	3700	74,4	200	3,100
1201,07	3700	39,66	200	1,653

Fuente: Los autores

**Tabla 35.** Datos para hallar los d y a

<b>RPM = 300</b>	
<b>WOB (Lb/1000)</b>	<b>ROP (pies/hora)</b>
3,7	4,865
2,8	3,552
<b>WOB = 3700 Lb</b>	
<b>ROP (pies/hora)</b>	<b>RPM</b>
4,865	300
3,4	150

Fuentes: Los Autores

**Tabla 36. Valores de d y a, para el pozo ANH-PATÍA-27-ST-S en la formación Mercaderes**

<b>d</b>	<b>1,282</b>	<b>Exponente del peso sobre la broca 0.6 &lt; d &lt; 2</b>
<b>a</b>	<b>0,582</b>	<b>Exponente de la velocidad de rotación 0.5 &lt; a &lt; 1.0</b>

Fuente: Los autores

4. Los valores de los parámetros que acompañan la tasa de penetración máxima son 2.700 lb y 250 RPM. Con la ecuación 5 y utilizando valores alrededor de estos parámetros variamos el WOB y RPM, para desarrollar el análisis de sensibilidad. Para ver la variación de la ROP a WOB con RPM constante ver figura 75 y para el comportamiento de RPM con WOB constante ver figura 77. Los resultados de la sensibilidad se dan en las figuras 76 y 78.

$$ROP = K \left[ \frac{12 * WOB}{1000 * D_B} \right]^{1,282} * (60 * N^{0,582})$$

**Figura 75. Comportamiento de la ROP con variación del WOB a RPM constante**

WOB (Lb/1000) 2,2		WOB (Lb/1000) 2,5	
RPM	ROP (pies/hora)	RPM	ROP (pies/hora)
150	2,848	150	3,290
200	3,305	200	3,817
250	3,709	250	4,284
300	4,075	300	4,708
350	4,413	350	5,098

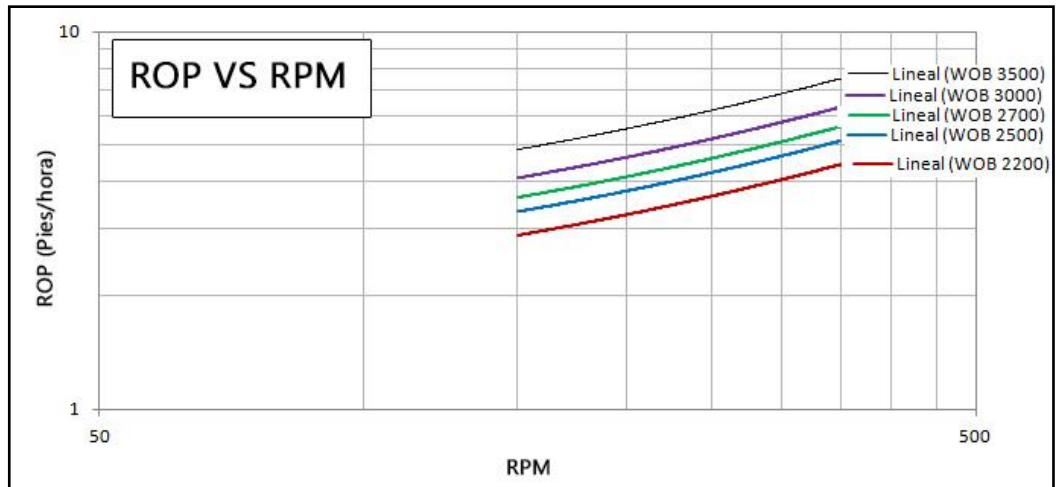
WOB (Lb/1000) 2,7		WOB (Lb/1000) 3,0	
RPM	ROP (pies/hora)	RPM	ROP (pies/hora)
150	3,588	150	4,042
200	4,164	200	4,690
250	4,673	250	5,263
300	5,135	300	5,783
350	5,561	350	6,263

WOB (Lb/1000) 3,5	
RPM	ROP (pies/hora)
150	4,810
200	5,581
250	6,263
300	6,882
350	7,453

Fuente: Los autores

**Figura 76. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Mercaderes.**



Fuente: Los autores

**Figura 77. Comportamiento de la ROP con variación del RPM y WOB constante**

RPM 200		RPM 220	
WOB (Lb/1000)	ROP (pies/hora)	WOB (Lb/1000)	ROP (pies/hora)
2,2	3,305	2,2	3,471
2,5	3,817	2,5	4,010
2,7	4,164	2,7	4,374
3	4,690	3	4,926
3,2	5,044	3,2	5,299

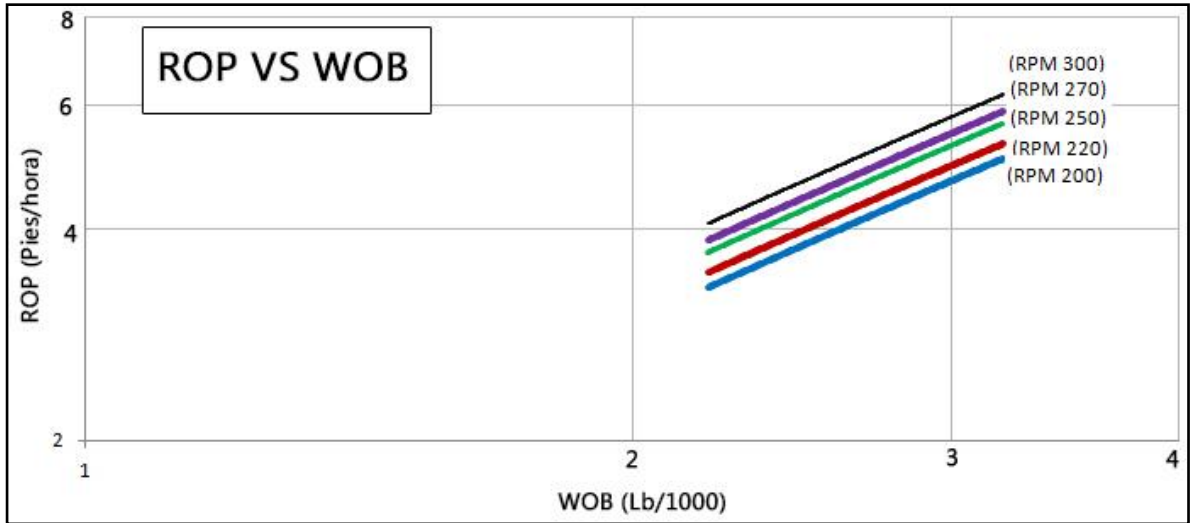
RPM 250		RPM 270	
WOB (Lb/1000)	ROP (pies/hora)	WOB (Lb/1000)	ROP (pies/hora)
2,2	3,709	2,2	3,859
2,5	4,284	2,5	4,458
2,7	4,673	2,7	4,863
3	5,263	3	5,477
3,2	5,661	3,2	5,890

RPM 300	
WOB (Lb/1000)	ROP (pies/hora)
2,2	4,075
2,5	4,708
2,7	5,135
3	5,783
3,2	6,220

Fuente: Los autores

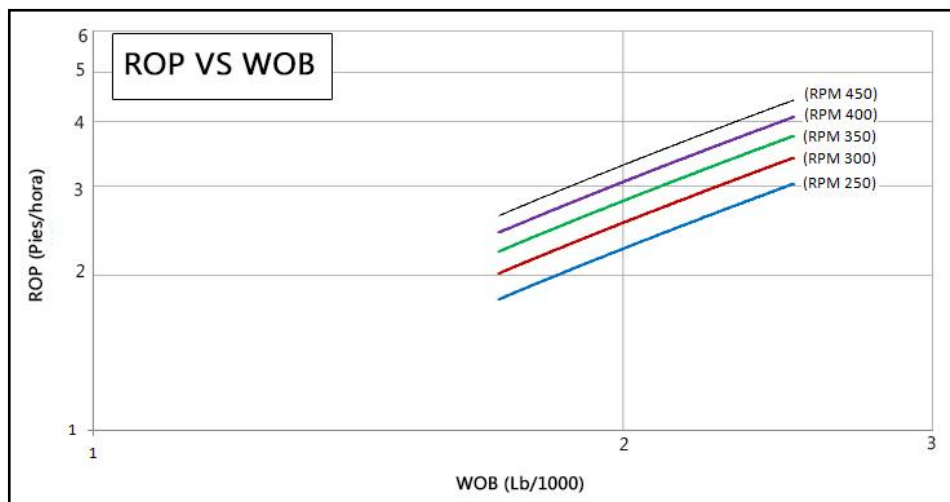
**Figura 78. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Mercaderes.**



Fuente: Los autores

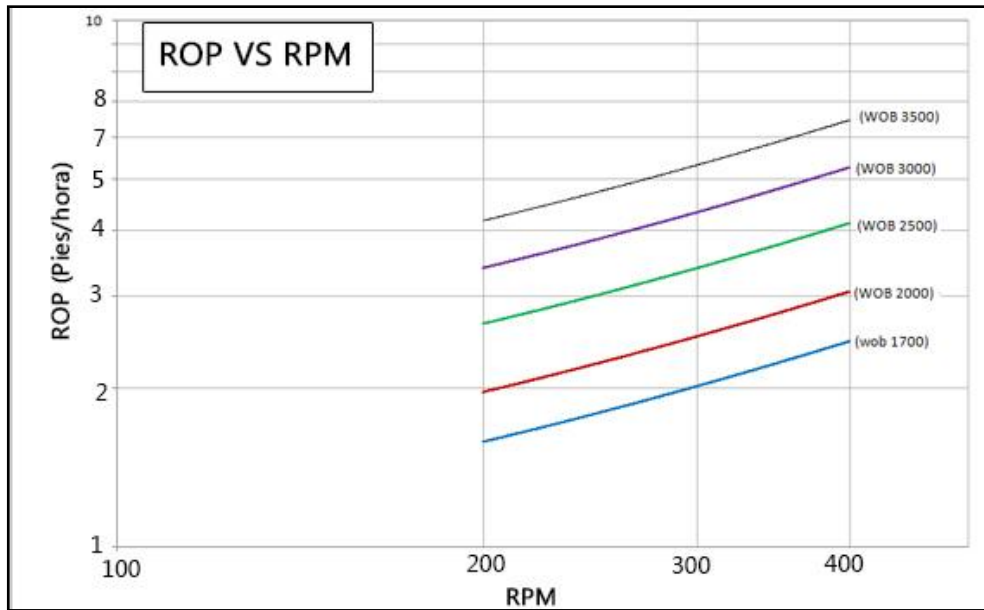
La metodología descrita anteriormente, se aplicó para el corazamiento de las formaciones Galeón, Esmita, La Paila y Cinta de piedra, cuyos resultados se encuentran en las figuras de la 79 a 86.

**Figura 79. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Galeón.**



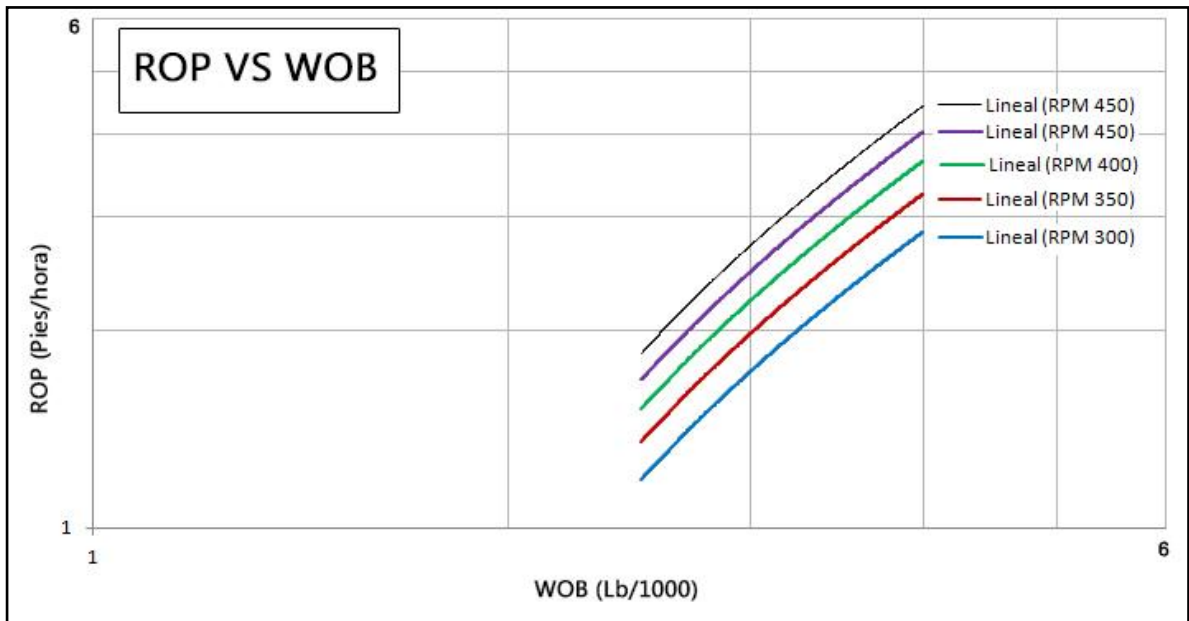
Fuente: Los autores

Figura 80. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Galeón.



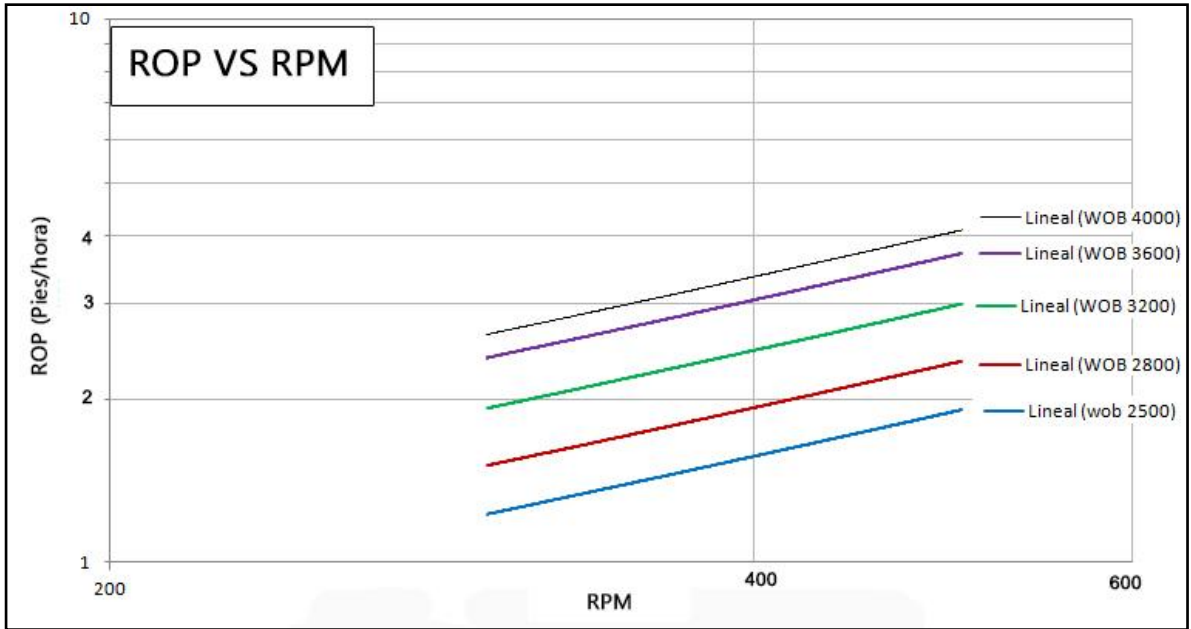
Fuente: Los autores

Figura 81. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Esmita.



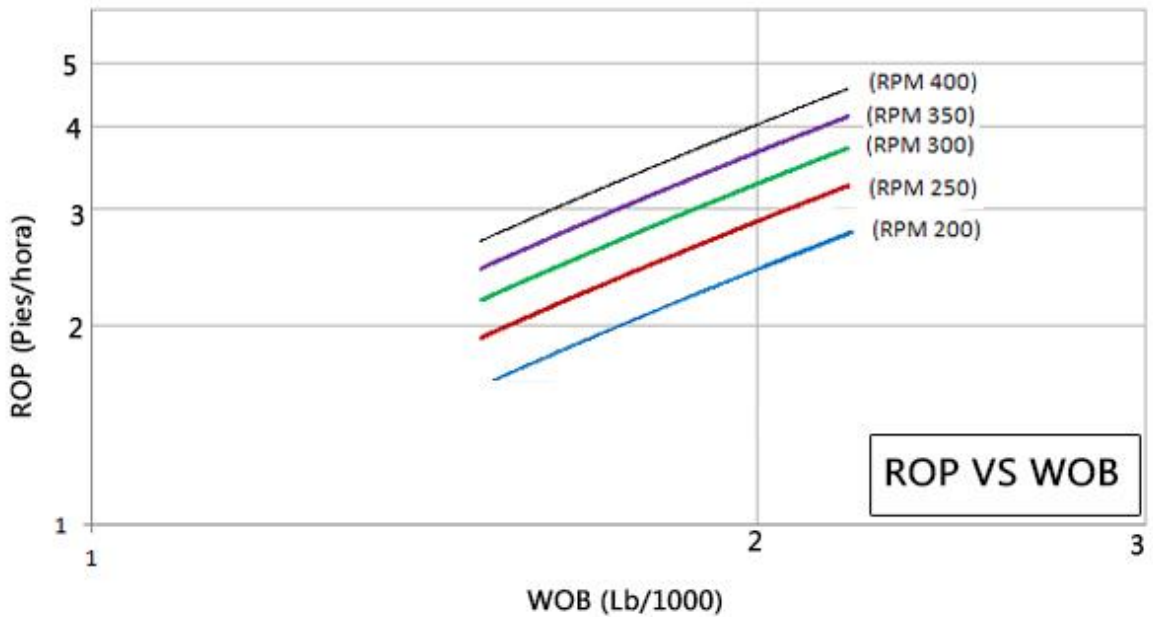
Fuente: Los autores

Figura 82. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Esmita.



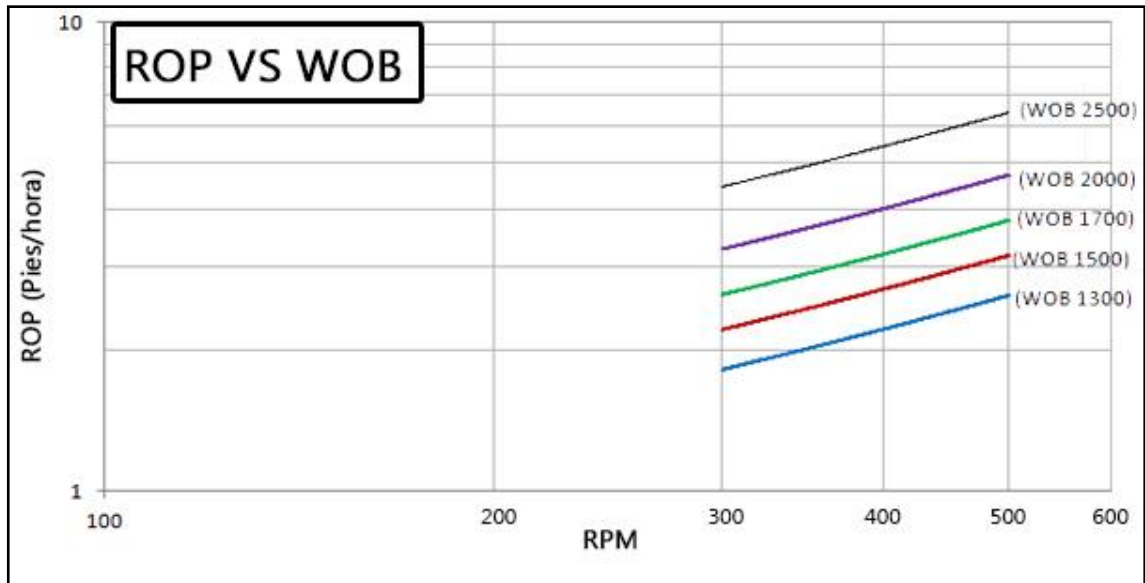
Fuente: Los autores

Figura 83. Tendencia del ROP VS WOB para la formación La Paila.



Fuente: Los autores

Figura 84. Tendencia del ROP VS RPM para la formación La Paila.



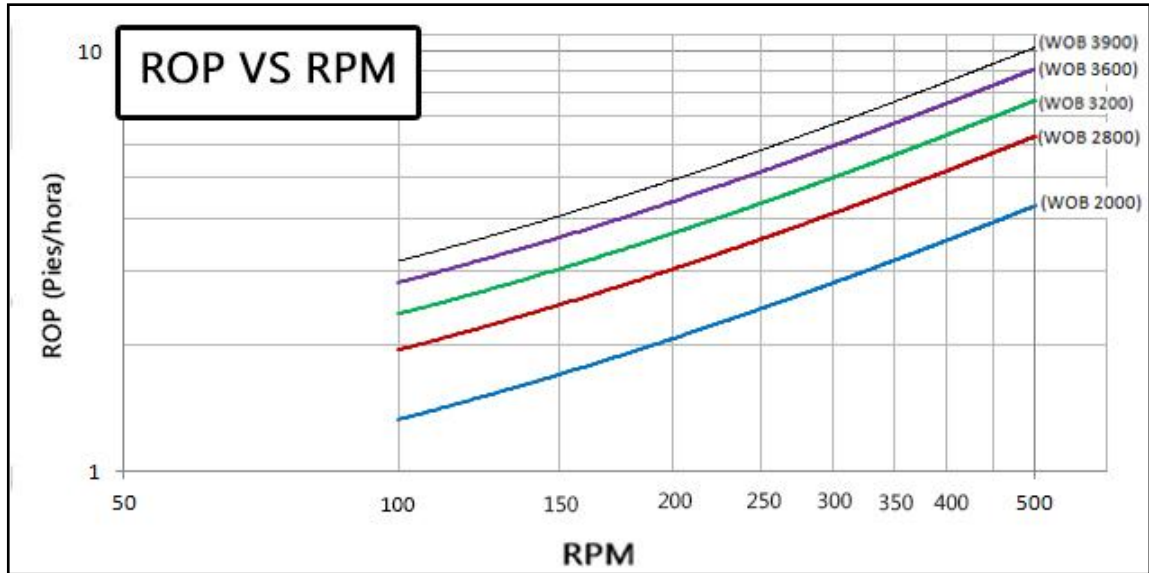
Fuente: Los autores

Figura 85. Tendencia del ROP VS WOB para la formación Cinta de Piedra.



Fuente: Los autores

**Figura 86. Tendencia del ROP VS RPM para la formación Cinta de Piedra.**



Fuente: Los autores

En resumen, utilizando los valores de WOB y RPM reales, con lo cuales se encontraron la mayor ROP para cada formación en la tabla 37, se muestran los resultados de la aplicación de la correlación de ROP con las constantes respectivas  $d$  y  $a$ . Con los valores promedio por subcuena de estas constantes se encontró que se puede lograr una ROP de 93,6 pies por día en la subcuena Cauca y de 68,8 pies por día en la subcuena Patía.

**Tabla 37. Resultados de la evaluación efectuado a algunas formaciones de la cuenca Cauca – Patía**

Subcuena	Formación	$d$	$a$	ROP (Correlación) ft/hora)	ROP (Correlación) ft/día)	WOB (lb)	RPM	GPM
Subcuena Cauca	Cinta de piedra	1,475	0,76	4,6	110,4	3200	300	15-25
	La paña	1,375	0,72	3,2	76,8	1700	400	
	Promedio	1,425	0,74	3,9	93,6	2450	350	
Subcuena Patía	Mercaderes	1,285	0,582	4,6	110,4	2700	250	
	Galeon	1,338	0,64	2,4	57,6	1600	280	
	Esmita	1,607	0,64	2,6	62,4	2200	300	
	Promedio	1,41	0,62	3,20	76,8	2167	277	

Fuente: Los autores

La correlación recomendada para la subcuenca Cauca es:

$$ROP = \left[ \frac{12 * WOB}{1000 * D_B} \right]^{1,425} * (60 * N^{0,74})$$

Para valores de WOB entre 1700 y 3200 libras y RPM entre 400 y 300.

La correlación recomendada para la subcuenca Patía es:

$$ROP = \left[ \frac{12 * WOB}{1000 * D_B} \right]^{1,41} * (60 * N^{0,62})$$

Para valores de WOB entre 1600 y 2700 libras y RPM entre 300 y 250.

## CONCLUSIONES

- En la subcuenca Cauca la mayor tasa de penetración fue 110,66 pies por día (4,611 pies por hora) en el pozo ANH-CAUCA 33 ST-S-TWIN y en la formación Cinta de piedra, con un WOB de 3200 lb y RPM de 300. Y en la subcuenca Patía la mayor tasa de penetración fue 160,34 pies por día (6,68 pies por hora) en el pozo ANH-PATÍA 3 ST-S y en la formación Esmita, con un WOB de 2000 lb y RPM de 400.
- Durante el desarrollo del proyecto en los pozos seleccionados en la subcuenca Patía se perforó un total de 5.876,75 pies, logrando recuperar 5.471,17 pies (93,28 %) de muestras de roca. Mediante la aplicación de parámetros promedio como una velocidad de rotación de 325, un peso sobre la broca de 2500 lb y el caudal de bomba constante de 33 GPM, logrando una tasa de penetración promedio de 62 pies por día.
- En la subcuenca Cauca se perforó un total de 4,882,83 pies, logrando recuperar 4.554,84 pies (93,28%) de muestras de roca. Con parámetros promedio como una velocidad de rotación de 225 RPM, el peso sobre la broca de 2400 lb y un caudal de 33 GPM, logrando una tasa de penetración promedio fue de 51 pies por día.
- Los cambios presentados en la tasa de penetración también dependieron de las variaciones litológicas. En general las arcillolitas, areniscas, conglomerados (polimícticos) y limolitas, fueron las litologías que más se encontraron. En presencia de areniscas, limolitas consolidadas y algunos conglomerados (polimícticos con contenido de cuarzo) disminuyó la tasa de penetración, en

contraste en presencia de arcillolitas poco consolidadas, conglomerados polimícticos con matriz areno arcillosa y limolitas aumentó.

- A pesar de que no se siguió un programa de brocas (se utilizó de un solo tipo), en intervalos donde se cambiaron brocas desgastadas por nuevas, se observaba un aumento en la tasa de penetración. En presencia de algunas litologías por ejemplo, areniscas consolidadas y presencia de cuarzo donde se esperaba una disminución del ROP, un cambio de la broca permitió un aumento y buena recuperación de corazón.
- Durante la perforación de los pozos no se presentaron amagos de reventón y se utilizaron lodos con densidades promedio inferiores a 9 ppg por lo que podemos concluir que hasta una profundidad de 3050 pies (máxima profundidad lograda – ANH - CAUCA 33 –ST- S- TWIN), la presión de formación es normal con un gradiente 0,457 psi/pies.
- A partir de los mejores de los ROP encontrados con parámetros de perforación (WOB y RPM a GPM constante), se determinaron exponentes de perforación  $d$  y  $a$  (exponente del peso sobre la broca y exponente de la velocidad de rotación, respectivamente), para cada formación y valores promedio para las subcuencas, con lo cual se obtuvo una correlación de ROP para cada una de ellas, que se puede aplicar para estimar valores que pueden permitir buenos avances, en proyectos de corazonamiento tipo Slim Hole.
- Mediante la perforación de pozos estratigráficos en este caso tipo Slim Hole en la cuenca Cauca - Patía, se recopiló una cantidad de información muy valiosa (corazón y registros de pozos), lo cual representa un aporte importante de datos geológicos que contribuye al avance en el conocimiento de ésta cuenca hasta ahora, poco explorada.

- El éxito de la operación de corazonamiento, está directamente relacionada con el control de los parámetros operacionales, el fluido utilizado, del conocimiento geológico de la zona y de un equipo de perforación en óptimas condiciones.

## RECOMENDACIONES

- La validación e implantación en las áreas operacionales de la metodología planteada encontrando los mejores parámetros de corazonamiento, requiere de diferentes perspectivas, por lo cual se necesita conformar un equipo de trabajo multidisciplinario en las áreas de geología, perforación y fluidos de perforación, para poder realizar la toma de datos de forma adecuada.
- Se recomienda en próximas perforaciones o corazonamiento realizar la prueba drill off test (DOT) o de perforabilidad con el fin de obtener datos que permitan de manera fácil optimizar los parámetros de perforación para futuras perforaciones.
- Desde el punto de vista de costos de perforación es importante desarrollar otros trabajos relacionados con optimización de parámetros en tiempo real y una aplicación tanto a perforación de pozos, como en la toma de muestras.
- Para la toma de datos en el proceso de perforación o corazonamiento se recomienda la utilización de taladros con instrumentación apropiada y herramientas básicas que faciliten la adquisición de estos.
- Es de suma importancia para esta clase de proyectos, implementar metodologías para poder seleccionar los parámetros óptimos con los que se pueda perforar formaciones de interés. Esta clase de evaluaciones son importantes, si en un futuro se desarrollaran actividades similares en la cuenca Cauca – Patía, buscando siempre una mejora en la tasa de penetración.
- Los parámetros recomendables a perforar en proyectos estratigráficos tipo Slim Hole con diámetros de broca entre 3,5 y 4 pulgadas, son: para la

Subcuenca Cauca peso sobre la broca entre 3200 y 1700 lb, además una velocidad de rotación entre 300 y 400 RPM.

- Los parámetros recomendables en la Subcuenca Patía son: peso sobre la broca entre 1600 y 2700 lb, además de una velocidad de rotación entre 250 y 300 RPM. El caudal de bomba para ambas Subcuencas se puede variar entre 15 y 40 GPM.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Universidad Industrial de Santander. Informe final proyecto de perforación de pozos estratigráficos tipo Slim Hole en la cuenca Cauca-Patía. Bucaramanga, 2011.
- [2] HAWKER, David. VOGT, Karen. Manual de perforación: Procedimientos y operaciones en el pozo, Calgary, Datalog, 2001. 273p.
- [3] Cunningham, R.A. An Empirical Approach for Relating Drilling Parameters. SPE 6715 , Denver, Journal of Petroleum Technology, 1978. 987-991 p.
- [4] Rodriguez Bermudez, Eliserio. Guía de laboratorio de lodos y cementos. Bucaramanga, 2011, 117 p. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
- [5] Carrillo, Omar. Fluidos de perforación: Viscosidad de embudo. Ecuador, 2011, Escuela Politécnica Nacional. 23p.
- [6] Rodríguez Muñoz, Erwin. Roa Espinosa, Fabián. Metodología para el manejo y preservación de corazones de pozos tipo Slim Hole. Aplicación cuenca cauca-Patía. Bucaramanga, 2011, 107 p. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos), Universidad Industrial de Santander. Facultad de Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos.
- [7] *Norma API RP 40. Recommended practices for core analysis, segunda edición, febrero, 1998.*

- [8] Grace, Rabert. Shursen, Jerarld. Carden, Richard. Drilling Practices. Oklahoma, Petroskills, 2005, 250p.
- [9] Barrenas e hidráulica de perforación, Capítulo 4. Marzo 2010.
- [10] Schlumberger. Log interpretation charts. Oklahoma, 2009. 250p.
- [11] Yesquen, Seferino. Mediciones de porosidad – Registros de pozos (diapositivas). Peru, 2003. 32 diapositivas.
- [12] Coates, George. Xiaon, Lizhi. Prammer, Manfred. NMR logging principles and applications. Houston, Halliburton energyservices, H202308, 1999.
- [13] Halliburton. Welex. Introducción al análisis de los registros de pozos. Maracaibo, 2006, 42p.
- [14] Baker Hughes Inteq. Coring Handbook. Houston, 1999, 503 -001 Rev.c. 278p.
- [15] Shuter, Eugene. Teasdale, W.E. Application of drilling, coring and sampling techniques to test holes and wells. Denver, Geological survey techniques of water resources investigations, 1990. 98p.
- [16] Ghasst, Carl. Coring Operations Guidelines. Oklahoma, 2010. 1-8p.
- [17] Zhu, Tao. Carroll, Herbert. Slimhole drilling: applications and improvements. Oklahoma, U.S. Department of Energy, 1995.
- [18] Cabrales Segovia, Orlando. Audiencia pública de redención de cuentas vigentes 2010 y 2011. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Bogotá, 2011. 137p.

[19] Aparicio Morales, Ángel. Análisis de la correlación entre parámetros de control en máquinas pilotadoras y las propiedades resistentes del terreno. Cataluña, 2009, 98p. Trabajo de grado (ingeniería del terreno), Universidad politécnica de Cataluña. Ingeniería del terreno, cartográfica y geofísica.

[20] MILLHEIM, K.K., PROHASKA, M., THOMPSON, B., Slim Hole Drilling Technology-Past, Present, Future, SPE 30151, Leoben, Mining University Leoben, 1995, 12p.

[21] Fasheloum, Mohammed. Investigation of drilling parameters indicators. Nottingham 1997, 166p. Trabajo de grado (Doctor en filosofía). University of Nottingham, Department of mineral resources engineering.