

**Evaluación del Desempeño de la Perforación Direccional con Cambio de Flujo en un  
Campo Colombiano**

**Jose Sebastián Fiallo Galindo**

**Trabajo de grado para optar el título de Ingeniería de petróleos**

**Director**

**Germán González Silva**

**Ph.D. en Ingeniería Química**

**Co-director**

**Natalia Prieto Jiménez**

**M.Sc. en Ingeniería Química**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingenierías Físico Químicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2019**

*Dedico este trabajo a Dios, el cual todo me da. A Cesar Fiallo Ríos y Teresa Galindo Quiroz, mis papás, quienes siempre me apoyan en todo lo que me propongo y no lo dudan dos veces en corregirme cuando sienten que no tomo en buen camino. Lorena Fiallo Galindo y Laura Fiallo Galindo, mis hermanas, que, junto a mis papás, siempre puedo contar con ellas cuando necesito una mano amiga. Amo a mi familia, el mejor regalo que Dios me pudo dar.*

## **Agradecimientos**

Primero agradezco a Dios, que sin él nada es posible. Agradezco a todos los que hicieron posible este trabajo, ya sea por su apoyo profesional como personal, en especial a:

Ing. Danny Ochoa, Ingeniero Direccional Líder de Schlumberger, por sus aportes y orientación en el trabajo y en mi crecimiento como profesional.

Ing. Giuseppe Solar, Ingeniero Direccional de Schlumberger, por su iniciativa en esta investigación, por el apoyo y colaboración prestado en el proceso y por su aporte en mi crecimiento profesional.

Lorena Mendez, Well Planner Specialist de Schlumberger, por su colaboración para facilitarme el trabajo y no ser solo una compañera de trabajo, sino también una amiga.

Profesor Germán González Silva, mi director, el cual no solo me enseñó su conocimiento en las aulas, sino también me guó a ser profesional y mejor persona.

## Tabla de Contenido

Introducción .....	19
1. Objetivos.....	21
1.1 Objetivo General .....	21
1.2 Objetivos Específicos .....	21
2. Marco Teórico .....	22
2.1 Tasa de Penetración.....	22
2.2 Limitantes de la Broca y Tasa de Penetración.....	23
2.3 Limpieza de Pozo .....	24
2.4 Densidad de Circulación Equivalente .....	24
2.5 Asentamiento de Cortes en Fondo de Hueco .....	25
2.6 Potencia Hidráulica de la Broca y Fuerza de Impacto .....	26
2.6.1 Potencia Hidráulica de la Broca (HSI).....	26
2.6.2 Fuerza de impacto (JIF). .....	26
2.7 Estudios de Optimización de ROP con Factores Hidráulicos .....	27
2.7.1 Optimización hidráulica para hueco con sección de 16 pulgadas.....	27
2.7.2 Optimización de HSI.....	29
2.8 Perform Toolkit .....	30
3. Métodos .....	31
3.1 Selección de Pozos por Evaluar. ....	32
3.1.1 Pozos Seleccionados: .....	35
3.2 Determinación de Parámetros para la Evaluación de Pozos. ....	36

3.3	Métodos para el Análisis del Efecto del Flujo en la Perforación. ....	37
4.	Resultados.....	41
4.1	Formación A.....	41
4.1.1	TFA 1.141 .....	41
4.1.2	TFA 1.186.....	44
4.2	Formación B .....	47
4.2.1	TFA 1.141 .....	47
4.2.2	TFA 1.186.....	51
4.3	Formación C .....	53
4.3.1	TFA 1.141 .....	53
4.3.2	TFA 1.186.....	55
4.4	Formación D.....	57
4.4.1	TFA 1.141 .....	57
4.4.2	TFA 1.186.....	60
4.5	Formación E .....	62
4.5.1	TFA 1.141 .....	62
4.5.2	TFA 1.186.....	67
4.6	Formación F.....	70
4.6.1	TFA 1.141 .....	71
4.6.2	TFA 1.186.....	75
4.7	Formación G.....	78
4.7.1	TFA 1.141 .....	78
4.7.2	TFA 1.186.....	80

4.8	Formación H.....	83
4.8.1	TFA 1.141 .....	83
4.8.2	TFA 1.186.....	86
4.9	Comparación entre TFA .....	90
4.10	Tabla Resumen de Comparación.....	93
5.	Escenario Recomendado .....	95
6.	Conclusiones.....	96
7.	Recomendaciones .....	98
	Referencias Bibliográficas .....	99

## Lista de Tablas

Tabla 1: Parte de la primera tabla que se obtuvo a partir de los datos encontrados en diferentes fuentes .....	32
Tabla 2: Número de pozos que tienen cada sección y longitud promedio de dichas secciones. ..	33
Tabla 3: Parte de la tabla que contiene solo la información de la sección de 12.25 pulgadas.....	34
Tabla 4: Distancia perforada durante la cual fueron presentas cada una de las formaciones en los pozos estudiados .....	36
Tabla 5: Ejemplo de tabla generada por el PTK para hacer las gráficas de estudio en un mismo pozo.....	40
Tabla 6: Valores promedio de la ROP y del tiempo por 100 pies perforados para los grupos de Pozo según el TFA, por formación, con sus respectivas diferencias.....	93
Tabla 7: Resumen de las comparaciones dadas durante el trabajo realizado .....	94

## Lista de Figuras

Figura 1. Optimización de HSI y JIF. Adaptado de Schlumberger (2017).....	27
Figura 2. Simulación HSI y JIF vs Flujo. Adaptado de Schlumberger (2014).....	28
Figura 3. ROP promedio en las secciones estudiadas en el 2012 y en el 2013. Adaptado de Schlumberger (2017). .....	29
Figura 4. Ejemplo de gráfica en el programa Perform Toolkit (PTK). Adaptado de Schlumberger (2018).....	30
Figura 5. Flujo mostrando el proceso de discriminación para escoger las secciones para trabajar en el estudio. Elaboración propia.....	31
Figura 6. Ejemplo de un segmento de gráfica en PTK donde se toma una medición puntual de los parámetros. Se observa estabilidad en el flujo, RPM en superficie, y peso sobre la broca. Adaptado de Schlumberger (2018). .....	38
Figura 7. Ejemplo del cuadro estadístico que se obtiene en el PTK con los valores que se pueden reproducir por formación perforada para el método general. ....	39
Figura 8. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación A para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	42
Figura 9. Gráfica: dispersión tiempo por 100 ft perforados vs flujo volumétrico, en los pozos con TFA de 1,141 in <sup>2</sup> durante la perforación de la formación A. ....	43
Figura 10. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación A para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> .....	44
Figura 11. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación A para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	45

Figura 12. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006 y 3 intervalos en el Pozo 007, durante la perforación de la Formación A. ....	46
Figura 13. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación A para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> . ....	47
Figura 14. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación B para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> . ....	48
Figura 15. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in <sup>2</sup> durante la perforación de formación B: (a)Regresión polinomial ROP vs Flujo. (b): Regresión polinomial tiempo por 100ft vs Flujo. ....	49
Figura 16. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 002 en la perforación de la Formación B. ....	50
Figura 17. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación B para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> . ....	51
Figura 18. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación B para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> . ....	52
Figura 19. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación B para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> . ....	53
Figura 20. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación C para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> . ....	54
Figura 21. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación C para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> . ....	55
Figura 22. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación C para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> . ....	56

Figura 23. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación C para pozos con TFA de 1.1186 in <sup>2</sup> .....	57
Figura 24. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación D para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	58
Figura 25. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in <sup>2</sup> durante la perforación de formación D: (a)Regresión lineal ROP vs Flujo. (b): Regresión polinomial tiempo por 100ft vs Flujo. ....	59
Figura 26. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación D para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> .....	60
Figura 27. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación D para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	61
Figura 28. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación D para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> .....	62
Figura 29. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación E para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	63
Figura 30. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in <sup>2</sup> durante la perforación de formación E: (a)Regresión polinomial ROP vs Flujo. (b): Regresión lineal tiempo por 100ft vs Flujo. ....	64
Figura 31. Comparativa de 3 intervalos y 2 intervalos en el Pozo 001, seguido de una comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 003 al perforar la Formación E.....	66
Figura 32. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación E para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> .....	67

Figura 33. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación E para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	68
Figura 34. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006, seguido de 4 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 007, al perforar la Formación E.....	69
Figura 35. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación E para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> .....	70
Figura 36. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación F para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	71
Figura 37. Grafica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los pozos con TFA de 1,141 in <sup>2</sup> durante la perforación de la formación F.....	72
Figura 38. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 001, 2 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 002, y una comparativa entre 2 segmentos en el Pozo 003 al perforar la Formación F. ....	73
Figura 39. Grafica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los segmentos identificados en los pozos 001, 002 y 003 durante la perforación de la formación F.....	74
Figura 40. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación F para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> .....	75
Figura 41. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación F para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	76
Figura 42. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006 y en el Pozo 007 al perforar la formación F.....	77
Figura 43. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación F para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> .....	78

Figura 44. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación G para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	79
Figura 45. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación G para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> .....	80
Figura 46. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación G para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	81
Figura 47. Comparativa entre 2 intervalos durante la perforación de la Formación G en el Pozo 006.....	82
Figura 48. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación G para pozos con TFA de 1.186 in <sup>2</sup> .....	83
Figura 49. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación H para los Pozos con TFA 1.141 in <sup>2</sup> .....	84
Figura 50. Comparativa entre 2 intervalos del Pozo 005 al perforar la Formación H, teniendo otro intervalo de referencia del Pozo 003.....	85
Figura 51. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación H para pozos con TFA de 1.141 in <sup>2</sup> .....	86
Figura 52. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación H para los Pozos con TFA 1.186 in <sup>2</sup> .....	87
Figura 53. Comparativa entre 3 intervalos en el Pozo 006 y 2 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 007 al perforar la Formación H.....	88
Figura 54. Grafica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los segmentos identificados en los pozos 006 y 007 durante la perforación de la formación H.....	89

Figura 55. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación H para pozos con TFA de $1.186 \text{ in}^2$ .....	90
Figura 56. Valores de ambos TFA. (a) Formación A. (b) Formación B. (c) Formación C. (d) Formación D. ....	91
Figura 57. Valores de ambos TFA. (a) Formación E. (b) Formación F. (c) Formación G. (d) Formación H. ....	92

**Lista de Abreviaturas y Símbolos**

<b>Símbolo</b>	<b>Nombre</b>	<b>Unidad</b>
<b>ECD</b>	<b>Densidad de circulación equivalente</b>	<b>Lb-m/gal</b>
<b>HSI</b>	<b>Potencia hidráulica de la broca</b>	<b>HP/in<sup>2</sup></b>
<b>JIF</b>	<b>Fuerza de Impacto</b>	<b>Lb-f</b>
<b>PTK</b>	<i>Perform Toolkit</i>	
<b>ROP</b>	<b>Tasa de Penetración</b>	<b>Pie/h</b>
<b>RPM</b>	<b>Revoluciones por minuto</b>	

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL CON CAMBIO DE FLUJO EN UN CAMPO COLOMBIANO\*

**AUTOR:** JOSE SEBASTIÁN FIALLO GALINDO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** FLUJO, TASA DE PENETRACIÓN, REVOLUCIONES POR MINUTO, DENSIDAD DE CIRCULACIÓN EQUIVALENTE, *PERFORM TOOLKIT*.

### DESCRIPCIÓN:

Compañías de servicio buscan buenos rendimientos durante sus trabajos para obtener la mayor ganancia posible. Para cumplir esa meta, en servicios de perforación es importante reducir el menor costo de reparación de herramientas. Durante los últimos años, en un campo colombiano específico, los motores de desplazamiento positivo han estado sufriendo daños significativos por erosión, causada por la gran cantidad de tasa de flujo volumétrico utilizado durante los servicios. En este texto es mostrado los métodos usados y los resultados obtenidos en el estudio, sobre el efecto de la cantidad de caudal volumétrico sobre el rendimiento de la perforación, que se realizó. El principal objetivo del estudio fue verificar si los altos flujos volumétricos de circulación estaban induciendo un mejor desempeño en la perforación, o de contrario, no hacían diferencia alguna. Como objetivo secundario, en el estudio se creó un nuevo escenario con parámetros de perforación específicos, como propuesta para ser utilizado en pozos, buscando mitigar la erosión presentada en los motores.

La información recolectada fue descrita a partir de mediciones registradas en tiempo real, durante la perforación de los pozos en un campo colombiano. Éstos fueron seleccionados y filtrados para obtener los datos que se analizaron por formación perforada y fueron divididos en dos tipos de análisis, comparación entre pozos, y comparación a través de un mismo pozo. En los resultados obtenidos, dos formaciones mostraron efecto de la cantidad del caudal utilizado en la perforación sobre el desempeño del trabajo. Un escenario con TFA de broca recomendada, rangos de WOB, RPM en superficie y flujo, fue propuesta para mejorar la eficiencia de la perforación en el campo colombiano estudiado.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleos. Director: Germán González Silva, Doctor Ingeniería Química

**ABSTRACT**

**TITLE:** EVALUATION OF THE DIRECTIONAL DRILLING PERFORMANCE WITH FLOW CHANGES IN A COLOMBIAN FIELD\*

**AUTHOR:** JOSE SEBASTIÁN FIALLO GALINDO\*\*

**KEY WORDS:** FLOW, PENETRATION RATE, REVOLUTIONS PER MINUTE, EQUIVALENT CIRCULATING DENSITY, PERFORM TOOLKIT

**DESCRIPTION:**

Services companies search good performances during their jobs and obtain the biggest gains possible. To achieve that goal, in drilling services its relevant to obtain less post job repairment costs. During the last years, on a specific Colombian field, positive displacement motors have been suffering significant damages of erosion, caused by the big amount of volumetric flow rate used during drilling services. In this text it's shown the methods used and results obtained in the study, of the effect of the amount of flow rate in the drilling performance, made. The principal objective of the study was to determine if the higher flow rates where inducing better drilling\* performance, or if, instead, they didn't make any difference on it. As a secondary goal, during the study, a new scenario of specific drilling parameters was created as a proposal to be used during future wells in the Colombian field observed, in a way that the erosion in the PDM could be mitigated, using less volumetric flow rate.

The information collected was described from measurements recorded in real time, during the drilling of wells in a Colombian field. These were selected and filtered to obtain the data that was analyzed by perforated formation and were divided into two classes of analysis; comparing between wells, and through the same well. In the results obtained, two formations showed an effect of the amount flow used during the drilling work on its performance. A possible scene with bit TFA recommended, ranges of WOB, RPM in surface and flow, was proposed to improve the efficiency of drilling in the Colombian field studied.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingenierías de Petróleos. Director: Germán González Silva, Doctor Ingeniería Química

## Introducción

La planeación completa de un trabajo de perforación es muy importante para lograr buenos resultados en los proyectos, los cuales favorecen las finanzas de las diferentes partes involucradas y logran establecer una relación de confianza entre las prestadoras de servicios y las operadoras. Últimamente la operadora ha exigido trabajar, en un campo colombiano, con altos flujos volumétricos usando motores para desviar el pozo. Lo anterior ha perjudicado a la prestadora de servicio debido a la presencia de erosión y gran desgaste en los motores luego de los trabajos, produciendo altos costos de reparación o daño de los motores. ¿Es necesario hacer los trabajos de perforación con caudales volumétricos altos?

Debido a la afirmación, por parte de la operadora que al aumentar el flujo volumétrico aumenta la tasa de penetración, se decidió hacer un estudio para determinar cuál es el impacto del galonaje en la ROP y el desempeño del trabajo de perforación.

En este proyecto se estudiará el impacto que tiene el volumen de flujo en el desempeño de la perforación de pozos donde SCHLUMBERGER, la empresa prestadora de servicios, ha tenido actividad. Primero se buscarán pozos de un mismo campo petrolero en el llano colombiano que contengan mismas secciones y formaciones perforadas, similar tecnología utilizada, pero variaciones en la tasa de flujo. Luego, se procederá a tomar valores para evaluar el desempeño en el trabajo de perforación, como las revoluciones por minuto y la ROP, utilizando un programa que grafique los diferentes parámetros operativos y así, facilitar la comparación entre los pozos seleccionados. Por último, se hará su debido análisis y se determinará cual es el verdadero impacto del flujo en la ROP en este campo.

Si el estudio muestra que no hay una relación entre el volumen de flujo y la ROP, se podría proponer trabajar a futuro con menor galonaje y evitar el desgaste y costo de reparación de los motores que se están utilizando.

## **1. Objetivos**

Para el trabajo de investigación se propuso un objetivo general y cuatro objetivos específicos

### **1.1 Objetivo General**

Evaluar el efecto de diferentes tasas de flujo en el desempeño de la perforación direccional en un campo colombiano

### **1.2 Objetivos Específicos**

Seleccionar pozos dentro de un campo colombiano que se hayan perforado con el mismo tamaño de sección y la misma tecnología direccional

Especificar los parámetros de evaluación del desempeño de perforación de los pozos seleccionados

Realizar el análisis del efecto del flujo en la perforación

Recomendar el escenario de aplicación con base en los resultados obtenidos.

## 2. Marco Teórico

Al hacer un trabajo de perforación de pozo siempre se busca reducir los tiempos por trabajo, ya que esto significa para una empresa operadora menos gastos por trabajo. Una alta tasa de penetración permite esa reducción en los tiempos (Chen, 2016).

### 2.1 Tasa de Penetración

La ROP puede optimizarse reduciendo sus limitantes tales como eficiencia del personal, eficiencia del taladro, y especificaciones de las herramientas escogidas para el trabajo; las cuales inciden en las propiedades del lodo (al no ser manejadas correctamente genera dificultades como el sobre balance), la perforación direccional (dificultad de la trayectoria), el espiralamiento y tortuosidad en el hueco. Las formaciones que se van a perforar durante el trabajo deben ser estudiadas, sus características, como su permeabilidad, compactibilidad y dureza, pueden afectar las herramientas, el fluido de perforación, y el flujo de este durante el trabajo (existen formaciones abrasivas que afectan las brocas y otras herramientas; y formaciones poco compactas muy permeables que afectan las características del fluido y producir pérdida de este durante la operación). La geomecánica también debe ser analizada, debido a que las fuerzas ejercidas sobre la roca que se está perforando pueden causar una disminución en la ROP. Las limitantes para aumentar la tasa de penetración pueden ser reducidas optimizando los factores mecánicos e hidráulicos (Paiaman, Al-Askari, Salmani, Al-Anazi, & Masihi, 2009; Qureshi & Ba, 2012).

Según estudios anteriores (Chen, Gao, Guo, & Feng, 2016; Keshavarz Moraveji & Naderi, 2016) los factores que afectan la tasa de penetración son; profundidad del pozo, peso sobre la

broca, velocidad rotacional de la broca, fuerza de impacto hidráulico de la broca y relación entre límite de elasticidad y viscosidad plástica; al aumentar el valor de estas variables hay un comportamiento común en la ROP; al principio se incrementa, para luego decrecer. A continuación, se hablará de la relación entre la broca y la tasa de penetración, el factor hidráulico durante la perforación, y cómo están relacionadas para la optimización.

## **2.2 Limitantes de la Broca y Tasa de Penetración**

Un buen diseño de la broca permite una alta ROP debido, entre otras cosas, a su relación con sus limitantes. Durante la operación se pueden presentar problemas relacionados con la broca y el rendimiento de perforación. Algunos de estos son: acumulación de materia debajo de la broca (embolamiento), causando interferencia en la profundidad del corte; formaciones con inclusiones o capas duras (severidad interfacial), causando choques axiales y quiebres de los dientes de la broca; la acumulación de cortes al fondo del hueco debido a la diferencia de presión; el efecto “*Stick & Slip*”, que consiste en el atascamiento y liberación repentina de la broca, y finalmente, “*Whirl*”, definida como la rotación excéntrica de la broca y/o el BHA, generando vibraciones por las que la broca perfora un hueco de mayor diámetro al propio: provocando movimientos ajenos a la rotación natural, y el asentamiento de cortes en fondo del hueco (International Association of Drilling Contractors, 2014). Tanto el embolamiento de la broca como la acumulación de materia debajo de la broca, están relacionados con la limpieza del pozo (Guo & Liu, 2011).

### 2.3 Limpieza de Pozo

La limpieza de pozo depende principalmente de cuatro factores, la viscosidad, tixotropía, densidad del lodo, y la velocidad anular. La velocidad anular depende de la capacidad de bombeo de la torre de perforación, del tamaño del hueco y la tubería. A mayor velocidad de flujo, más rápido son transportados los cortes a superficie, logrando una buena limpieza del hueco. Algunos autores concluyeron que, al tener la tasa de volumen de flujo al máximo, la tasa de penetración sería mayor (Speer, 1959).

La limpieza del pozo no depende solo de la velocidad anular del fluido, también de sus propiedades. El fluido de perforación tiene varias funciones, entre estas, controlar la presión de la formación, sellar formaciones permeables, lubricar, enfriar y ayudar en la perforación a la broca y al ensamblaje de perforación, transmitir energía hidráulica a las herramientas, suspender y liberar los cortes, y remover los cortes del pozo, en otras palabras; la limpieza del hueco (Growcock & Harvey, 2005; Schlumberger, 2005). Para determinar si el pozo está teniendo buena limpieza, se utiliza la densidad de circulación equivalente (ECD) como referencia.

### 2.4 Densidad de Circulación Equivalente

Es la densidad efectiva por un fluido en circulación contra la formación teniendo en cuenta la caída de presión en el espacio anular (Schlumberger, 2018). Cuando se tiene un aumento del ECD se puede traducir a una mala limpieza en el pozo; la densidad de lodo afecta directamente la densidad de circulación equivalente, tal como lo muestra la ecuación 1, donde  $d$  es el peso del lodo en libras / galón,  $D$  la profundidad en pie,  $P$  la caída de presión en el espacio anular entre la profundidad y

superficie en psi, y el ECD en libras / galón). Lo anterior no sólo hace que el ECD sea una variable importante para evaluar la limpieza de pozo, su aumento también es un reflejo de problemas como el asentamiento de cortes en fondo de hueco (Growcock & Harvey, 2005).

$$ECD = d + \frac{P}{0,052 * D} \quad (1)$$

## 2.5 Asentamiento de Cortes en Fondo de Hueco

El asentamiento de cortes en fondo de hueco afecta la ROP, pues no permite a la broca cortar la formación por la presencia de cortes que se asientan debajo de esta. Este escenario puede ocurrir por la presencia de una fuerza, que mantiene los cortes en fondo y/o una insuficiente limpieza de pozo. Entre otras consecuencias potenciales que trae este fenómeno está el aumento en los choques y vibraciones en el BHA, lo cual afecta a las diferentes herramientas, y el taponamiento de las boquillas de la broca, causando una reducción en la tasa de flujo. Lo anterior puede llevar a un viaje adicional del BHA a superficie para cambio de broca, perdiendo tiempo y dinero en la operación. Se tienen dos posibles soluciones para evitar o reducir el asentamiento de cortes en fondo: incrementar el flujo volumétrico del fluido de perforación, o, aumentar la potencia hidráulica de la broca y la fuerza de impacto del chorro de la broca. Algunas veces, también se ha visto como solución a este fenómeno el reducir la presión de fondo reduciendo el peso del fluido (Qureshi & Ba, 2012).

## 2.6 Potencia Hidráulica de la Broca y Fuerza de Impacto

Según Speer (1958), la efectividad de los chorros de la broca podía ser mejorada incrementando la potencia hidráulica de las bombas. Posteriormente se concluyó que, más importante que la potencia en las bombas, era la potencia de la broca, y a su vez, se concluyó que la potencia de la broca no era necesariamente maximizada operando las bombas al máximo (Kendall & Goins Jr., 1960). La potencia hidráulica de la broca y la fuerza de impacto del chorro son dos criterios para optimizar la hidráulica de la broca (Guo & Liu, 2011).

**2.6.1 Potencia Hidráulica de la Broca (HSI).** La potencia hidráulica se define como los caballos de fuerza disponibles en la broca sobre el área de la cara de esta ( $HP/in^2$ ). Es recomendable usar un HSI alto cuando se están perforando formaciones blandas, cuando hay problema de embolamiento de broca; cuando se usan altos pesos de lodo, o, cuando se están perforando pozos profundos con presencia de formaciones reactivas y/o hay empaquetamiento en dientes (indicativo de asentamiento de cortes en el fondo) (Loan & Mufti, 2016). Ahora bien, el HSI se usa en su máximo cuando la caída de presión en la broca es igual a  $\frac{PP}{PP+1}$ , donde PP es presión en las bombas (Guo & Liu, 2011).

**2.6.2 Fuerza de impacto (JIF).** La fuerza de impacto hidráulico se define como la fuerza ejercida por el fluido que está debajo de la broca. Momento dado por la masa y la velocidad, el cual es anulado al impactar con el fondo del hueco (Loan & Mufti, 2016). El JIF está expresado en lb-f. La fuerza de impacto está a su máximo cuando la caída de presión en la broca es  $\frac{m}{m+2}$  veces la presión en las bombas (Guo & Liu, 2011). Teóricamente, otra forma de optimizar el HSI y el

JIF es con el galonaje (Loan & Mufti, 2016), obteniendo sus valores máximos con flujos distintos, como se observa en la Figura 1.

¿Cuál es la relación entre el galonaje y el ROP?

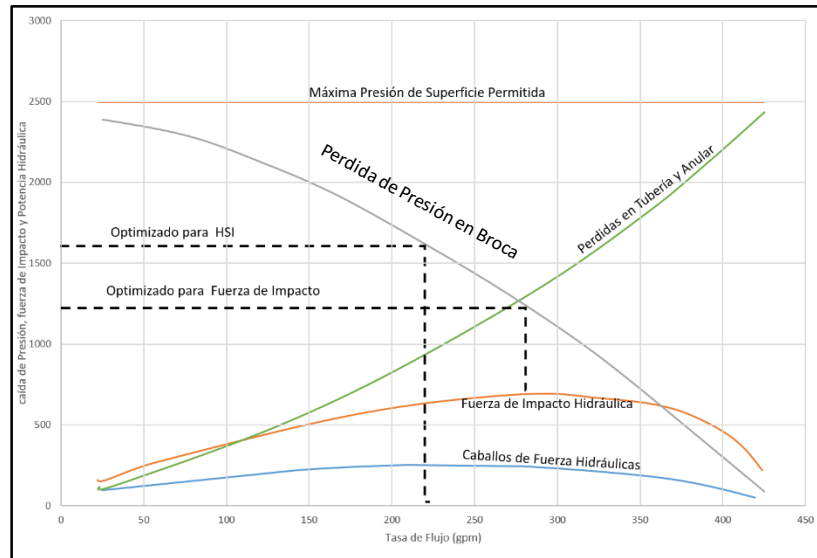


Figura 1. Optimización de HSI y JIF. Adaptado de Loan, T., & Mufti, D. (2016). *Drilling Fluids: Basics Fluid Mechanics and Hydraulics*. [Gráfica]. Recuperado de texto original.

## 2.7 Estudios de Optimización de ROP con Factores Hidráulicos

Anteriormente se han hecho estudios que buscan optimizar la ROP observando su comportamiento cambiando los factores hidráulicos. A continuación, se expondrán dos de esos estudios.

**2.7.1 Optimización hidráulica para hueco con sección de 16 pulgadas.** Este análisis de optimización hidráulica se hizo en Argelia para algunos pozos con sección perforada de 16 pulgadas usando simulaciones. Entre las preguntas que se hicieron durante este análisis está; ¿Cuáles son las tasas de flujo óptimas para ser usadas en esta fase?

Las formaciones en los pozos usados para el análisis eran principalmente del Cretácico y del Jurásico, siendo en su mayoría esquistos medios y duros, con interacciones de arenas. La primera fase del estudio llevó a cabo la selección de configuración de boquillas óptima para la broca, lo cual se hizo observando los HSI obtenidos, de acuerdo con el TFA (área de flujo total), profundidad y cambios en la tasa de flujo. Luego de tener la una configuración adecuada, ésta fue evaluada a diferentes caudales, donde las variables a estudiar fueron HSI y JIF. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 2.

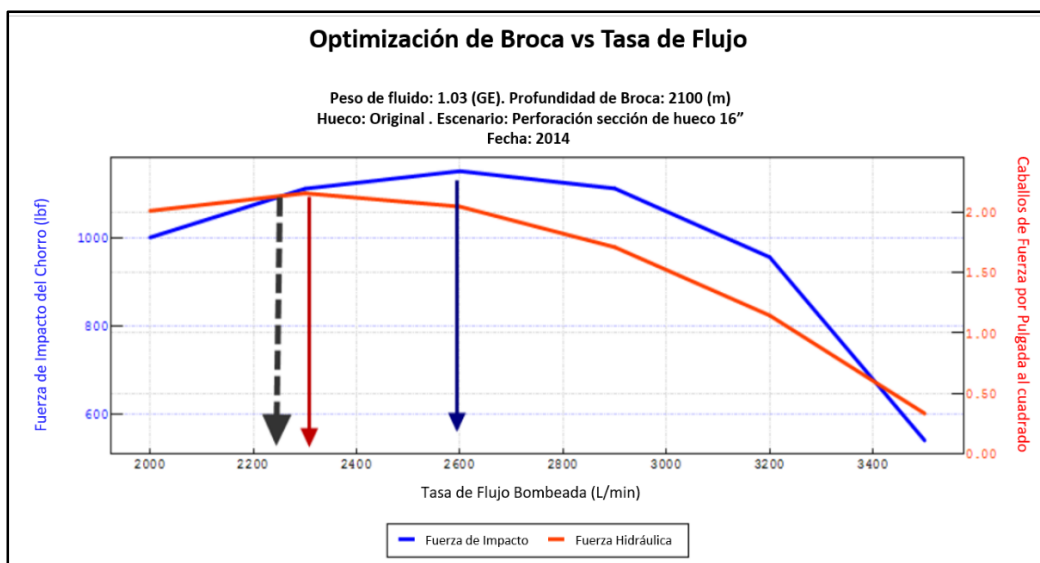


Figura 2. Simulación HSI y JIF vs Flujo. Adaptado de Abdallahi, A., & Whitmore, A. (2014). Drilling 16"Hole Section with Optimum Flow Rate to Ensure High ROP and Good Hole Cleaning. [Figura].

Recuperado de texto original.

Según Abdallahi & Whitmore (2014):

*“...Se observó que no hay una diferencia al optimizar la hidráulica con respecto a HSI o el JIF; cuando el primero está al máximo, el segundo está cerca al 90% de su máximo”.*

El flujo óptimo en el estudio es aquel en el que tanto la potencia por pulgada cuadrada y la fuerza de impacto, tienen equivalencia en las curvas de valores. A su vez, se observa que el caudal

volumétrico seleccionado como el óptimo (flecha color negro), tiene un valor menor, tanto al flujo que se obtiene con el máximo HSI como al flujo con el JIF máximo.

**2.7.2 Optimización de HSI.** Otro estudio fue realizado en un campo en Norte América con pozos tipo S. En el trabajo direccional en estos pozos se han usado 3 secciones; 12.25", 8.5" y 6.125", donde sin importar el tamaño de la sección, se perfora la misma litología. Este estudio empezó debido a que, al comparar el rendimiento de los pozos, los pozos con trabajo direccional en la sección de 8.5" tenían mejor rendimiento (ver Figura 3). ¿Cuál es la razón por la que los pozos con sección direccional de 8,5" tuvieran mejor rendimiento que los otros?

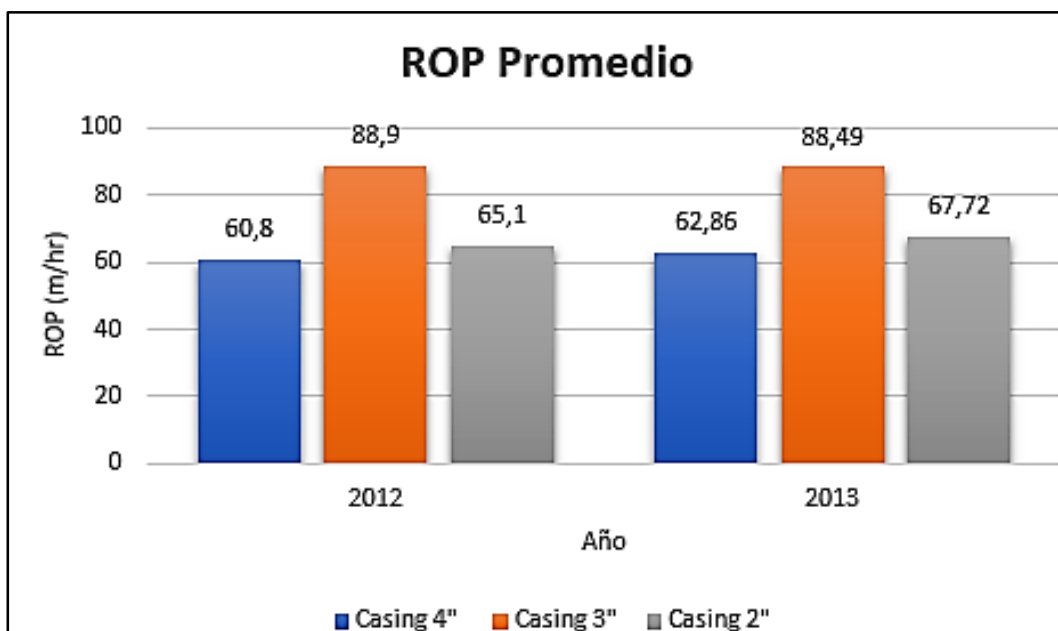


Figura 3. ROP promedio en las secciones estudiadas en el 2012 y en el 2013. Adaptado de Flores, N., & Epo, C. (2017). Nejo Field HSI Optimization. [Gráfica]. Recuperado de texto original.

Se encontró una correlación entre la tasa de penetración y la hidráulica. Se identificó que el HSI de la sección de 8.5" duplicaba los obtenidos en las otras dos secciones. Por lo tanto, se buscó la manera de optimizar la hidráulica en secciones de 6.125" y de 12.25". Al finalizar el análisis de

este estudio, se comprobó que en la sección de 6.125” se optimiza la ROP al usar una configuración de boquillas en específico, logrando una mejoría del 13% sin costos extra. Por otro lado, se concluye que la ROP de pozos con sección de trabajo direccional de 12.25” se podría mejorar al reemplazar las tuberías de perforación por otras de diámetro externo mayor. Esta última práctica no se había implementado al terminar el estudio (Flores & Epo, 2017).

## 2.8 Perform Toolkit

El *Perform Toolkit* (PTK) es un programa es utilizado principalmente para hacer seguimiento a un pozo que esté siendo perforado, y para diferentes tipos de análisis como el origen de algún problema que se está dando o se dió en el pozo, comparativa de lo planeado con lo ejecutado, comparativa entre diferentes pozos, etc. Lo anterior se puede hacer gracias a que el programa permite a través de gráficas y tablas ver el comportamiento y valores de diferentes parámetros usados durante la perforación, como las RPM, ROP, galonaje, peso sobre la broca, peso en el gancho, entre otros, en función de tiempo o profundidad (ver Figura 4).

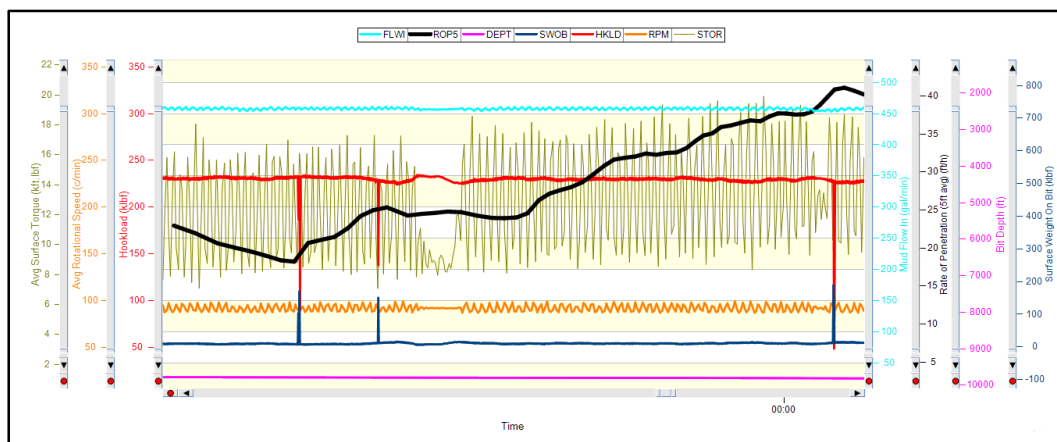


Figura 4. Ejemplo de gráfica en el programa *Perform Toolkit* (PTK). Adaptado de Schlumberger (2018).

[Gráfica]. Recuperado desde el *Perform Toolkit*.

### 3. Métodos

A continuación, la metodología con la que se evaluó el efecto del flujo en el rendimiento de la perforación, a partir de los datos y los indicadores claves de rendimiento que tiene la empresa de los pozos perforados, consiste principalmente de 3 etapas; selección de pozos, determinación de los parámetros para la evaluación del rendimiento, y análisis final. La Figura 5 presenta el diagrama de bloques metodológico de como fue el proceso empleado para seleccionar las secciones que se trabajaron.

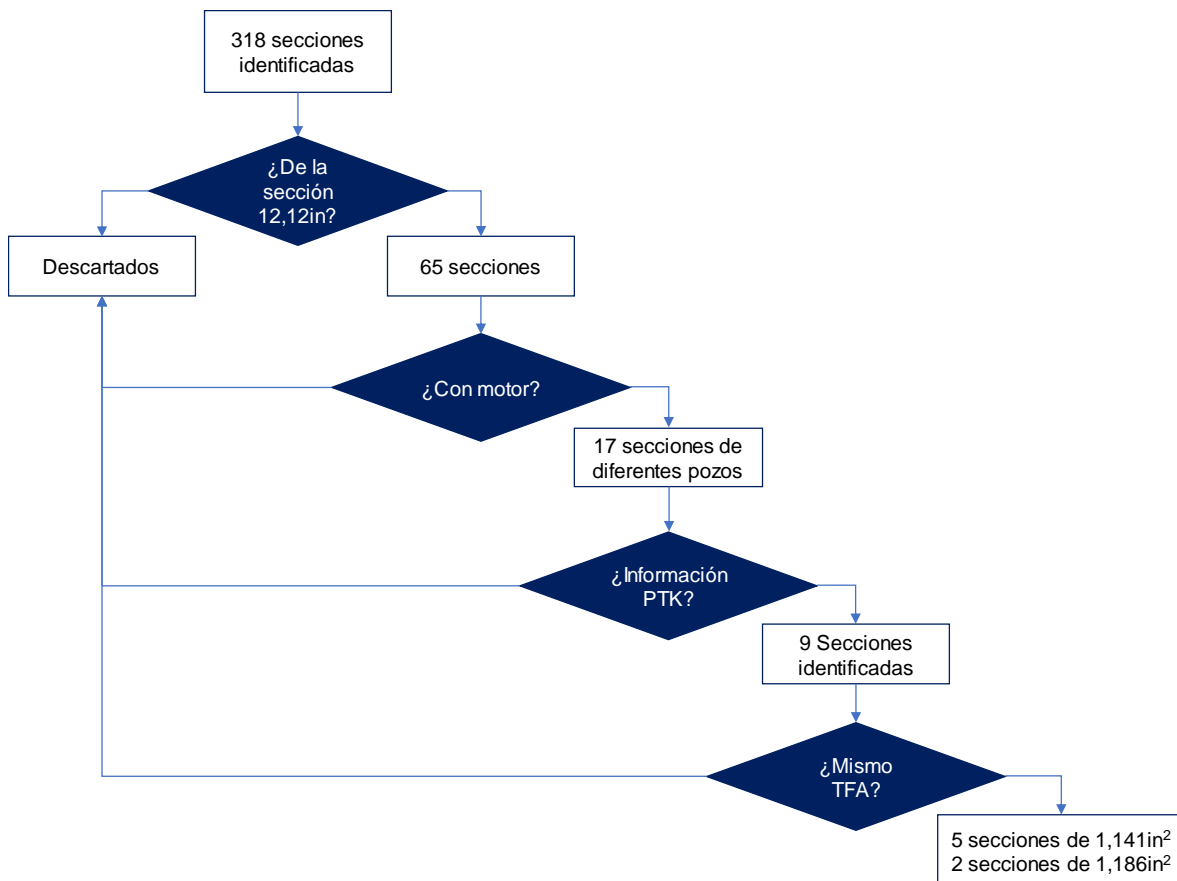


Figura 5. Flujo mostrando el proceso de discriminación para escoger las secciones para trabajar en el estudio.

### 3.1 Selección de Pozos por Evaluar.

Primero se tomaron todas las secciones perforadas por la empresa en el campo estudiado. En total fueron 318 secciones de las cuales se tomó de cada una el nombre del pozo, fecha de terminación, tamaño de la sección, flujo máximo usado durante dicha sección, inclinación máxima en la etapa y pies perforados. Respecto a tecnología, se buscó la herramienta direccional usada, MWD, LWD (si alguna fue usada), y especificaciones generales de la broca (modelo, tipo y TFA). Por último, se tomaron las formaciones geológicas perforadas por sección. El total de la muestra evaluada representa pozos perforados entre el año 20XX y 20YY. La Tabla 1 es una muestra de la tabla resultante del primer paso.

Tabla 1:

Parte de la primera tabla que se obtuvo a partir de los datos encontrados en diferentes fuentes.

Pozo	Fecha	Sección	Flujo	INC	Longitud	Tecnología		Formaciones												Broca								
						RSS/M	MWD	LWD	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	Tipo	TFA						
1	6-Aug-14	8,5	420	89,17	1261,00	Motor 3	MWD 1	LWD	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,557	
1	6-Aug-14	6	260	95,96	1836,00	RSS 3	MWD 2	LWD	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,589
2	12-Mar-14	12,25	770	45,90	5687,00	RSS 1	MWD 4			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,557	
2	12-Mar-14	8,5	385	57,30	1126,00	RSS 2	MWD 1			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,888	
3	8-Jan-15	12,25	777	51,80	5992,00	RSS 1	MWD 4			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,869	
3	8-Jan-15	8,5	550	86,84	2345,00	RSS 2	MWD 1	LWD	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	1,086	
4	11-Mar-14	12,25	780	62,00	5516,00	RSS 1	MWD 4			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,869	
4	11-Mar-14	8,5	385	78,58	1521,00	RSS 2	MWD 1	LWD	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,557	
5	5-Oct-10	12,25	780	5,93	5777,00	RSS 1	MWD 3			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,949	
5	5-Oct-10	8,5	370	35,86	956,00	RSS 2	MWD 1	LWD	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,738	
6	02-Apr-14	8,5	390	86,38	1472,00	RSS 2	MWD 1	LWD	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,557	
7	23-Feb-15	8,5	391	48,65	694,00	Motor 2	MWD 1	LWD	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,650	
8	16-Nov-14	8,5	402	84,30	840,00	Motor 3	MWD 1	LWD	1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	PDC	0,557	



secciones fueron clasificadas por valor de TFA (área total de flujo en la broca). Por último, se estableció si se tenía documento del *Perform ToolKit* disponible para extraer los datos del pozo durante la perforación. Como resultado se obtuvo la Tabla 3.

Tabla 3.

*Parte de la tabla que contiene solo la información de la sección de 12.25 pulgadas.*

Pozo	PTK	Cluster	Sección	Flujo				Inc	Longitud	Tecnología		Formaciones								Broca	
				Max	Min	AV	Final			RSS/M	MWD	A	B	C	D	E	F	G	H	Tipo	TFA
2	si	2	12,25	800	790	800		54,81	5599,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,557
1	si	3	12,25	800	700	785		45,90	5687,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,557
3	si	10	12,25	800	750	788		54,37	5867,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,557
4	si	11	12,25	810	690	794		25,59	5642,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,557
52	no	7	12,25	950	600	936		41,35	6418,00	Motor 1	MWD 1	□	□	□	□	□	□	□	□	PDC	1,186
56	no	7	12,25	1000	850	923		40,00	5945,00	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
54	no	11	12,25	950	300	920	900	46,20	5959,00	Motor 1	MWD 1	□	□	□	□	□	□	□	□	PDC	1,186
53	no	17	12,25	950	800	919	800	39,00	5793,00	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
55	si	17	12,25	950	754	903	850	41,00	5968	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
57	no	21	12,25	950	850	943		52,30	6093,30	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
59	si	21	12,25	950	600	917		52,30	6170,30	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
58	no	23	12,25	960	850	942		47,48	6116,30	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	1,186
60	si	21	12,25							Motor 1	MWD 1	□	□	□	□	✓	✓	✓	✓		1,186
6	si	3	12,25	800	780	793		60,39	5873,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,682
5	si	4	12,25	830	700	800		54,72	5902,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,682
7	si	4	12,25	810	750	804		60,50	5871,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,682
8	si	1	12,25	810	740	790		51,80	5992,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
9	si	6	12,25	820	700	789		57,35	5695,00	Motor 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
10	si	14	12,25	830	790	817		40,25	6443,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
11	si	2	12,25	800	780	799		62,00	5516,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
12	si	6	12,25	825	779	813		58,90	5682,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
13	si	6	12,25	820	792	750		59,80	5746,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
14	si	6	12,25	821	750	797		58,30	5573,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,869
15	si	14	12,25	800	780	788		33,20	6168,00	RSS 1	MWD 1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	PDC	0,870

A continuación, fueron realizadas discriminaciones para seleccionar los pozos adecuados para el presente trabajo. El primer criterio de selección fueron los pozos con motor como herramienta

direccionales, ya que estas herramientas presentaron alta erosión con el flujo volumétrico manejado durante la perforación. El segundo criterio de selección fue la información sobre las formaciones perforadas y los pozos con documento del *PTK disponible*. Posteriormente se consideraron los pozos donde se usaron las mismas herramientas MWD, brocas con características iguales (mismo tipo y TFA igual), y formaciones perforadas en común. Finalmente fueron 9 pozos los obtenidos al evaluar en totalidad todos los filtros.

**3.1.1 Pozos Seleccionados.** No obstante, para el estudio se decidió utilizar 7 de los 9 pozos debido a que tenían TFA diferentes entre ellos y no pertenecían a un mismo *cluster*, en este caso, al *cluster* KK, o al *cluster* JJ, (se consideró importante pertenecer al mismo *cluster* para tener la menor diferencia posible en las formaciones), El grupo de 7 pozos fueron divididos en dos grupos, diferenciados por el TFA de las boquillas en la broca y ubicados en diferentes *cluster* de la siguiente manera: 5 pozos con TFA  $1,141\text{in}^2$  (Pozo 001, Pozo 002, Pozo 003, Pozo 004 y Pozo 005) ubicados en el *cluster* KK y 2 pozos con TFA de  $1,186\text{in}^2$ , en el JJ (Pozo 006 y Pozo 007).

Los 7 pozos contaron con BHAs semejantes en la sección de  $12\frac{1}{4}$ ", armados con una broca tipo PDC de  $12\frac{1}{4}$ ", motor con las mismas características en todos los pozos, misma herramienta MWD y configuración de estabilizadores. Durante el trabajo en esta sección perforaron las mismas formaciones (identificadas en este trabajo como Formación A, B, C, D, E, F, G y H). Las formaciones A, C, D, E y G son arenas, donde D va a ser la más blanda y E (la de mayor espesor, como muestra la Tabla 4) la más dura. Las formaciones B, F y H son lutitas, siendo H la más dura.

Tabla 4.

*Distancia perforada durante la cual fueron presentas cada una de las formaciones en los pozos estudiados.*

<b>Pie por formación perforada</b>								
<b>Formación</b>	<b>Pozo 001</b>	<b>Pozo 002</b>	<b>Pozo 003</b>	<b>Pozo 004</b>	<b>Pozo 005</b>	<b>Pozo 006</b>	<b>Pozo 007</b>	<b>Promedio</b>
<b>A</b>	600	596	620	450	540	615,00	642,00	580,43
<b>B</b>	690	684	660	720	690	650,00	621,96	673,71
<b>C</b>	810	798	845	843	863	976,00	961,57	870,94
<b>D</b>	210	249	215	230	177	134,00	178,06	199,01
<b>E</b>	1920	2139	2115	2319	2070	2095,00	2094,36	2107,48
<b>F</b>	610	638	600	798	570	505,00	494,56	602,22
<b>G</b>	255	240	195	225	170	220,00	206,01	215,86
<b>H</b>	693	797	700	788	660	746,00	659,47	720,50

### 3.2 Determinación de Parámetros para la Evaluación de Pozos.

Después de seleccionar los pozos a trabajar, se determinaron los parámetros de rendimiento de la perforación: la ROP (medición en fondo), el tiempo por 100 pies perforados, y el ECD. La ROP sería, junto al tiempo por 100 pies perforados, el parámetro más significativo. Una mayor ROP se traduce a menos tiempo de servicio y por ende, mayor eficiencia para la operadora, el tiempo por 100 pies perforados se evalúa para tener en cuenta los tiempos muertos durante la perforación y con la ECD se evalúa la limpieza del hueco.

Para lograr que los parámetros seleccionados para evaluar los flujos sean significativos, otras variables independientes del flujo debían tener un valor parecido al evaluar los pozos, por lo tanto, la inclinación, el peso sobre la broca y las RPM en superficie fueron evaluados.

### 3.3 Métodos para el Análisis del Efecto del Flujo en la Perforación.

Para el análisis del efecto del flujo en la perforación se hicieron dos métodos: entre pozos y Local (por pozo). Ambos métodos se implementaron por formación, el primero complementando el segundo.

**Método Entre Pozos:** En esta primera instancia, para la comparación, se llevaron dos procesos diferentes por formación.

**-Puntual:** Teniendo las profundidades de los toques de las formaciones perforadas durante la sección, se utilizó el *PTK* para observar el comportamiento de las variables, mencionadas en el punto anterior, a lo largo de la formación. Se buscó que las variables tuvieran cierta estabilidad, se tomó el valor de cada una de éstas en la misma profundidad y se registraron en una tabla (ver Figura 6). Para los siguientes pozos, en la misma formación, se buscó un intervalo estable con valores de peso sobre la broca y RPM parecidos al del primer pozo evaluado, y también se registraron los valores. Este proceso fue descartado para el análisis, pero permitió identificar cambios de caudal significativos, los cuales se usaron más adelante.

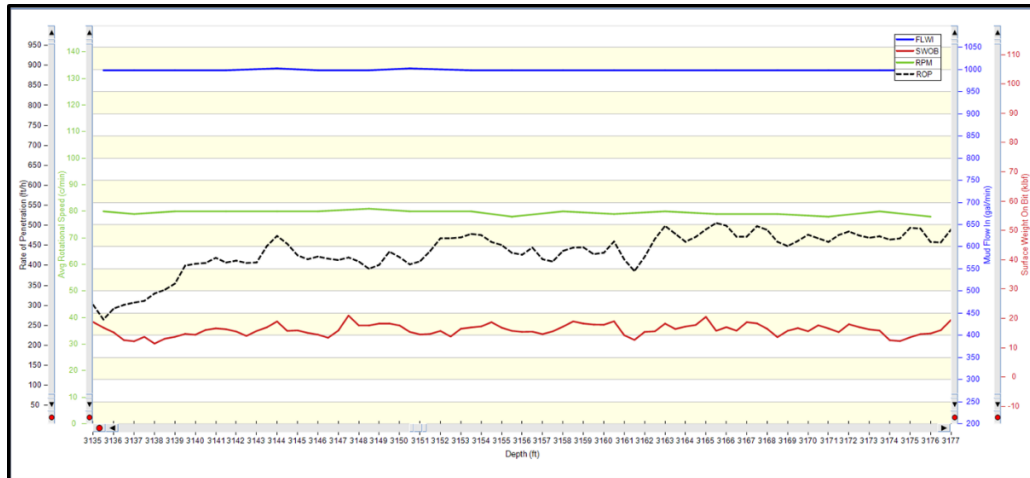


Figura 6. Ejemplo de un segmento de gráfica en PTK donde se toma una medición puntual de los parámetros. Se observa estabilidad en el flujo, RPM en superficie, y peso sobre la broca. Adaptado de Schlumberger (2018). [Gráfica]. Recuperado desde el Perform Toolkit.

**-General:** Para evitar una manipulación de los datos, se generó un reporte desde el *PTK* donde se observaba por fecha y hora la profundidad del hueco alcanzada. A partir del reporte, teniendo las profundidades de los topes de las formaciones, se estableció la fecha y la hora cuando se entraba y salía cada formación en cada uno de los pozos. Luego, utilizando un cuadro estadístico generado en el *PTK* (ver Figura 7), se estableció el valor promedio de cada una de las variables y de los parámetros durante la perforación de cada formación en cada pozo, y se registró en una nueva tabla. En esta nueva tabla se generó “tiempo por 100 pies perforados” como un nuevo parámetro, donde se tiene en cuenta todo el tiempo muerto durante la perforación para determinar la ROP, y no solo en fondo como se estaba manejando hasta el momento (para tener en cuenta los repasos).

Statistics From 29-Aug-2018 21:08:00 To 30-Aug-2018 19:27:00		
Total Pumping Time	Total DataGap Time	Total Reaming Time
00:20:54:00	00:00:00:00	00:02:03:34
Total Reaming Distance [ft]	Total Rotary Time	Total Rotary Distance [ft]
2079.74	00:15:41:05	670.82
Total Slide Time	Total Slide Distance [ft]	Time On Bottom
00:00:07:49	1.96	00:15:48:55
Total Footage [ft]	Drilling ROP [ft/hr]	Average ROP [ft/hr]
672.78	42.54	30.15
Slide ROP [ft/h]	Rot ROP [ft/h]	ROP Drilling [ft/h]
16.07	84.17	83.96
Flow Slide [gal/min]	Flow Rot [gal/min]	Flow Drill [gal/min]
927.89	905.87	906.07

Figura 7. Ejemplo del cuadro estadístico que se obtiene en el PTK con los valores que se pueden reproducir por formación perforada para el método general. Adaptado de Schlumberger (2018). [Tabla]. Recuperado desde el Perform Toolkit.

**Método por Pozo:** Para este método se tomó pozo por pozo el reporte respecto a la profundidad, generado a través de *PTK*, con los valores de los parámetros mencionados desde el inicio, con respecto a la profundidad de perforación. A continuación, se buscó, entre las profundidades pertenecientes a una sola formación, intervalos en que existieron cambios de flujo (varios encontrados durante el método puntual), ver Tabla 5. Al encontrar dicho intervalo, se procedió a tomar el promedio de cada parámetro durante la sección en que se utilizó el menor flujo. A su vez, se tomó el promedio de cada parámetro de nuevo, pero esta vez en una sección adyacente, de misma longitud a la anterior, en que se registra mayor flujo durante la operación.

Tabla 5.

Ejemplo de tabla generada por el PTK para hacer las gráficas de estudio en un mismo pozo. Schlumberger (2018).

PTK Nombre de Proyecto		Pozo 002					
Nombre Pozo		OH(Execution)					
Profundidad de Inicio		44.5pies		Profundidad final		8804pies	
Profundidad	ECD	Flujo	INC	ROP	RPM	Peso sobre la Broca	
ft	lbm/gal	gal/min	deg	ft/h	c/min	kibf	
6188,00		12,61	686,98	40,31	191,20	80,00	
6188,50		12,60	682,61	40,32	196,43	80,00	2,42
6189,00		12,59	682,61	40,33	203,76	80,00	3,51
6189,50		12,58	691,35	40,34	212,43	80,00	5,41
6190,00		12,57	660,75	40,35	220,43	80,00	5,97
6190,50		12,56	660,75	40,35	223,36	80,00	6,80
6191,00		12,53	660,75	40,36	223,56	80,00	3,28
6191,50			660,75	40,37	221,63	80,00	15,55
6192,00		12,52	660,75	40,38	218,78	80,00	6,32
6192,50		12,50	822,47	40,38	217,59	80,00	15,60
6193,00		12,50	660,75	40,39	217,28	80,00	12,26
6193,50		12,48	660,75	40,40	218,90	80,00	8,13
6194,00			660,75	40,41	229,13	80,00	12,31
6194,50		12,46	660,75	40,41	229,87	80,00	6,72
6195,00		12,45	660,75	40,42	239,16	80,00	5,14
6195,50		12,45	660,75	40,43	247,71	80,00	3,95
6196,00			660,75	40,44	254,84	80,00	3,64
6196,50		12,44	660,75	40,45	272,94	80,00	8,07
6197,50		12,43	660,75	40,46	315,63	80,00	13,92
6198,00			988,56	40,47	217,15	80,00	
6198,50		12,40	988,56	40,48	208,32	80,00	9,72
6199,00		12,39	988,56	40,48	203,00	79,00	11,08
6200,00		12,38	988,56	40,50	133,91	80,00	
6200,50			988,56	40,51	125,23	80,00	
6201,00		12,38	988,56	40,51	124,35	80,00	4,90
6201,50			988,56	40,52	123,83	80,00	7,78
6202,50			988,56	40,54	124,96	80,00	15,02
6203,00		12,38	988,56	40,55	151,77	80,00	10,75
6203,50			988,56	40,55	156,71	80,00	14,05
6204,00		12,37	988,56	40,56	158,02	80,00	18,54
6204,50			988,56	40,57	155,61	80,00	18,29
6205,00		12,38	988,56	40,58	271,20	80,00	17,22

La información obtenida en cada método se presentó mediante gráficas, ya que estas permiten una mejor visualización y comprensión de los datos, lo cual es de gran importancia para el cliente.

## 4. Resultados

A continuación, los resultados obtenidos.

### 4.1 Formación A

La primera formación que se evaluó fue la Formación A, la cual en promedio es perforada con 580ft MD.

**4.1.1 TFA 1.141.** Durante la perforación de la Formación A en los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup> los valores de flujo fueron muy parecidos (32,87 gpm de diferencia). A su vez, las ROP tuvieron diferencias entre sí; hasta de aproximadamente 124 ft/h (obteniendo la mayor ROP con 1002 gpm, el cual no era el mayor en el grupo, ver Figura 8). Por último, al tener en cuenta los tiempos muertos, para perforar 100ft, la diferencia en tiempos fue aproximadamente 4 minutos.

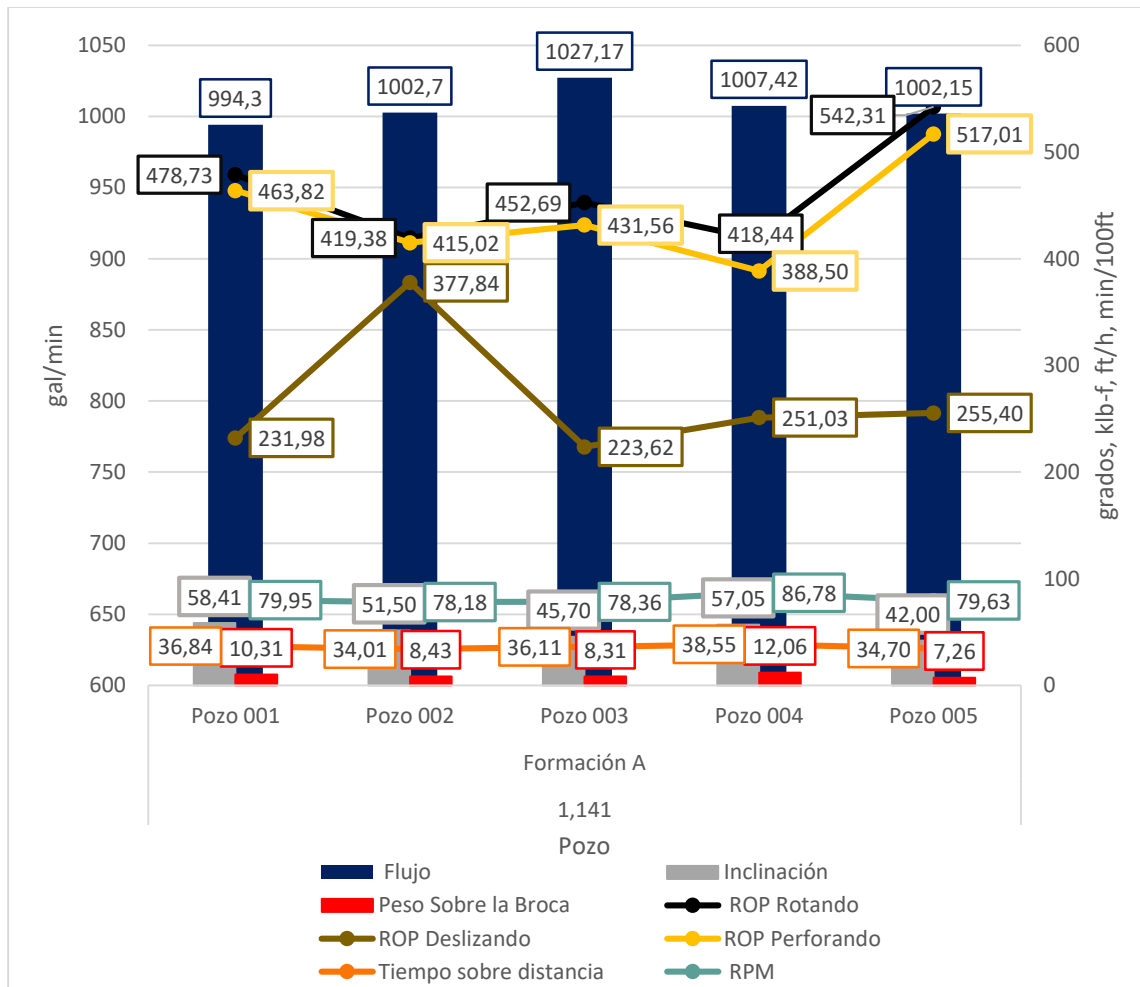


Figura 8. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación A para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

En la dispersión polinomial para la ROP no se obtuvo un buen ajuste ( $R^2$  polinomial < 0,15). Para el tiempo por 100ft perforados, la dispersión polinomial tuvo un buen ajuste con los datos con  $R^2=0,9671$  (excluyendo el pozo 004 por tener el peor tiempo y afectando el ajuste), dando como resultado una parábola cumpliendo la ecuación 2.

$$ROP = 0,0116Q^2 - 23,421Q + 11881 \tag{2}$$

Los mayores tiempos se dieron en los pozos con menor y mayor galonaje utilizado (la diferencia máxima entre tiempos y flujos volumétricos es de 2,83 min y 32,87 gpm, respectivamente (ver Figura 9).

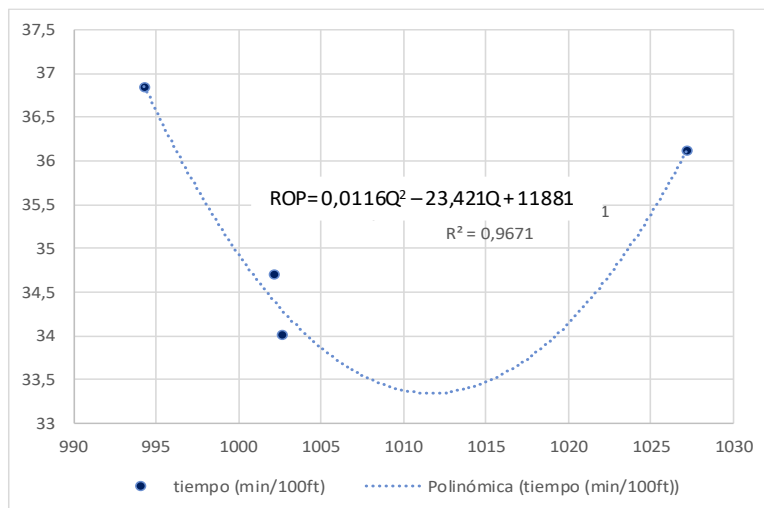


Figura 9. Gráfica: dispersión tiempo por 100 ft perforados vs flujo volumétrico, en los pozos con TFA de 1,141 in<sup>2</sup> durante la perforación de la formación A.

En la Figura 10 se observó el comportamiento de la limpieza del pozo durante la perforación de la Formación A. No se apreció una tendencia entre el flujo utilizado durante la operación y la cantidad de solidos durante la misma. Por lo contrario, los pozos 001 y 005 fueron los que tuvieron menor ECD siendo los de menor flujo.

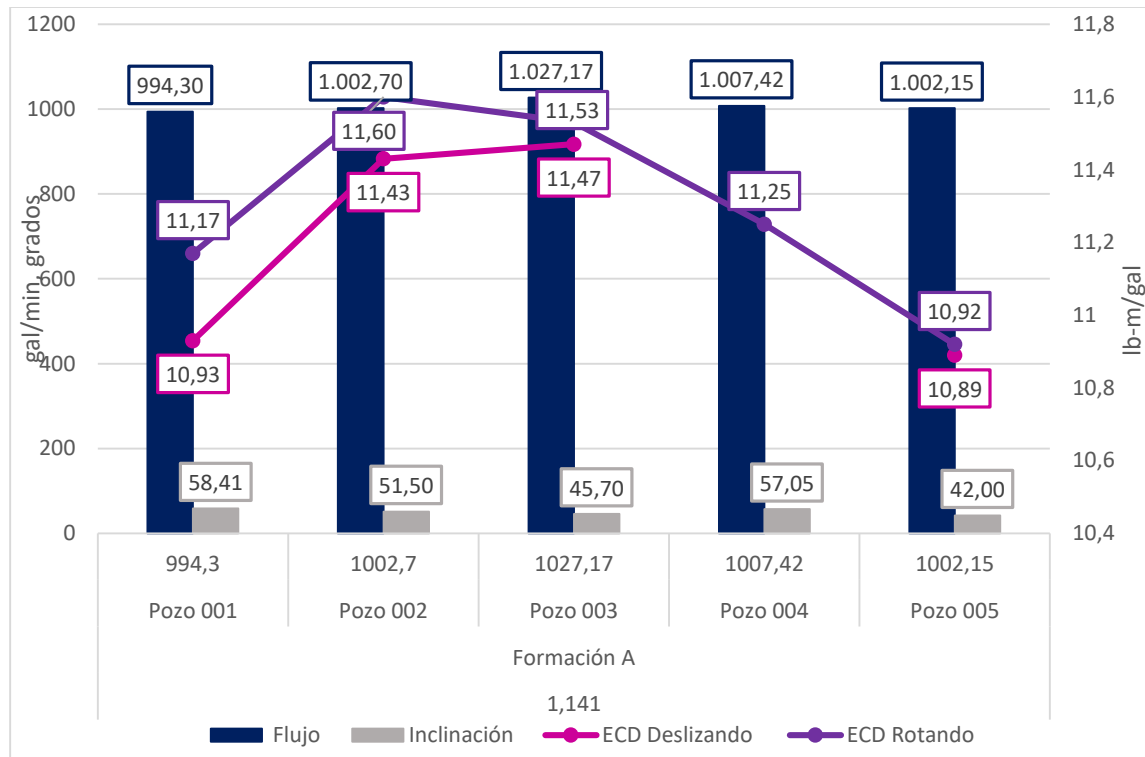


Figura 10. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación A para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.1.2 TFA 1.186.** Entre los 2 pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup> se observó, que el Pozo 006, tuvo mayor caudal volumétrico que el Pozo 007, y presentó una ROP promedio 67,5 pie/h mayor. A su vez, para perforar 100ft incluyendo tiempos muertos, la diferencia es favorable para el Pozo 006 con 4 minutos menos. El galonaje no es la única variable en la cual hay una diferencia entre los dos pozos; las revoluciones por minuto son considerablemente mayores en el Pozo 006 (ver Figura 11).

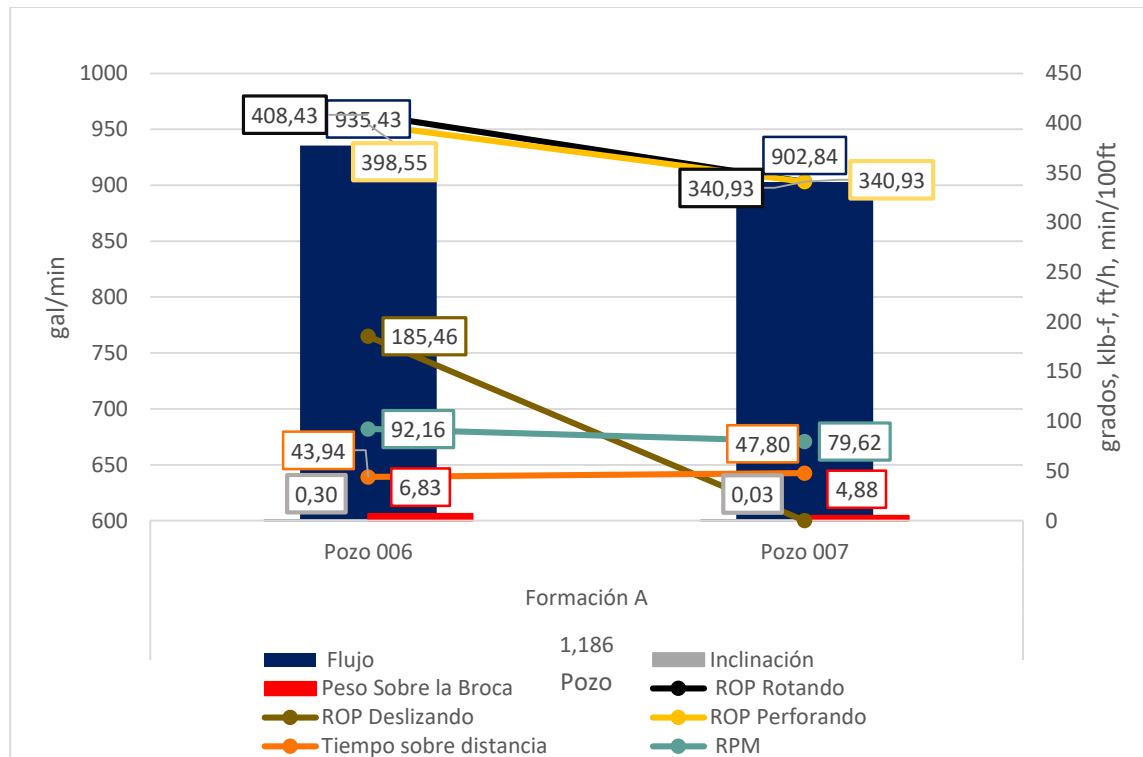


Figura 11. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación A para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

En la Figura 12 se observó la comparativa que se hizo entre cada uno de los pozos analizando intervalos adyacentes. En el Pozo 006 hubo dos secciones con diferencias pequeñas en el flujo utilizado (22,36 gpm de diferencia), las RPM aplicadas en superficie, peso sobre la broca, e inclinación durante la perforación, hay una diferencia de tasa de penetración de 55,7 pie/h. Por otro lado, en el Pozo 007 se identifica una diferencia de flujos entre el primer intervalo con el segundo y el tercero (con una diferencia de 272,8 galones por minuto y de 318,23 galones por minuto, respectivamente). Los otros factores; RPM, peso sobre la broca e inclinación, no tienen diferencias significativas. En el rendimiento de los 3 intervalos, la mayor ROP se obtuvo en el intervalo con menor caudal volumétrico, 377,66 pie/h contra 313,15 pie/h y 370,77 pie/h. También, en el tiempo absoluto, el peor rendimiento se dió durante el intervalo con el mayor galonaje.

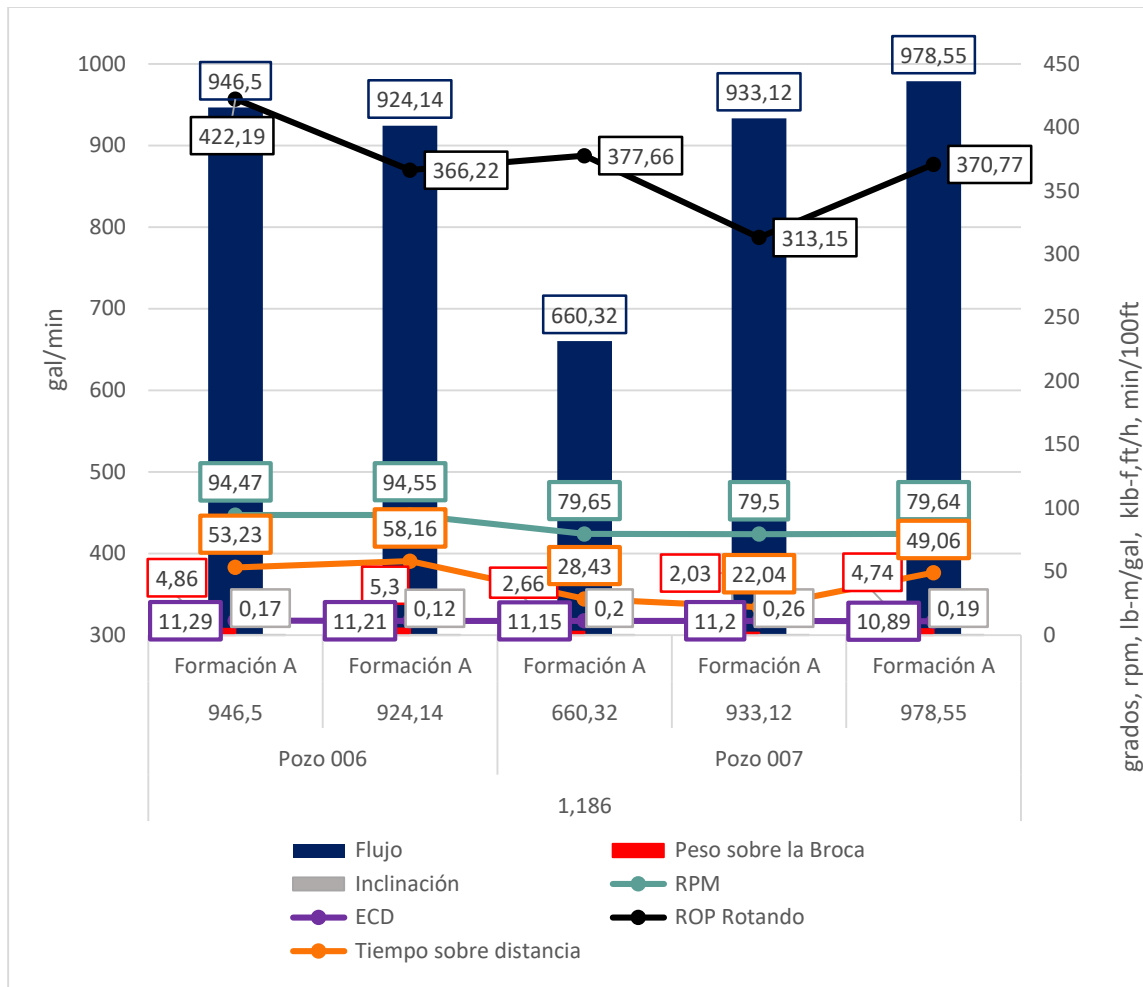


Figura 12. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006 y 3 intervalos en el Pozo 007, durante la perforación de la Formación A.

La Figura 13 muestra el comportamiento que presentó el ECD promedio durante la perforación de la Formación A para los pozos 006 y 007. Los valores obtenidos no presentaron una diferencia significativa (0,08 lb-m/gal). El menor valor se obtuvo en el Pozo 007, en el cual fue suministrado el menor caudal volumétrico (este comportamiento también se apreció en la Figura 12 con los diferentes escenarios en cada pozo).

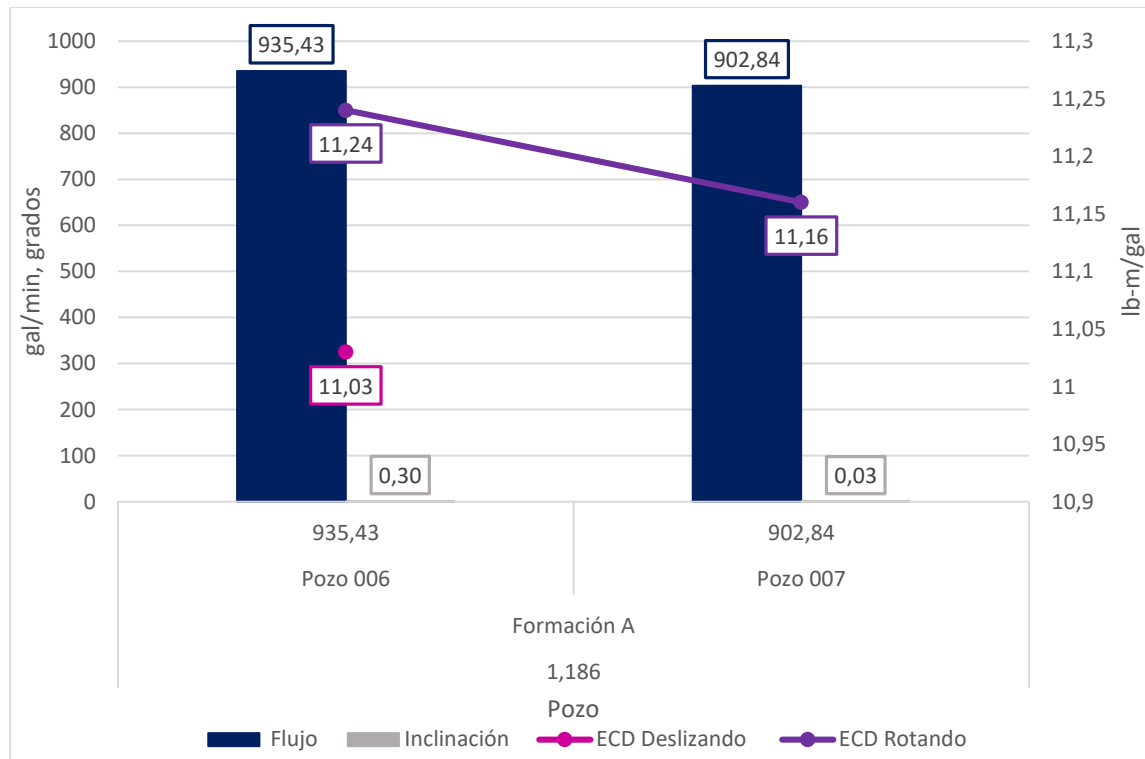


Figura 13. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación A para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

## 4.2 Formación B

La segunda formación que se evaluó fue la Formación B, atravesada al perforar en promedio 674ft MD.

**4.2.1 TFA 1.141.** La Figura 14 muestra los valores obtenidos por pozo con TFA de 1.141 in<sup>2</sup> para la Formación B. La mayor tasa de penetración la tuvo el Pozo 002, el mismo con el que se obtuvo menor tiempo por 100ft perforados. En el pozo mencionado se utilizó la menor tasa de flujo volumétrico durante la operación, 98,39 gpm menos que el Pozo 003 (el cual fue el de mayor galonaje). El Pozo 002 tuvo mayor ROP tanto rotando como deslizando. No se observó en la gráfica alguna tendencia del caudal utilizado y la tasa de perforación.

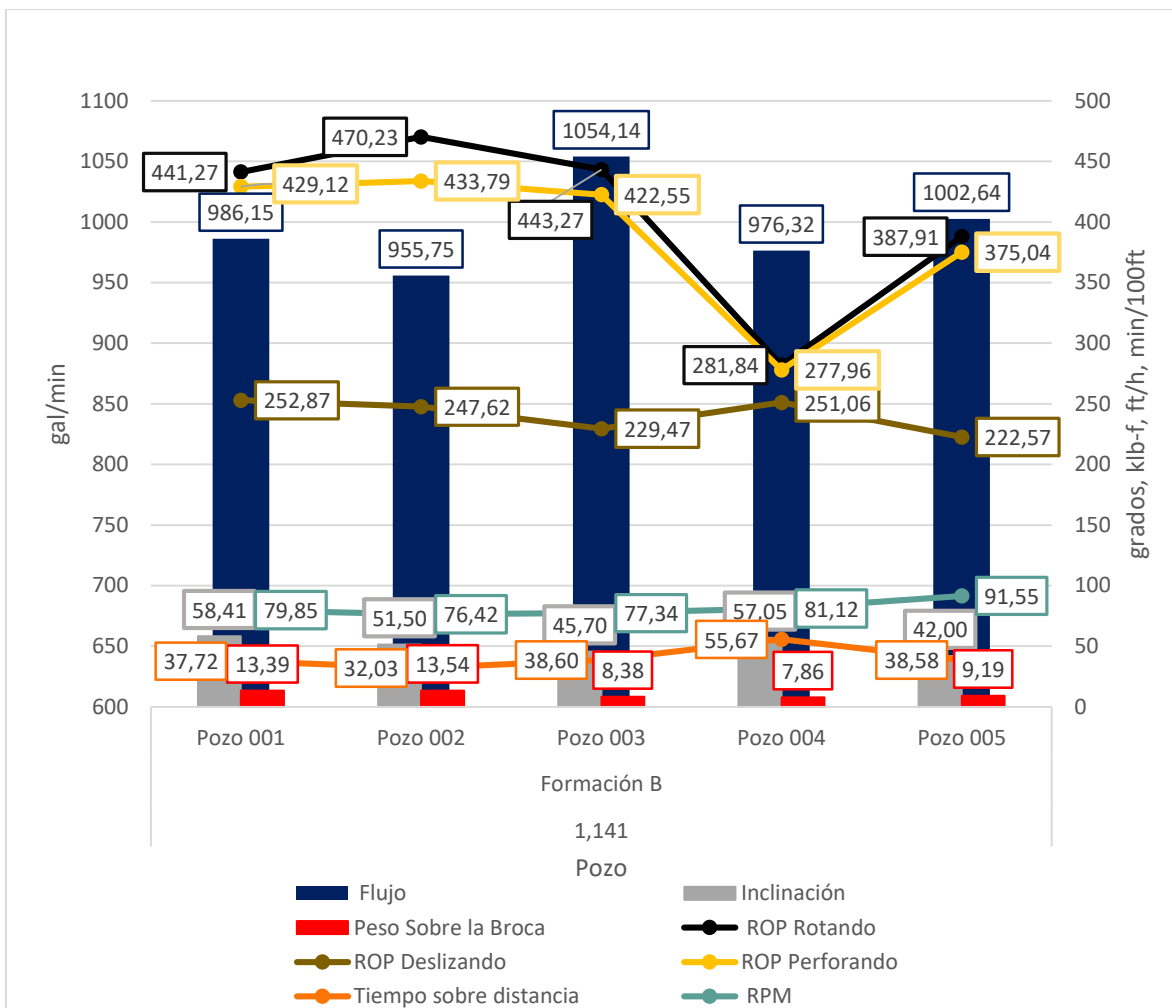


Figura 14. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación B para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

Respecto a la ROP, la regresión utilizada fue polinomial, cuya ecuación 3 tuvo una R<sup>2</sup>=0,77.

$$ROP = 0,0218Q^2 - 44,251Q + 22816 \tag{3}$$

Debido que los mejores rendimientos fueron en el menor y mayor galonaje (Ver Figura 15). Para el tiempo por 100ft perforados, la regresión polinomial resultó en una parábola con ecuación  $Y = -0,0015x^2 + 3,1704x - 1586,8$  (R<sup>2</sup>=0,99) donde se observó que el menor tiempo neto cada 100ft se dió en el menor galonaje utilizado.

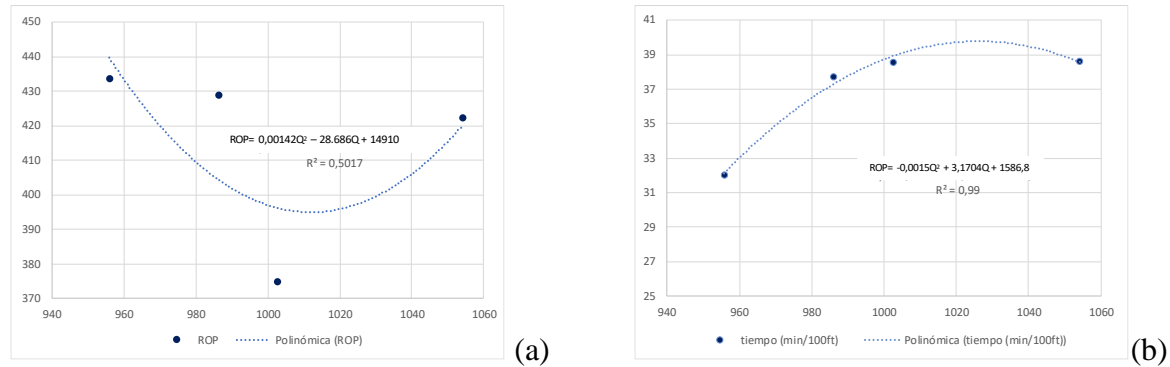


Figura 15. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in<sup>2</sup> durante la perforación de formación B:  
 (a) Regresión polinomial ROP vs Flujo. (b): Regresión polinomial tiempo por 100ft vs Flujo.

Durante la perforación de la formación B en el pozo 002 se identificaron dos intervalos consecutivos con RPM, pesos sobre la broca e inclinaciones con valores parecidos (ver Figura 16). La diferencia de caudal volumétrico entre los dos intervalos fue de 332,27 gpm. Entre los dos intervalos, el intervalo con menor galonaje presentó una ROP mayor con 29,96 pie/h de diferencia. El tiempo para perforar 100 pies con el rendimiento en los dos intervalos fue con una diferencia menor de un minuto entre ambos. El ECD tuvo una diferencia insignificante de 0,02 lb-m/gal. Lo anterior no mostró relación entre el rendimiento de perforación y el ECD con respecto a los gpm usados durante estos dos intervalos.

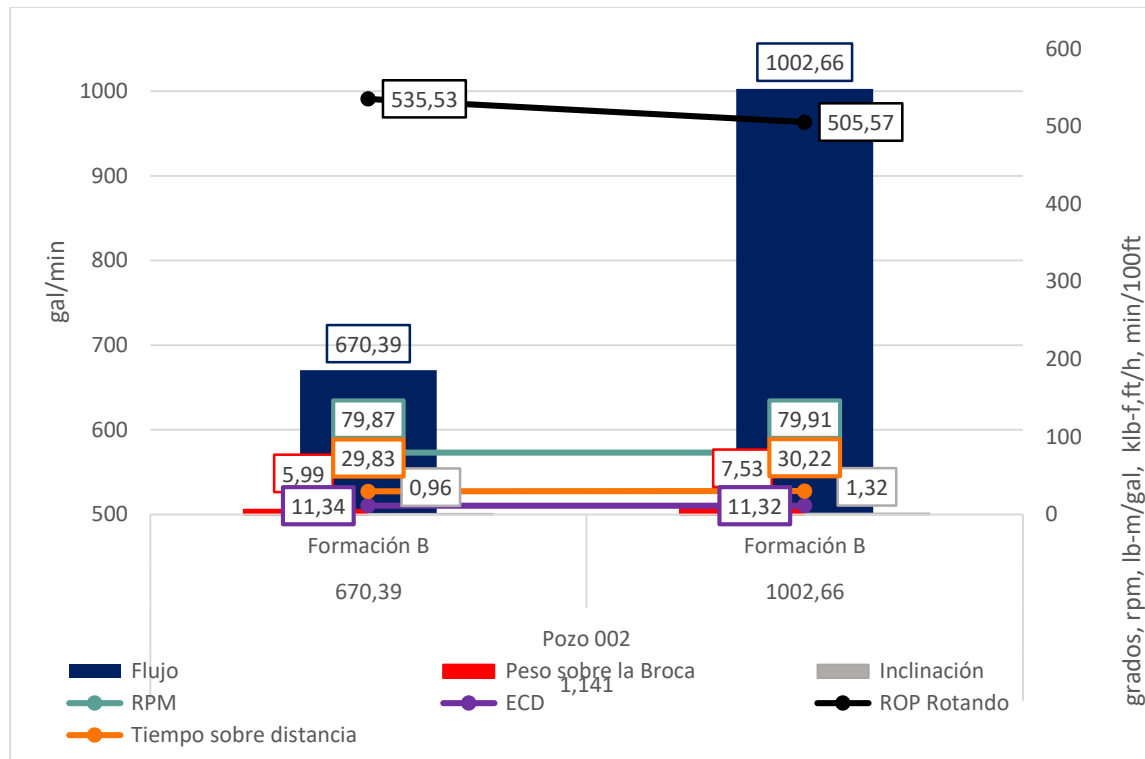


Figura 16. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 002 en la perforación de la Formación B.

El ECD promedio durante la perforación de la Formación B para los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup> los valores obtenidos tuvieron una diferencia de 0,27 lb-m/gal entre el mayor y menor valor encontrado (ver Figura 17). El menor valor se obtuvo en el Pozo 005 que está entre los de mayor caudal utilizado, y el de mayor ECD, fue el Pozo 002, el de menor flujo volumétrico implementado. No se puede apreciar alguna tendencia del ECD con respecto al galonaje utilizado (el segundo pozo con mayor ECD fue el de mayor flujo volumétrico utilizado; el Pozo 003).

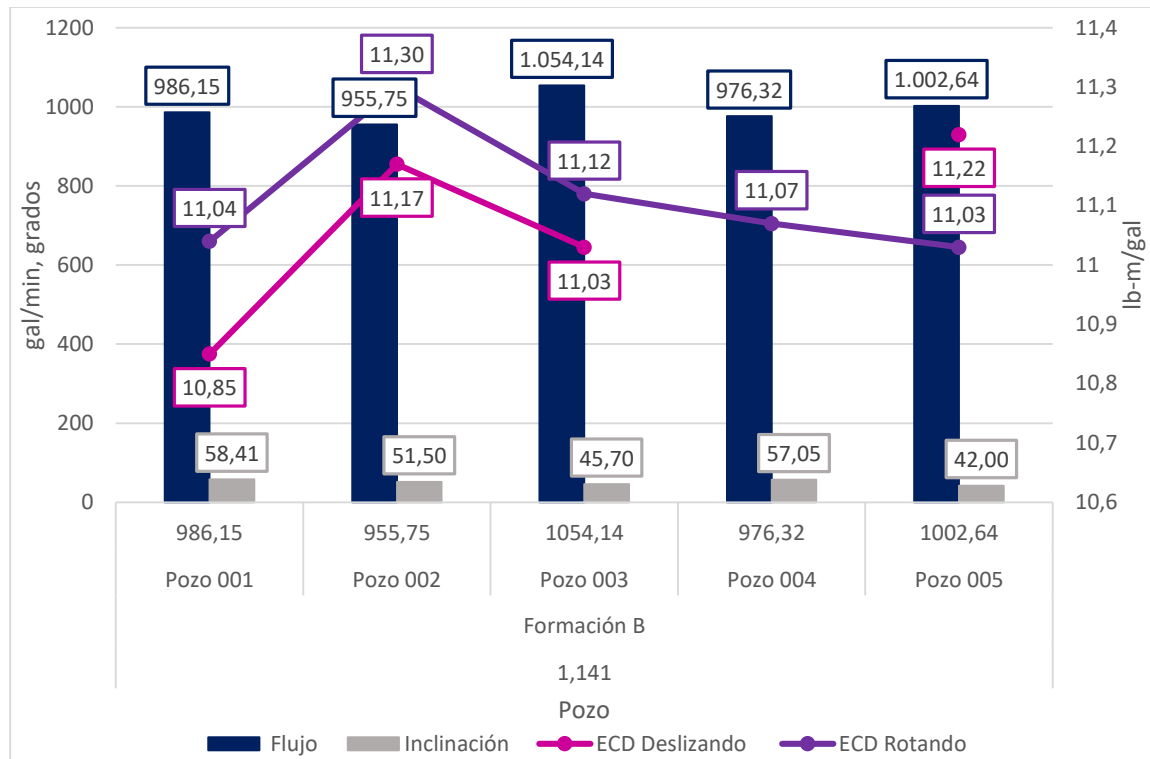


Figura 17. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación B para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.2.2 TFA 1.186.** Durante la perforación de la formación B en los pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup>, el Pozo 006 y 007 tuvieron caudales volumétricos con 9,16 gpm de diferencia entre ambos. En el Pozo 006 se aplicaron menos RPM promedio en superficie (8,17 menos que en el Pozo 007) y un mayor peso sobre la broca (4,79 klb-f más que el otro pozo), y se obtuvo una mayor tasa de perforación (66,26 pie/h), pero un tiempo absoluto para perforar 100ft muy parecido: 0,24 minutos de diferencia entre ambos (ver Figura 18).

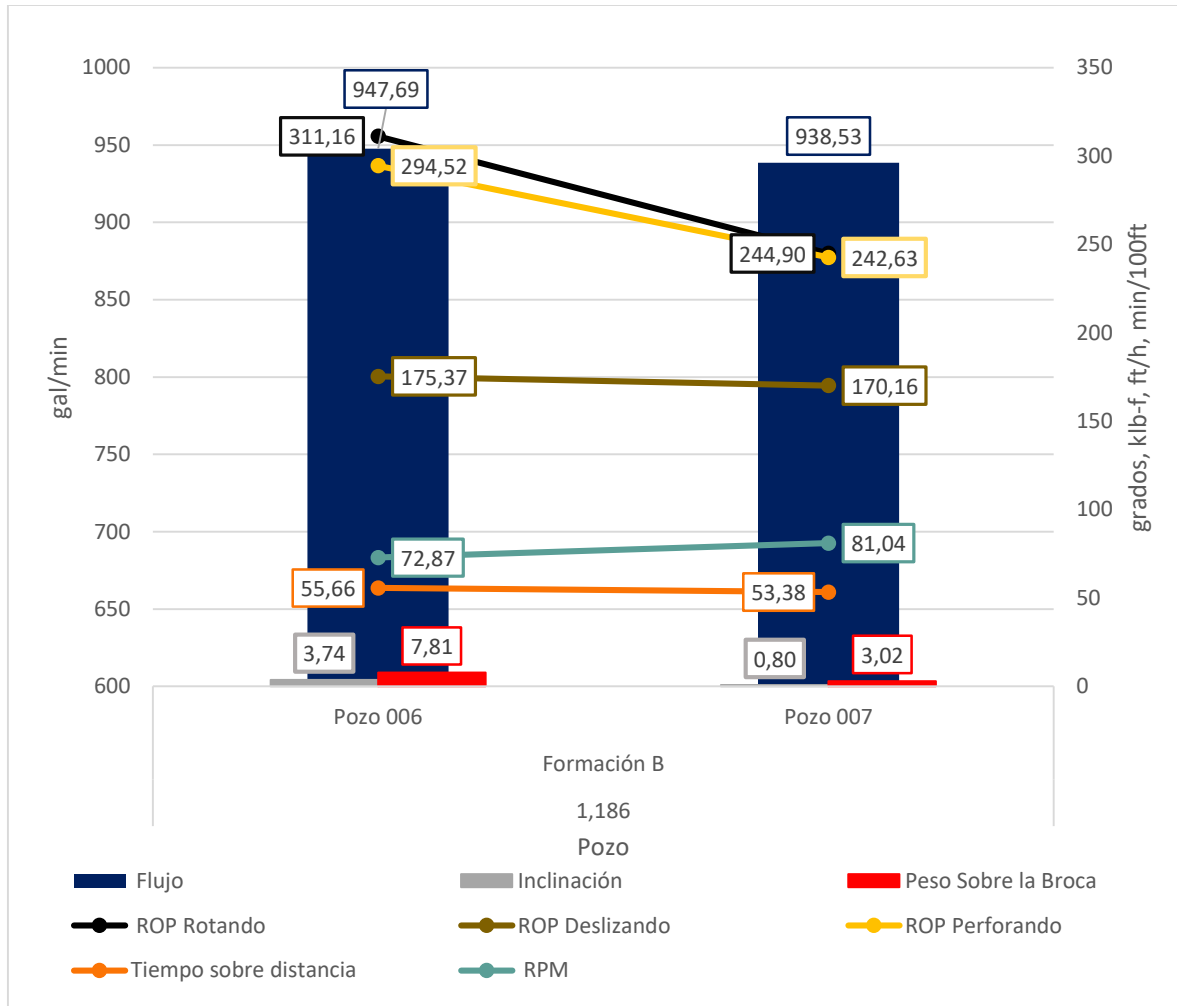


Figura 18. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación B para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

La Figura 19 muestra el ECD promedio durante la perforación de la Formación B para los pozos 006 y 007. Los valores obtenidos fueron con una diferencia de 0,51 lb-m/gal. El menor valor se obtuvo en el Pozo 006, el mismo pozo con mayor galonaje (la diferencia no es significativa, con solo 9,16 gpm de diferencia).

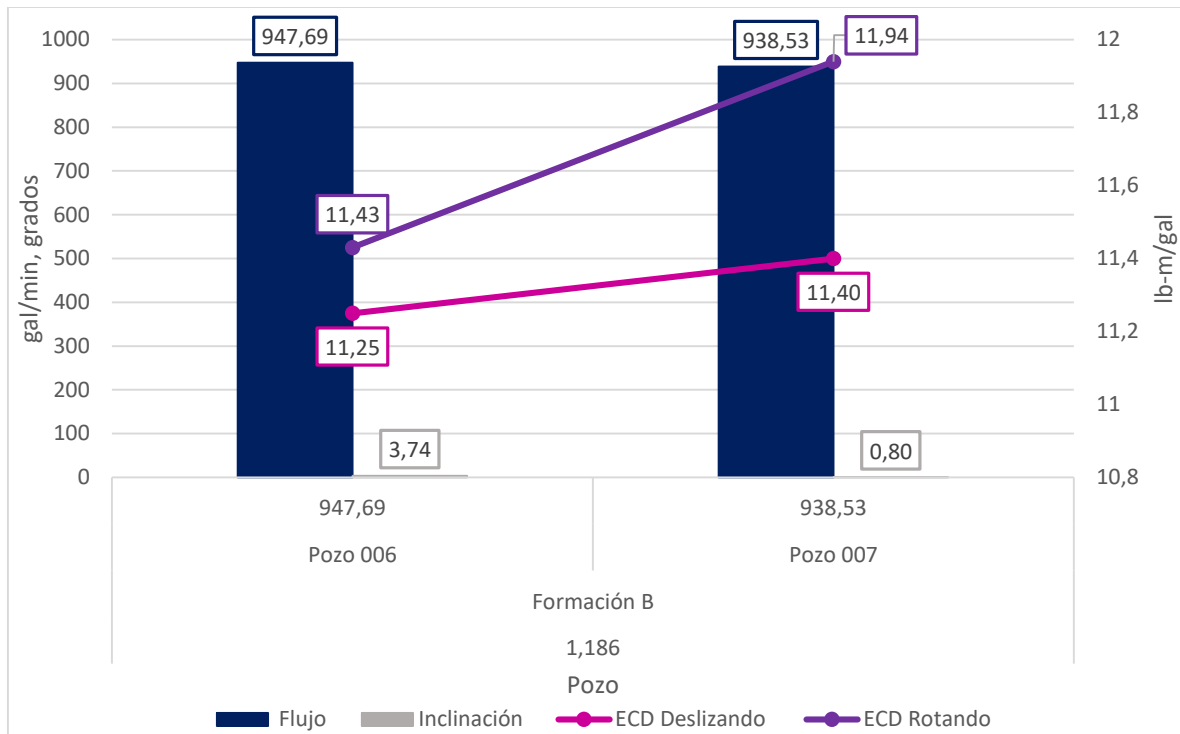


Figura 19. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación B para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

### 4.3 Formación C

La formación C fue la siguiente en ser estudiada. Esta formación fue perforada, en promedio, en 871 ft MD

**4.3.1 TFA 1.141.** Al observar los valores obtenidos por pozo con TFA de 1.141 in<sup>2</sup> durante la perforación de la Formación C, la mayor tasa de penetración la tuvo el Pozo 003, pozo con mayor flujo volumétrico aplicado durante esta formación. Al comparar tiempo absoluto por 100ft perforados, el Pozo 002 tuvo mejor desempeño siendo el segundo pozo con menor galonaje empleado. En el Pozo 004, donde se aplicó menos caudal volumétrico, obtuvo menos ROP que el

resto y un tiempo absoluto menor (29,89 minutos por 100 pies perforados más que el Pozo 002). El Pozo 005, siendo el segundo con mayor flujo, fue el segundo de menor rendimiento (ver Figura 20). Los datos obtenidos no permitieron observar alguna tendencia válida.

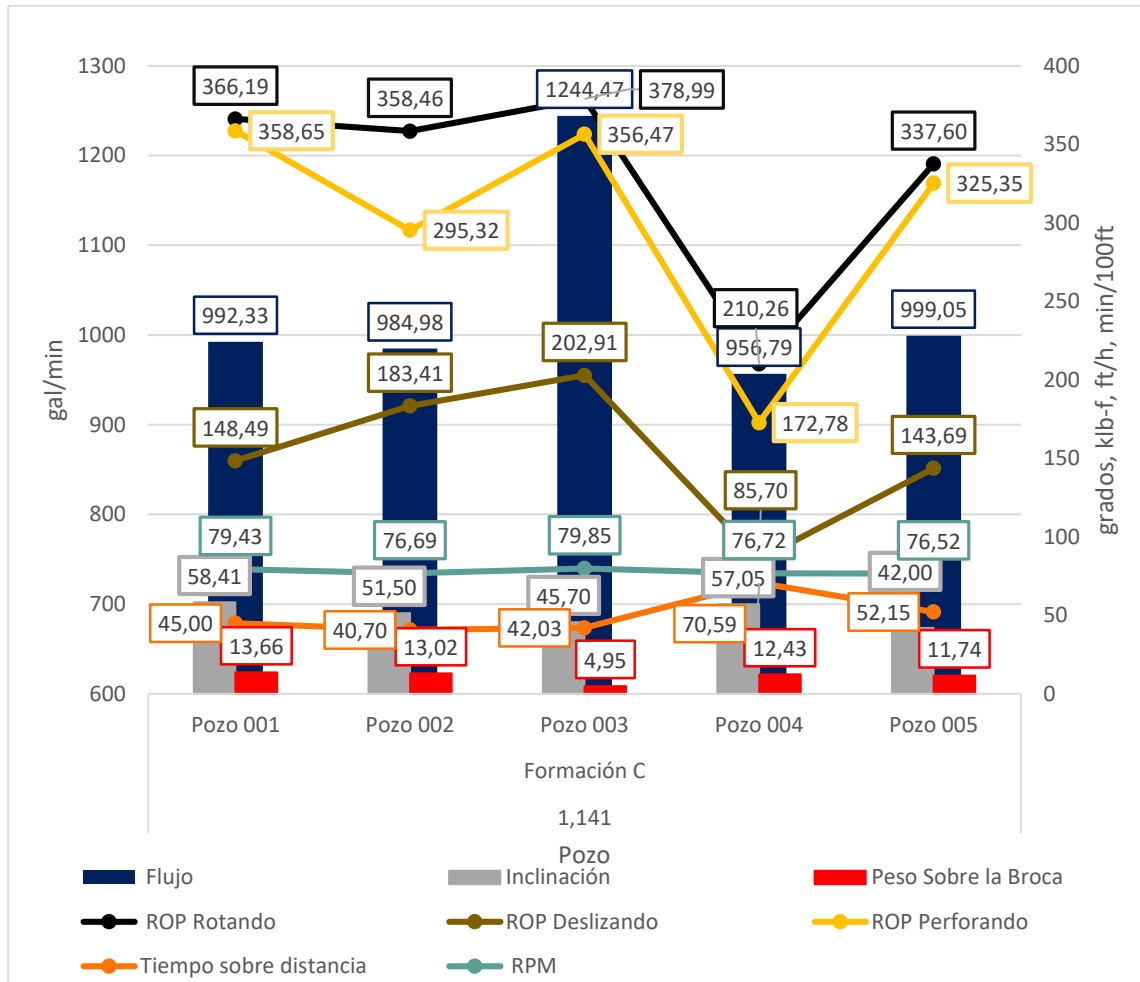


Figura 20. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación C para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

El comportamiento del ECD promedio durante la perforación de la Formación C para los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup> se puede observar en la Figura 21. La diferencia entre el menor valor, obtenido en el Pozo 004 (el de menor caudal) y el de mayor valor, dado en el Pozo 003 (el de mayor caudal

implementado) es de 0,69 lb-m/gal. En la gráfica no se observó tendencia del ECD con respecto al galonaje utilizado.

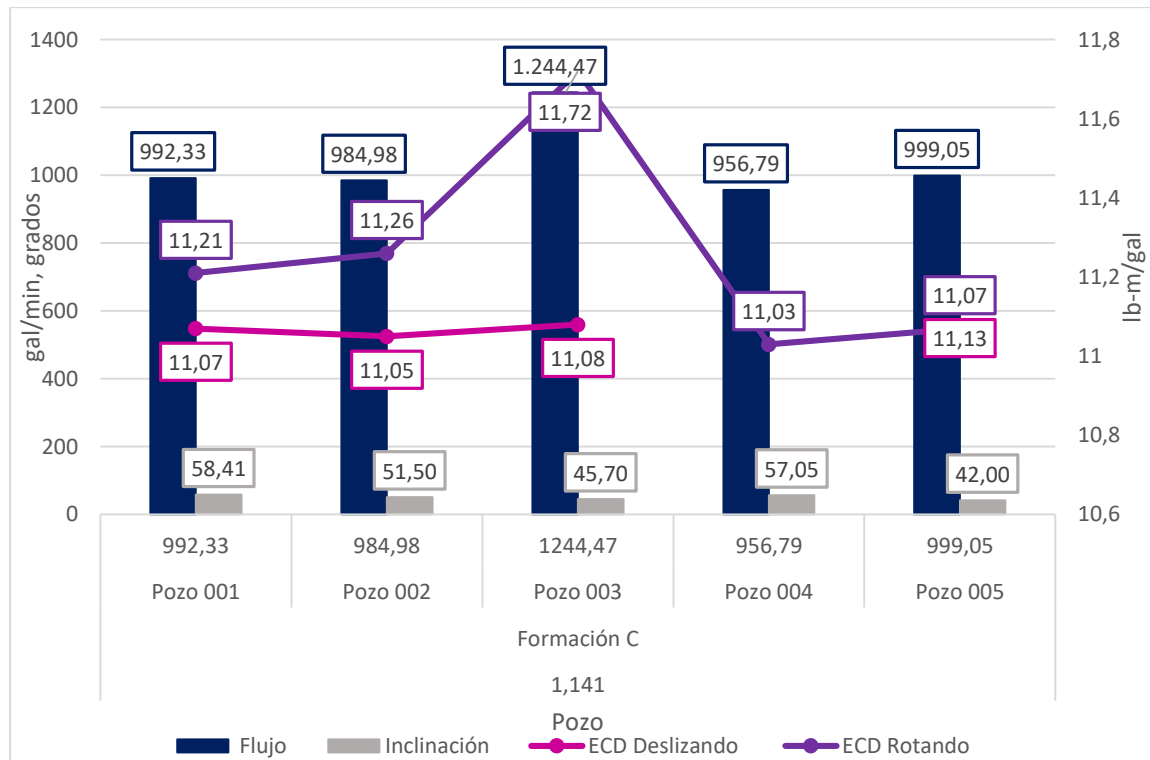


Figura 21. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación C para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.3.2 TFA 1.186.** Durante la perforación de la formación C para los pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup> hubo diferencia despreciable entre el galonaje promedio utilizado (0,2 gpm), como se puede ver en la Figura 22. Aun así, el Pozo 007 tuvo una ROP 33,16 pie/h mayor que el Pozo 006, y registró un tiempo absoluto para perforar 100 pies con 1,79 minutos más. Durante la perforación del Pozo 006 se aplicaron 9,13 RPM en superficie promedio menos y un menor peso sobre la broca (2,38 klb-f de diferencia)

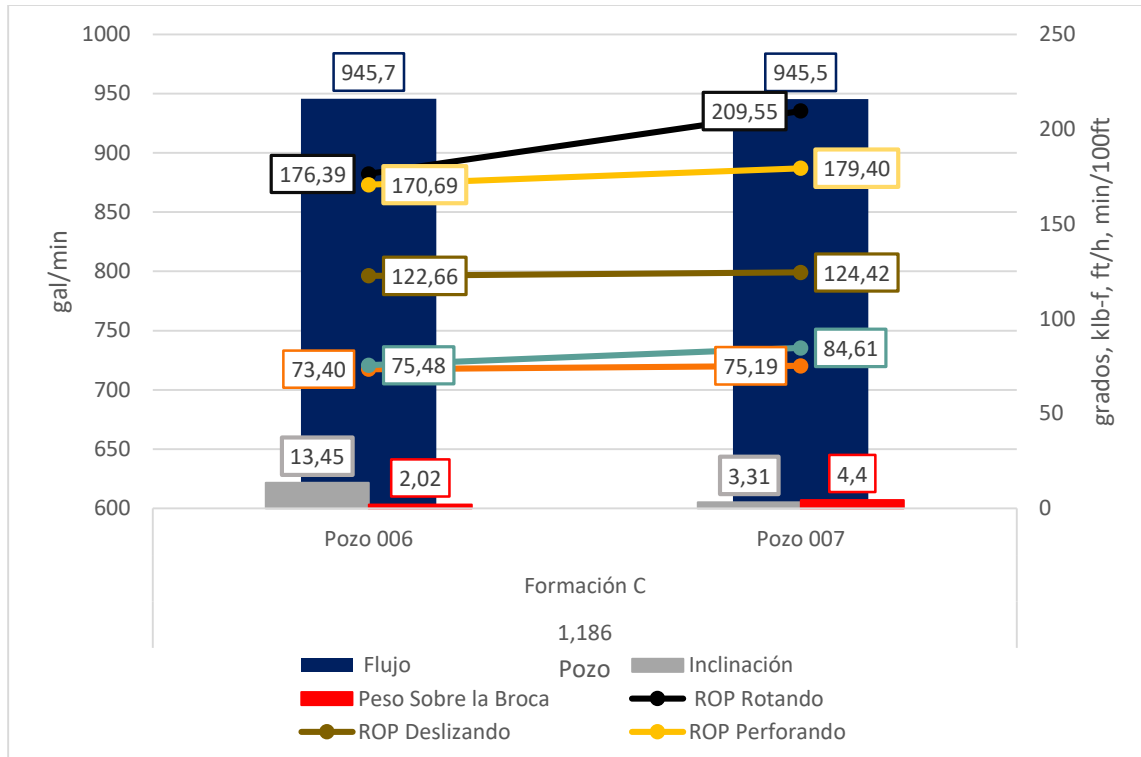


Figura 22. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación C para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

El ECD promedio durante la perforación de la Formación C para los pozos 006 y 007 se representan en la Figura 23. Los valores obtenidos no tienen una diferencia significativa: 0,01 lb-m/gal rotando y 0,16 lb-m/gal deslizado. La diferencia entre el flujo volumétrico empleado en los pozos es mínima.

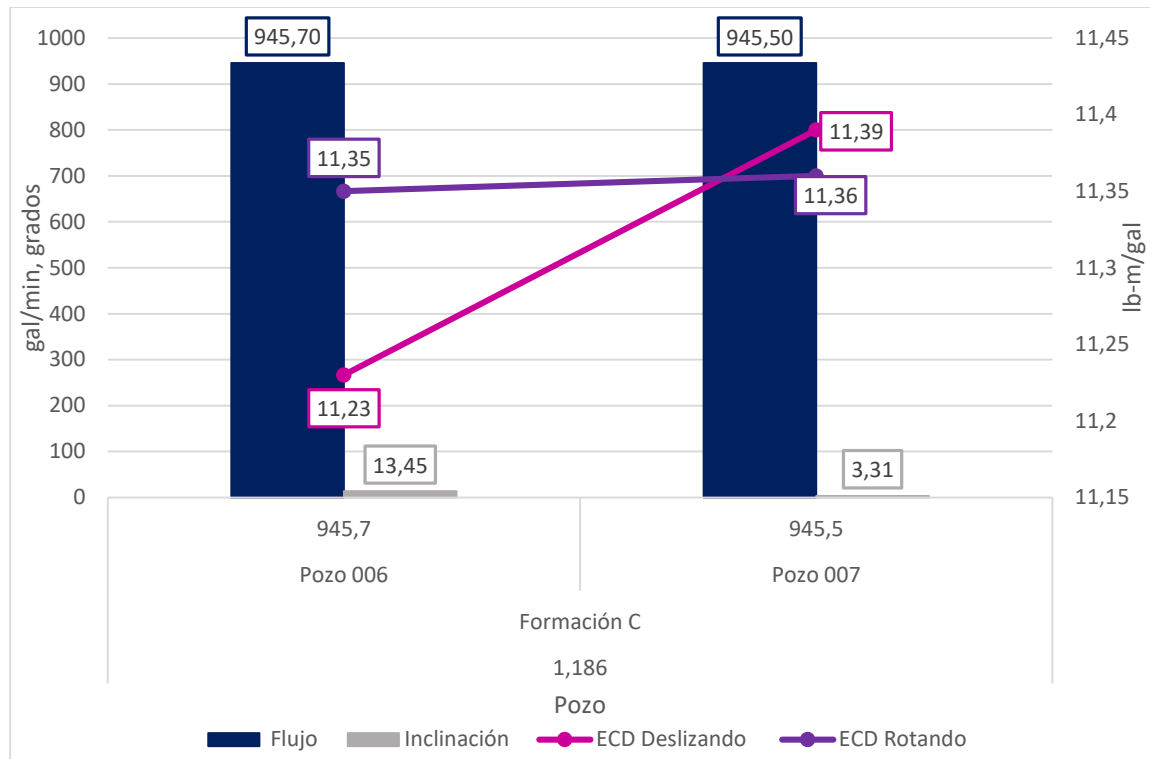


Figura 23. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación C para pozos con TFA de 1.1186 in<sup>2</sup>.

#### 4.4 Formación D

A continuación, se mostrará la información respecto a la formación D, la cual fue perforada en promedio por 199ft MD.

**4.4.1 TFA 1.141.** Para los pozos con TFA de 1,141in<sup>2</sup> (ver Figura 24), durante la perforación a través de la formación D, en el Pozo 001 se empleó menor caudal volumétrico, al tener una diferencia mayor de 300 gpm con el resto de los pozos. Este pozo fue el segundo con mejor tasa de penetración (por detrás del Pozo 003; pozo con mayor galonaje utilizado). También el segundo con mejor tiempo absoluto por 100 pies perforados (el Pozo 002 mostró el mejor rendimiento, el

segundo con menor flujo volumétrico utilizado), superando por 2,28 minutos el Pozo 003. En el Pozo 004 se presentó el peor rendimiento y fue el pozo con el segundo mayor galonaje.

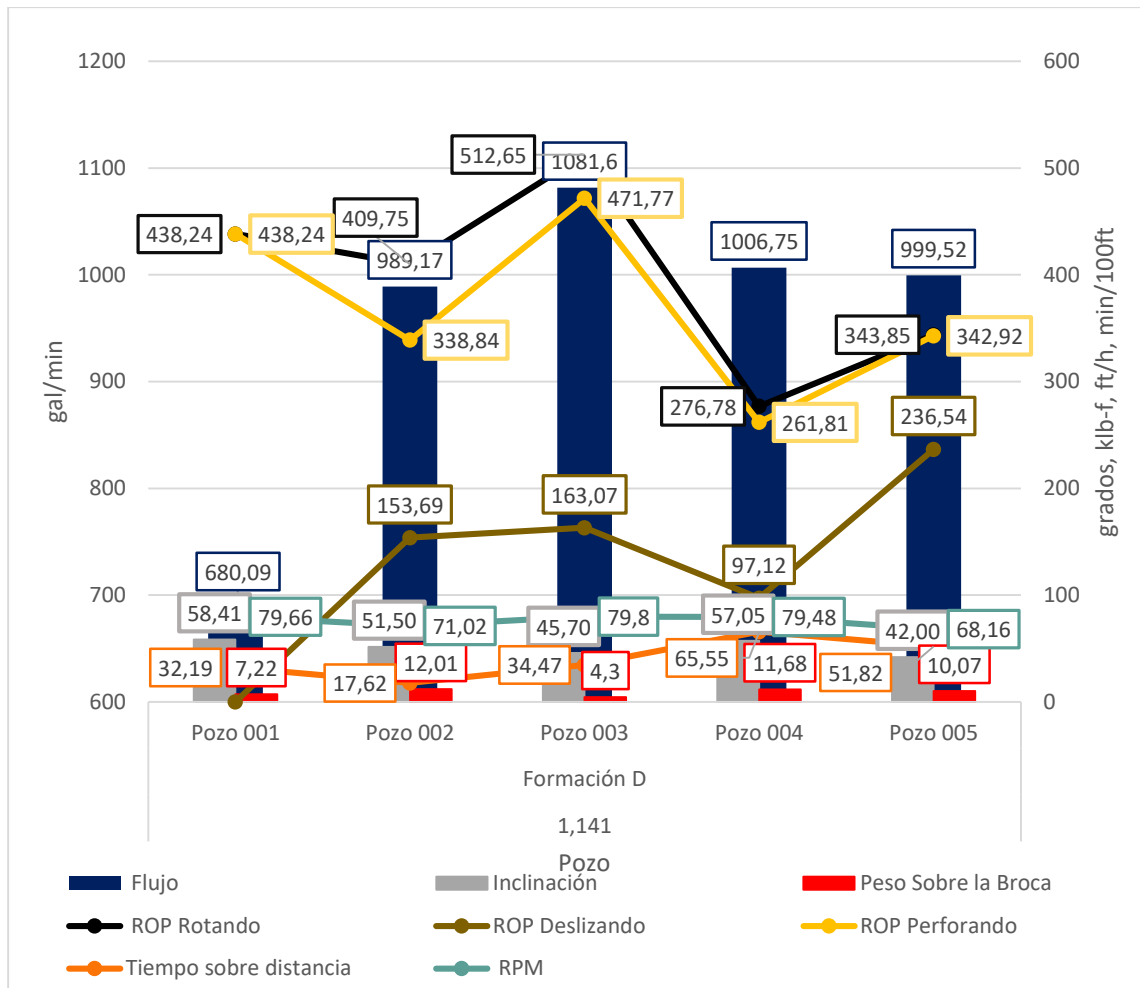


Figura 24. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación D para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

Al realizar los gráficos de dispersión de ROP y tiempo por 100ft respecto al caudal volumétrico utilizado, se observó que los datos no son válidos para crear alguna regresión válida (ver Figura 25). Los gráficos de dispersión permitieron mostrar que el pozo donde se usó el menor caudal volumétrico presentó el segundo mejor ROP y el segundo mejor tiempo para perforar 100ft.

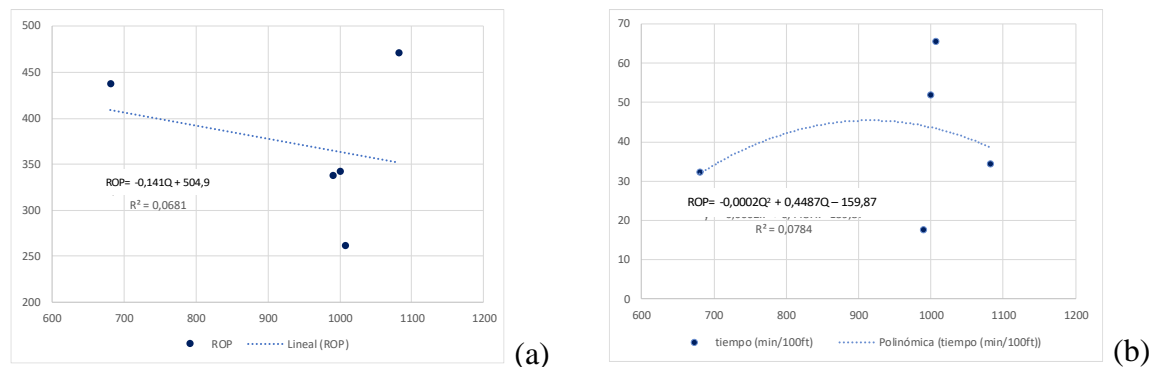


Figura 25. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in<sup>2</sup> durante la perforación de formación D: (a) Regresión lineal ROP vs Flujo. (b): Regresión polinomial tiempo por 100ft vs Flujo.

La Figura 26 muestra el comportamiento del ECD promedio durante la perforación de la Formación D para los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>. La diferencia entre el menor valor obtenido en el Pozo 005 y el de mayor valor dado en el Pozo 003 (el de mayor caudal) es de 0,37 lb-m/gal. No se observó tendencia del ECD con respecto al caudal volumétrico utilizado, inclusive, el Pozo 001 de menor galonaje, tuvo el segundo menor valor.

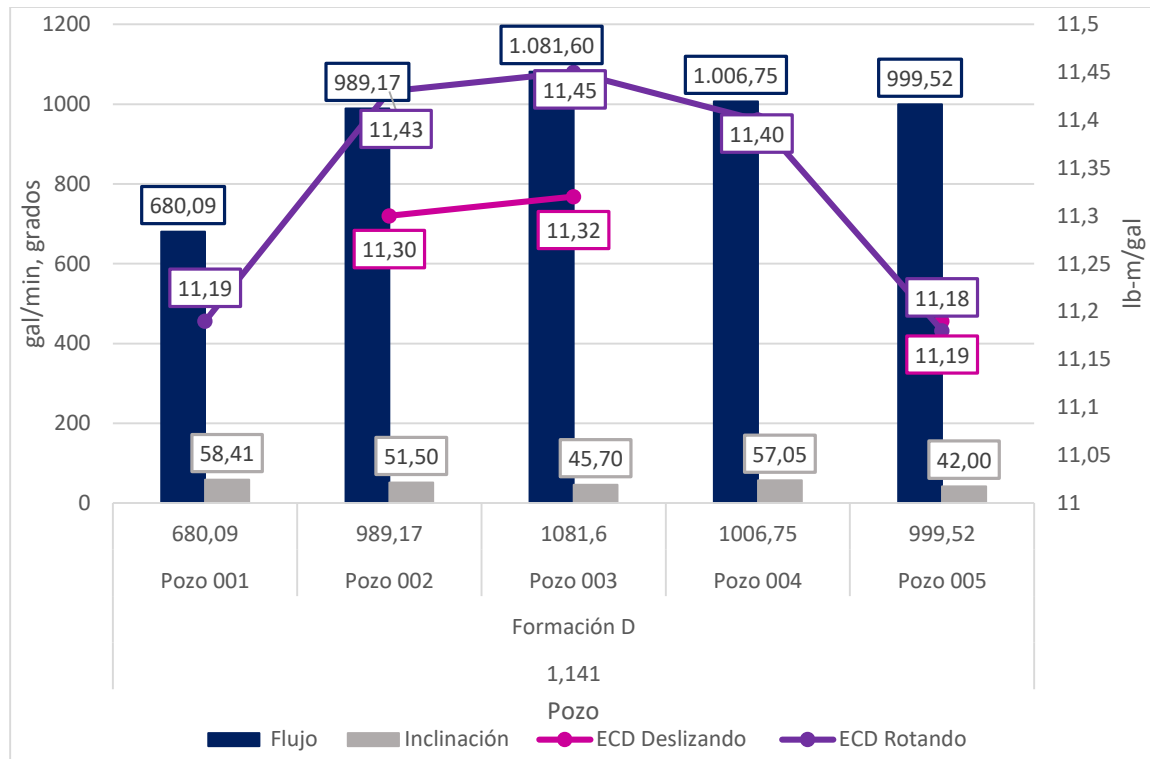


Figura 26. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación D para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

**4.4.2 TFA 1.186** Entre los 2 pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup>, el Pozo 006 dispuso de 46,49 gpm menos que el Pozo 007 y mostró una ROP promedio menor, con una diferencia de 47,44 pie/h, durante la perforación de la Formación D (ver Figura 27). En el tiempo absoluto para perforar 100ft el Pozo 006 presentó un tiempo menor, con 7,76 minutos menos que el Pozo 007, siendo de mejor rendimiento.

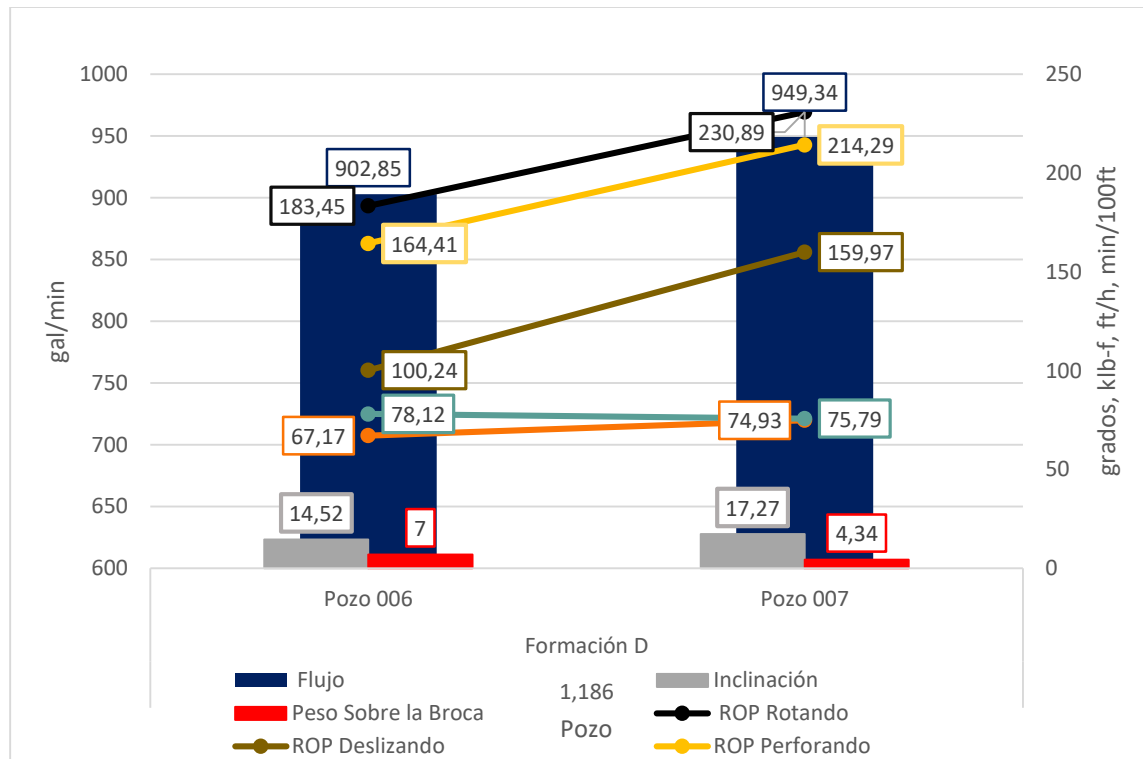


Figura 27. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación D para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

El ECD promedio durante la perforación de la formación D en los pozos 006 y 007 se encuentra en la Figura 28. Entre ambos pozos se obtuvo diferencia de 0,12 lb-m/gal rotando y 0,19 lb-m/gal deslizando. El menor valor se dió en el Pozo 006, el pozo con menor flujo volumétrico.

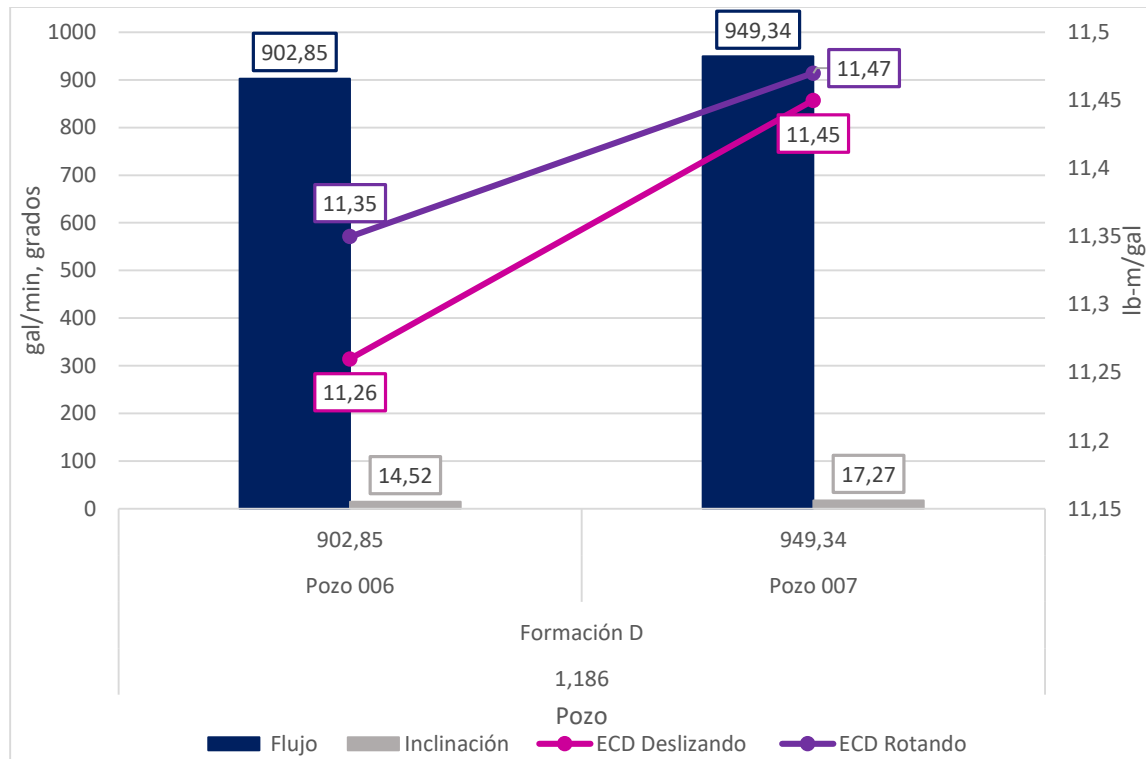


Figura 28. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación D para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

#### 4.5 Formación E

Luego de la Formación D, la formación a analizar fue la formación E, la cual se presentó en los pozos por 2107 ft MD, siendo la de mayor presencia durante la perforación de los pozos estudiados.

**4.5.1 TFA 1.141.** La Figura 29 muestra los valores obtenidos durante la perforación de la Formación E para los pozos con el TFA de 1.141 in<sup>2</sup>. La mayor ROP se dio en el Pozo 003, el cual tuvo el mayor caudal volumétrico usado (con 28,41 pie/h y 87,64 gpm más que el Pozo 001, pozo con menor galonaje). En el Pozo 005 (con el segundo mayor flujo volumétrico), presentó más minutos por 100 pies perforados, con una diferencia de 55,71 minutos más que el Pozo 004

(segundo pozo con menor galonaje y mejor tiempo por 100 pies perforados). No se observó tendencia del caudal utilizado y la tasa de penetración, o tiempo por 100 pies perforados.

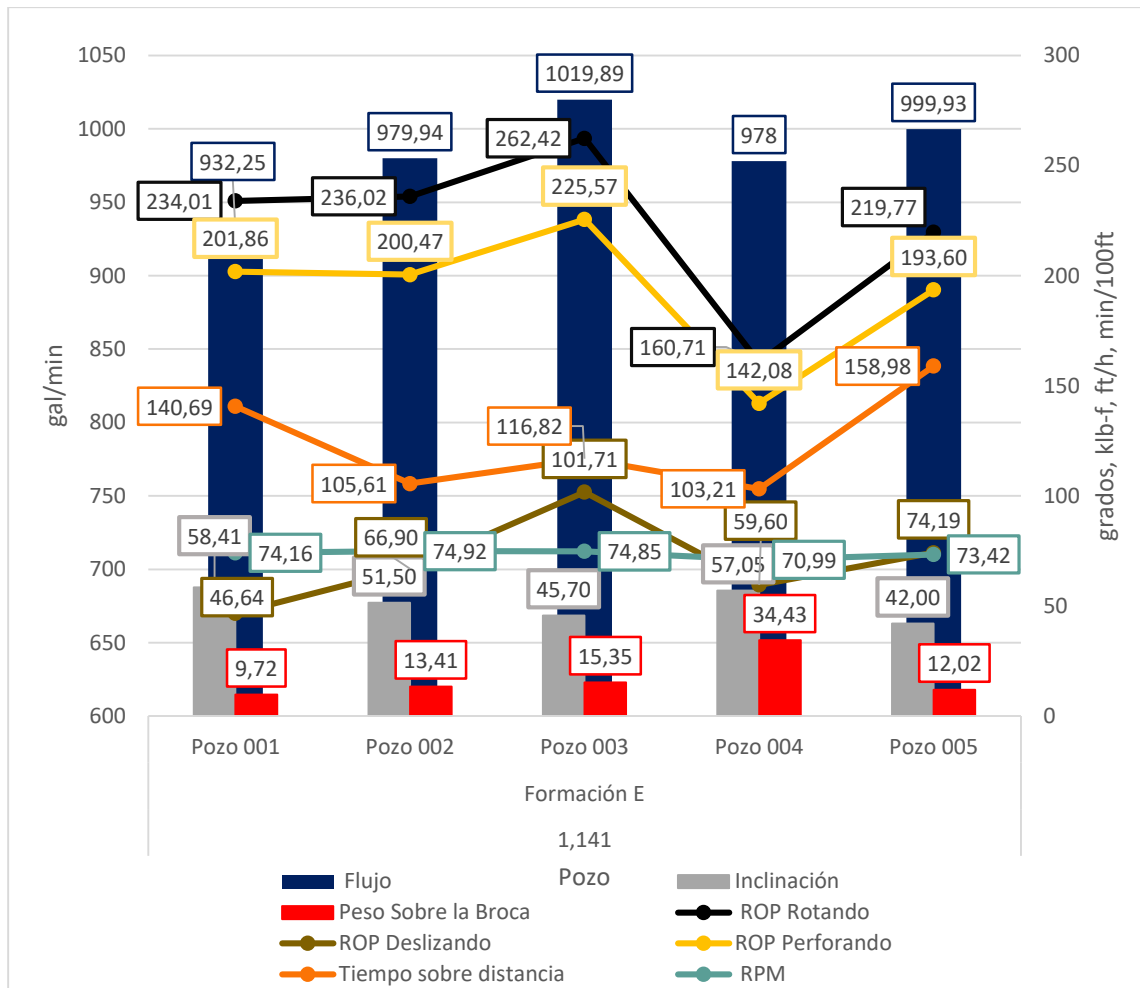


Figura 29. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación E para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

En la gráfica de dispersión para la ROP, excluyendo los datos obtenidos en el pozo 004, se obtuvo una parábola con la ecuación 4:

$$ROP = 0,0103Q^2 - 19,925Q + 9811,2 \tag{4}$$

Se dio una ROP parecida entre los diferentes flujos utilizados (ver Figura 30). Para el tiempo neto no se obtuvo alguna regresión válida, pero la gráfica permitió observar que en el menor caudal volumétrico suministrado obtuvo el segundo peor tiempo por 100 ft perforados (este dato es importante al tener en cuenta el espesor de la formación, siendo la más demorada en ser perforada).

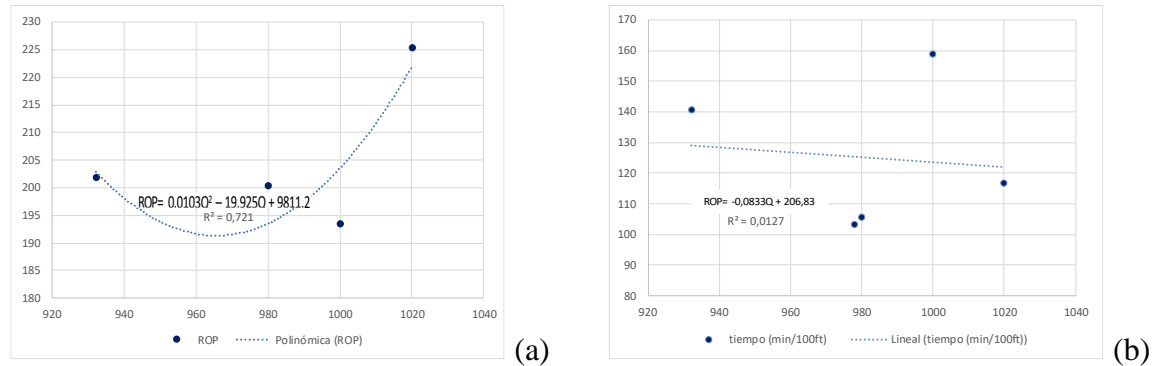


Figura 30. Graficas de dispersión de pozos con TFA 1,141 in<sup>2</sup> durante la perforación de formación E: (a)Regresión polinomial ROP vs Flujo. (b): Regresión lineal tiempo por 100ft vs Flujo.

En la Figura 31 se observa la comparativa que se hizo entre diferentes intervalos adyacentes para el Pozo 001 y el Pozo 003 (el de menor y mayor flujo, respectivamente).

En el Pozo 001 se encontraron primero 3 intervalos consecutivos; el primero tiene un caudal menor que los otros 2 (332,26 gpm de diferencia con el segundo intervalo). Al aumentar el caudal volumétrico de 666,53 a 998,79 gpm, se presentó un aumento en la ROP. Luego se mantuvo un galonaje alto y la ROP disminuyó 122,27 pie/h (el más bajo entre los intervalos encontrados) y presentó el menor tiempo para perforar 100 pies. En el mismo pozo 001 se identificaron otros 2 intervalos consecutivos, no adyacentes a los primeros 3, con una diferencia de 332,5 gpm entre ambos. El Intervalo con menor flujo volumétrico disponible tuvo un ROP con 41,87 pie/h menos que el otro intervalo, pero presentó el segundo mejor tiempo para perforar 100 pies (los 2 mejores

tiempos entre los 5 intervalos fueron en aquellos que hubo menor galonaje). Al comparar los valores de los 2 intervalos en los que se usó un flujo volumétrico inferior al promedio en el Pozo 001, su ROP fue mayor que el promedio del Pozo 001 (272,02 pie/h contra 234,01 pie/h), y al promedio del Pozo 003 (pozo con mejor promedio con 262,42 pie/h). Se observó que el ECD durante la perforación del Pozo 001 no sufrió incremento durante la perforación con caudales bajos.

Al final de la Figura 31 se encuentran los valores para 2 intervalos en el Pozo 003 que tuvieron una diferencia de galonaje de 106 gpm entre ambos. El intervalo con mayor flujo volumétrico fue el de mayor ROP, con 13,36 pie/h más. Ambos intervalos presentaron una menor ROP y un mayor ECD contra los intervalos de menor galonaje del pozo 001.

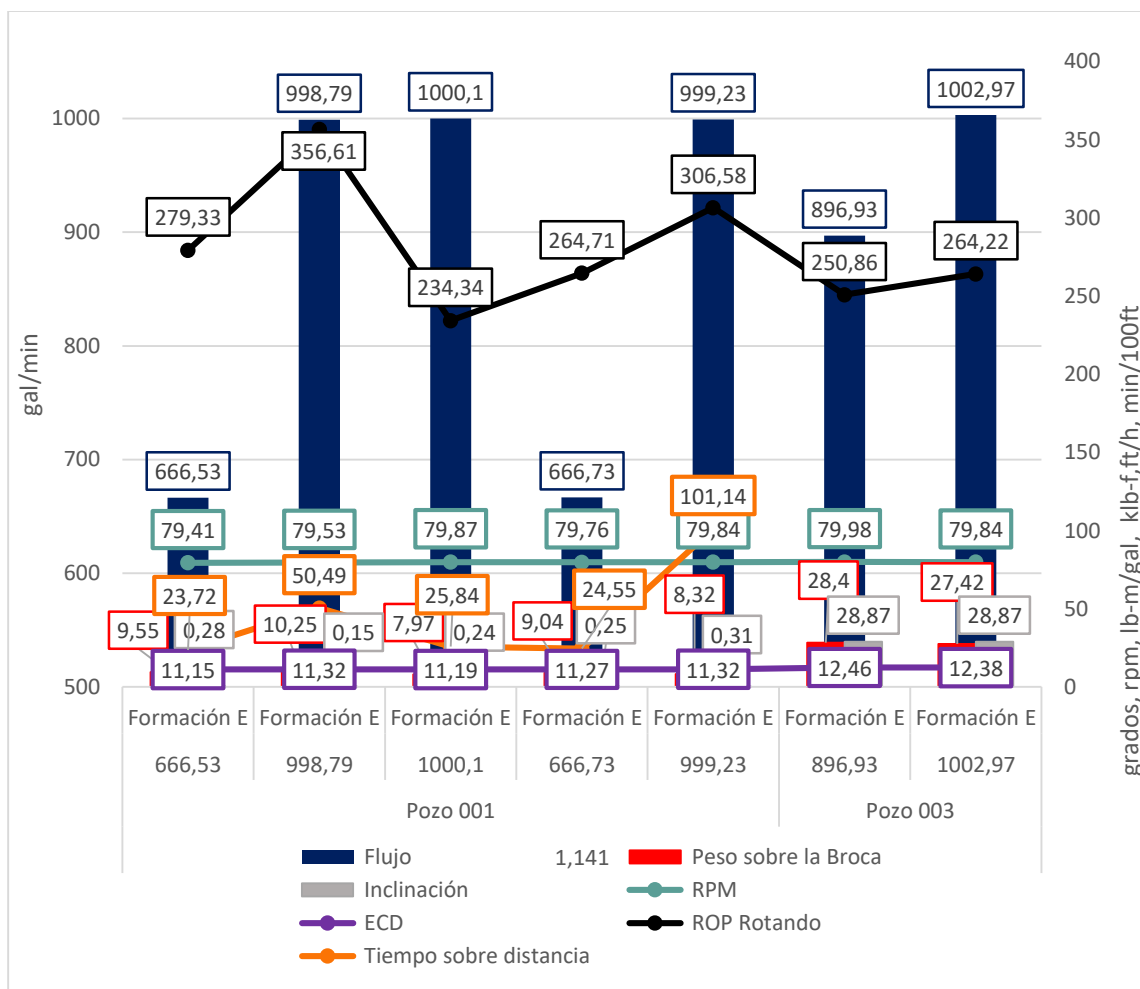


Figura 31. Comparativa de 3 intervalos y 2 intervalos en el Pozo 001, seguido de una comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 003 al perforar la Formación E.

Cuando se observó el ECD promedio obtenido en cada pozo con TFA 1.141 in<sup>2</sup>, el menor valor fue identificado en el Pozo 001, pozo donde se usó menor galonaje, y se encontró el mayor valor en el Pozo 003, donde se empleó el mayor caudal (ver Figura 32). No se observó una tendencia del ECD con la cantidad de flujo circulado.

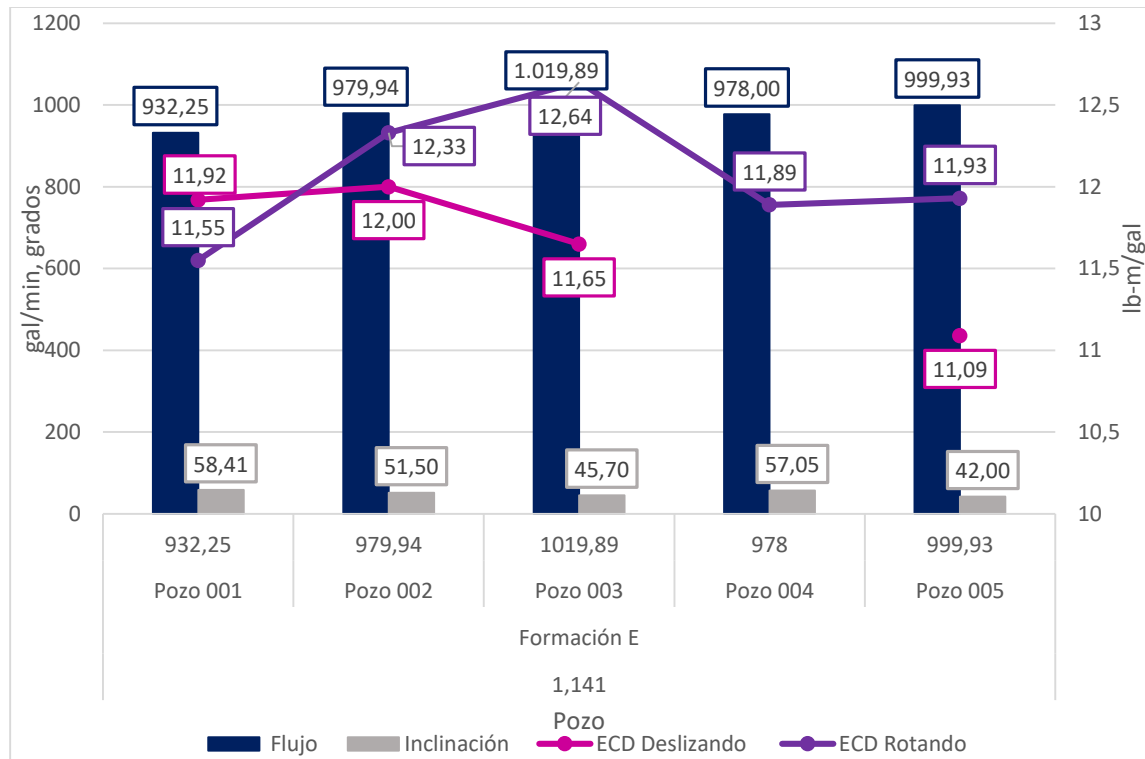


Figura 32. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación E para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.5.2 TFA 1.186.** En la Figura 33 se muestran los valores obtenidos en los 2 pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup> durante la perforación de la Formación E. El Pozo 006, el cual contó con 41,79 gpm menos que el Pozo 007, presentó una ROP promedio mayor, con una diferencia de 11,33 pie/h. Tomando el tiempo absoluto para perforar 100ft, el Pozo 006 también tuvo mejor rendimiento, con 21,39 minutos menos que el Pozo 007. El pozo 6 también se perforó con menos RPM y menor peso sobre la broca, con una trayectoria de mayor inclinación.

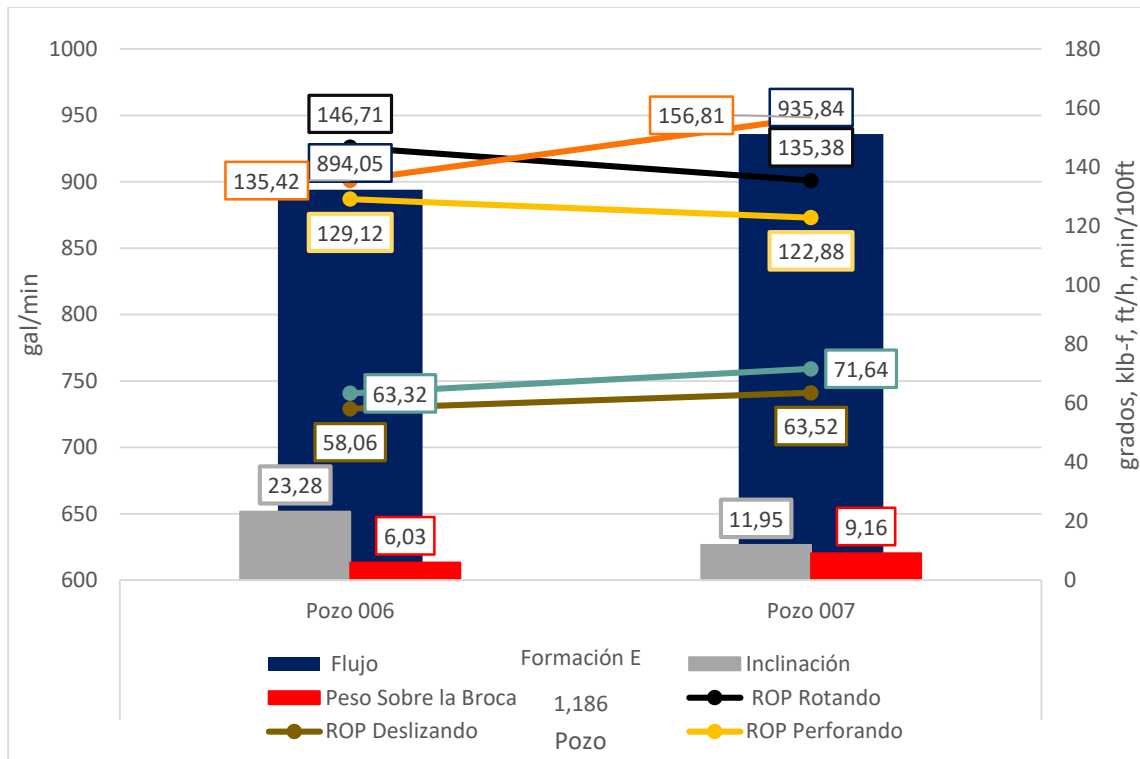


Figura 33. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación E para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

Al buscar comparativas en un mismo pozo para la formación E, se identificaron 2 intervalos en el pozo 006 y 8 intervalos para 4 comparativas en el pozo 007 (ver Figura 34).

Entre los 2 intervalos consecutivos del pozo 006, en la segunda sección se usaron 448,7 gpm más que la primera (casi doblándolo en valor), menos RPM en superficie, y menor peso sobre boca, dando como resultado una ROP con 4,72 pie/h menos que el primer intervalo. El segundo intervalo también tuvo un tiempo absoluto por 100 pies mayor que el primer intervalo.

Para el pozo 007 se presentan 4 pares de intervalos adyacentes en que se identificaron cambios importantes en el galonaje durante la perforación (cada pareja se puede identificar en la Figura 34 al tener misma inclinación). Se observó que las secciones con mayor ROP fueron aquellas que contaron con menos gpm, mientras que, para el tiempo absoluto para perforar 100 ft, se obtuvo

menor tiempo en las secciones de menor galonaje en 2 de los 4 pares (primero y tercero). Por otro lado, se identificó la variación de la ROP a lo largo de la Formación E; la diferencia entre el menor y mayor valor entre los intervalos fue de 62,23 pie/h. Un mismo comportamiento se identificó con el tiempo absoluto (hubo más de 57 minutos de diferencia entre el mejor y peor desempeño). En cuanto al ECD a lo largo de la Formación E, se observó que los valores no tuvieron cambios significativos con el cambio de caudal.

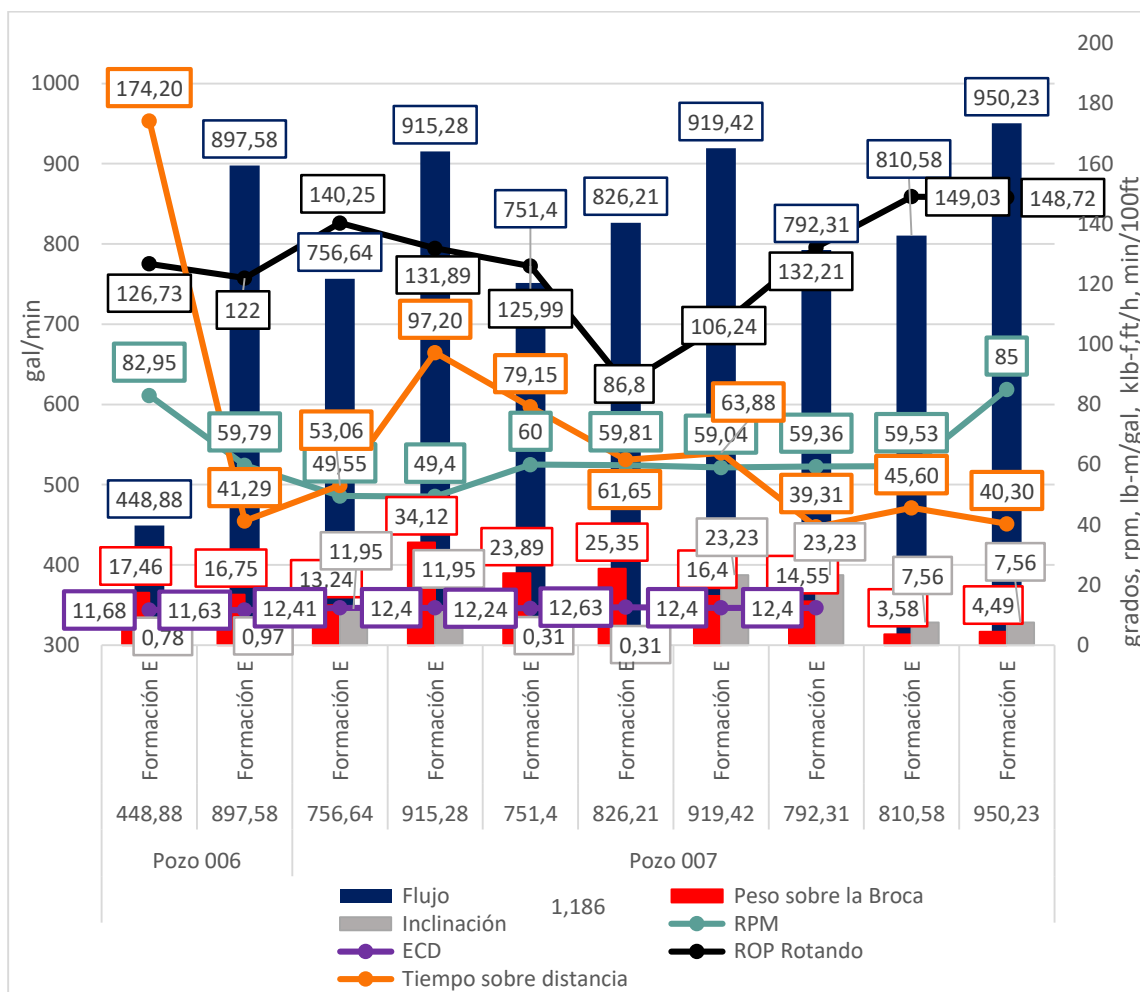


Figura 34. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006, seguido de 4 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 007, al perforar la Formación E.

Se determinó que la gráfica de dispersión no era válida debido a que los segmentos se tomaron en distintas profundidades, siendo un factor para disminuir la ROP sin tener en cuenta el flujo volumétrico utilizado.

Durante la perforación de la Formación E en el Pozo 006 se presentó una ECD promedio menor que en el Pozo 007, teniendo un flujo menor, con una diferencia de 0,23 lb-m/gal durante la rotación, como se puede observar en la Figura 35.

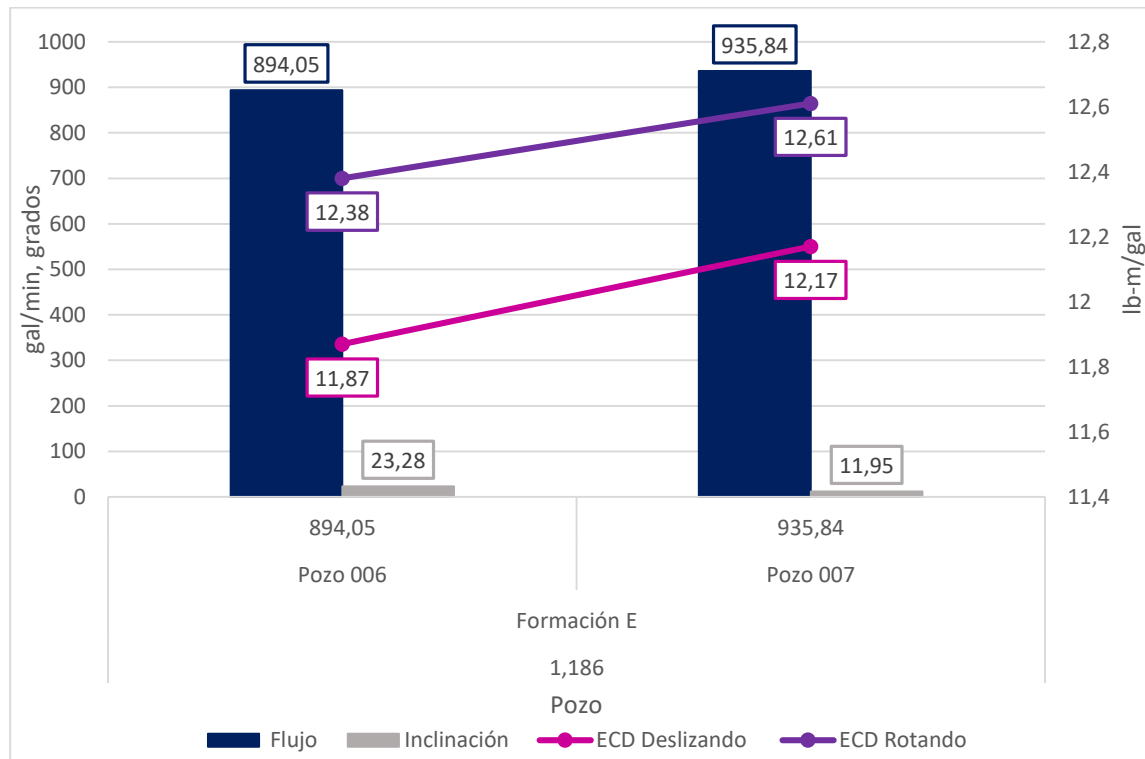


Figura 35. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación E para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

#### 4.6 Formación F

La formación F fue la sexta formación en ser analizada. Tuvo presencia en los pozos, en promedio, durante 602 ft MD.

**4.6.1 TFA 1.141.** Los valores obtenidos durante la perforación de la Formación F para los pozos con el TFA de 1.141 in<sup>2</sup> pueden ser observados en Figura 36. La mayor ROP la tuvo el pozo 005, con mayor caudal volumétrico usado. El mejor tiempo para perforar 100 pies se dió en el pozo 003, el cual se perforó con el mismo galonaje promedio que el pozo 005 y presentó 22,59 minutos por 100 pies menos que el mismo. El pozo 002 fue el pozo con menor flujo volumétrico circulado, teniendo ROP inferior (con una diferencia de 100,17 pie/h respecto al pozo 005). El tiempo por 100 pies perforados en el pozo 002 fue muy parecido al pozo 001, 5,28 minutos menos que el pozo 005.

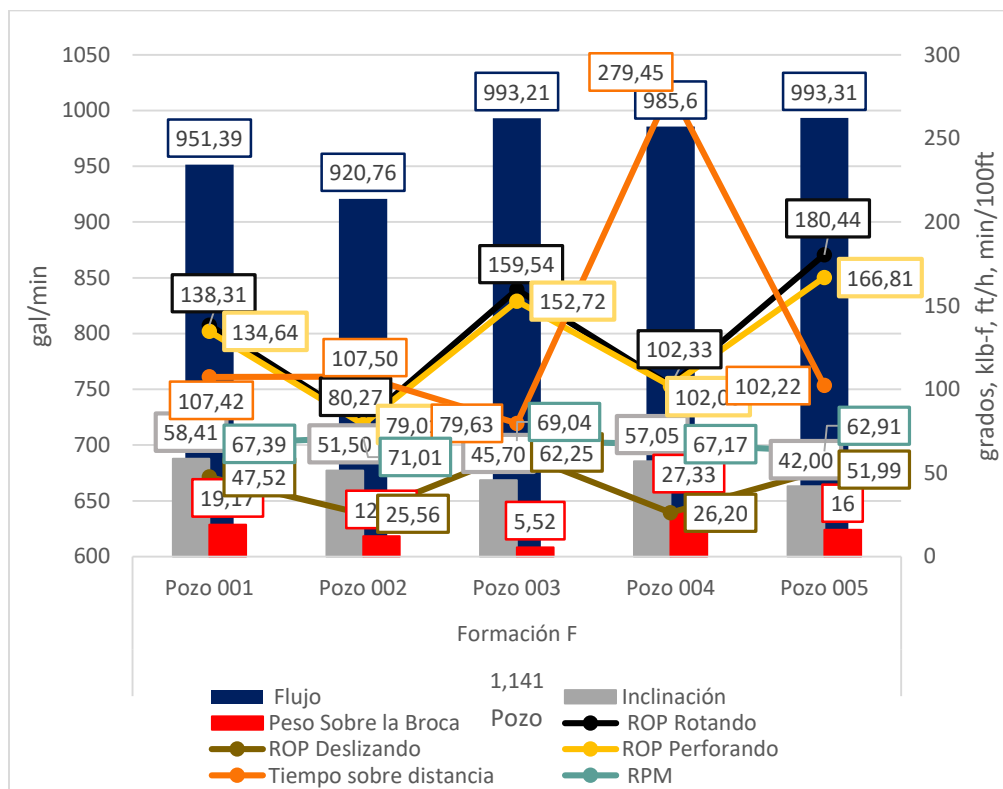


Figura 36. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación F para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

Cuando se observó la gráfica de dispersión de la ROP para los pozos con TFA de 1,141in<sup>2</sup> (ver Figura 37); se pudo establecer una tendencia exponencial, la cual cumplía con la ecuación 5 con  $R^2 = 0,5567$ .

$$ROP = 3E-19Q^{6,8805} \quad (5)$$

Esto permitió evaluar una relación entre la ROP con el flujo volumétrico durante la perforación de la formación F, donde el primero aumentó al hacer el segundo mayor.

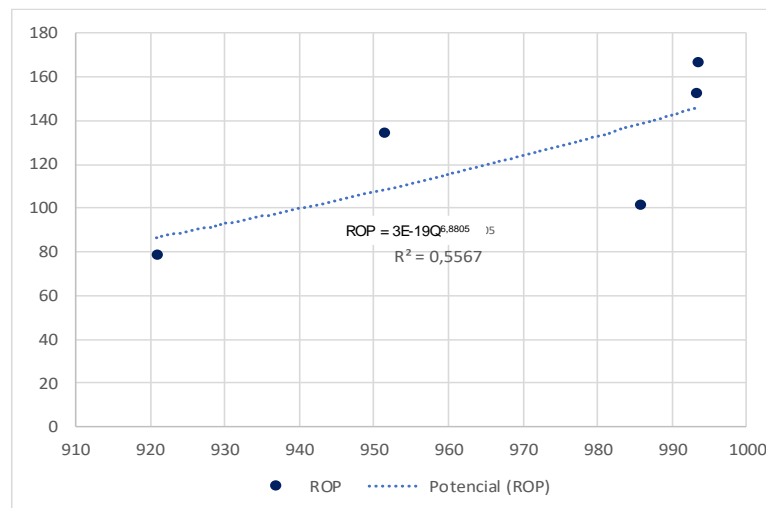


Figura 37. Grafica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los pozos con TFA de 1,141 in<sup>2</sup> durante la perforación de la formación F.

A continuación, se realizaron 4 comparativas entre intervalos consecutivos para determinar si el aumento de flujo volumétrico conllevaba a un aumento de ROP en la formación F para los pozos estudiados (ver Figura 38). Primero se encontró un segmento en el Pozo 001, donde el flujo pasó de 750 a 941 gpm, pero donde la ROP promedio disminuyó 21,15 pie/h.

Para el pozo 002 se encontraron dos segmentos con un caudal volumétrico menor. Primero hubo un cambio de flujo de 1001,96 a 699,53 gpm, donde la ROP aumentó de 274,18 a 314,71 pie/h.

Luego en un segmento se manejó un caudal con 883,54 gpm teniendo una ROP de 176,66 pie/h, y al disminuir el flujo volumétrico a 689,19 gpm, la ROP disminuyó 10 pie/h. Entre los 4 segmentos del pozo 002, los dos con menor galonaje tuvieron el menor tiempo por 100 pies perforados.

Por último, se compararon dos segmentos del pozo 003 al ser este donde se presentó el menor tiempo para perforar 100 pies. Los dos segmentos tuvieron un caudal volumétrico de 1005 gpm, pero su ROP tuvo una diferencia de 31,61 pie/h.

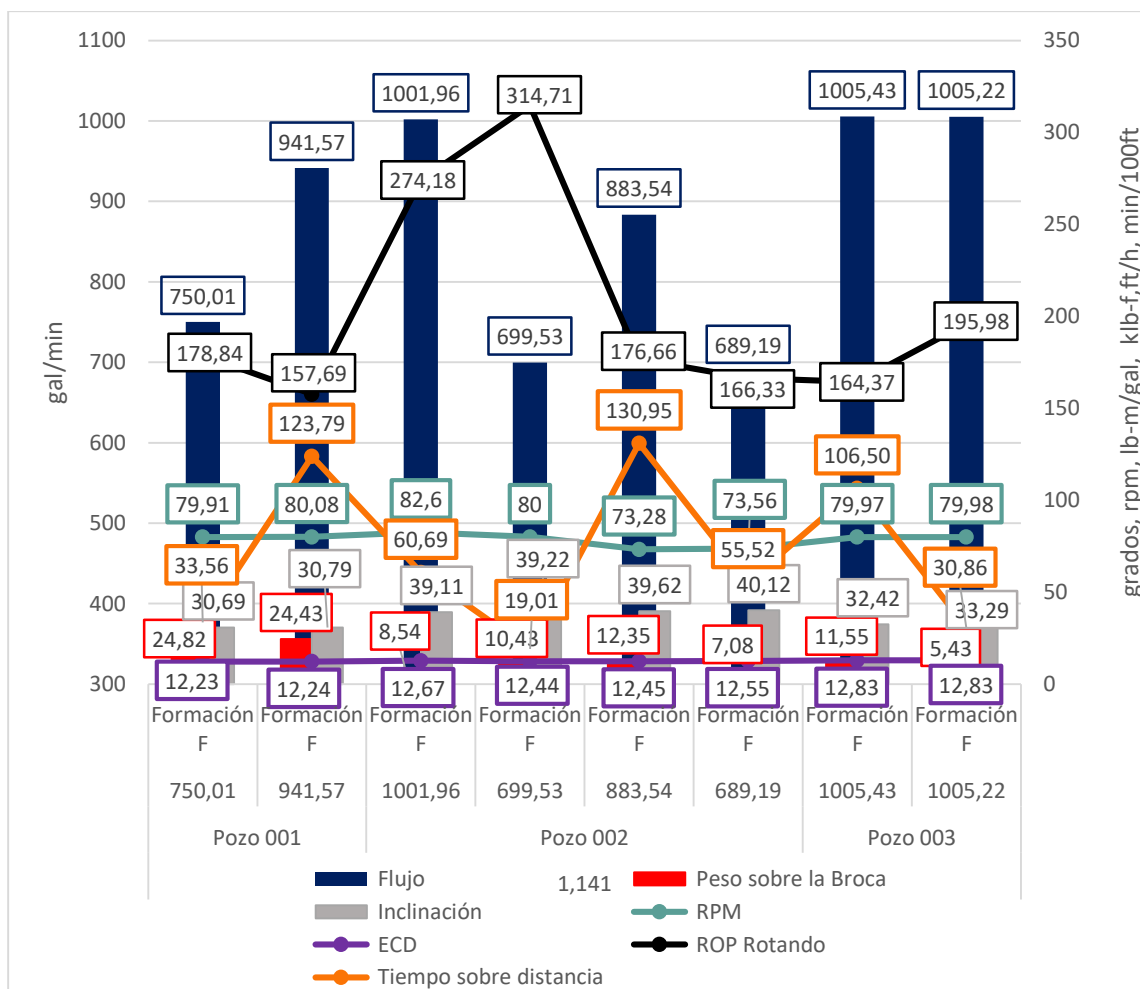
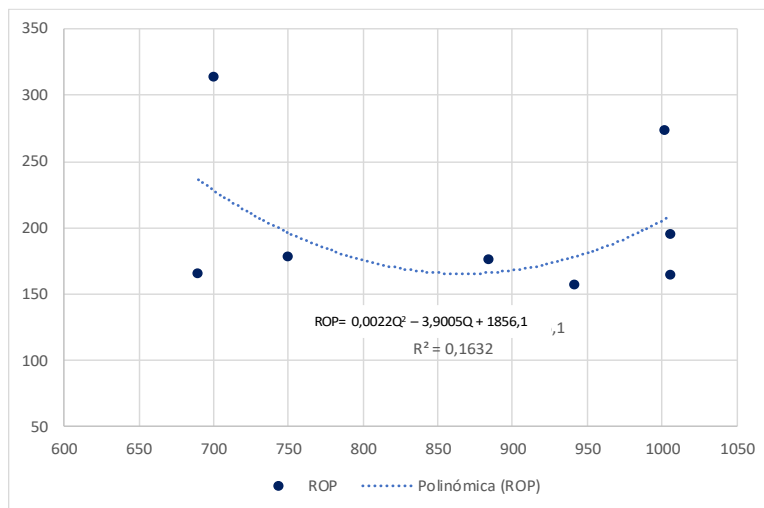


Figura 38. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 001, 2 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 002, y una comparativa entre 2 segmentos en el Pozo 003 al perforar la Formación F.

Al hacer la dispersión de los diferentes segmentos tomados anteriormente no se observó una tendencia de incremento de la ROP al aumentar el galonaje (ver Figura 39). Se mantuvo el mismo comportamiento al usar bajo y alto flujo volumétrico.



*Figura 39.* Grafica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los segmentos identificados en los pozos 001, 002 y 003 durante la perforación de la formación F.

El valor de ECD promedio obtenido en cada pozo con TFA  $1.141 \text{ in}^2$ , durante la perforación de la Formación F se puede ver en la Figura 40. Se identificó el menor valor en el pozo 001 y el mayor valor en el Pozo 003, el mismo escenario observado durante la perforación de la Formación E.

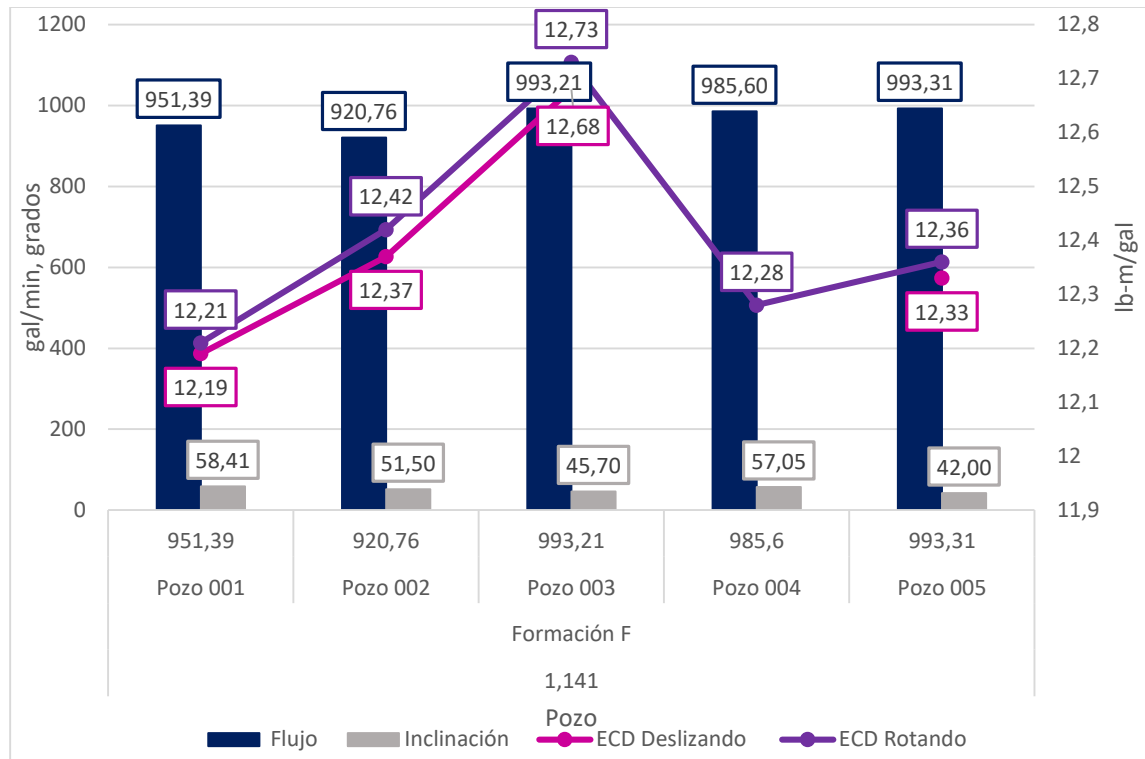


Figura 40. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación F para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.6.2 TFA 1.186.** Teniendo los valores obtenidos en los 2 pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup> durante la perforación de la Formación F, se identificó al Pozo 006 con una mayor ROP con 12,83 pie/h más que el pozo 007 y un menor tiempo absoluto para perforar 100 pies, con 9,96 minutos menos, contando con 22,75 gpm menos, 38,3 klb-f menos sobre la broca, y 12,78 RPM más, que los suministrados en el Pozo 007 (ver Figura 41).

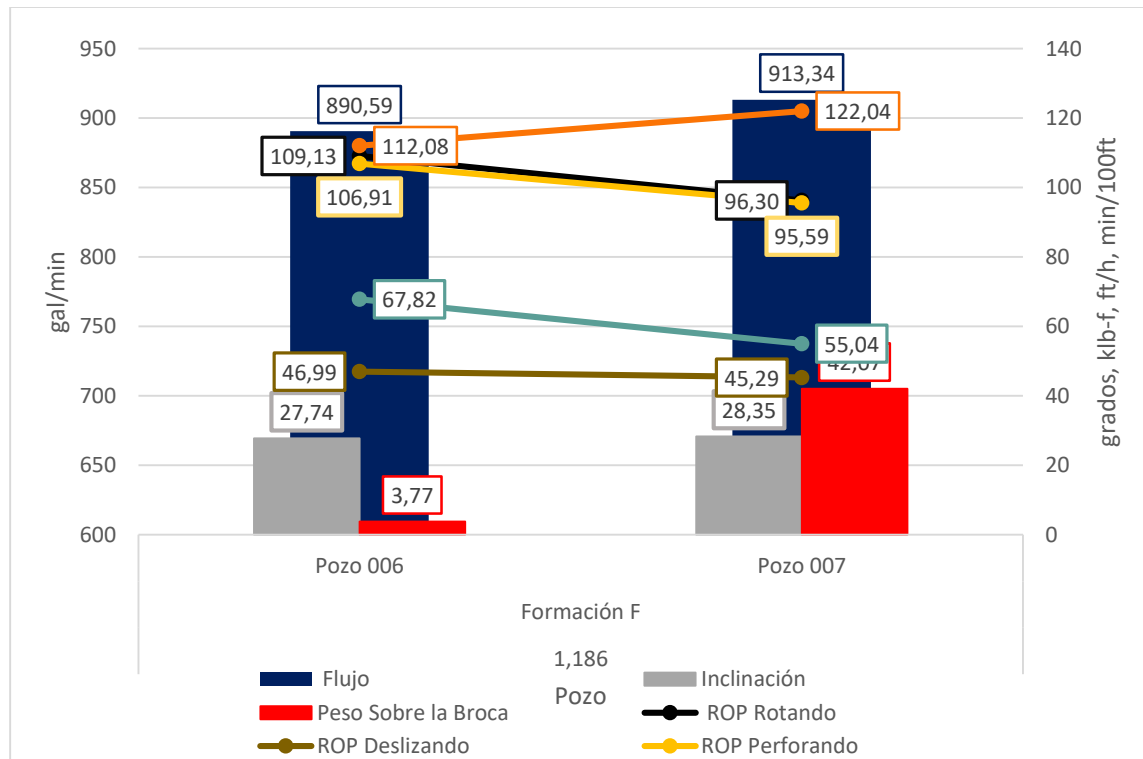


Figura 41. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación F para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

En cada pozo con TFA de 1,186 in<sup>2</sup>, al perforar la formación F, se encontraron 2 intervalos para comparar (ver Figura 42). Cuando se observaron las diferencias entre los dos intervalos consecutivos del Pozo 006, se identificó un incremento de flujo volumétrico de 449,68 gpm. En el cambio de flujo se vio una reducción de ROP, y en contraste, una reducción en el tiempo para perforar 100 pies.

Por otro lado, en los dos intervalos del pozo 007 hubo similar galonaje (919 gpm en ambos). En el segundo intervalo se presentó una mayor ROP y menor tiempo por 100 pies en el segundo intervalo (154,9 contra 136,16 pie/h y 41,32 contra 43,22 minutos, respectivamente).

Respecto a los valores de ECD, no hubo cambios significativos en ambos casos. El mayor cambio se dió en el pozo 007, que al tener galonaje similar, el ECD incrementó 0,36 lb-m/gal.

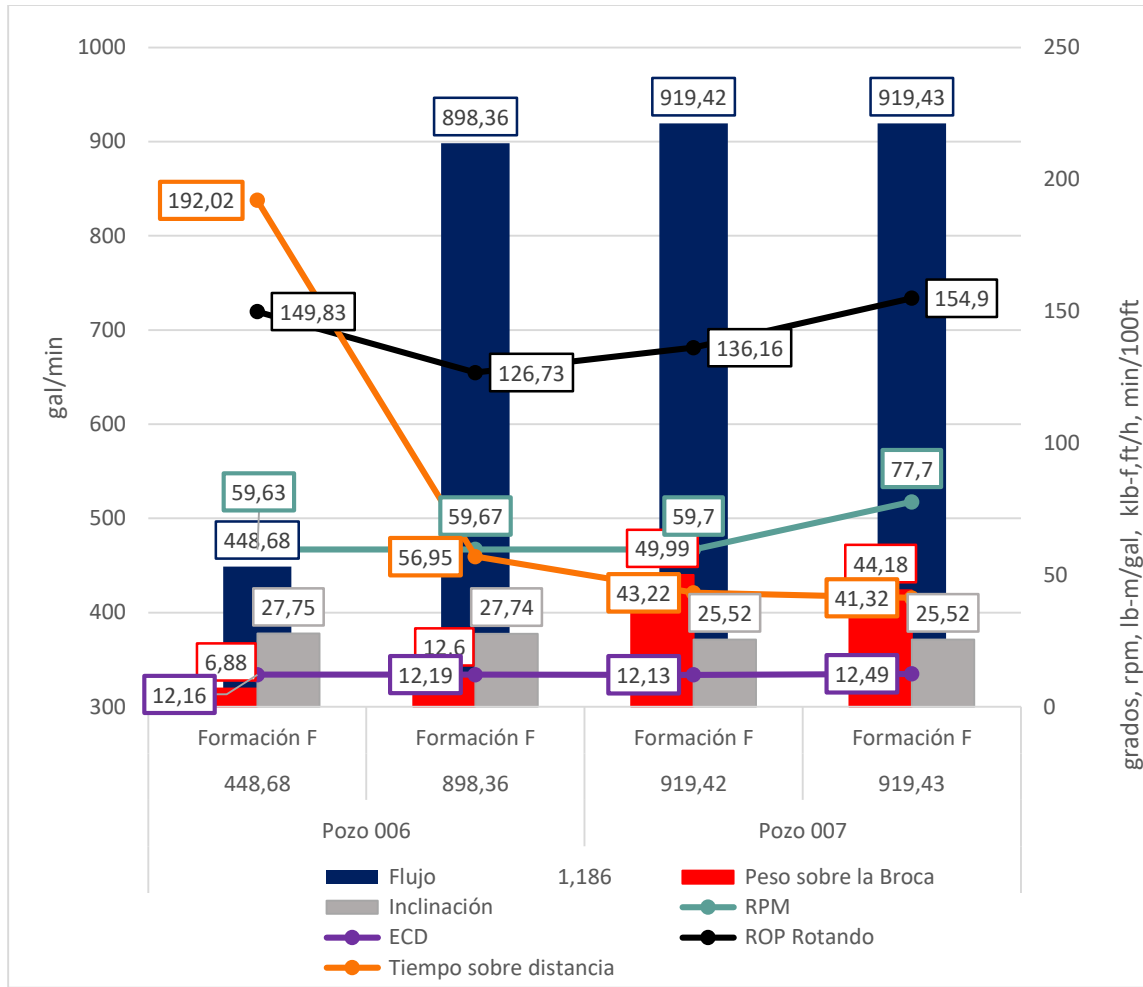


Figura 42. Comparativa entre 2 intervalos en el Pozo 006 y en el Pozo 007 al perforar la formación F.

Los valores tomados durante la perforación de la formación F muestran en el Pozo 006 una ECD promedio menor al ECD del Pozo 007, teniendo un flujo menor (ver Figura 43). Ese comportamiento se manifestó desde la formación B, donde las diferencias entre ambos no han superado las 0,5 lb-m/gal dados en la formación B.

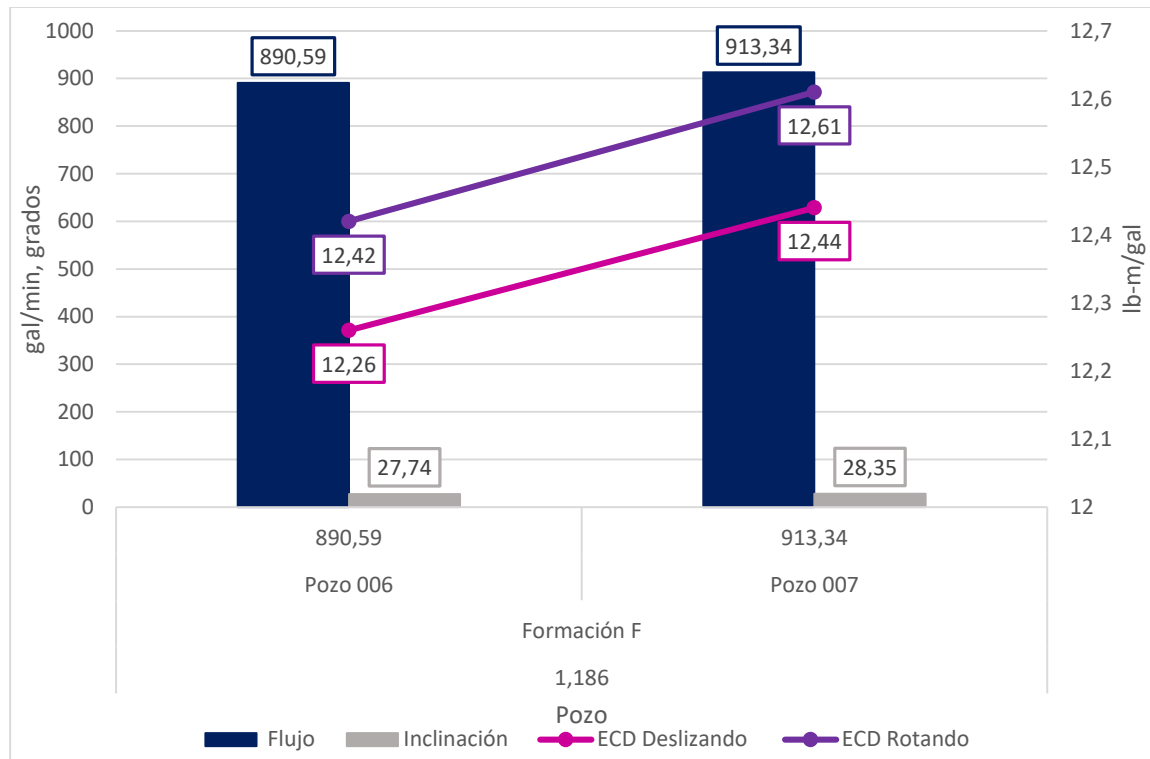


Figura 43. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación F para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

## 4.7 Formación G

Luego de la formación F, a continuación, se mostrarán los resultados para la formación G, la cual fue perforada, promediando, en 216ft MD.

**4.7.1 TFA 1.141.** Durante la perforación de la Formación G, los pozos 003 y 004 fueron los de mejor tiempo por 100 pies perforados, siendo ésta donde se usó mayor caudal volumétrico, como lo muestra la Figura 44. El pozo 001, donde se usó menor galonaje promedio, tomó el mayor tiempo para perforar 100 pies (34,29 minutos menos que el pozo 003; pozo con menos tiempo registrado). El Pozo 005 tuvo el mejor ROP registrado con 25,69 gpm menos que el pozo 003 y

superando su tasa de penetración por 17,41 pie/h. Los valores suministrados no mostraron una relación entre flujo volumétrico circulado y ROP, como se puede observar en la Figura 44.

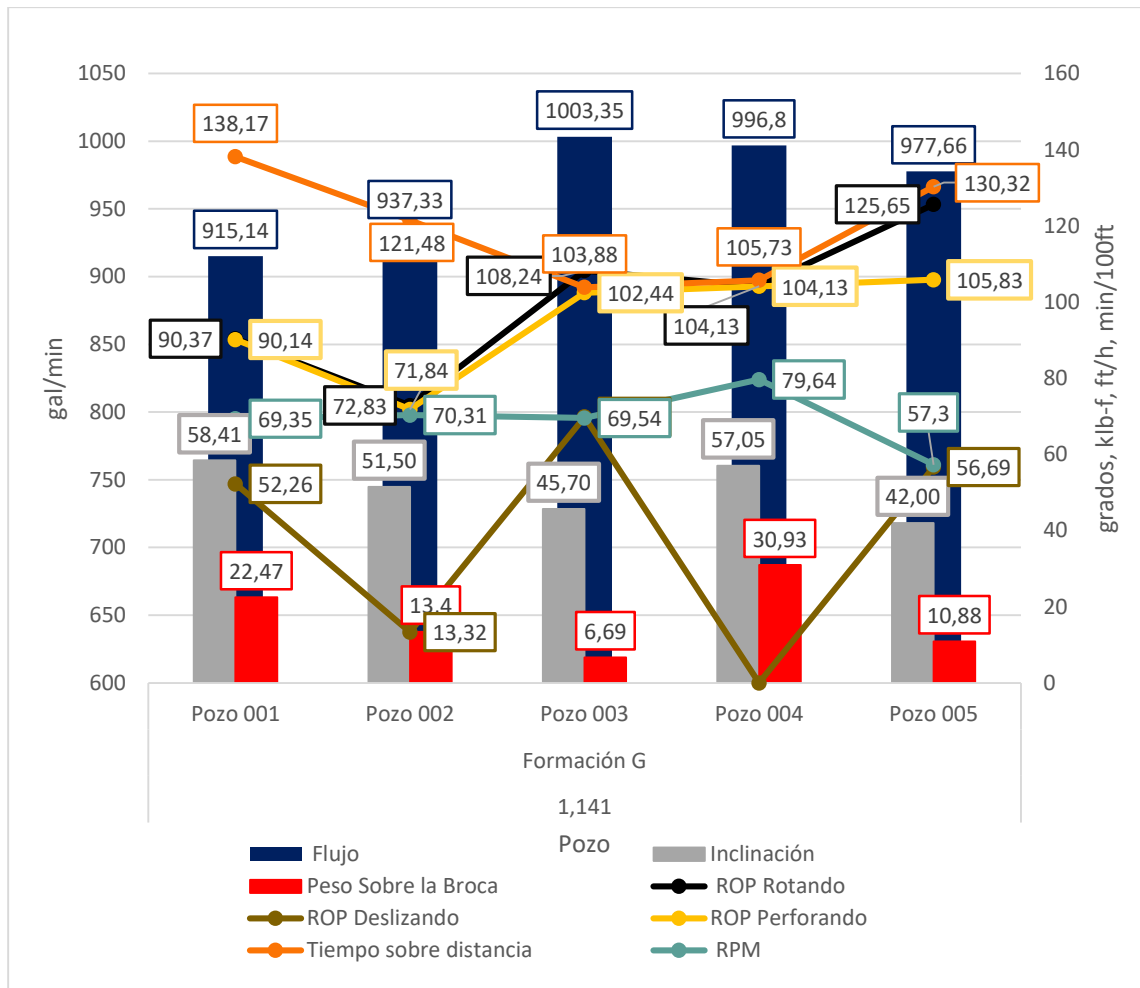


Figura 44. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación G para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

Como se observa en la Figura 45, los valores de ECD promedio entre los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup> mantuvieron durante la formación G la tendencia que se dió durante todas las formaciones; el Pozo 001 con el menor valor y el Pozo 003 con el de mayor (siempre la misma figura entre los valores de ECD dentro de la gráfica).

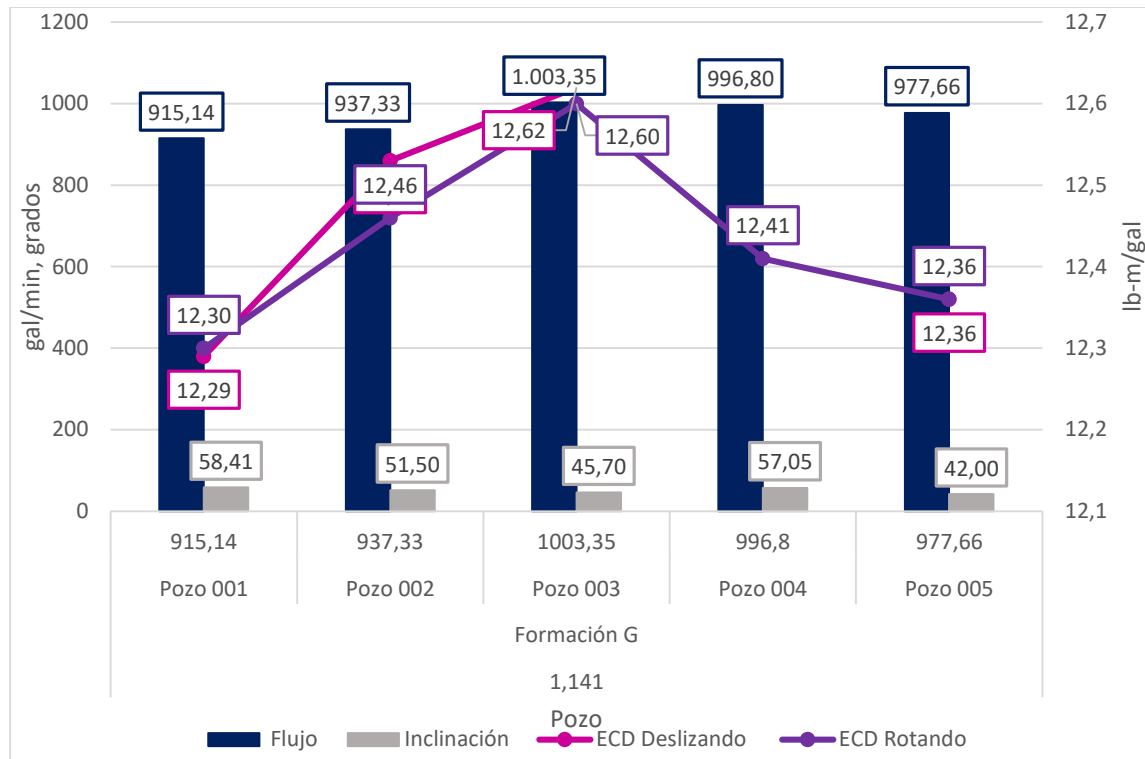


Figura 45. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación G para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.7.2 TFA 1.186.** Durante la perforación de la Formación G, comparando los valores que se dieron en los pozos 006 y 007 se identificó una diferencia entre caudales entre los dos de 137,88 gpm entre los 2 (ver Figura 46). El Pozo 006, donde se dió menor flujo volumétrico, presentó una ROP menor a la del Pozo 007 (con 9,86 pie/h menos) pero un tiempo absoluto para perforar 100 pies menor: 23,69 minutos menos. El Pozo 006 también presentó RPM y un peso sobre la broca menores a las expuestas en el Pozo 007.

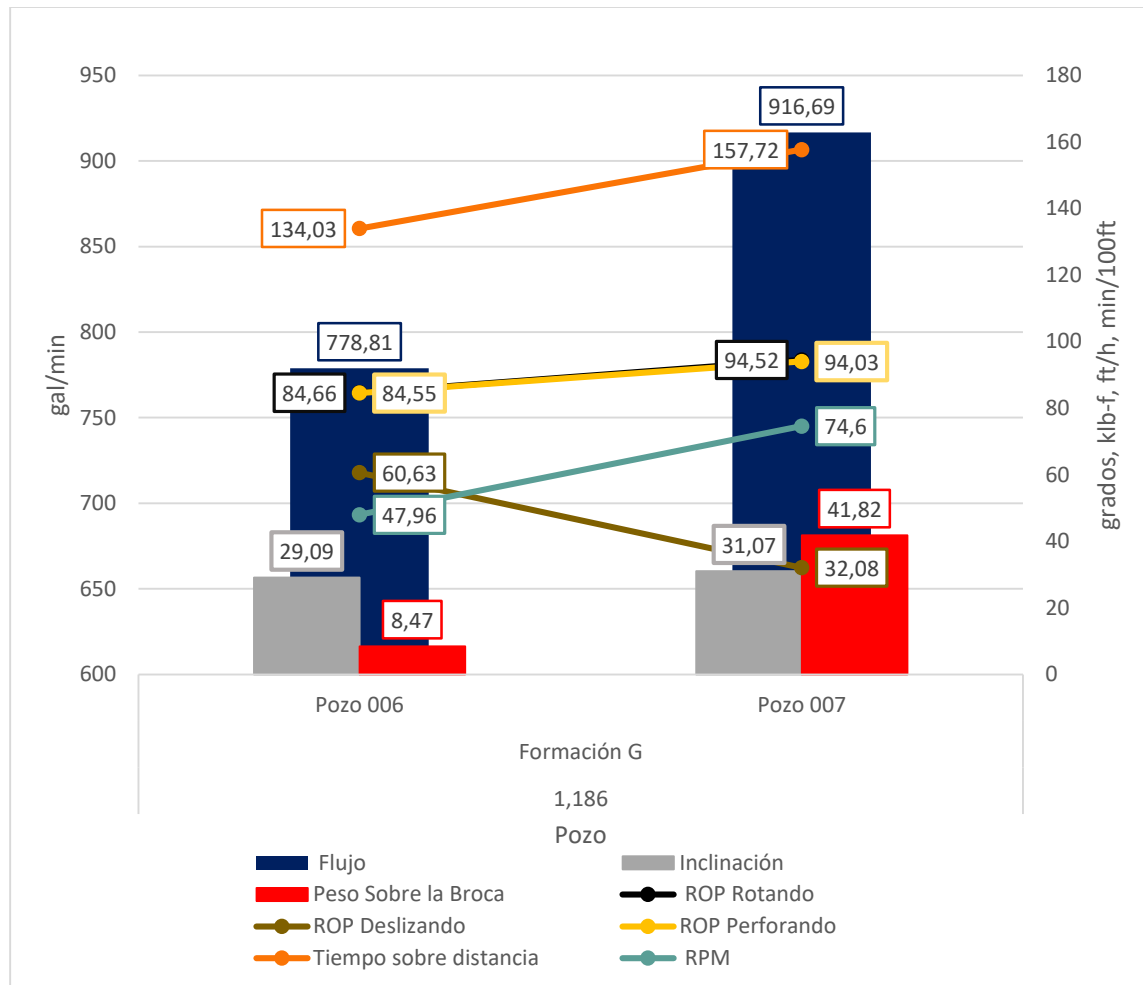


Figura 46. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación G para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

Un segmento de la perforación en el pozo 006 a través de la formación G se dió con un caudal bajo; en la Figura 47 se ven los valores de este intervalo con el segmento adyacente, el cual se dió a cabo con 446,78 galones más que el primero. Entre ambos intervalos hay RPM en superficie aplicadas parecidas, al igual que peso sobre la broca e inclinación del pozo. El primer intervalo presentó una ROP mayor a la del segundo; 6,63 pies por hora más que el segundo intervalo, y un tiempo para perforar 100 pies menor. Respecto al ECD, no hay cambio significativo al haber cambio de flujo volumétrico.

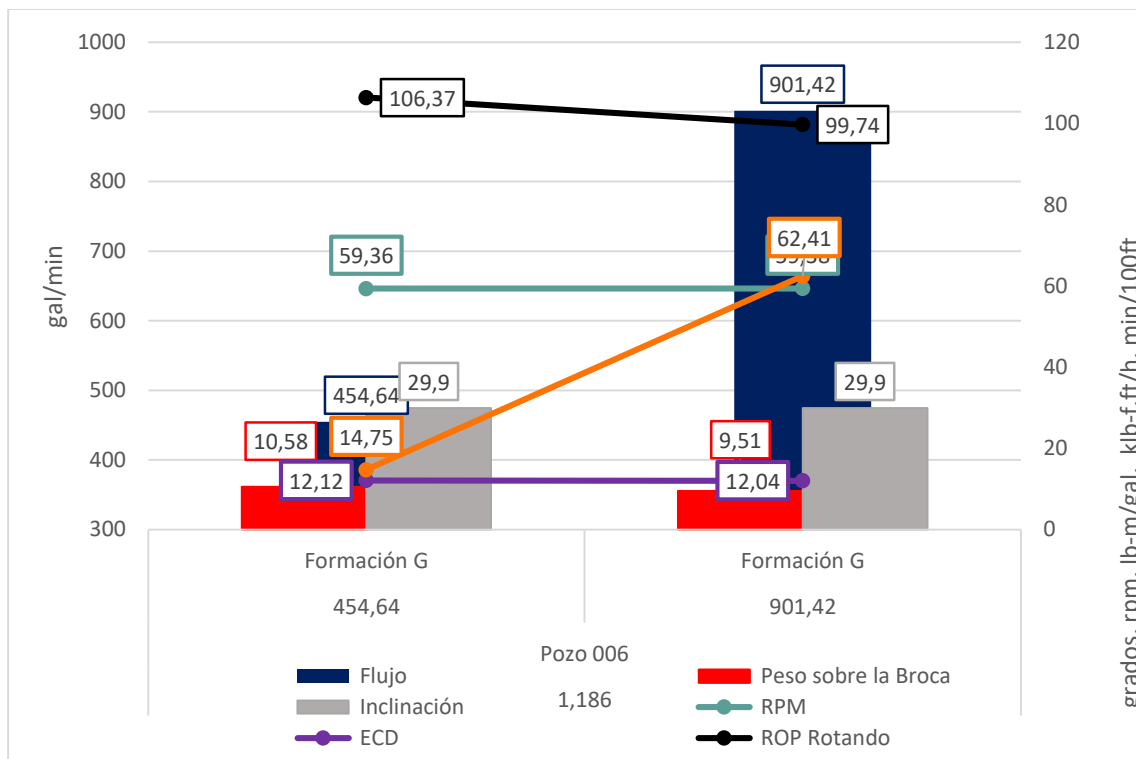


Figura 47. Comparativa entre 2 intervalos durante la perforación de la Formación G en el Pozo 006.

Al observar los valores de ECD promedio para los pozos de TFA 1,186 in<sup>2</sup> durante la perforación de la formación G (representados en la Figura 48) se identificó el Pozo 006 con un menor valor, aunque se use menor caudal. Aunque el caudal del Pozo 006 bajó en comparación al usado durante la perforación de la Formación F, el ECD promedio disminuyó (12,42 contra 12,15 lb-m/gal rotando).

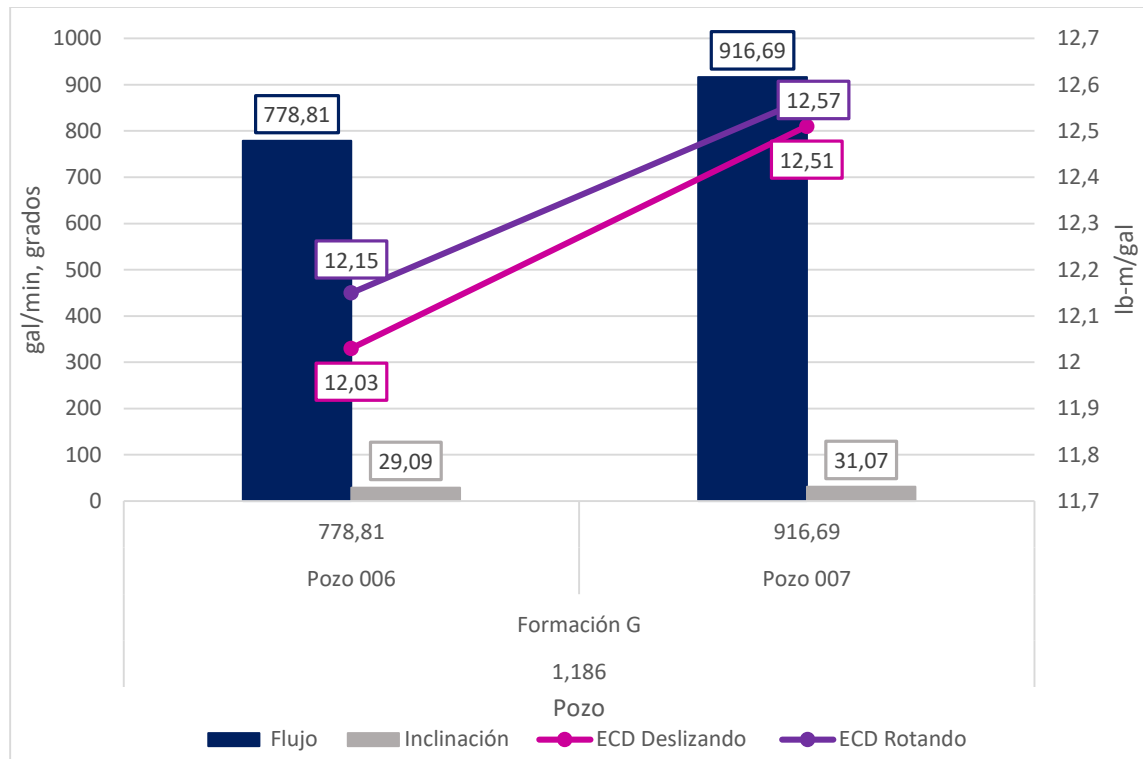


Figura 48. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación G para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

## 4.8 Formación H

Por último, la formación H fue la octava formación en ser analizada. Esta formación se perforó en promedio durante 721 ft MD.

**4.8.1 TFA 1.141.** Los valores obtenidos por pozo con TFA de 1.141 in<sup>2</sup> para la Formación H mostraron que el pozo 001 y el pozo 003 fueron los pozos con menor y mayor galonaje respectivamente, con una diferencia de 68,53 gpm entre ambos (ver Figura 49). El Pozo 003 fue el que presentó mejor tiempo absoluto para perforar 100 ft; 76,24 minutos menos que el pozo 001 (el pozo 001 fue el pozo con peor tiempo registrado).

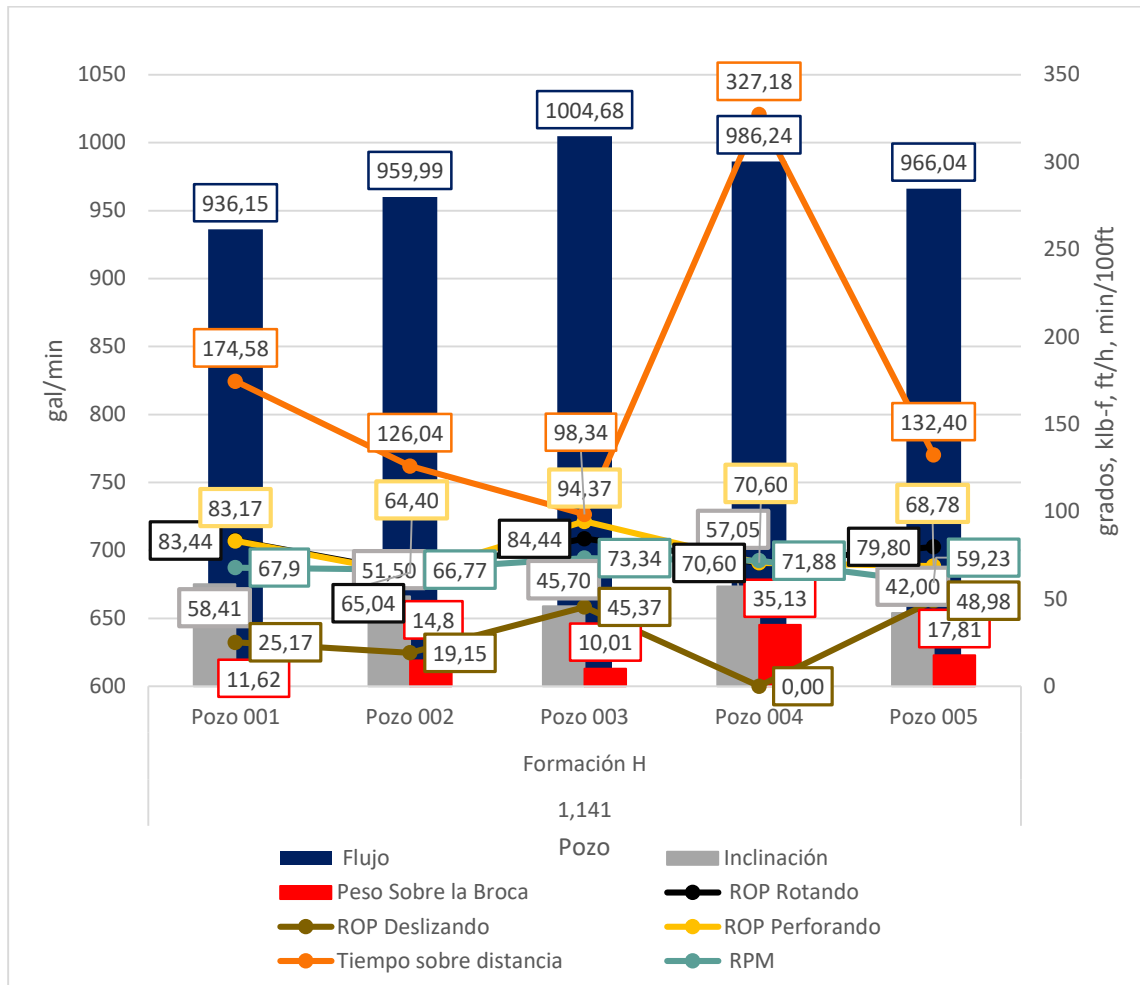


Figura 49. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación H para los Pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup>.

Durante la perforación de la Formación H en el Pozo 5, hubo un segmento que se perforó con un caudal volumétrico con 269,71 gpm menos que el promedio. En la Figura 50 se comparó este intervalo con otro, adyacente, del Pozo 005, y con un segmento del Pozo 003 (el pozo 003 tuvo el mejor rendimiento). Con RPM en superficie aplicada, peso sobre la broca e inclinación similares en ambos segmentos del Pozo 005, el primer segmento presentó una ROP mayor a la del segundo segmento (disponiendo de 301,52 gpm menos) e igualmente mayor al promedio en el Pozo 005.

El comparar el intervalo de menor galonaje del Pozo 005 con el del 003, la ROP fue mayor en el primer intervalo del Pozo 005, con 5,86 pie/h de diferencia. En cuanto al ECD promedio durante los 3 intervalos, la diferencia entre el mayor y menor es de 0,13 lb-m/gal.

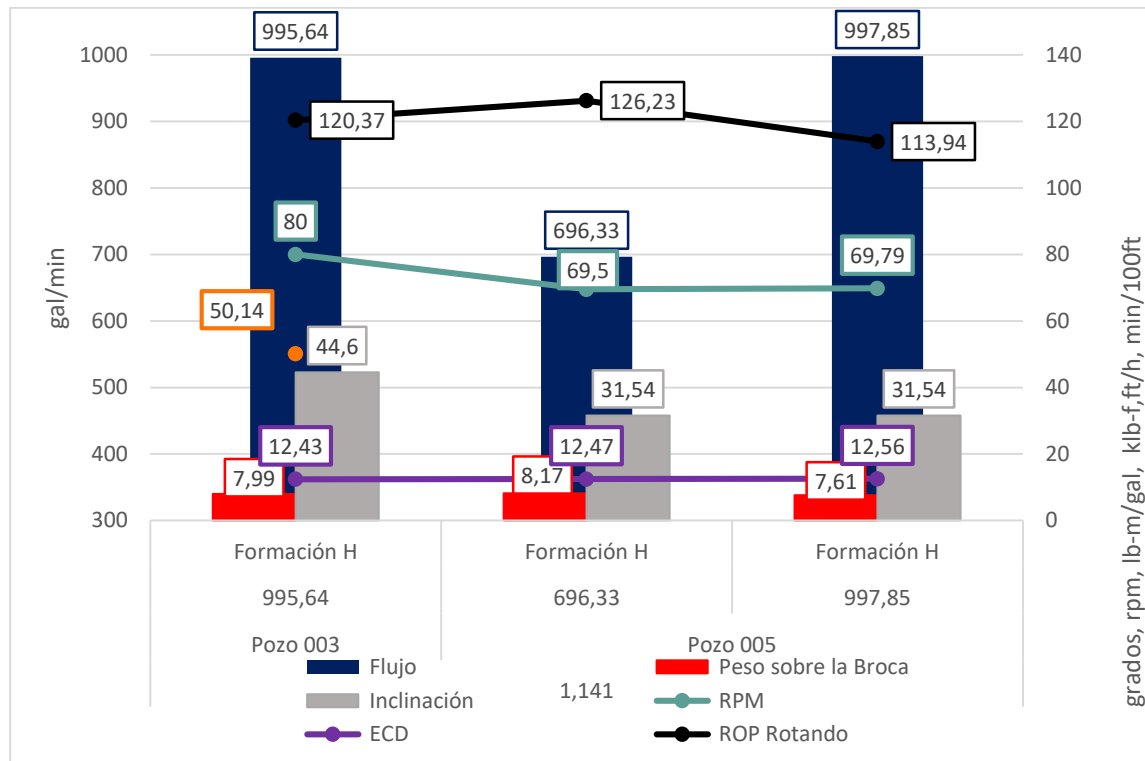


Figura 50. Comparativa entre 2 intervalos del Pozo 005 al perforar la Formación H, teniendo otro intervalo de referencia del Pozo 003.

Los valores de ECD promedio entre los pozos con TFA 1.141 in<sup>2</sup> rompieron la tendencia, como se ve en la Figura 51, que daba a lo largo de todas las formaciones. El Pozo 001 siguió siendo con el ECD más bajo. EL ECD del Pozo 003 ya no fue el mayor, sino el segundo más bajo. El Pozo 005 presentó el mayor valor. Las diferencias entre los valores siguen siendo bajas: 0,33 lb-m/gal entre el valor más bajo y el más alto, rotando.

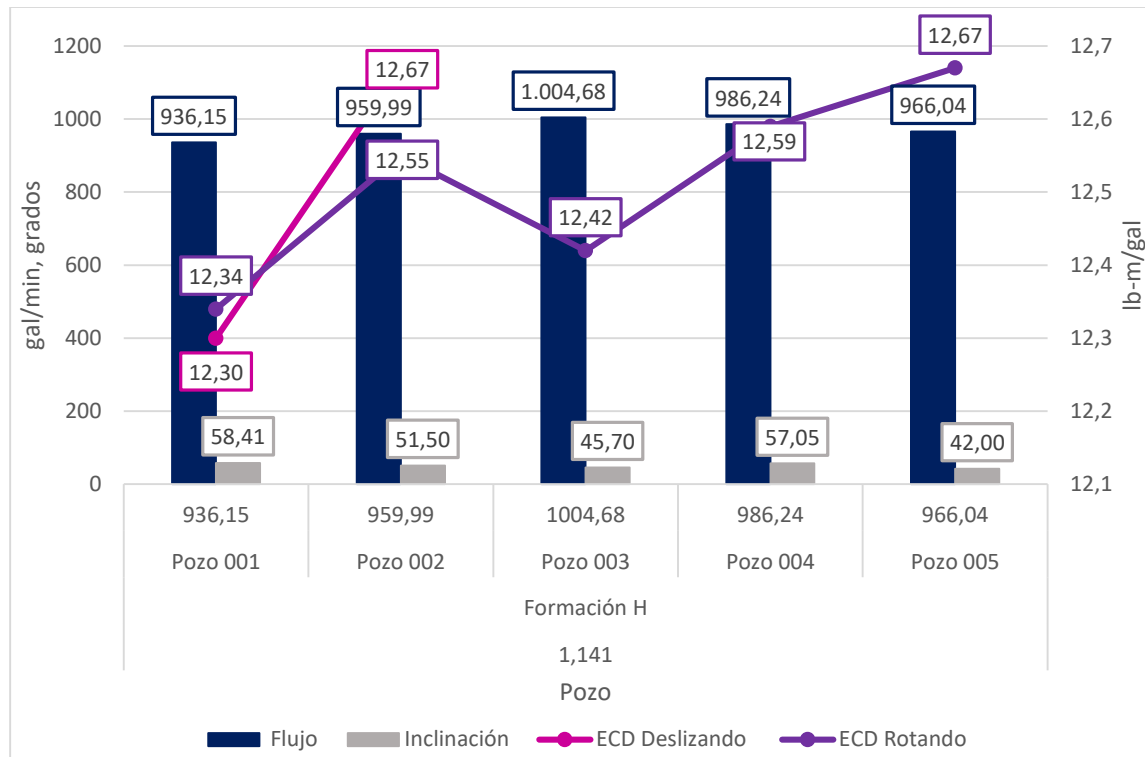


Figura 51. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación H para pozos con TFA de 1.141 in<sup>2</sup>.

**4.8.2 TFA 1.186.** Como se ve en la Figura 52, durante la perforación de la formación H para los pozos con TFA de 1,186 in<sup>2</sup> la diferencia entre el galonaje promedio utilizado fue de 11,45 gpm. Teniendo también poca diferencia en las RPM, peso sobre la broca, e inclinación, entre la ROP de los pozos hubo diferencia de 14,19 pies por hora, mientras que, en el tiempo para perforar 100 pies, 38,55 minutos.

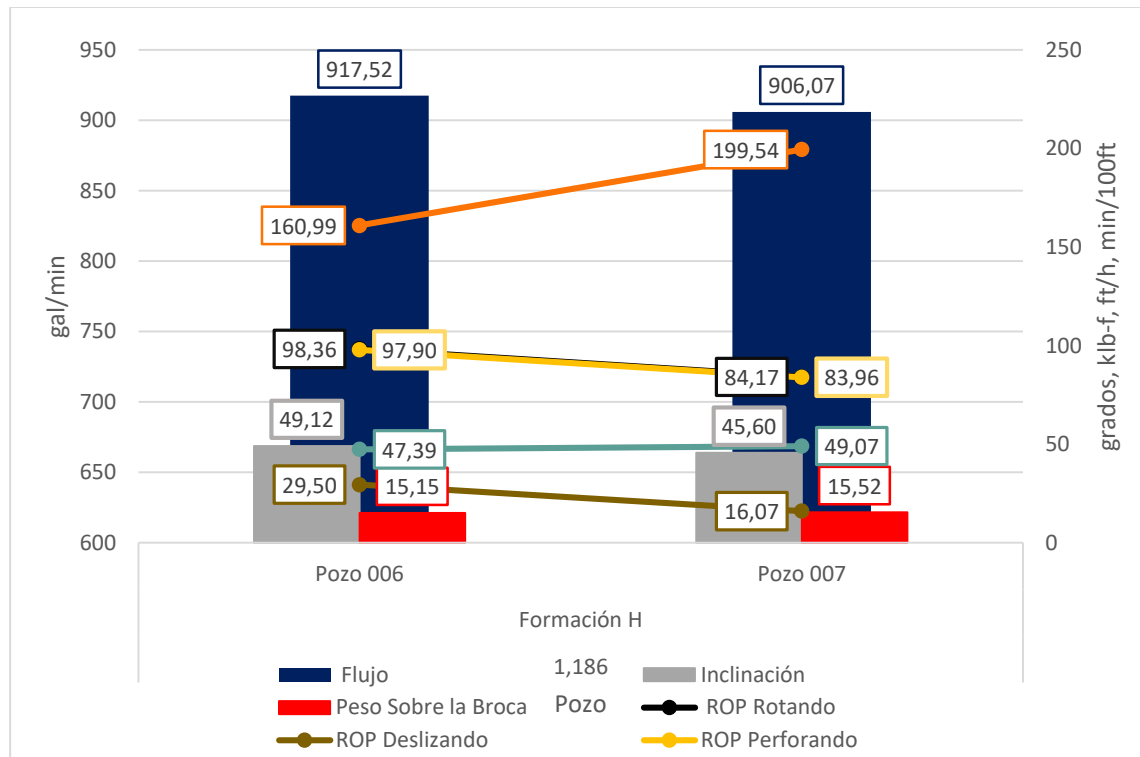


Figura 52. Promedio de las mediciones de los parámetros en la Formación H para los Pozos con TFA 1.186 in<sup>2</sup>.

Se encontraron dos comparativas entre intervalos; una por pozo de TFA de 1.186 in<sup>2</sup>, durante la perforación de la formación H (Figura 53).

Para el Pozo 006 hubo 3 diferentes intervalos durante los cuales se utilizaron diferentes caudales volumétricos. El segundo intervalo, el cual es el de menor galonaje usado (154,09 y 52,19 gpm menos contra el primer y tercer intervalo, respectivamente). A su vez, el segundo intervalo fue el que presentó mayor ROP y un tiempo absoluto para perforar 100 pies menor a los dos intervalos. Por el contrario, el primer intervalo donde se utilizó mayor flujo volumétrico tuvo menor ROP y un mayor tiempo para perforar 100 pies.

En el Pozo 007 se dieron 4 intervalos con diferentes caudales entre sí. El primero, donde se usó mayor galonaje, fue el intervalo con peor tiempo para perforar 100 pies. En el segundo intervalo

fue donde se dispuso del menor caudal volumétrico (149,72 gpm menos que el primer intervalo) y donde se dió presentó la ROP más baja. El intervalo con mejor resultado fue el cuarto, el cual tuvo la ROP más alta y el tiempo para perforar 100 pies más bajo, siendo el segmento con el segundo caudal más bajo (94,02 gpm menos que en el primer intervalo). En ninguno de los dos casos se puede ver alguna relación entre la velocidad de perforación y el caudal utilizado.

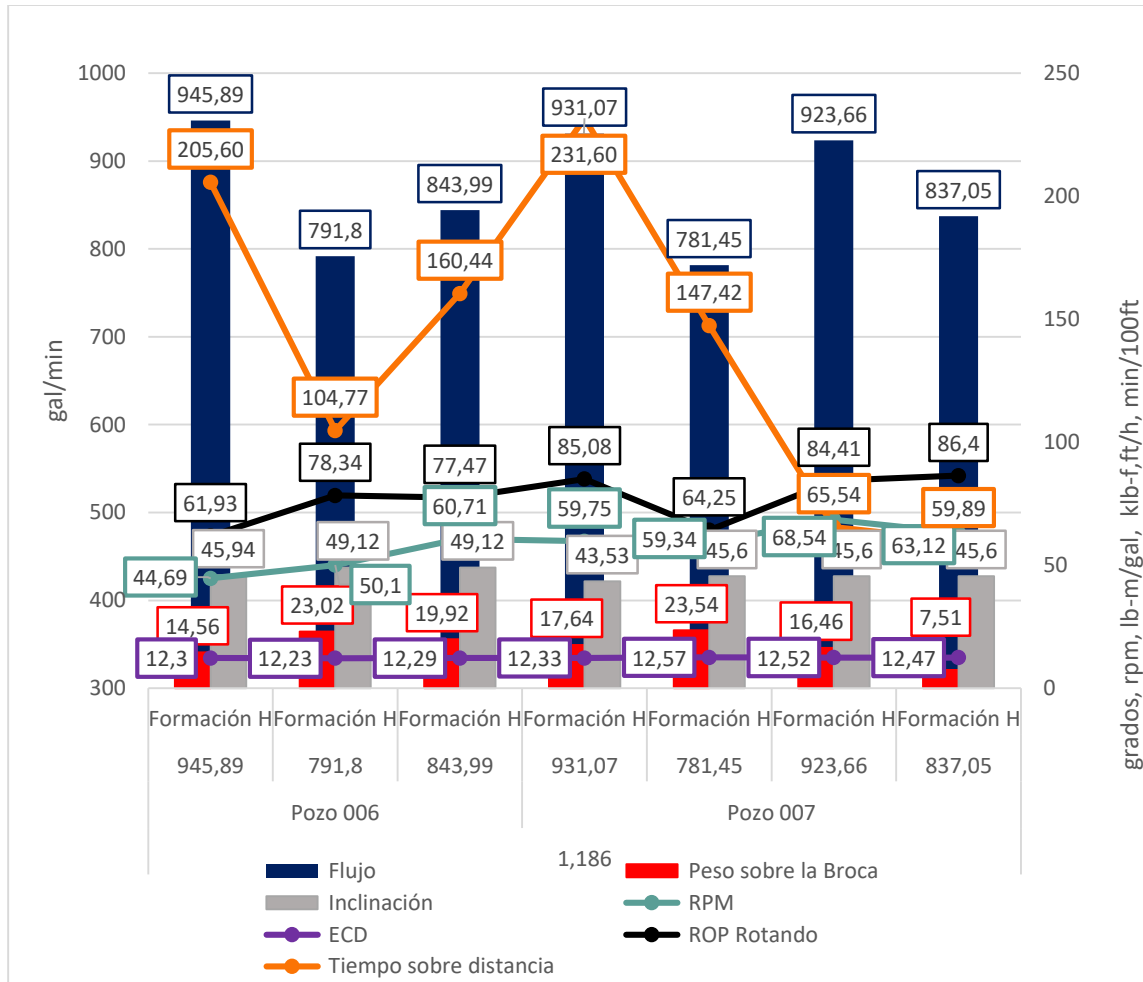


Figura 53. Comparativa entre 3 intervalos en el Pozo 006 y 2 comparativas entre 2 intervalos en el Pozo 007 al perforar la Formación H.

A diferencia que los pozos 001, 002 y 003 en la formación F, la dispersión de los diferentes segmentos tomados en el pozo 006 y 007 en la formación F mostraron una tendencia de incremento de la ROP al aumentar el galonaje (ver Figura 54).

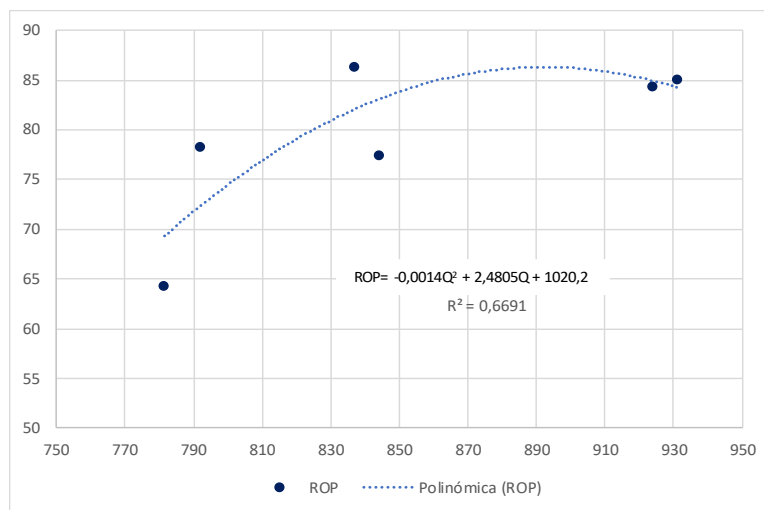


Figura 54. Gráfica de dispersión ROP vs flujo volumétrico, en los segmentos identificados en los pozos 006 y 007 durante la perforación de la formación H.

Por último, respecto al ECD en los pozos 006 y 007, no hay cambios representativos entre un intervalo y el otro (como también se puede observar en la Figura 55).

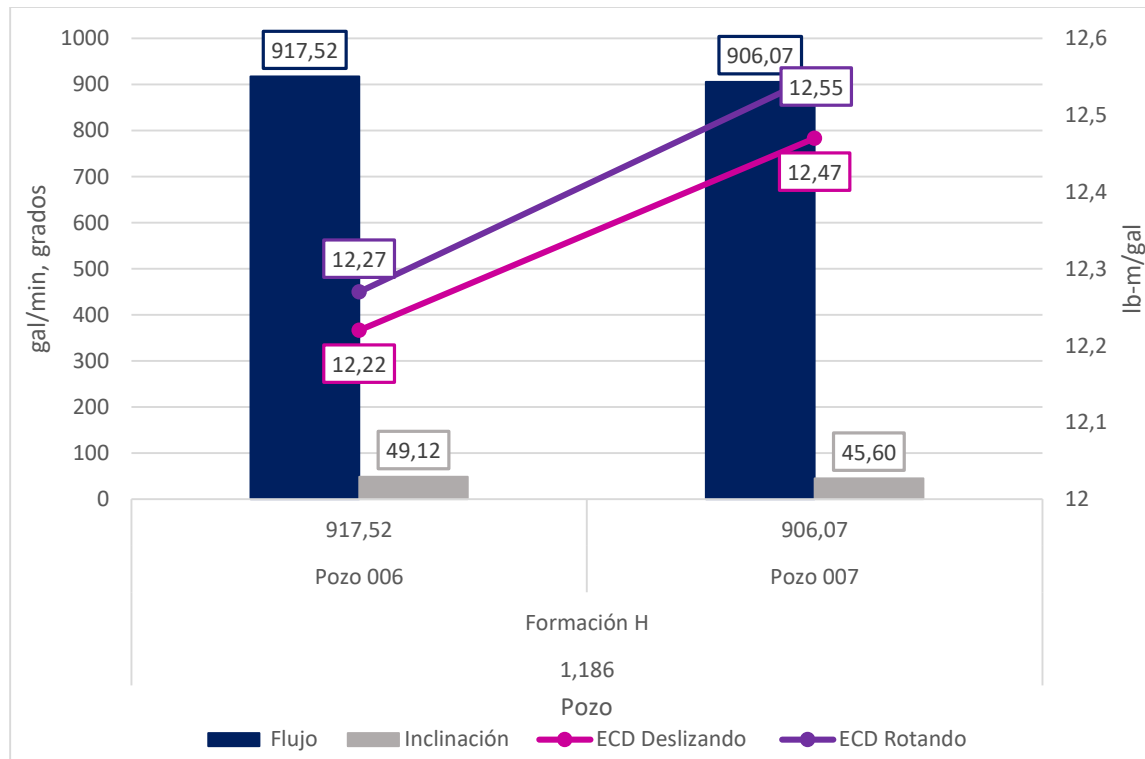
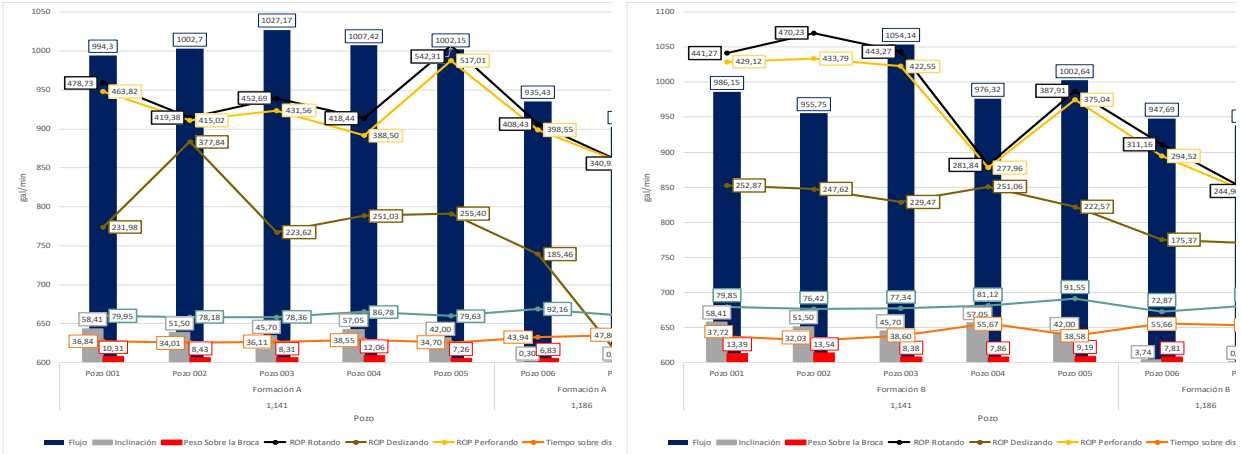


Figura 55. Promedio de los valores de ECD durante la perforación de la Formación H para pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup>.

#### 4.9 Comparación entre TFA

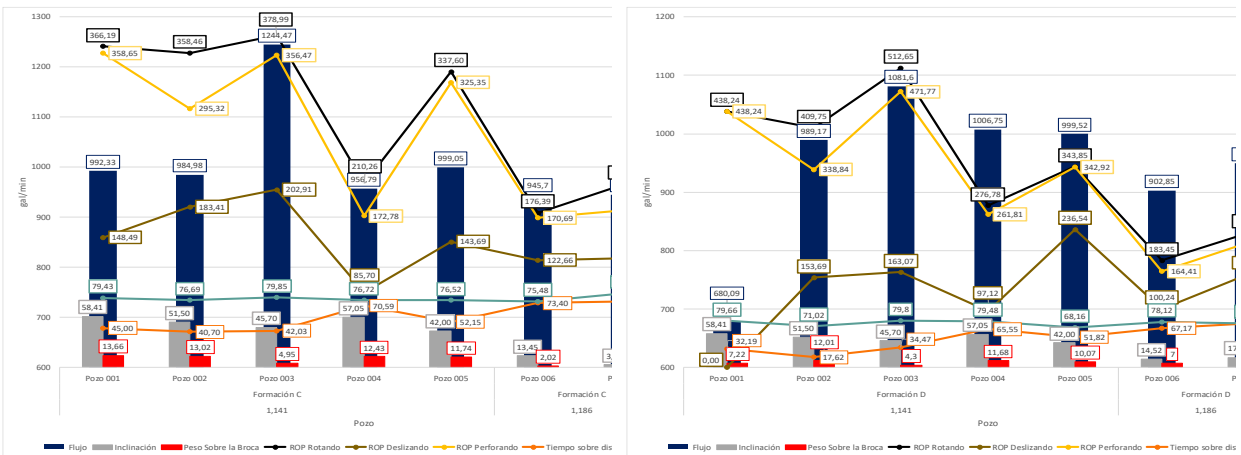
A continuación, se compararon los datos entre los promedios para los 2 TFA que se evaluaron: 1,141 y 1,186 in<sup>2</sup>. Se determinó que desde la Formación A hasta la Formación E, los pozos con TFA de 1.186 in<sup>2</sup> mostraron ROP inferior a las expuestas por los pozos de TFA de 1.141 in<sup>2</sup>. Ya para la Formación F, G y H, las tasas de penetración entre todos los pozos tienden a tener menor diferencia (ver Figura 56 y Figura 57).

Con respecto al tiempo para perforar 100 pies, se tiende a tener el mismo comportamiento, donde los valores en las últimas 3 formaciones tienden a tener menor diferencia en comparación a las primeras 5 formaciones.



(a)

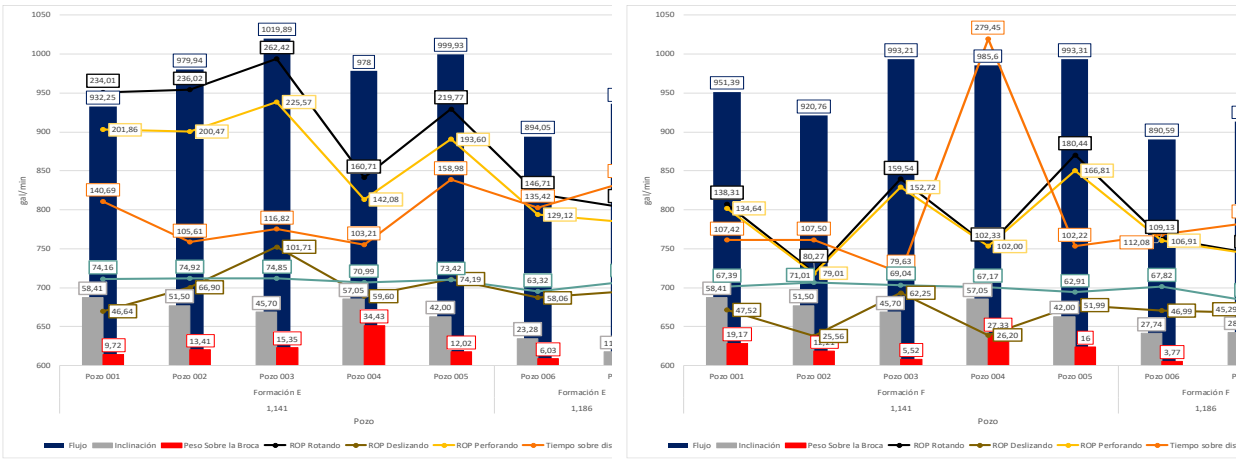
(b)



(c)

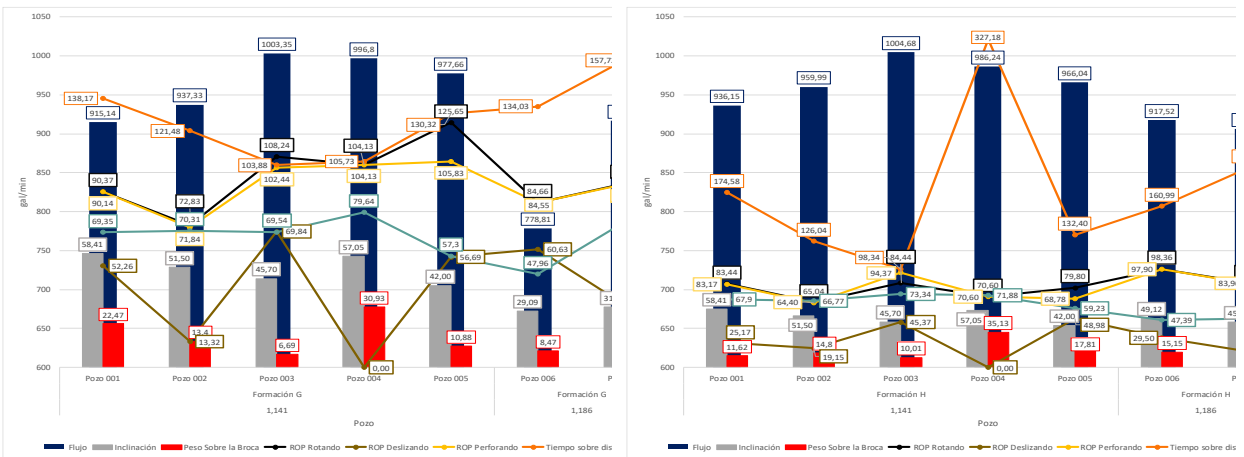
(d)

Figura 56. Valores de ambos TFA. (a) Formación A. (b) Formación B. (c) Formación C. (d) Formación D.



(a)

(b)



(c)

(d)

Figura 57. Valores de ambos TFA. (a) Formación E. (b) Formación F. (c) Formación G. (d) Formación H.

Lo expuesto anteriormente se rectificó numéricamente obteniendo las diferencias, entre ROP y tiempo por 100 pie perforados, entre el promedio dado en los pozos con TFA de 1,141in<sup>2</sup> y los pozos con TFA de 1,186in<sup>2</sup> (ver Tabla 6). En promedio, la diferencia a favor del grupo de TFA de 1,141in<sup>2</sup> en ROP desde la formación A hasta la E, fue de 113,45 pie/h mientras que, en el tiempo por 100 pie perforados, fue de 19,96 minutos. Luego, para las formaciones F, G y H las diferencias

se redujeron a 5,56 pie/h y 5,44 minutos respectivamente. En general, los pozos con TFA de 1,141 in<sup>2</sup> mostraron mejor rendimiento tanto en ROP como en minutos por 100 pies perforados.

Tabla 6:

*Valores promedio de la ROP y del tiempo por 100 pies perforados para los grupos de Pozo según el TFA, por formación, con sus respectivas diferencias*

Formación	Promedio					
	ROP (pie/h)			Tiempo por 100 pies (min/100 pie)		
	1,141 in <sup>2</sup>	1,186 in <sup>2</sup>	Diferencia	1,141 in <sup>2</sup>	1,186 in <sup>2</sup>	Diferencia
<b>A</b>	443,18	369,74	73,44	36,04	45,86	-9,82
<b>B</b>	387,69	268,57	119,12	40,51	54,52	-14,01
<b>C</b>	301,71	175,05	126,66	50,09	74,29	-24,2
<b>D</b>	370,71	189,35	181,36	40,32	71,05	-30,73
<b>E</b>	192,71	126	66,71	125,06	146,11	-21,05
<b>F</b>	127,03	101,25	25,78	135,24	117,06	18,18
<b>G</b>	94,87	89,29	5,58	119,91	145,87	-25,96
<b>H</b>	76,26	90,93	-14,67	171,7	180,26	-8,56

#### 4.10 Tabla Resumen de Comparación

Dado que los datos suministrados para este estudio fueron tomados de datos reales, se encontraron escenarios con valores de RPM en superficie y peso sobre la broca diferentes, aunque con la menor diferencia que se pudieron encontrar. Como el flujo, las RPM y el peso sobre la broca tuvieron ciertas variaciones, se optó por conocer el porcentaje donde cada uno de estos estuvo en su mayor

valor al tener la ROP más alta y el tiempo por 100 pies perforadas, en cada una de las comparaciones que se realizaron (ver Tabla 7). Por ejemplo, para una mayor ROP para el TFA de 1,141in<sup>2</sup> hubo 12 comparaciones, entre las cuales en 5 ocasiones el escenario con el mayor flujo mostró mayor ROP, siendo el 41,67%.

Tabla 7.

*Resumen de las comparaciones dadas durante el trabajo realizado*

Evaluado	TFA (in <sup>2</sup> )	Total, Comparaciones	Número de veces donde fue el mayor			Porcentaje donde fue mayor		
			Peso			%Peso		
			Flujo	RPM	sobre	% Flujo	%RPM	sobre
			Broca			Broca		
	1,141	12	5	2	4	41,67	16,67	33,33
Mayor ROP	1,186	21	6	11	7	28,57	52,38	33,33
	Ambos	33	11	13	11	33,33	39,39%	33,33
Menor	1,141	11	2	1	5	18,18	9,0	45,45
tiempo por	1,186	21	6	9	8	28,57	42,86	38,10
100 pies	Ambos	32	8	10	13	25,00	31,25	40,63
	1,141	23	7	3	9	30,43	13,04	39,13
Todo	1,186	32	8	12	12	25,00	37,50	37,50
	Ambos	65	19	23	24	29,23	35,38	36,92

## 5. Escenario Recomendado

Tomando como referencia los promedios de los 12 mejores intervalos dentro de los pozos (en cuanto a ROP) de los 50 que había en total, y los mejores 12 de los 60 datos por formación que se obtuvieron, se determinaron los siguientes rangos en las variables evaluadas durante el análisis para un posible mejor desempeño en un trabajo de perforación de la sección de 12.25 in en el campo colombiano estudiado:

- Usar TFA de 1.141 in<sup>2</sup> en la broca.

- Trabajar entre 80-100 RPM en superficie.

- Utilizar para las formaciones A, B, C, D, F y G un flujo volumétrico entre 820 y 850 gpm, y en las formaciones E y H, entre 890 y 900 gpm.

- Durante la perforación de las formaciones A, B, C, D, F y G ejercer un peso sobre la broca entre 10 y 15 k-lb, y durante la perforación de las formaciones E y H, entre 7 y 10 k-lb.

## 6. Conclusiones

En el campo colombiano estudiado, la relación entre el flujo volumétrico circulado y la ROP va a depender de la formación que se esté perforando. Las Formaciones E y H, siendo las formaciones más duras, son las que presentan tendencia a aumentar la tasa de penetración al aumentar el flujo durante la perforación. A diferencia de la Formación H, en la formación E este fenómeno fue más visible. Lo anterior se refleja comparando la ROP promedio de los flujos más altos en los intervalos contra los flujos más bajos, obteniendo 281 pie/h contra 187,4 pie/h dados en los flujos menores en la Formación E, y 93,14 pie/h contra 86,54 pie/h en la Formación H. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la Formación E es la de mayor distancia perforada, y junto a la formación H, representan en promedio el 47% de la distancia perforada en la sección estudiada.

Al plantear un escenario adecuado para la perforación de un pozo en el campo colombiano estudiado y teniendo en cuenta las formaciones que se perforan para determinar el galonaje a utilizar, se reduce en un 33,2% el tiempo de exposición de los motores a altos flujos volumétricos permitiendo una mejoría en el estado final de los motores respecto a la erosión que han presentado.

Se recomienda trabajar las formaciones A, B, C, D, F y G con flujos volumétricos menores y un peso sobre la broca mayor, en comparación a los valores para perforar las formaciones E y H (820 - 850 gpm contra 890 - 900 gpm, y 10-15 k-lb contra 7-10 k-lb, respectivamente).

Teniendo en cuenta las 65 comparaciones que se llevaron a cabo, al observar los mejores escenarios, el mayor flujo volumétrico en cada comparación fue el que menos se presentó entre estos; 29,23% contra 35,38% y 36,92% de la mayor RPM y peso sobre la broca, respectivamente.

Los intervalos perforados con flujos menores a los límites del motor y menores a los flujos promedio utilizados en la formación, presentaron mayor ROP en un 62% de los casos. Si el promedio de la ROP en una formación en cierto pozo fue baja, no fue por usar menor caudal volumétrico en algunos segmentos

## 7. Recomendaciones

Realizar el estudio correspondiente para las otras secciones que se perforan en el campo colombiano estudiado

Estudiar el desempeño de un pozo que haya sido perforado con menor galonaje en el último año (se espera que en el presente año se dé un trabajo así)

Realizar un estudio por factor que altera la perforación para construir un posible escenario óptimo para la perforación teniendo como referencia la Energía Mecánica Específica (MSE).

### Referencias Bibliográficas

- Abdallahi, A., & Whitmore, A. (2014). Drilling 16" Hole Section with Optimum Flow Rate to Ensure High ROP and Good Hole Cleaning. Schlumberger.
- Chen, X., Gao, D., Guo, B., & Feng, Y. (2016). Real-time optimization of drilling parameters based on mechanical specific energy for rotating drilling with positive displacement motor in the hard formation. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 686-694. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.09.019>
- Flores, N., & Epo, C. (2017). *Nejo Field HSI Optimization*. Presentación, Schlumberger.
- Growcock, F., & Harvey, T. (2005). Drilling Fluids. En *Drilling Fluids Processing Handbook* (pp. 15-68). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-075067775-2/50003-2>
- Guo, B., & Liu, G. (2011). Mud Hydraulics Optimization. En *Applied Drilling Circulation Systems* (pp. 81-105). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-381957-4.00004-8>
- International Association of Drilling Contractors. (2014). *IADC Drilling Manual*.
- Kendall, H., & Goins Jr., W. (1960). *Design and Operation of Jet-Bit Programs For Maximum Hydraulic Horsepower, Impact Force or Jet Velocity*. Society of Petroleum Engineers.
- Keshavarz Moraveji, M., & Naderi, M. (2016). Drilling rate of penetration prediction and optimization using response surface methodology and bat algorithm. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 31, 829-841. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.057>
- Loan, T., & Mufti, D. (2016). *Drilling Fluids: Basics Fluid Mechanics and Hydraulics*. Presentación, Schlumberger.
- Loan, T., & Qureshi, F. (2005). *Hole Cleaning*. Schlumberger.
- Paiaman, A., Al-Askari, G., Salmani, B., Al-Anazi, B., & Masihi, M. (2009). Effect of Drilling

Fluid Properties on Rate of Penetration Article (PDF Available) · January 2009 with 1,115 Reads. *Nafta*, 3, 129-134.

Qureshi, F., & Ba, A. (2012, octubre). *Performance Limiters*. Presentación, Schlumberger.

Speer, J. W. (1959). A Method for Determining Optimum Drilling Techniques. En *Gulf Coast Drilling and Production Meeting*. Lafayette, Louisiana: Society of Petroleum Engineers.  
<https://doi.org/10.2118/1242-G>