

**ELABORACIÓN DE LÍNEAS BASE Y LÍNEAS DE EXCELENCIA, PARA LA
GENERACIÓN DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN, MEDIANTE LA
DISCRETIZACIÓN DE TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE
PERFORACIÓN EN EL CAMPO RUBIALES.**

**JUAN DAVID PELÁEZ RANGEL
SANTIAGO PÉREZ TORRES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

**ELABORACIÓN DE LÍNEAS BASE Y LÍNEAS DE EXCELENCIA, PARA LA
GENERACIÓN DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN, MEDIANTE LA
DISCRETIZACIÓN DE TIEMPOS DE EJECUCIÓN DE LAS OPERACIONES DE
PERFORACIÓN EN EL CAMPO RUBIALES.**

**JUAN DAVID PELÁEZ RANGEL
SANTIAGO PÉREZ TORRES**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
Ricardo Bustos Acosta
Ingeniero de Petróleo**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2020**

Nota de aceptación

Jorge Andrés Tovar Moreno

Sebastián Alejandro Gómez Alba

Bogotá D.C, agosto de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones:

Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE

Vicerrector Administrativo y Financiero:

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General:

Dra. ALEXANDRA MEJÍA.

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI.

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento, estos corresponden únicamente a los autores.

AGRADECIMIENTOS

Los autores presentan sus agradecimientos a:

Las directivas, cuerpo docente y demás funcionarios de la Fundación Universidad de América que brindaron en todo momento las capacitaciones necesarias para la correcta elaboración del respectivo trabajo de grado y nuestra formación como profesionales.

A **Ecopetrol S.A.** por brindarnos todo el apoyo que tuvieron a su alcance para el desarrollo del trabajo de grado.

Ing. **Ricardo Bustos**, por su guía, enriquecimiento de conocimientos y por el tiempo dedicado durante el trabajo todo con el fin de enseñarnos y dejarnos algo para nuestro futuro como ingenieros.

Ing. **Yatnielah Isabel Pirela**, por su guía durante el desarrollo, estructura y énfasis de nuestro trabajo de grado, como también por todo el tiempo que nos dedicó.

Ings. **Diego Rodríguez, Julián Andrés Olarte y Leonardo Villa Álvarez** por su acompañamiento, guía en el énfasis del trabajo y apoyo incondicional a lo largo del desarrollo del trabajo, solucionando todas las dudas ampliando nuestros conocimientos.

DEDICATORIAS

Este esfuerzo es dedicado especialmente a mis abuelos, apoyo incondicional, la guía perfecta para mi vida, dos personas que me han llenado de valor y confianza, y me enseñaron que nada es imposible si te lo propones.

A mis padres que sin importar las dificultades siempre me ayudaron a buscar una solución, por ser mi pilar y apoyarme en cada una de mis decisiones con amor y lecciones.

A mis tíos que me dieron las herramientas, los consejos necesarios para cumplir con esta meta y por su apoyo incondicional.

A mi compañero Santiago Pérez por su paciencia y por todos los recuerdos que compartimos juntos durante esta etapa, por enseñarme, guiarme y por su gran amistad.

A Natalia Cárdenas por escucharme, apoyarme y estar siempre ahí cuando lo necesite.

Finalmente, a mi hermana que siempre estuvo a mi lado apoyándome con increíbles detalles, tu llegaras tan lejos como te lo propongas.

Juan David Peláez Rangel.

DEDICATORIAS

Gracias a mis padres, por siempre depositar su confianza en mí, por estar a mi lado e inculcarme valores que me han ayudado a ser la persona que hoy soy, también gracias por anhelar lo mejor para mí y por cada una de esos consejos que me dieron a lo largo de mi vida.

Gracias a mi compañero Juan David Peláez por acompañarme y escucharme a lo largo de este proyecto, por ser un gran amigo y demostrarme que realmente existen amigos de verdad

Por último, gracias mi primo Andrés Gonzales, una de las personas que más quiero y admiro, gracias por ser mi fuente de inspiración mi modelo a seguir.

Santiago Pérez Torres.

CONTENIDO

	Pág
1. MARCO TEÓRICO	25
1.1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN CAMPO RUBIALES	25
1.1.1. Ubicación geográfica.	25
1.1.2. Procedimiento de perforación.	26
1.1.3. Ensamblajes de fondo.	28
1.2. CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS OPERATIVOS.	29
1.2.1. Tiempos no productivos.	29
1.2.2. Tiempos de pérdidas invisibles.	29
1.2.3. Tiempo de broca en fondo..	30
1.2.4. Tiempos planos..	30
1.2.5. Technical limit time. .	30
1.3. PROGRAMA OPEN WELLS.	30
1.3.1. Planning Report.	30
1.3.2. Daily Operation Report..	31
1.3.3. Reporte de salida “planed vs actual summary report”..	32
1.4. DWOP (DRILL WELL ON PAPER).	33
1.5. DATA ANALYZER.	34
1.5.1. Query.	34
1.6. POWER BI.	34
1.6.1. Diagrama de Pareto.	35
1.6.2. Líneas de excelencia..	35
2. METODOLOGÍA.	36
2.1. EXTRACCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN.	37
2.1.1. Recopilación de información de perforación.	37
2.1.2. QA/QC.	39
2.2. IDENTIFICACIÓN DE ILTS.	46
2.2.1. Uso del reporte Planned vs Actual summary.	46
2.2.2. Elaboración de paretos y distribución de tiempos.	47
2.3. LÍNEAS DE EXCELENCIA Y LÍNEAS BASE.	50
2.3.1. Carga del reporte Daily Operation a Power BI.	50
2.3.2. Elaboración de las líneas de excelencia y líneas base.	51
2.4. COMPARACIÓN CON POZOS TIPO DEL CAMPO RUBIALES.	53
2.4.1. Carga de los pozos tipo para Campo Rubiales.	53
2.4.2. Comparación entre Pozos Tipo y Percentiles.	54
2.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA BASADA EN LA REDUCCIÓN DE LOS TIEMPOS Y COSTOS PLANEADOS UTILIZANDO LA LÍNEA BASE Y LÍNEA EXCELENCIA DESARROLLADAS.	58

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.	60
3.1. EXTRACCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS EN OPEN WELLS UTILIZANDO DATA ANALYZER.	60
3.1.1. Elaboración de Querys.	60
3.1.2. QA/QC.	63
3.2. IDENTIFICACIÓN DE ILTS.	65
3.2.1. Distribución de tiempos operativos.	65
3.2.2. Identificación de actividades de mayor impacto.	68
3.3. DESARROLLO DE LÍNEA DE EXCELENCIA Y LÍNEA BASE DEL CAMPO UTILIZANDO EL PERCENTIL 25 Y EL PERCENTIL 50.	72
3.4. COMPARACIÓN POZOS TIPO CON LÍNEAS DE EXCELENCIA Y LÍNEAS BASE.	76
3.4.1 Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 1.	76
3.4.2. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 2.	80
3.4.3. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 3.	84
3.4.4. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 4.	88
3.5. ANÁLISIS ECONÓMICO.	92
3.5.1. Análisis primer escenario pozo tipo 1.	92
3.5.2. Análisis segundo escenario pozo tipo 2.	98
3.5.3. Análisis tercer escenario pozo tipo 3.	103
3.5.4. Análisis cuarto escenario pozo tipo 4.	109
4. CONCLUSIONES.	117
5. RECOMENDACIONES.	118
BIBLIOGRAFIA.	118
ANEXOS .	119

LISTA DE DIAGRAMAS

	Pág
Diagrama 1. Procedimiento extracción de actividades etapa 1.	36
Diagrama 2. Procedimiento etapa 2.	36
Diagrama 3. Modulo1 definición variables.	40
Diagrama 4. Clasificación actividades transversales.	42
Diagrama 5. Separación del paso.	42
Diagrama 6. Funcionamiento de la Macro.	43

LISTA DE ECUACIONES

	Pág
Ecuación 1. Costo ILTs por taladro.	58
Ecuación 2. Oportunidad de mejora.	59
Ecuación 3. Costo taladro por hr.	59

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1.Ubicación geográfica Campo Rubiales.	26
Figura 2. Estado mecánico Pozos Rubiales.	27
Figura 3. BHA por fase.	28
Figura 4. Planning Report.	31
Figura 5. Daily Operation Report.	32
Figura 6. Planed vs Actual Summary Report.	32
Figura 7. Planed vs Actual Summary Report.	33
Figura 8. Estructura de un paso ejemplo.	33
Figura 9. Ejemplo diagrama de Pareto.	35
Figura 10. Data Analyzer y Citrix.	37
Figura 11.Evento ODR dentro de Open Wells.	38
Figura 12. Daily Operation Open Wells.	38
Figura 13. Código Duración horas netas.	39
Figura 14. Módulos macro.	40
Figura 15. Módulo 1 Extracción de actividades.	41
Figura 16. Clasificación de errores por color.	41
Figura 17. Módulo 3 exportar reporte.	44
Figura 18. Fragmento macro DWOP V2.0.	45
Figura 19. PLANNED VS ACTUAL	46
Figura 20.Exportación de tablas.	47
Figura 21. Selección de tablas para Power BI.	47
Figura 22. Creación columnas para visualización de ILTS.	48
Figura 23. Diagramas de Pareto.	49
Figura 24. Distribución de tiempos operativos.	49
Figura 25. Información Daily Operation.	50
Figura 26. Elaboración nueva tabla.	51
Figura 27. Cálculo de percentiles.	52
Figura 28. Información Pozos Tipo.	53
Figura 29. Información discretizada por taladro.	54
Figura 30. Función Combinar 1.	55
Figura 31. Función Combinar 2.	55
Figura 32. Medida para Resta de columnas.	56
Figura 33. Funcion Switch.	56
Figura 34. Color de fondo del Percentil	57
Figura 35. Ejemplo comparación Pozo tipo	58
Figura 36. Query extracción de pozos.	60
Figura 37. Pozos extraídos.	61
Figura 38. Query extracción del daily operation report.	62
Figura 39. Daily operation report.	62

Figura 40. Macro DWOP V2.0 ejecutada.	63
Figura 41. Discretización de tiempos taladro INDEPENDENCE 61.	65
Figura 42. Discretización de tiempos taladro NABORS PM-47.	66
Figura 43. Discretización de tiempos NABORS PM-48.	66
Figura 44. Discretización de tiempos taladro PW-157	67
Figura 45. Diagramas de Pareto taladro INDEPENDENCE 61.	68
Figura 46. Diagramas de Pareto TALADRO PM-47.	69
Figura 47. Diagrama de Pareto taladro PM-48.	70
Figura 48. Diagrama de Pareto taladro PW 157.	71
Figura 49. Pozo tipo 1 VS tiempos totales P25 por taladro.	77
Figura 50. Pozo tipo 1 VS tiempos totales P50 por taladro.	79
Figura 51. Pozo tipo 2 VS tiempos totales P25 por taladro.	81
Figura 52. Pozo tipo 2 VS tiempos totales P50 por taladro.	83
Figura 53. Pozo tipo 3 VS tiempos totales P25 por taladro.	85
Figura 54. Pozo tipo 3 VS tiempos totales P50 por taladro.	87
Figura 55. Pozo tipo 4 VS tiempos totales P25 por taladro.	89
Figura 56. Pozo tipo 4 VS tiempos totales P50 por taladro.	91
Figura 57. Oportunidad de mejora INDEPENDENCE-61 pozo tipo 1.	92
Figura 58. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 1.	93
Figura 59. Oportunidad de mejora NABORS PM-48 pozo tipo 1.	93
Figura 60. Oportunidad de mejora PW 157 pozo tipo 1.	94
Figura 61. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 2.	98
Figura 62. Oportunidad de mejora NABORS PM-48 pozo tipo 2.	99
Figura 63. Oportunidad de mejora PW-157 pozo tipo 3.	103
Figura 64. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 4.	110

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Identificación errores well planning.	63
Tabla 2. Identificación errores Daily operation.	64
Tabla 3. Tiempos óptimos para los cuatro taladros.	72
Tabla 4. Comparación pozo tipo uno vs P25.	76
Tabla 5. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 1.	77
Tabla 6. Comparación pozo tipo uno VS P50.	78
Tabla 7. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 1.	79
Tabla 8. Comparación pozo tipo dos VS P25.	80
Tabla 9. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 2.	81
Tabla 10. Comparación pozo tipo dos VS P50.	82
Tabla 11. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 2.	83
Tabla 12. Comparación pozo tipo tres VS P25.	84
Tabla 13. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 3.	85
Tabla 14. Comparación pozo tipo tres VS P50.	86
Tabla 15. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 3.	87
Tabla 16. Comparación pozo tipo cuatro VS P25.	88
Tabla 17. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 4.	89
Tabla 18. Comparación pozo tipo cuatro VS P50.	90
Tabla 19. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 4.	91
Tabla 20. Planeación ajustada Pozo tipo 1	94
Tabla 21. Planeación ajustada Pozo tipo 2.	99
Tabla 22. Planeación ajustada Pozo tipo 3.	104
Tabla 23. Planeación ajustada Pozo tipo 4.	110

LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo A. Tabla de actividades.	121
Anexo B. Diagramas de Pareto por taladro.	128
Anexo C. Tiempos óptimos para los cuatro taladros.	132
Anexo D. Comparación pozos tipo vs percentiles.	136

GLOSARIO

CÓDIGO: Distintivo de la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo.

DAILY OPERATIONS REPORT: Es una plataforma perteneciente al software Open Wells® aplicado para el registro de todas las operaciones diarias ejecutadas en el pozo.

DATA ANALYZER: Tiene la capacidad de ejecutar consultas de datos, profundizando en ellos para el descubrimiento de relaciones, comparaciones, contrastando los diseños y puntos de referencia operacionales para el entendimiento de éstas durante la perforación.

DESCRIPCIÓN: Expone en detalle la especificación de la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo respecto a las demás que se hallan agrupadas por la actividad principal.

FASE: Establece la etapa de del ciclo de vida de un pozo en el cual se planea la actividad a realizarse para lograr cumplir con el objetivo de la perforación o intervención.

HISTOGRAMA: Gráfico que permite la representación de la distribución que presentan las frecuencias.

MD DESDE (FT): Profundidad medida superior en la cual se realiza la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo.

MD HASTA(FT): Profundidad medida inferior en la cual se realiza la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo.

OPEN WELLS: Software de Halliburton Landmark, diseñado para administrar, documentar y monitorear las actividades tanto de perforación como de completamiento a partir del continuo seguimiento. Concibiendo así la simplificación durante la recopilación de datos, agilizando la creación de informes y facilitando su respectivo análisis. Ofrece la única interfaz de usuario interactiva de la industria petrolera, integrando con la base de datos y herramientas de ingeniería Engineers Data Model™, basado en recopilar las operaciones a lo largo de toda la vida útil del pozo; desde el inicio hasta el respectivo abandono para obtener una trazabilidad en su desempeño histórico.

PASO NO: Orden de ejecución de la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo, se compone de tres partes: Categoría, Fase Número de actividad en la fase.

PERCENTILES: Es un valor tal que supera un determinado porcentaje de los miembros de la población, los centiles o percentiles (Cm ó Pm) segmentan el conjunto de las observaciones en cien partes iguales, es decir, que separan la muestra en grupos de 1% cada uno (son 99), su notación se expresa como P1...P20...P99 ó C1...C20...C99. La mediana es el percentil 50.¹

QUERY: Es una interacción condicional con una base de datos, fundamentada en lo que el usuario desea consultar de ésta.

SIDE TRACK: Es una operación fundamentada en la desviación de la trayectoria del pozo, su ejecución se puede dar de forma intencional o accidental.

SUBCÓDIGO: Distintivo que diferencia la especificación de la actividad planeada para el logro del objetivo de la perforación o intervención a pozo respecto a las demás que se hallan agrupadas por la actividad principal.

TIEMPO DE BROCA EN FONDO (BOBT): Es el tiempo requerido cuando se está perforando.

TIEMPO PRODUCTIVO: Es el tiempo que se tarda la culminación de una operación efectiva, sin tener en cuenta las pausas durante el proceso independientemente de la causa.

TIEMPO PROGRAMADO: Abarca actividades como simulacros o pruebas planeadas dentro del cronograma, por ello no son incluidos dentro de actividades extraoficiales que impliquen tiempos no planeados, ni sobrecostos.

TIEMPO TOTAL: Hace referencia a la sumatoria de los tiempos durante la operación que se lleva a cabo en el pozo o campo.

WELL PLANNING REPORT: Es una plataforma perteneciente al software Open Wells® enfocado a la planeación de todas las operaciones diarias ejecutadas en el pozo.

¹ BALLESTEROS. Esmeralda. Cuartiles, deciles y percentiles: Cálculo, aplicaciones y prácticas resueltas para «enseñar y aprender». Madrid. 2012. p. 3.

ABREVIATURAS

AFE	Authorization for Expenditure
BHA	Bottom Hole Assembly
CA	Cambio de Alcance
DWOP	Drilling Work On Paper
FT	Flat Time
ILT	Invisible Lost Time
MTC	Mejor Tiempo Compuesto
MTP	Maximum Theoretical Performance
MWD	Measurement While Drilling
NP	No Planeados
NPT	Tiempo No Productivos
NPTNO	Tiempo No Productivos No Operacionales
NPTO	Tiempo No Productivos Operacionales
ODR	Operation Drilling
PNE	Planeado No Ejecutado
QA/QC	Quality Assurance & Quality Control
ROP	Rate of Penetration
RSS	Rotary Steerable System
TL	Technical Limit

RESUMEN

El proceso de perforación y completamiento en Ecopetrol S.A, tiene como objetivo planear y ejecutar el desarrollo de un proyecto de la forma más rentable posible; por esto, identificar los limitadores y mitigarlos mediante una planeación estratégica que permita optimizar tiempos y costos se ha convertido en un factor de investigación y de suma importancia para la compañía. Como resultado, Ecopetrol S.A ha implementado diferentes metodologías para identificar tiempos de perdidas invisibles o actividades no optimizadas dentro de la planeación, las cuales generan aumentos en los tiempos de ejecución modificando los costos planeados dentro del AFE.

A través de la estandarización de estrategias de optimización de las operaciones con énfasis en la planeación, Se ha realizado el presente proyecto en el Campo Rubiales el cual consiste en analizar las diferentes variables presentes en el Daily Operation Report, Well Planning y el Drilling Work On Paper. Estos reportes se encuentran en la base de datos de Ecopetrol S.A en el software OpenWells que trabaja en conjunto con el software Data Analyzer para la extracción de datos, el cual por medio de queries identifica y extrae la información necesaria.

Con la información obtenida se comparan los tiempos de las operaciones ejecutadas con el tiempo estimado en planeación para identificar los tiempos de perdidas invisibles y de esta manera generar los indicador o línea de excelencia y línea base. En el presente proyecto se han generado dos escenarios estadísticos basados en la línea de excelencia y línea base a partir de los percentiles 25 y 50, buscando disminuir costos y tiempos operacionales, y así ajustar la planeación de los pozos tipo del Campo Rubiales para la posterior optimización de la planeación de las futuras campañas de perforación en el Campo Rubiales.

Finalmente, con el presente proyecto se pudo determinar cuáles fueron las actividades con mayor oportunidad de mejora en tiempo operacional, los errores con mayor frecuencia al momento de diligenciar un reporte de planeación y ejecución, como también la oportunidad de mejora para cada taladro si se emplearan las mejores prácticas (línea de excelencia).

PALABRAS CLAVE: Tiempo de pérdidas Invisibles, OpenWells®, Líneas de excelencia, Data Analyzer, Query.

ABSTRACT

The drilling and completion process at Ecopetrol S.A, aims to plan and execute the development of a project in the most profitable way possible; For this reason, identifying the limiters and mitigating them through strategic planning that allows optimizing time and costs has become a factor of investigation and of utmost importance for the company. As a result, Ecopetrol S.A has implemented different methodologies to identify invisible loss times or non-optimized activities within planning, which generate increases in execution times, modifying the planned costs within the Authorization for expenditure (AFE).

Through the standardization of optimization strategies for operations with an emphasis on planning, we have carried out this project in Campo Rubiales. This project consists of analyzing the different variables present in the Daily Operation Report, Well planning report and the Drilling Work On Paper. These reports are found in the Ecopetrol S.A database in the OpenWells software that works together with the Data Analyzer software for data extraction, which through queries identifies and extracts the necessary information.

With the information obtained, the times of the operations executed are compared with the estimated time in planning to identify the invisible loss times and thus generate the indicators or excellence lines and base lines. Through the project we have generated two statistical scenarios based on the excellence lines and the base lines with the 25th and 50th percentiles, seeking to reduce costs and operational times with the objective of adjusting the original planning of the Rubiales's well type for the optimization of the future drilling campaigns in Rubiales Field.

Finally, with this project it was possible to determine which were the activities with the greatest opportunity for improvement in operational time, the most frequent mistakes at the time of filling a planning or execution report, as well as the opportunity for improvement for each drill performance if they used the best practices (excellence lines).

KEY WORDS: Invisible Loss Time, OpenWells®, Excellence Lines, Data Analyzer, Query.

INTRODUCCIÓN

Para Campo Rubiales, localizado al Sureste de los Llanos Orientales Colombianos, los pozos son perforados en un lapso de tiempo muy corto, aun así, los pozos tienen un bajo porcentaje de BOBT (tiempo de broca en fondo) debido a que se realizan muchas actividades ajenas al avance de la profundidad del pozo (tiempos planos). La mala ejecución de dichas actividades, producen excesos de tiempos con respecto a lo que se planeó y genera que el tiempo total de perforación del pozo sea mayor. Para poder identificar el exceso de tiempos (invisible loss time) en las operaciones de perforación que se producen en los pozos de Campo Rubiales es necesario un análisis detallado de toda la información de los pozos perforados en el campo, para así poder establecer cuáles son los limitantes que impiden la elaboración de las operaciones de la manera más óptima.

Para poder identificar los tiempos invisibles y poder generar estrategias de reducción en tiempos y costos operacionales es importante discretizar cada una de las actividades operacionales y así poder elaborar una línea de excelencia debido a que los tiempos invisibles, los cuales no son considerados como un NPT, siguen representando una ineficiencia en la ejecución de las operaciones. "Dicha ineficiencia, denominada ILTs, se ha demostrado que contribuye hasta un 15% del costo total del pozo."²

Compañías como Kuwait Oil ha establecido un centro de decisiones de perforación en tiempo real para definir las operaciones de sus taladros, detectar los tiempos invisibles (ILTs) y establecer las causas que los generan. La compañía realizó un análisis de los datos en tiempo real para investigar el impacto de los tiempos invisibles y comparar el rendimiento de los taladros. La información que obtuvieron de los análisis, la emplearon para mejorar la planificación de sus pozos y mejorar el rendimiento de sus equipos de perforación. Luego de haber analizado los resultados obtenidos, se llegó a la conclusión de que se podría llegar a reducir la construcción general del pozo (sin tener en cuenta los NPTs) en un 16,94%.³

En el caso de ECOPETROL S.A, la gerencia de perforación y completamiento onshore generó una guía de procesos de optimización de operaciones de perforación y completamiento en donde se tiene por objetivo la identificación y

² RAFIK Zakariya. Un estudio de caso de la optimización de la perforación en tiempo real para mejorar el bienestar de entrega mediante el aumento de tarifas y de perforación con indicación del tiempo perdido invisible para mejorar el rendimiento. [en línea], 2015. [28 octubre de 2019]. p.1 Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conferencepaper>

³ SULAIMAN MARZOUG Al-Ghunaim and BASHAYER MOHAMMAD Sadiq, KUWAIT OIL COMPANY; MAHMOUD Siam, ISLAM Nassar and REDA KACI Aissa, SHLUMBERGER. Operations Efficiency: Improved Well Planning Methodology Based on Invisible Lost Time Smart KPIs. [en línea],2017. [28 octubre de 2019]. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper>.

mitigación de limitantes a través de una planeación estratégica mediante el uso de mejores prácticas en cada una de las actividades de perforación e implementación de nuevas tecnologías. Adicionalmente, Ecopetrol S.A. inició una variedad de proyectos para lograr mejorar la eficiencia en el rendimiento operacional, entre los cuales está determinación de lineamientos para la determinación de tiempos de operación y líneas de excelencia para Campo Rubiales, en el cual se analizaron ocho (8) pozos perforados en el 2016 mediante la codificación del listado de la secuencia operacional de los pozos en estudio, obteniendo como resultado una oportunidad de mejora de 2,9 días.⁴

Se espera que en el presente trabajo las líneas de excelencia y las líneas base del Campo Rubiales elaboradas, permitan generar estrategias de optimización las cuales reducirán el tiempo total de perforación y generará el aumento del índice de tiempo de broca en fondo (BOBT), a su vez permitirá mitigar la generación de tiempos no productivos (NPT) y tiempos invisibles (ILT) dentro de la ejecución del pozo. Adicionalmente, al implementar las líneas de excelencia se podrá generar una planeación más acertada y hará que el personal en campo ejecute las actividades de perforación empleando las mejores prácticas.

Para poder cumplir el objetivo general del proyecto el cual es “Elaborar líneas base y líneas de excelencia, para la generación de estrategias de optimización, por medio de la discretización de tiempos de ejecución de las operaciones de perforación en Campo Rubiales” se establecieron los siguientes objetivos específicos:

- Extraer las actividades de perforación de los pozos, ubicadas dentro de la herramienta Open Wells®, mediante el uso de query dentro del software Data Analyzer.
- Identificar pozo a pozo los excesos de tiempo (ILT) en cada una de las actividades de perforación mediante el análisis del well planning y el daily operation, para la determinación de las actividades con mayor potencial de reducción en tiempo operacional.
- Realizar la línea de excelencia y línea base del campo utilizando el percentil 25 y el percentil 50, respectivamente, a partir las actividades con mayor potencial de reducción en tiempo operacional.

⁴ ECOPETROL S.A. Guía para la elaboración de líneas de excelencia para el Campo Tisquirama. 2016.

- Comparar los tiempos obtenidos de la línea de excelencia y la línea base con los establecidos en los Pozos Tipo de Campo Rubiales.
- Evaluar económicamente la reducción de los tiempos y costos planeados utilizando la línea base desarrollada durante el proyecto.

El primer objetivo está enfocado en la extracción de la información necesaria para la elaboración de las líneas como lo son las actividades de perforación de los pozos, ubicadas dentro de la herramienta Open Wells®, mediante el uso de query dentro del software Data Analyzer como se ilustra en el numeral 3.1 extracción de las actividades de perforación de los pozos en open wells utilizando data analizar.

El segundo objetivo plantea la identificación de excesos de tiempo (ILT) en cada una de las actividades de perforación como muestra el numeral 3.2 identificación de ILTs mediante el análisis de los reportes y de esta manera determinación de las actividades con mayor potencial de reducción en tiempo operacional.

En el tercer objetivo se plantea el desarrollo de las líneas de excelencia y las líneas base a partir de los percentiles P25 Y P50 enfatizando en las actividades con mayor potencial de reducción en tiempo operacional como muestra el numeral 3.3 del presente trabajo desarrollo de línea de excelencia y línea base del campo utilizando el percentil 25 y el percentil 50.

el cuarto objetivo consiste en comparar los tiempos obtenidos de la línea de excelencia y la línea base con los establecidos en los Pozos Tipo de Campo Rubiales como se ilustra en el numeral 3.4 comparación pozos tipo con líneas de excelencia y líneas base.

Finalmente, el quinto objetivo se enfocó en evaluar económicamente la reducción de los tiempos y costos planeados utilizando la línea base desarrollada durante el proyecto partiendo de la oportunidad de mejora para concluir con el desarrollo de una nueva planeación con tiempos ajustados como muestra el numeral 3.5 análisis económico.

1. MARCO TEÓRICO

En esta sección se hará un breve recuento entorno a las generalidades de la perforación en Campo Rubiales, se continúa con la clasificación de los tiempos operativos, dentro de los cuales se identifican los Tiempos de Pérdidas Invisibles (ILT). Luego, se hablará de la herramienta Open Wells, en donde se enfatizará en los reportes Well Planning y Daily Operation. Posterior a esto, se describe el DOWP y cómo funciona la discretización de las actividades de perforación. Por último está el tema de Power BI, explicando todo lo relacionado a las líneas de excelencia.

1.1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN EN CAMPO RUBIALES

En esta sección se hablará de la ubicación geográfica del campo, el procedimiento que la empresa Ecopetrol S.A ha establecido para la perforación de los pozos y los ensamblajes de fondo que se utilizan en cada una de las fases del pozo.

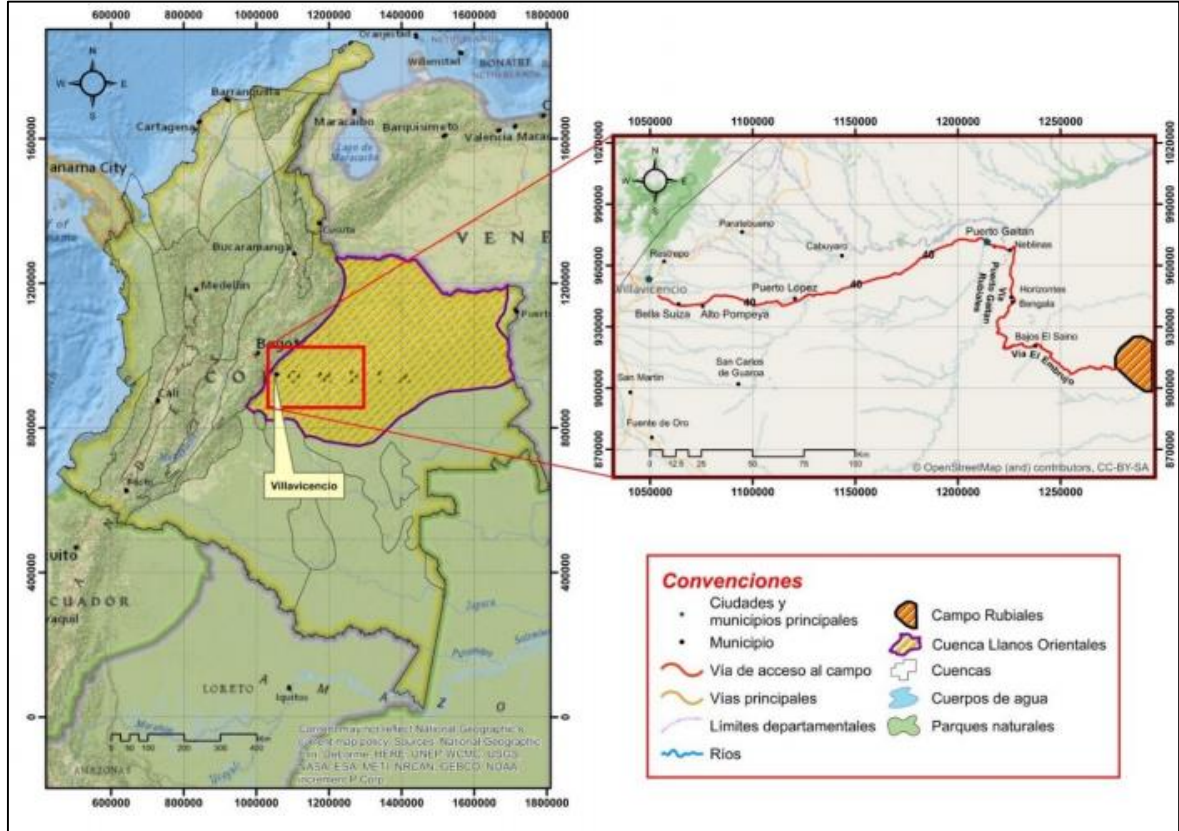
1.1.1. Ubicación geográfica. “La estructura del Campo Rubiales está constituida por un monoclinado orientado regionalmente en una dirección N50°E. De acuerdo a los reportes bibliográficos, el entrapamiento de hidrocarburo en el Campo Rubiales se da gracias a una combinación de factores estratigráficos (ríos trenzados) e hidrodinámicos (Empuje de agua fresca que genera un contacto agua-aceite inclinado 0.35° al NW). Sin embargo existen diferencias al establecer cuál de los dos factores es el principal limitante de la acumulación de hidrocarburo.”⁵

“El Campo Rubiales con un área total de 150.000 acres, a 465 km de Bogotá, en jurisdicción del Municipio de Puerto Gaitán (Meta) a 160 km de su casco urbano, en una altillanura dividida por los afluentes del Caño Rubiales y del Río Tillavá, cuenca alta del Río Vichada, como muestra la **figura 1**. El Campo Rubiales tiene como formación productora el Miembro C7 de Carbonera (Arenas Basales). El pozo a perforar correspondiente al Clúster RB-83 se encuentra localizado en la parte sur del campo.”⁶

⁵ SUTHERLAND, J., Córdoba. Área crudos pesados, informe de prospectividad [en línea]. 2007. [Consultado:15 de febrero de 2020]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf

⁶ ECOPETROL S.A. Guía gerencia de estrategias de perforación y completamiento.2014.

Figura 1. Ubicación geográfica Campo Rubiales.



Fuente. Eris. Modificado por el autor.2020.

1.1.2. Procedimiento de perforación. Los pozos perforados en Campo Rubiales se planean de forma direccional con un perfil tipo horizontal. Para la perforación y futuro completamiento del pozo se planean tres fases:

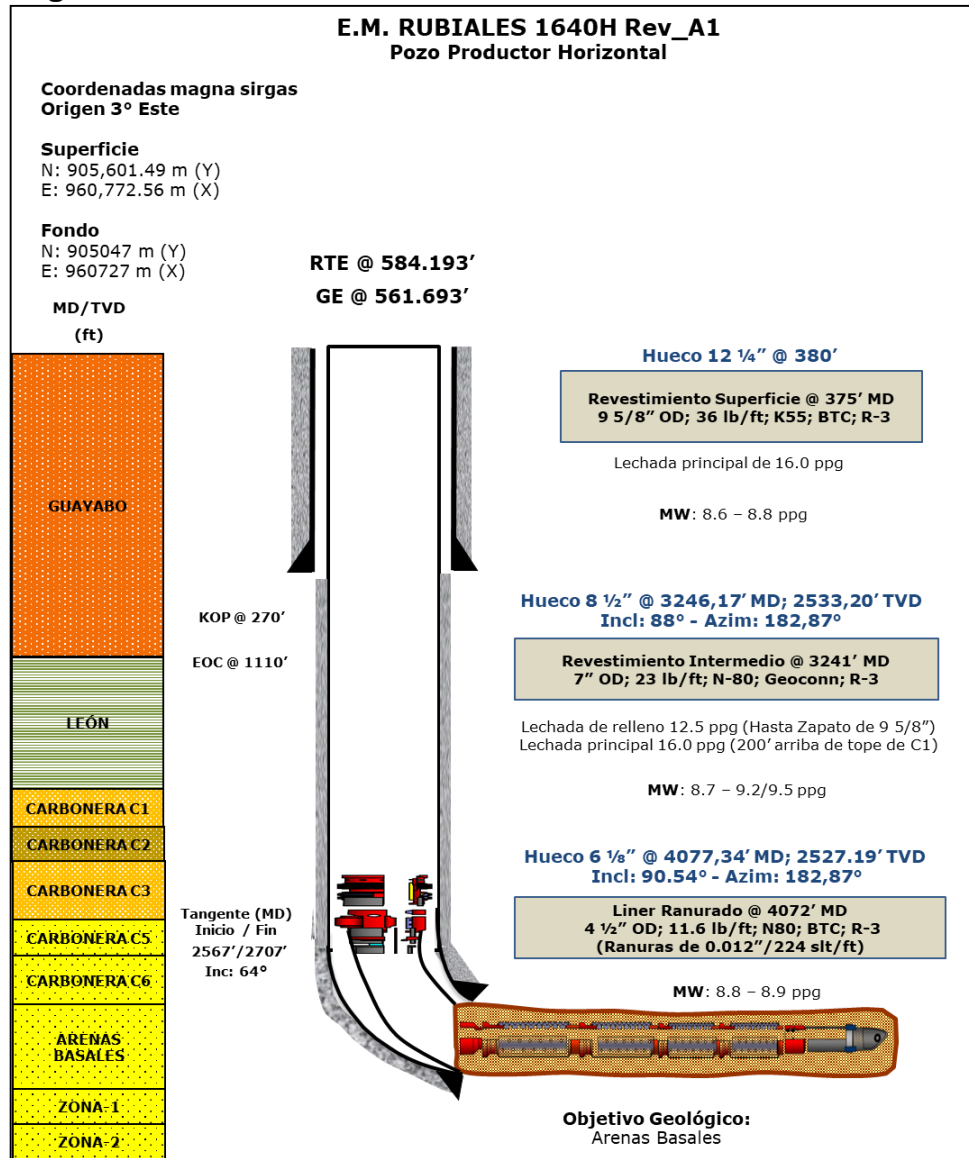
La fase 3, correspondiente a la fase de superficie, que tiene un diámetro de hueco de 12 ¼ pulgadas y llega a una profundidad de 380 pies de profundidad.

La fase 4, correspondiente a la fase intermedia, tiene un diámetro de hueco de 8 ½ pulgadas y llega hasta la zona de interés (Arenas Basales), en esta fase se realiza el trabajo direccional el cual deja al pozo con una inclinación entre 85° y 88°.

La fase 10, correspondiente a la fase de producción, tiene un diámetro de 6 1/8 pulgadas. Esta sección del hueco es horizontal y tiene como objetivo tener la mayor extensión de contacto con la arena de interés y es completada mediante el uso de liner.

Las fases anteriormente mencionadas se pueden observar en el estado mecánico ilustrado en la **figura 2**.

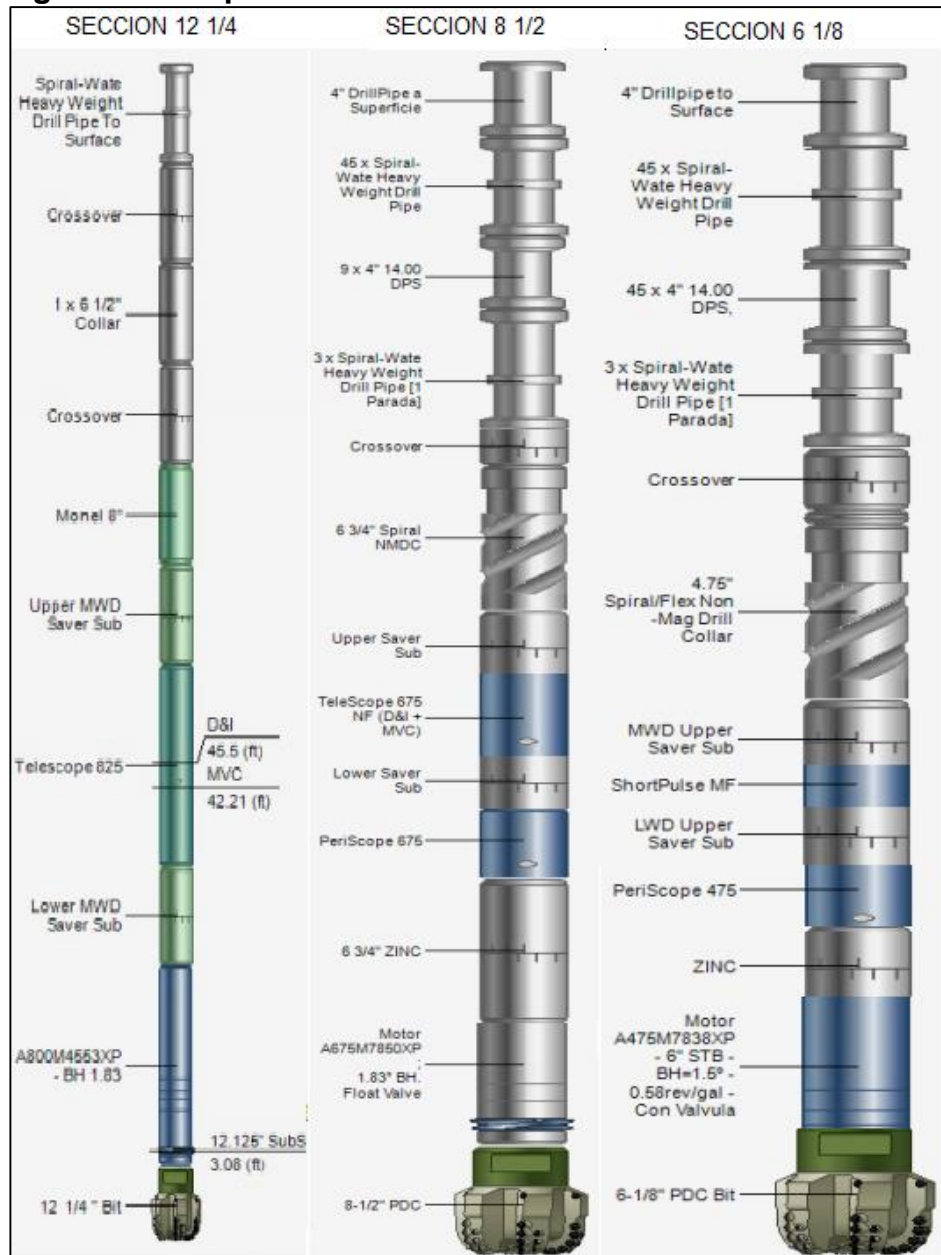
Figura 2. Estado mecánico Pozos Rubiales.



Fuente. Ecopetrol S.A.2020.

1.1.3. Ensamblajes de fondo. Para la perforación de la fase 3 se utiliza una sarta con MWD y una broca PDC para realizar la perforación de la formación Guayabo. Luego, se continua con la perforación de la fase 4, en esta fase se utiliza una broca PDC y un ensamblaje direccional compuesto por LWD, MWD, PWD y motor hasta llegar a la zona de interés (arenas Basales). Para la última fase, se perfora con un ensamblaje compuesto por LWD, MWD y motor, para la geo navegación dentro de la zona de interés, como muestra la **figura 3**.

Figura 3. BHA por fase.



Fuente. Schlumberger. modificado por el autor.2020.

1.2. CLASIFICACIÓN DE TIEMPOS OPERATIVOS

La discretización de los tiempos operacionales de un pozo permite la determinación minuciosa de los tiempos que conforman el tiempo total de ejecución.

1.2.1. Tiempos no productivos. Los tiempos no productivos hacen referencia principalmente a los tiempos fuera de lo planeado que retrasan las operaciones generando que estas se detengan. Se determina por un cambio en el plan debido a eventos inesperados o no planificados. Estos NPTs afectan directamente el costo de las operaciones aumentando el desfase con los recursos dispuestos inicialmente en el AFE.

Ecopetrol S.A. ha generado nuevas estrategias para la identificación y optimización de estos tiempos, empezando por el análisis de las causas las cuales se pueden identificar a través de la revisión y análisis de la información de los pozos offset, especialmente con la frecuencia en que suceden.

Dentro de los tiempos no productivos encontramos un número considerable de actividades las cuales se pueden clasificar como fallas operacionales, asociado a eventos operacionales por problemas del hueco, fallas de equipos ya sea por mantenimiento y reparación, control de calidad, imperfecciones en el material, mal diseño y selección, factores del ambiente al que están expuestos, entre otros⁷.

1.2.2. Tiempos de pérdidas invisibles. Los ILT o tiempos de perdidas invisibles están directamente asociados con ineficiencias que ocurren en las operaciones consideradas como normales, en términos técnicos es la diferencia entre la duración operativa real y las mejores prácticas, sin tener en cuenta los NPTs en operaciones rutinarias por lo cual puede ser difícil de detectar y corregir.

Los ILT no incluye los problemas humanos, climáticos o externos a la gestión humana de los ingenieros u operarios en campo, lo cual se puede medir por Keys Performance Indicator (KPI) indicadores desarrollados por equipos de trabajo o crew's⁸.

⁷ ECOPETROL S.A. Guía Proceso de Optimización de Operaciones de Perforación y Completamiento. 2018. WDP-G-XXX.

⁸ DAVE, Taylor. NPT and ILT, in the context of Technical Limit [en línea], 13 agosto de 2014 [27 octubre de 2019]. Disponible en Internet: https://my-spread.com/files/4731_cb4e6eabcfe03b58ae9aca0320a3b509.pdf

1.2.3. Tiempo de broca en fondo. Es uno de los indicadores utilizados por Ecopetrol S.A. para llevar control del rendimiento de las operaciones de perforación indicando el tiempo requerido al perforar el pozo como también el tiempo de producción de este.

1.2.4. Tiempos planos. Se consideran tiempos planos a todas las actividades ajenas al avance de la profundidad del pozo. La mala ejecución de dichas actividades, producen excesos de tiempos con respecto a lo que se planeó y genera que el tiempo total de perforación del pozo sea mayor.

1.2.5. Technical limit time. Tiempo requerido para realizar las operaciones de manera óptima bajo condiciones perfecta, este límite teórico señala un objetivo, representando una operación ideal, la diferencia entre el desempeño histórico de las operaciones y este límite teórico representa oportunidades.

1.3. PROGRAMA OPEN WELLS

El programa Open Wells es un software de Halliburton Landmark, diseñado para administrar, documentar y monitorear las actividades tanto de perforación como de completamiento a partir del continuo seguimiento. Concibiendo así la simplificación durante la recopilación de datos, agilizando la creación de informes y reportes tales como:

1.3.1. Planning Report. El Planned Operations Report corresponde a la sección donde se debe ingresar de forma específica cada operación proyectada para llevar a cabo el objetivo del evento, es decir, el Well Planning Report o la planeación del pozo, como muestra la **figura 4**. Cabe aclarar que este reporte es de suma importancia a la hora de perforar un pozo, pues marca la ruta crítica en que se desarrollarán las actividades, programando tiempos específicos para las mismas.

Cada operación se debe categorizar en una secuencia de pasos correlacionados a su fase, categorías de códigos y sub-códigos para facilitar el análisis y comprensión de las operaciones.

Figura 4. Planning Report.

Event	ST	No	Date	Type	Description
ODR (1/18/2019)	OH	1	12/12/2018	Well Planning	WELL PLANNING ODR
ODR (1/18/2019)	OH	5	2/22/2019	Pipe Tally	RUN TALLY LINER 5 1/2", N80, 17 L/FT
ODR (1/18/2019)	OH	4	2/13/2019	Pipe Tally	RUN LINER 7 5/8" P110 29.7LB/FT TXP
ODR (1/18/2019)	OH	3	2/8/2019	Pipe Tally	RUN CASING 9 5/8" 47 LB/FT, 43.5 LB/FT
ODR (1/18/2019)	OH	2	1/20/2019	Pipe Tally	RUN PIPE TALLY CASING 13 3/8" @ 995 FT, 54.5 LB/FT
ODR (1/18/2019)	OH	1	1/18/2019	Pipe Tally	BORRAR
ODR (1/18/2019)	OH	2	2/9/2019	Logging	REGISTROS ELECTRICOS PUNTO LIBRE

Wellbore	CPD	Paso no.*	Fase*	Código*	Subcódigo*	Description	MD Desde* (ft)	MD Hasta* (ft)	Operación*	Duración Estimada (P10)* (hr)	Duration (hr)
OH	✓	SAFE11	0003	1700	1701	Pre-Job Safety Meeting	26.0	26.0	REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA INICIO DE OPERACIONES DE PERFORACIÓN.		0.25
OH	✓	RUBHA	0003	1400	1401	RU BHA	26.0	26.0	ARMAR BHA DIRECCIONAL NO. 1 PARA PERFORAR FASE 12.25		2.00
OH	✓	DRIL11	0003	1400	1406	Conventional Rotating Drilling	26.0	460.0	PERFORAR FASE DE 12 1/4" HASTA 565'		3.00
OH	✓	CRBHA	0003	1500	1503	Circulating (Cleaning Hole, Pill, Sam)	460.0	460.0	CIRCULAR FONDOS ARRIBA.		0.25
OH	✓	POOH1	0003	1100	1107	POOH drilling BHA	460.0	460.0	POOH DESDE 565' HASTA SUPERFICIE.		1.50
OH	✓	SAFE12	0003	1700	1701	Pre-Job Safety Meeting	460.0	460.0	REUNIÓN Y DIVULGACIÓN PARA CORRIDA DE REVESTIMIENTO DE 9 5/8" Y CEMENTACIÓN.		0.25
OH	✓	RUCST	0003	1200	1204	RU Surface Equipment / Tools	460.0	460.0	RIG UP HERRAMIENTAS DE MANEJO PARA CORRER REVESTIMIENTO DE 9 5/8".		1.00
OH	✓	RIOHC1	0003	1200	1206	Run Casing / Liner	460.0	460.0	CORRIDA REVESTIMIENTO DE 9 5/8" HASTA 560'.		2.25
OH	✓	RUCEM	0003	2100	2101	RU Cementing Equipment / Tools	460.0	460.0	INSTALAR Y PROBAR CABEZA / LINEAS DE CEMENTACIÓN. CIRCULAR REVESTIMIENTO EN FONDO.		0.50
OH	✓	CEM11	0003	2100	2104	Primary Cementing	460.0	460.0	CEMENTACIÓN DE REVESTIMIENTO 9 5/8".		2.00
OH	✓	RDCEM	0003	2100	2102	RD Cementing Equipment / Tools	460.0	460.0	RIG DOWN CABEZA Y LINEAS DE CEMENTACIÓN.		0.50
OH	✓	CONDC	0003	1300	1306	Conditioned/Draining Cellar	460.0	460.0	LIMPIAR CONTRAPOZO. REALIZAR REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD PARA INSTALACIÓN DE SECCIÓN A Y BOP		1.00

Fuente. Open Wells.2020.

1.3.2. Daily Operation Report. Las operaciones reales ejecutadas se deben reportar en OpenWells® en el reporte “Daily Operations”, en la sección “Operaciones Diarias” se registran en secuencia todas las actividades de perforación de las operaciones diarias con intervalos de tiempos mínimos de 15 minutos (0.25 hrs), como muestra la **figura 5**.

En esta sección, la operación realizada en la Perforación del pozo se debe categorizar por su fase, código, sub-código y Paso No. Con la casilla Paso No. es posible asociar-correlacionar los tiempos establecidos en la sección “Planned Operation” y “Operaciones diarias”.

Figura 5. Daily Operation Report.

No	Date	Type
2	1/20/2019	Pipe Tally
2	2/9/2019	Loggings
2	1/19/2019	Daily Operations

Desde*	Hasta*	Paso no.	Fase*	Código	Subcódig	Description	MD From (ft)	MD to (ft)	Profundidad de la Sarta (MD)
00:00	03:30	DRIL11	3003	1400	1407	Perforando Rotando con Motor	100.0	181.0	181.0
03:30	04:00	DRIL11	3003	1506	1505	Circulando (Hueco a Limpio, P&G)	181.0	181.0	181.0

Operaciones Diarias

DRIL11 Perforar fase 17.5" Hasta indicador < 20% Conglomerado

TRIP11 Sacar BHA No 1 hasta Superficie
 SAFE12 Reunión seguridad Arme BHA
 RUBHA12 Armar BHA No 2 Direccional
 TRIP12 Bajar RIH hasta 180 ft.
 DRIL12 Perforar con Broca PDC hasta 1034' (Mínima profundidad requerida para cumplir con la normatividad de acuíferos superficiales)
 CIRC12 Circular dos fondos arriba

Fuente. Open Wells. Modificado por el autor.2020.

1.3.3. Reporte de salida “planned vs actual summary report”. El reporte “planned vs actual summary report” es el encargado de cruzar los tiempos planeados y los tiempos ejecutados de cada una de las actividades de perforación que se establecieron, arrojando como resultado una tabla que ilustra los high-lights y los low-lights, como muestra la **figura 6**. Este reporte también abarca los eventos de NPT que fueron reportados a la hora de perforar el pozo como se muestra en la **figura 7**.

Figura 6. Planed vs Actual Summary Report.

Step	Description	Planned Time (hr)	LLD (hr)	Avg Offset (hr)	Actual Time (hr)	Gap (hr)
ROUT11	RU Tubular/Calibrate/Measure	0.00	0.00	0.00	20.00	-20.00
SAFE11	Pre-Job Safety Meeting	0.50	0.00	0.00	0.50	0.00
RUBHA11	RU BHA	0.50	0.00	0.00	0.00	0.50
DRIL11	Conventional Rotating Drilling	6.00	0.00	0.00	3.50	2.50
TRIP11	POOH drilling BHA	1.00	0.00	0.00	1.50	-0.50
SAFE12	Pre-Job Safety Meeting	0.50	0.00	0.00	1.00	-0.50
RUBHA12	RU & test Directional Tools	2.50	0.00	0.00	9.00	-6.50
DRIL12	Mud motor Rotating Drilling	11.50	0.00	0.00	14.00	-2.50
CIRC11	Circulating (Cleaning Hole, Pill, Samples)	1.50	0.00	0.00	1.00	0.50
TRIP12	POOH drilling BHA	2.00	0.00	0.00	3.00	-1.00
RDBHA11	RD Directional Tools	1.50	0.00	0.00	1.50	0.00
SAFE13	Pre-Job Safety Meeting	0.50	0.00	0.00	0.00	0.50
RUCSG11	RU Surface Equipment / Tools	1.00	0.00	0.00	2.50	-1.50
RCSG12	Run Casing / Liner	4.50	0.00	0.00	10.50	-6.00
WHD11	RU/RD/Weld/Test Casing Head	1.00	0.00	0.00	0.50	0.50
CIRC12	Circulating (Cleaning Hole, Pill, Samples)	0.50	0.00	0.00	1.00	-0.50
SAFE14	Pre-Job Safety Meeting	0.50	0.00	0.00	0.50	0.00
RUCEM11	RU Cementing Equipment / Tools	1.00	0.00	0.00	0.50	0.50
CEM11	Primary Cementing	3.00	0.00	0.00	2.50	0.50
RDCEM11	RD Cementing Equipment / Tools	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00
ROUT12	Conditioned/Draining Cellar	2.00	0.00	0.00	0.50	1.50
WHD11	RU/RD/Weld/Test Casing Head	1.50	0.00	0.00	0.50	1.00
RDCSG13	RD Surface Equipment / Tools	1.00	0.00	0.00	1.00	0.00
SAFE15	Pre-Job Safety Meeting	0.50	0.00	0.00	1.00	-0.50
WHD12	RU B.O.P.	3.00	0.00	0.00	7.00	-4.00

Fuente. Open Wells.2020.

Figura 7. Planed vs Actual Summary Report.

3 NPT Event Summary								
Title	Start date/time	End date/time	Gross time		Net time		Total gross cost	
			(hr)	(hr)	(hr)	(hr)	(\$)	(\$)
DETUVO OPERACIÓN POR NIVEL DE TORMENTA ELÉCTRICA III	12/4/2019 12:45:00PM	12/4/2019 1:15:00PM	0.50	0.50	0.5	0.5	526.64	526.64
RESTRICCIÓN @ 4214 FT Y VIAJE DE ACONDICIONAMIENTO	12/8/2019 9:30:00AM	12/10/2019 4:00:00PM	54.50	54.50	52.5	52.5	81,543.75	66,968.75
DETUVO OPERACIÓN POR NIVEL DE TORMENTA ELÉCTRICA III	12/4/2019 2:15:00PM	12/4/2019 2:45:00PM	0.50	0.50	0.5	0.5	526.64	526.64
PRESENTÓ FALLA EN MANGUERA HIDRAULICA DE LA POWER TONG	12/9/2019 2:30:00AM	12/9/2019 4:30:00AM	2.00	2.00	2	2	14,575.00	14,575.00
FALLA EN GENERADORES DEL EQUIPO.	12/3/2019 5:15:00AM	12/3/2019 5:45:00AM	0.50	0.50	0.5	0.5	0.00	0.00
DETUVO OPERACIÓN POR NIVEL DE TORMENTA ELÉCTRICA III	12/4/2019 4:00:00PM	12/4/2019 4:45:00PM	0.75	0.75	0.75	0.75	789.95	789.95
TORMENTA ELECTRICA NIVEL III	12/6/2019 5:45:00PM	12/6/2019 6:30:00PM	0.75	0.75	0.75	0.75	778.13	778.13

Fuente. Open Wells.2020.

1.4. DWOP (DRILL WELL ON PAPER)

Documento elaborado por la gerencia, en el cual se discretiza cada una de las actividades de perforación. Cada una de las actividades cuenta con un Paso, un código y un subcódigo, **ver anexo 1**.

Cada paso está compuesto por 3 partes, la categoría de la actividad planeada en la perforación, la fase a la cual corresponde la referida actividad y el número consecutivo de la actividad en la fase, Por ejemplo, paso RUBHA11, como muestra la **figura 8**.

Figura 8. Estructura de un paso ejemplo.



Fuente. Elaboración propia.2020.

1.5. DATA ANALYZER

Es un software incorporado a la herramienta Open Wells® que permite consultas y análisis de datos de operaciones de pozo simples a complejos para toda la base de datos EDM⁹. La herramienta facilita encontrar rápidamente problemas, oportunidades y tendencias que podrían estar ocultas en bases de datos con abundante contenido sin necesidad de tener una organización previa, por medio de la implementación de queries¹⁰.

1.5.1. Query. Es una herramienta de búsqueda de información incorporada en el software Data Analyzer cuyo principio se basa en la generación de consultas dentro de una base de datos, para filtrar y caracterizar información específica dentro de un contexto de investigación no enfocado.

1.6. POWER BI

“Power BI es una colección de servicios de software, aplicaciones y conectores que trabajan juntos para convertir sus fuentes de datos no relacionadas en información coherente y visualmente interactiva. Sus datos pueden ser una hoja de cálculo de Excel o una colección de almacenes de datos híbridos locales y basados en la nube.”¹¹ Esta herramienta se utilizara para la visualización de los diagramas de Pareto, la distribución de los tiempos operativos y las líneas de excelencia.

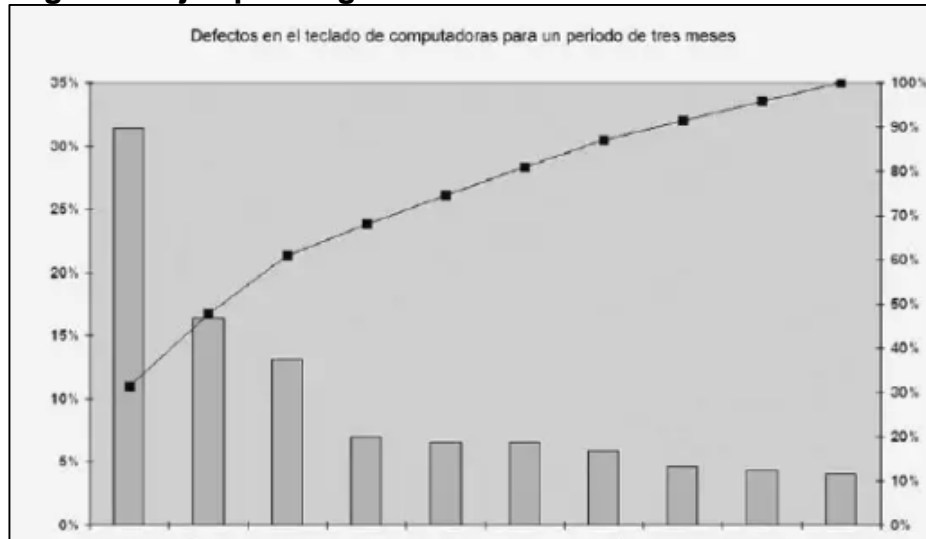
⁹HALLIBURTON. OpenWells, Operaciones Report. Halliburton, Landmark [En línea], [27 octubre de 2019] Disponible en Internet: <https://www.landmark.solutions/OpenWells>

¹⁰ Ibid.p.6.

¹¹ MICROSOFT, What is Power BI, 09/04/2019 consultado 13/07/2020 disponible en: <https://docs.microsoft.com/en-us/power-bi/fundamentals/power-bi-overview>.

1.6.1. Diagrama de Pareto. “El diagrama de Pareto es un tipo especial de gráfica de barras verticales en la que las respuestas categorizadas se grafican en el orden de rango descendente de sus frecuencias y se combinan con un polígono acumulativo en la misma escala.”¹² Con este diagrama se identificarán las operaciones con mayor potencial en reducción de tiempos operacionales como muestra la **figura 9**.

Figura 9. Ejemplo diagrama de Pareto.



Fuente. “Estadística básica en administración: conceptos y aplicaciones” pag.25 (2004).

1.6.2. Líneas de excelencia. En la guía para la elaboración de líneas de excelencia para Campo Tisquirama elaborada por Ecopetrol se establece que las líneas de excelencia son una herramienta de retroalimentación conceptual al momento de optimizar la operación debido a que ayuda a determinar las condiciones y prácticas de ingeniería que pueden reducir los tiempos y costos de la perforación.¹³ Estas líneas también pueden ser usadas como una metodología de planeación ya que se basa en el concepto del technical limit y lo que es teóricamente es posible.

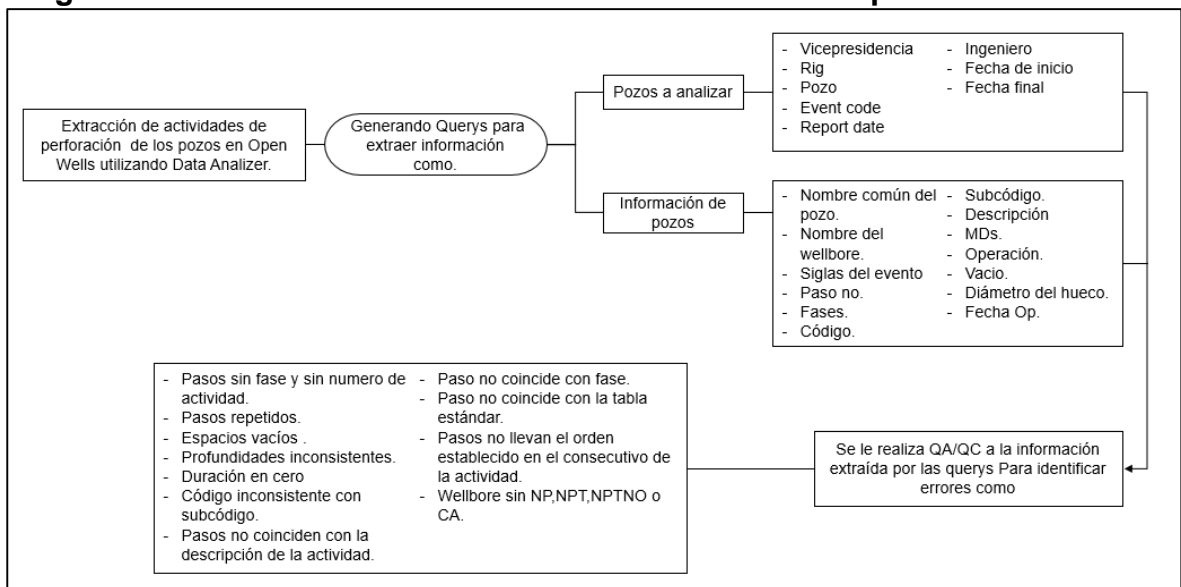
¹² Mark I, Berson. Estadística básica en administración: conceptos y aplicaciones. Pearson educación.4ed.2004.20p.

¹³ ECOPETROL S.A. Op cit. Guía para la elaboración de líneas de excelencia para el Campo Tisquirama. 2016.

2. METODOLOGÍA

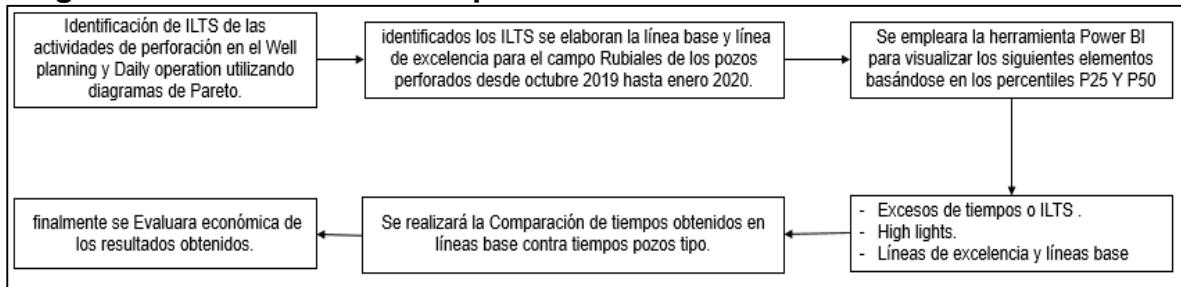
Para obtener resultados con un alto grado de confiabilidad, se realizó un procedimiento basado en la discretización de tiempos operacionales en el cual se emplearon herramientas como Data Analyzer, Open Wells®, macros dentro de Excel y para visualizar los resultados la herramienta Power BI, la cual cumple con los estándares de presentación de tableros en Ecopetrol SA. A continuación, en los **Diagramas 1 y 2**, se especifica la metodología utilizada para desarrollar la línea base y la línea de excelencia a partir de las herramientas anteriormente mencionadas.

Diagrama 1. Procedimiento extracción de actividades etapa 1.



Fuente. Elaboración propia.2020.

Diagrama 2. Procedimiento etapa 2.



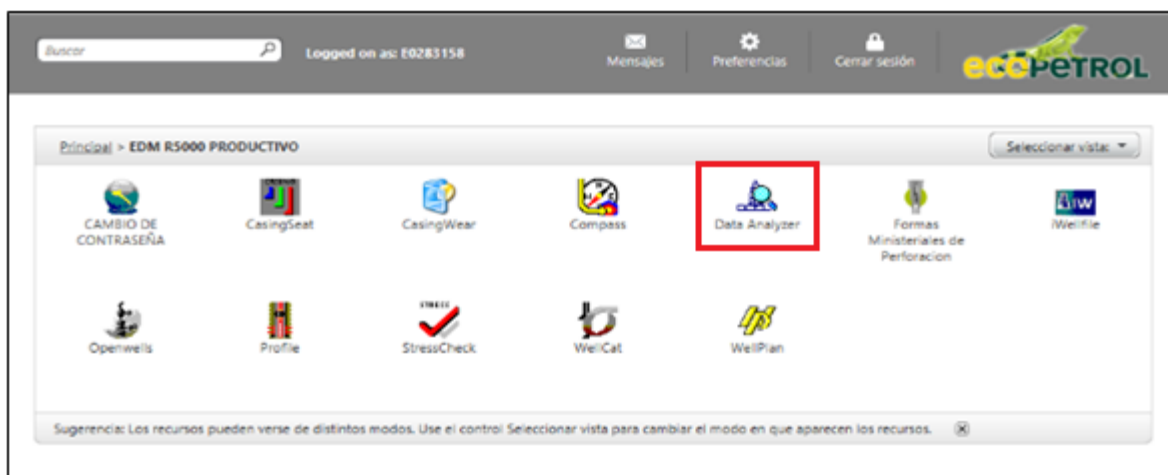
Fuente. Elaboración propia.2020.

2.1. EXTRACCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN

En la siguiente sección se describe el procedimiento para la extracción de la información de los pozos seleccionados utilizando herramientas como queries.

2.1.1. Recopilación de información de perforación. Para lograr la extracción de las actividades primero se debió ingresar a la herramienta Data Analyzer la cual se encuentra en la plataforma virtual Citrix, como muestra la **figura 10**.

Figura 10. Data Analyzer y Citrix.



Fuente: Citrix. Modificado por el autor .2020.

Una vez dentro de la herramienta Data Analyzer se elaboró la query la cual extrae los pozos perforados a partir del primero de octubre del 2019 hasta el 31 de enero del 2020.

Estas queries permitieron filtrar la información necesaria para la elaboración de los diferentes reportes como también su posterior validación, es por esto que a continuación se explicara el procedimiento para elaborar una query.

Inicialmente se debe ingresar a la herramienta Open Wells donde se encuentra cargada la información referente a los pozos como la localización, el daily operation report, el well planning report, el tipo de lodo, costos diarios entre otros. Esta información se encuentra filtrada por evento por lo cual es necesario trabajar con la información en ODR, es decir, “perforación”, como muestra la **figura 11**.

Figura 11. Evento ODR dentro de Open Wells.

Event	ST	No	Date	Type	Description
MOB (11/7/2019)	OH	1	10/30/2019	Cost Estimate and AFE	MOVILIZACIÓN CORTA PX 38
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/1/2019	Cost Estimate and AFE	AFE DE PERFORACIÓN
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/1/2019	Well Planning	WELL PLANNING CLIA 14
MOB (11/7/2019)	OH	1	11/7/2019	Daily Operations	REALIZO SKIDDING DEL POZO CLIA 5 AL CLIA 14
MOB (11/7/2019)	OH	2	11/8/2019	Daily Operations	REALIZO SKIDDING DEL POZO CLIA 5 AL POZO C...
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/8/2019	Daily Operations	PERFORÓ FASE DE 17 1/2 IN A 270 FT.
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/8/2019	Casing	CONDUCTOR CASING 20 IN K55 94# @ 45 FT
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/8/2019	Daily Geology	FM GUAYABO @270 FT
ODR (11/8/2019)	OH	2	11/9/2019	Daily Operations	PERFORÓ FASE DE 17 1/2 IN A 922FT.
ODR (11/8/2019)	OH	2	11/9/2019	Daily Geology	FM GUAYABO @ 922 FT
ODR (11/8/2019)	OH	3	11/10/2019	Daily Operations	PERFORÓ FASE DE 17 1/2" A 1961 FT.
ODR (11/8/2019)	OH	3	11/10/2019	Daily Geology	UNIDAD LUTITA E @ 1961 FT
ODR (11/8/2019)	OH	4	11/11/2019	Daily Operations	BAJÓ CSG DE 13 3/8" A 1918 FT.
ODR (11/8/2019)	OH	1	11/11/2019	Pipe Tally	TALLY RUN CSG 13 3/8 IN (K55,54,58, TXP) A 1965 ...
ODR (11/8/2019)	OH	2	11/11/2019	Casing	SUPPLEMENT CASING 13 3/8 IN K55,54,58 @ 1960 FT.

Fuente. Open Wells, modificada por el autor. 2020.

Una vez seleccionado el evento se ingresa a la sección llamada Daily Operation, **figura 12**, donde se encuentran todos los datos a llamar. Para realizar esta acción se debe entender que cada dato tiene un código correspondiente el cual es posteriormente correlacionado con Data Analyzer como muestra la **figura 13** y de esta manera filtrar y extraer puntualmente la información necesaria con las carpetas dentro de la query.

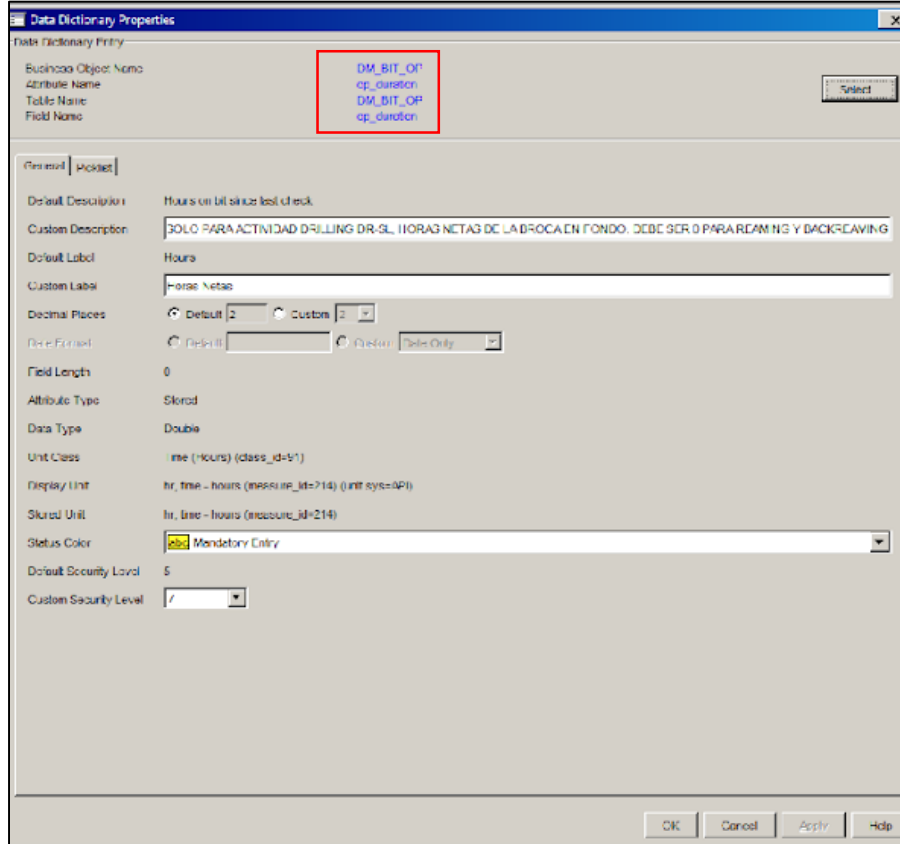
Figura 12. Daily Operation Open Wells.

Wellbore	BHA No.	Monitorial Casing Lbl	VD Inicial (ft)	Fecha/Hora de Inicio	MD Final (ft)	Fecha/Hora de Salida
OH	2	DIRECTIONAL (MOTO)	232.0	07/00/2019 10:00	1,048.0	07/01/2019 21:20

Actividad de la Brea	Hora	VD Absorción (ft)	MD Inicial (ft)	MD Final (ft)	Longitud Perforada (ft)	Horse Power (hr)	RCP (ft/hr)
SL	01:30	591	564	631.9	67.0	1.75	38.3
DR	13:00	1,246.0	62	1,246.0	417.0	11.25	37.1

Fuente. Open Wells.2020.

Figura 13. Código Duración horas netas.



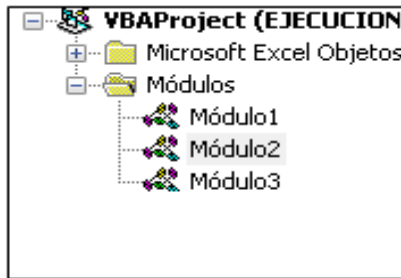
Fuente. Open Wells. Modificado por el autor .2020.

Este procedimiento se debe repetir tres veces para cumplir con el primer objetivo debido a que se debe extraer tres grupos de datos, los cuales corresponden a los pozos, el reporte correspondiente a planeación y el reporte correspondiente a ejecución los cuales contienen las variables a analizar (Nombre común del pozo, nombre común del wellbore, siglas del evento, paso no, fase, código, subcodigo, descripción de la actividad, operación, MD's, duración).

2.1.2. QA/QC. Posteriormente, se realizó el QA/QC a la información extraída de las query previamente mencionadas, utilizando una macro programada en Excel, la cual utiliza información de la tabla de actividades de perforación del **anexo A**. Esta tabla contiene el paso correspondiente a cada actividad, el código de cada uno de los pasos y su subcódigo.

La macro anteriormente mencionada se programó con la herramienta Visual Basic por módulos como muestra la **Figura14**.

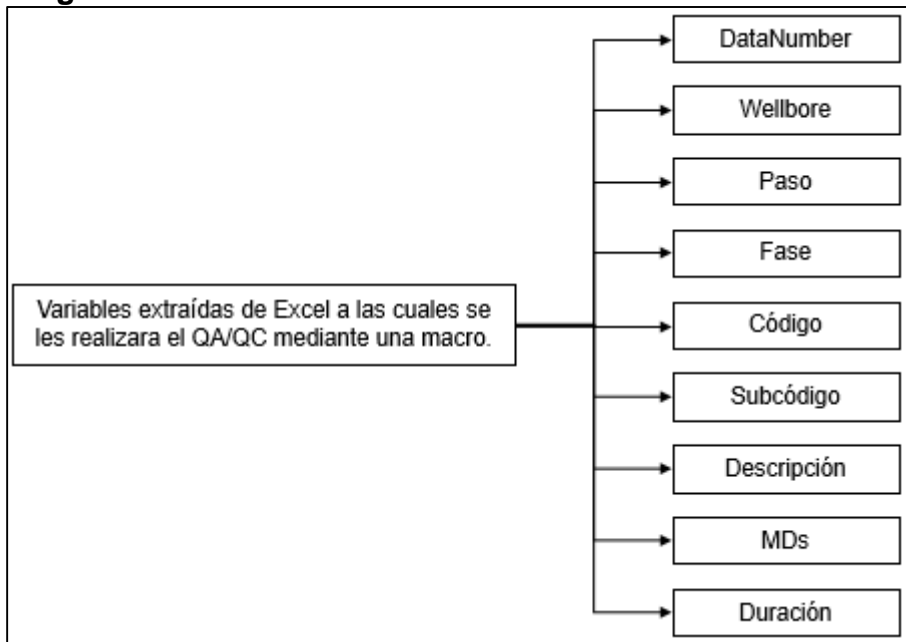
Figura 14. Módulos macro.



Fuente. Visual Basic.2020.

En el módulo 1 se llaman, guardan y definen de Excel las funciones, datos y variables a verificar con la macro (DataNumber, Wellbore, paso, Fase, Cod, Subcod, Descripcion, MDs, Duracion) como muestra el **Diagrama 3**, por otro lado, las actividades de perforación fueron extraídas simultáneamente junto con las funciones para identificar los errores en este módulo, como muestra la **figura 15**.

Diagrama 3. Modulo1 definición variables.



Fuente: Visual Basic para aplicaciones.2020.

Figura 15. Módulo 1 Extracción de actividades.

```

'Recopilación de datos de la tabla Actividades
With Worksheets("ACTIVIDADES")
    NumeroActividades = .Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Row - 1
    ActividadesPaso = .Range(.Cells(2, 1), .Cells(1 + NumeroActividades, 1))
    SubCodActividades = .Range(.Cells(2, 2), .Cells(1 + NumeroActividades, 2))
    ActDescripcionES = .Range(.Cells(2, 3), .Cells(1 + NumeroActividades, 3))
    ActDescripcionEN = .Range(.Cells(2, 4), .Cells(1 + NumeroActividades, 4))
End With

'Busqueda y reporte de errores
Contador = 1
Cond0 = DuracionCero(DataNumber, Duracion, Paso)
Call PasoDescomponer(DataNumber)

For Each Pozo In Wells
    If WellsNumber(Contador) <> WellsNumber(Contador + 1) Then
        Cond1 = PasoSinFase(Pozo, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond2 = PasosRepetidos(Paso, Wellbore, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond3 = Orden(NumeroActividades, ActividadesPaso, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond4 = ProfundidaInconsistente(MDs, Wellbore, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond5 = PasosTranvs(WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond6 = VerificarCod_SubCod(Cod, SubCod, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond7 = StandarTableVerification(NumeroActividades, ActividadesPaso, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1))
        Cond8 = PasoFaseInconsistente(Fase, WellsNumber(Contador), WellsNumber(Contador + 1) - 1)
        Cond9 = Desc_Verification(SubCod, Descripcion, NumeroActividades, ActividadesPaso, ActDescripcionES, ActDescripcionEN)
    End If
    Contador = Contador + 1
Next Pozo
Cond10 = EspaciosVacios(DataNumber)

MsgBox ("Función terminada exitosamente")
End Function

```

Fuente. Visual Basic.2020.

En el módulo 2 se programó la identificación de errores dentro del well planning y el daily operation, los cuales son clasificados por colores como muestra la **figura 16**.

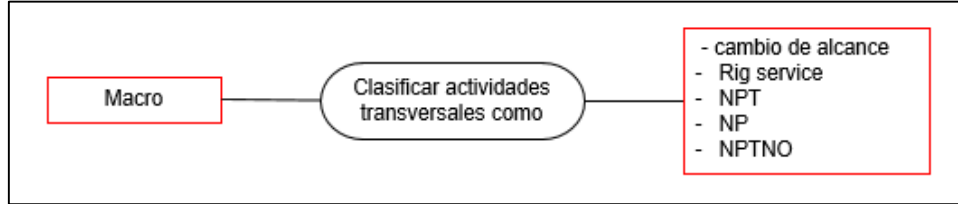
Figura 16. Clasificación de errores por color.

Pasos sin fase y sin número de actividad	<input checked="" type="checkbox"/>	Light Blue
Pasos repetidos	<input type="checkbox"/>	Red
Espacios vacíos	<input checked="" type="checkbox"/>	Light Green
Profundidades inconsistentes	<input checked="" type="checkbox"/>	Light Blue
Duraciones en cero	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow
Codigo inconsistente con subcódigo	<input checked="" type="checkbox"/>	Pink
Paso no coincide con la descripción de la actividad	<input checked="" type="checkbox"/>	Brown
Paso no coincide con la fase	<input checked="" type="checkbox"/>	Grey
Paso no coincide con la tabla estandar	<input checked="" type="checkbox"/>	Yellow
Pasos no llevan el orden establecido en el consecutivo de la actividad	<input type="checkbox"/>	Light Green
Wellbore sin NP, NPT, NPTNO o CA	<input type="checkbox"/>	Purple

Fuente. Elaboración propia.2020.

Posteriormente se programó la clasificación de las actividades transversales del DWOP ubicado en el **Anexo A** como muestra el **Diagrama 4**.

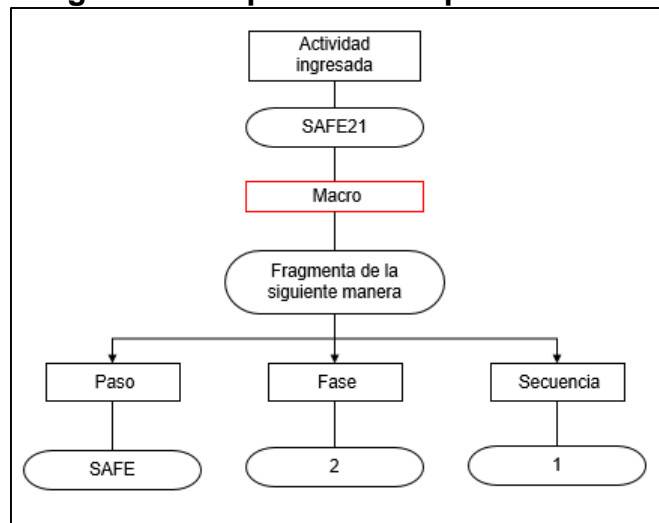
Diagrama 4. Clasificación actividades transversales.



Fuente. Elaboración propia.2020

Para la identificación de errores fue necesario programar un algoritmo que separa el paso de la fase y la secuencia, para posteriormente almacenarlos en una matriz de 3 columnas con un numero de filas igual al número de actividades planeadas o ejecutadas del pozo, como muestra el **Diagrama 5**.

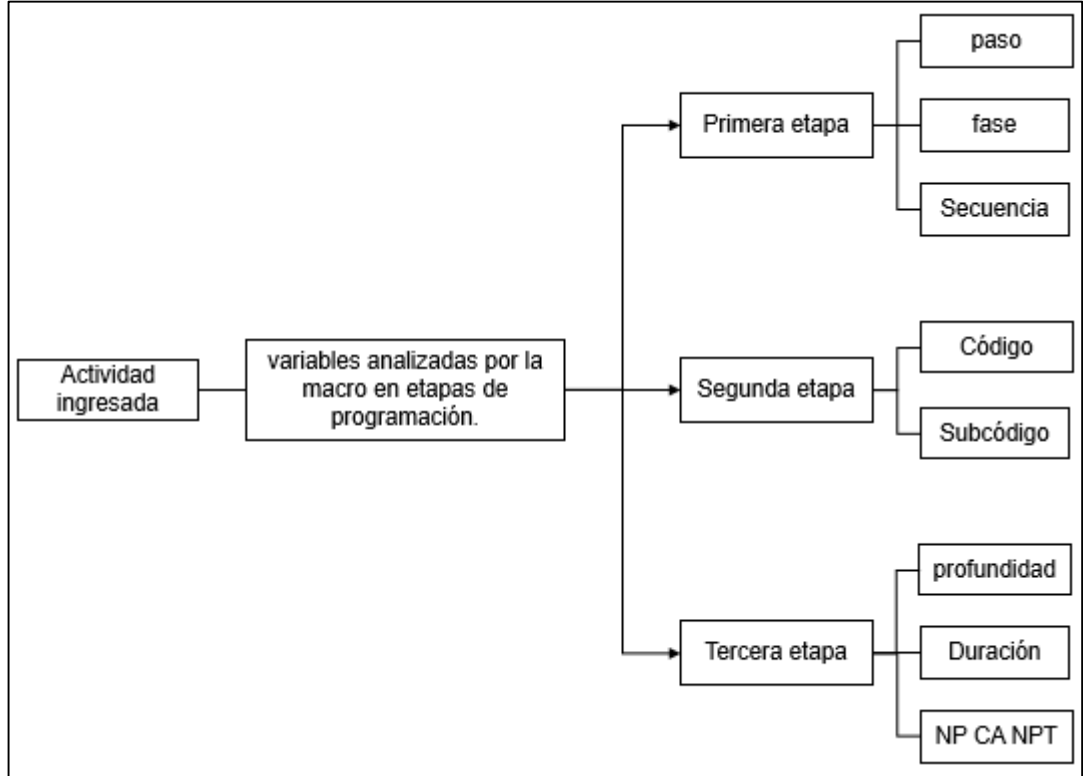
Diagrama 5. Separación del paso.



Fuente. Elaboración propia.2020.

Ya habiendo definido las variables de la macro y separado el paso, la fase y la secuencia, se continuó clasificando cada uno de los errores por colores, programando en Visual Basic con el procedimiento ilustrado en el **Diagrama 6**.

Diagrama 6. Funcionamiento de la Macro.



Fuente. Elaboración propia.2020.

Como se puede ver en el **Diagrama 6** la actividad desarrollada ingresa a la macro de manera fragmentada en paso , fase y secuencia como muestra el **Diagrama 5**, la primera etapa permite el análisis de estas tres variables, es decir , que el paso corresponda a la actividad ingresada, la fase corresponda a la etapa actual del proyecto y que el orden establecido sea respetado como secuencia, posteriormente, en la segunda etapa, la macro corrobora que coincida el paso con su correspondiente código y subcódigo. Finalmente, en la tercera etapa la macro revisa los factores específicos de cada una de las actividades ingresadas, es decir, la profundidad a la cual debió desarrollarse, su duración y los eventos no planeados, no productivos o cambios de alcance, si por algún motivo la macro detecta uno o más errores dentro de estas especificaciones lo identificará con un color característico como muestra la **figura 16**, de no ser así, la celda no será asociada a ningún color, debido a que esta no presenta inconsistencias. A continuación, se muestra un ejemplo por etapa:

Para la etapa número uno, el error “Paso sin fase” se programó en Visual Basic como muestra en el **Diagrama 3**, este error identifica aquellos pasos que tienen ausencia de un componente numérico en su consecutivo o fase y lo identifica con el color azul celeste como muestra la **figura 16**.

Para la etapa número dos, el error “Profundidades inconsistentes” se programó en Visual Basic como muestra el **Diagrama 6**. Este error verifica que las profundidades asociadas al paso DRIL, las cuales corresponden a la perforación, deben presentar un aumento continuo en la profundidad. Para las actividades no asociadas a perforación el algoritmo verifica que las profundidades sean constantes. Adicionalmente verifica que no existan profundidades menores a la profundidad de la mesa rotaria.

Finalmente, Para la etapa número tres, el error “Well bore sin NP, NPT, NPTNO o CA” se programó en Visual Basic como muestra el **Diagrama 6**. Este error verifica que por cada wellbore estén presentes las actividades NP, NPT, NPTNO o CA, en caso de que no estén se indicara con el color presente en la **figura 16**.

Finalmente, en el módulo 3 se programó en Visual Basic la función de exportar el resultado obtenido al ejecutar la macro. Es decir, el well planning y el daily operation con los errores identificados como muestra la **figura 17**.

Figura 17. Módulo 3 exportar reporte.

```
Function Exportar(Hoja As String)
    Dim Dwop, Consolidado, ruta, Invo, strFinal As String
    Dim Data As Workbook
    Dim Name As Worksheet
    Dim Libro As Worksheet

    Set WellsNumber = New Collection
    Set Wells = New Collection

    With Worksheets(Hoja)
        DataNumber = .Cells(Rows.Count, 2).End(xlUp).Row - 13
        If DataNumber <= 0 Then
            MsgBox ("No hay datos")
            Exit Function
        End If

        Application.ScreenUpdating = False
        Application.DisplayAlerts = False
        On Error Resume Next
    End With

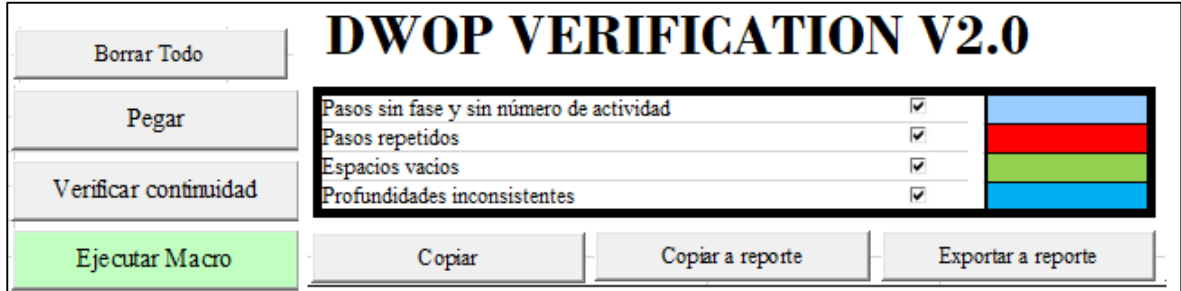
    Dwop = ActiveWorkbook.Name
    ruta = ActiveWorkbook.Path
    Consolidado = "Consolidado" & " " & Date
    strFinal = Mid(Consolidado, 1, 1)
    For i = 2 To Len(Consolidado)
        If Mid(Consolidado, i, 1) = "/" Then
            strFinal = strFinal & "-"
        Else
            strFinal = strFinal & Mid(Consolidado, i, 1)
        End If
    Next i
    Invo = ruta & "\" & strFinal

    With Application.FileDialog(msoFileDialogOpen)
```

Fuente. Visual Basic.2020.

Como resultados obtenemos la macro llamada DWOP V2.0 como muestra la **figura 18**.

Figura 18. Fragmento macro DWOP V2.0.



Fuente. Microsoft Excel.2020.

Una vez programada la macro se procedió a importar la información extraída de Open Wells y se ejecutó la macro sobre esta información. Como resultado se obtuvo la identificación de cada uno de los errores presentes en el reporte well planning con su respectivo color, como la muestra la **figura 16**.

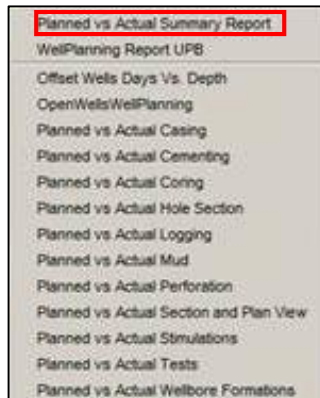
Posterior a la identificación de los errores dentro del well planning se procedió a revisar uno a uno estos errores con el fin de agregar un comentario especificando la corrección que debería ser realizada para cada uno de los errores identificados, el cual facilita la corrección por parte del ingeniero de planeación, en el caso del well planning. luego de tener el reporte Well Planning con ningún error se procede a corregir el reporte Daily Operation. Esta corrección se hizo mediante la lectura detallada del reporte identificando las inconsistencias entre este reporte y el Well Planning. ya identificados los errores y su respectivo comentario se elaboró un informe para que el asistente en campo hiciera las respectivas correcciones de los errores identificados.

2.2. IDENTIFICACIÓN DE ILTS

En la siguiente sección se describe el procedimiento para la identificación de los ILTs a partir del reporte Planned vs Actual summary y la discretización de tiempos operacionales para su posterior visualización en la herramienta Power BI a partir de los diagramas de Pareto y barras acumuladas.

2.2.1. Uso del reporte Planned vs Actual summary. El reporte Planned vs Actual summary se debe extraer de la herramienta Open Wells como se muestra en la **figura 19**. Este reporte contiene información de los tiempos que se planearon para cada una de las actividades de perforación y los tiempos que se obtuvieron al momento de ejecutarlas. Este procedimiento se debe realizar para cada uno de los pozos a analizar.

Figura 19. PLANNED VS ACTUAL



Fuente. Open Wells. Modificado por el autor.2020.

Una vez extraídos todos reportes Planned vs Actual summary de la muestra de pozos, se procede a organizar la información necesaria para la elaboración de los diagramas de Pareto y la distribución de los tiempos operacionales.

La distribución de los tiempos operacionales se compone de: los NPTs que se generaron durante la perforación del pozo, los ILTs que se produjeron debido a la mala ejecución de las actividades operacionales y el tiempo de las actividades si estas no hubieran presentado ILTs. Para organizar esta información se crearon 3 tablas. La primera tabla, llamada “NPT”, contiene los eventos NPT y NPTNO que tuvo el pozo, la actividad la cual especifica el problema y la duración de este.

La segunda tabla, que tiene por nombre “ILT”, contiene el nombre del pozo, el paso, la actividad asociada a ese paso, el tiempo planeado para cada actividad, el tiempo real de ejecución de la actividad y el gap el cual representa la diferencia

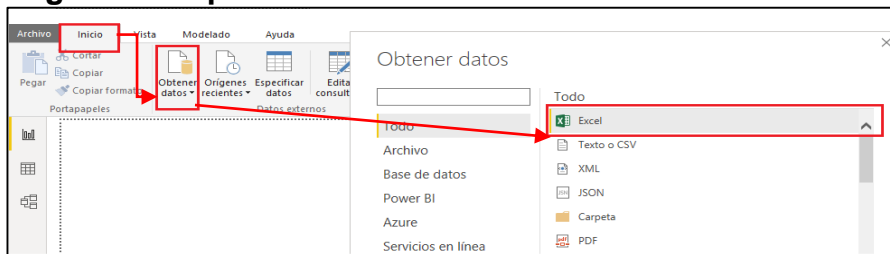
entre el tiempo de planeación y de ejecución. Para esta tabla solo se tienen en cuenta los gaps negativos.

Por último, la tabla “Actividades sin ILTs”, contiene el nombre del pozo, el paso, la actividad asociada a ese paso, el tiempo planeado para cada actividad, el tiempo real de ejecución de la actividad y el gap. Para esta tabla se tienen en cuenta los gaps positivos y los iguales a cero.

Para la elaboración de los diagramas de Pareto fue necesario la creación de una tabla que contuviera el nombre del pozo, el paso, la actividad asociada a ese paso, el tiempo planeado para cada actividad, el tiempo real de ejecución de la actividad y los gaps positivos y negativos.

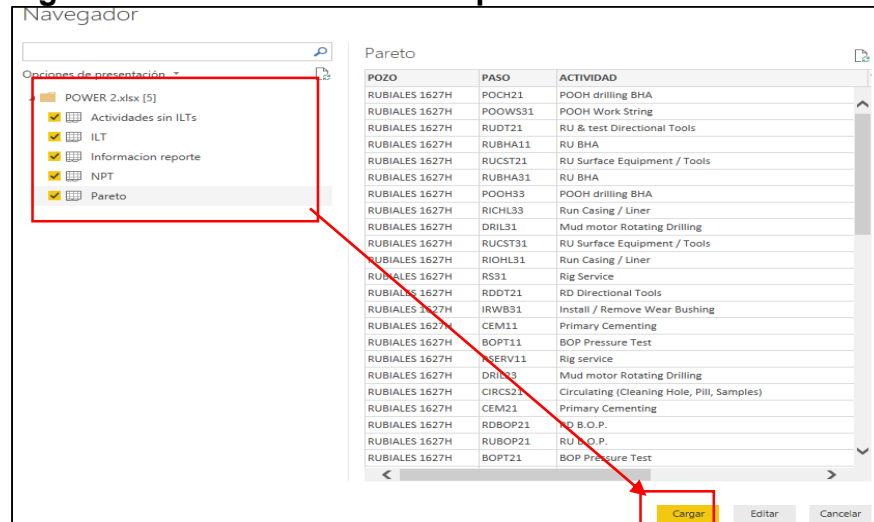
2.2.2. Elaboración de Paretos y distribución de tiempos. Una vez elaboradas las 4 tablas se procede a cargarlas hacia Power BI como se muestra en las **figuras 20 y 21**.

Figura 20. Exportación de tablas.



Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

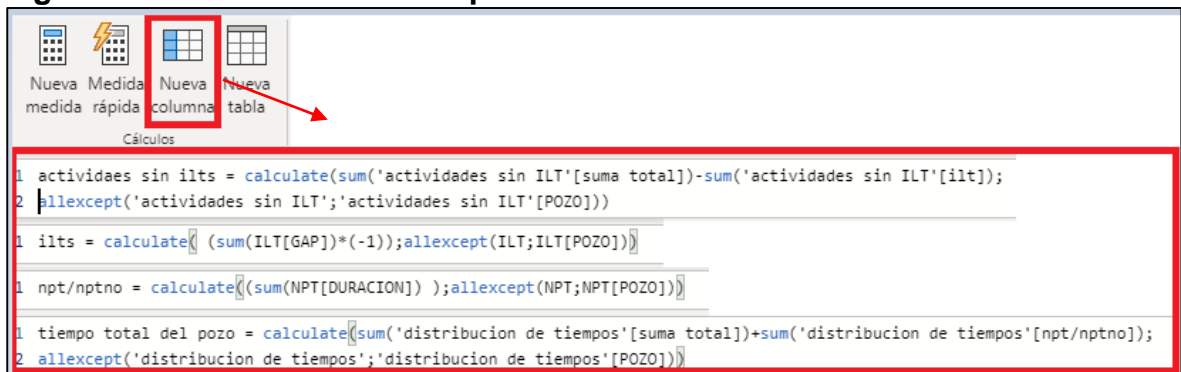
Figura 21. Selección de tablas para Power BI.



Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

Para la visualización de este objetivo se crearon las siguientes columnas calculadas, las cuales permiten escribir una expresión DAX que crea una columna en la tabla seleccionada calculando los valores de cada fila como se muestra en la **figura 22**. La primera columna se encarga de calcular el tiempo de las actividades ejecutadas sin tener en cuenta los ILTs. La segunda columna se encarga de calcular el tiempo total de ILTs dentro de la ejecución de todas las actividades. La tercera se encarga de calcular el tiempo total de NPT y NPTNO que hubo en la ejecución del pozo. Por último, la cuarta columna suma el tiempo total que duró el pozo.

Figura 22. Creación columnas para visualización de ILTS.

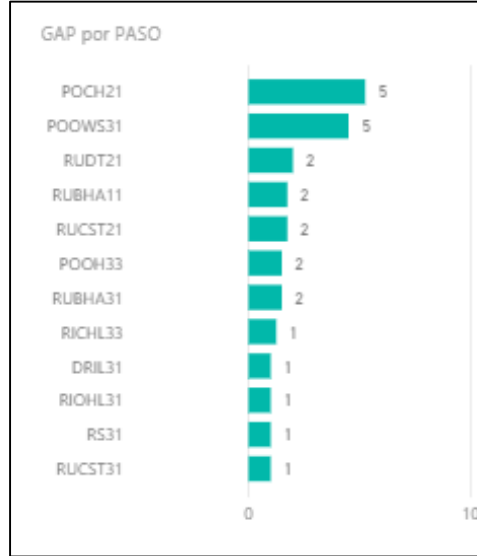


Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

Luego de haber establecido las medidas se procede a elegir el tipo de gráfico que se desea utilizar para la visualización de los Paretos y la distribución de los tiempos operativos. Para la visualización de los Paretos se eligió un gráfico de columnas agrupadas y para la distribución de los tiempos operativos se utilizó un gráfico de columnas apiladas y de líneas.

Una vez elaborados los diagramas de Pareto como muestra la **figura 23** se procede a hacer el análisis de los ILTs que presentó cada uno de los pozos para así poder identificar cuáles fueron las actividades de perforación con mayor aporte a los excesos de tiempos presentados en cada uno de los taladros.

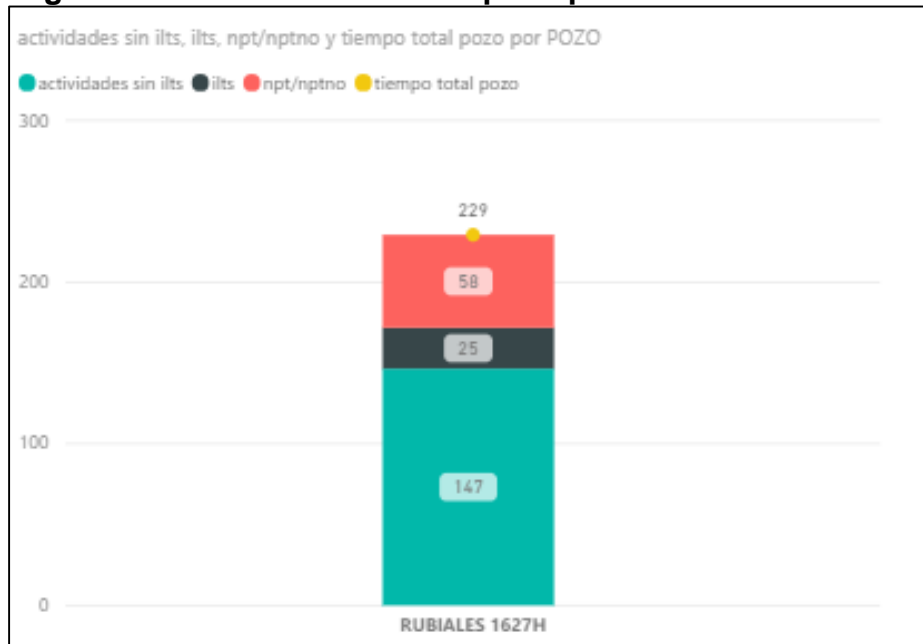
Figura 23. Diagramas de Pareto.



Fuente. Power BI.2020.

El grafico de columna apiladas mostrado en la **figura 24**, el cual se utilizó para representar la distribución de tiempos operativos, permitirá visualizar el porcentaje de ILTs que se generaron en la perforación de cada uno de los taladros y así establecer el sobrecosto que estos produjeron.

Figura 24. Distribución de tiempos operativos.



Fuente. Power BI.2020.

2.3. LÍNEAS DE EXCELENCIA Y LÍNEAS BASE

En la siguiente sección se describe el procedimiento para la elaboración de las líneas de excelencia y líneas base a partir de los percentiles 25 y 50 respectivamente.

2.3.1. Carga del reporte Daily Operation a Power BI. Utilizando la query del Daily Operation, se extrajo la información mostrada en la **Figura 25**. Una vez con esta información en Excel se procede a exportar la data hacia Power BI con el mismo procedimiento explicado en la sección 2.2 de este documento.

Figura 25. Información Daily Operation.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	Taladro	Nombre Común del Pozo	Nombre Común del wellbore	Siglas del Evento	Paso no.*	Fase*	Código*	Subcódigo*	Descripción de la Actividad	MD Desde* (ft)	MD Hasta* (ft)	Operación*	Duration (hr)	Sección
2644	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	SAFE11	3	1700	1701	Charla de Se	25.6	25.6	ECOPETROL	0.25	20
2645	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RUBHA11	3	1400	1401	Armando BH	25.6	95	ARMÓ Y PER	1	12.25
2646	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	DRIL11	3	1400	1406	Perforando f	95	379	CONTINUÓ A	1.5	12.25
2647	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	CRBHA11	3	1500	1503	Circulando (f	379	379	BOMBEO Y C	0.25	12.25
2648	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	POOH11	3	1100	1107	Sacando BHA	379	379	SACÓ BHA #	0.5	12.25
2649	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	POOH11	3	1100	1107	Sacando BHA	379	379	SACÓ Y QUE	0.75	12.25
2650	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RUCST11	3	1200	1204	Instalar Equi	379	379	ACONDICION	1.5	12.25
2651	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	SAFE12	3	1700	1701	Charla de Se	379	379	REALIZÓ REU	0.25	12.25
2652	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RIHOC11	3	1200	1206	Bajar Casing	379	379	REALIZÓ COF	1.75	12.25
2653	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RUCEM11	3	2100	2101	Instalar Equi	379	379	REALIZÓ AR	0.75	12.25
2654	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	CEM11	3	2100	2104	Cementació	379	379	REALIZÓ CEM	1	12.25
2655	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RDCEM11	3	2100	2102	Desinstalar	379	379	REALIZÓ RIG	0.75	12.25
2656	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	CONDNC11	3	1300	1306	Drenando Cc	379	379	ACHICÓ Y LIN	0.5	12.25
2657	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	TESCS11	3	1000	1006	Instalar/Des	379	379	INSTALÓ BA	0.75	12.25
2658	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RUBOP11	3	1000	1001	Instalar de P	379	379	REALIZÓ REU	3.75	12.25
2659	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RDCST11	3	1200	1205	Desinstalar	379	379	ACONDICION	0.75	12.25
2660	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	SAFE21	4	1700	1701	Charla de Se	379	379	REALIZÓ REU	0.25	12.25
2661	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RUDT21	4	1400	1401	Armando BH	379	379	ARMÓ Y BAJ	1	12.25
2662	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	RUBIALES 1898H	ODR	RICH21	4	1400	1401	Armando BH	379	379	BAJÓ TUBER	0.75	12.25

Fuente. Excel. 2020.

2.3.2 Elaboración de las líneas de excelencia y líneas base. Una vez cargada la tabla en Power BI se procedió a elaborar una segunda tabla, la cual suma todas las duraciones de todos los pasos que fueran iguales dentro de un mismo pozo. Para elaborar la nueva tabla se debe seleccionar la opción “Datos”, luego “Nueva Tabla” como muestra la **Figura 26**. Una vez se haya creado la tabla, se utiliza la función Summarize para hacer la agrupación de las duraciones de los pasos para cada uno de los pozos a estudiar.

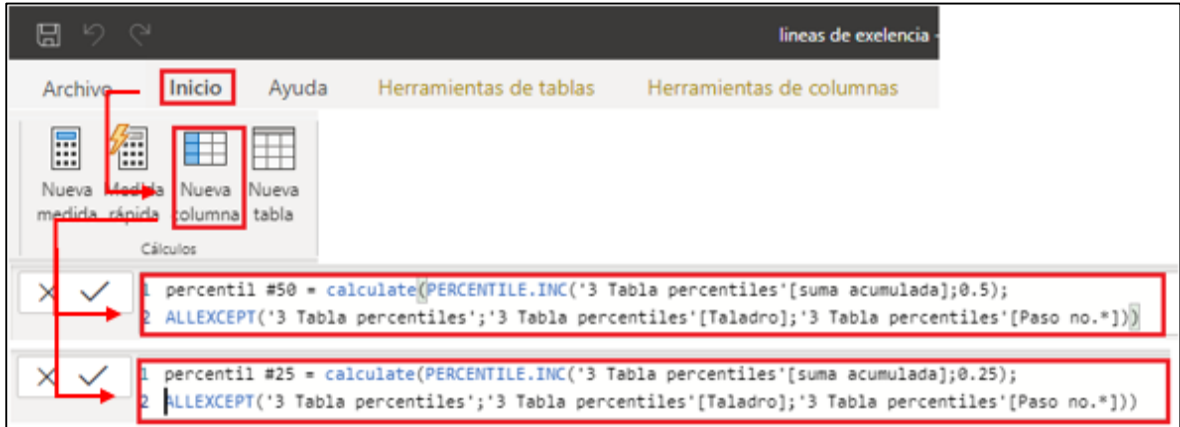
Figura 26. Elaboración nueva tabla.



Fuente. Power BI. Modificado por el autor. 2020.

Una vez obtenida la tabla, que lleva por nombre “3 Tabla percentiles”, se procede a crear dos nuevas columnas las cuales calculan el percentil 25 y 50 para cada uno de los pasos como muestra la **figura 27**. Estas dos columnas permitirán establecer los tiempos correspondientes a las líneas base, las cuales hacen referencia a los tiempos promedio que tardaron los taladros en ejecutar las actividades de perforación y son representadas por el percentil 50 y las líneas de excelencia, las cuales hacen referencia a los mejores tiempos que obtuvieron los taladros asumiendo que se ejecutaron con las mejores prácticas, las cuales son representadas por el percentil 25.

Figura 27. Cálculo de percentiles.



Fuente. Power BI. Modificado por el autor. 2020.

Una vez calculadas nuestras líneas base y líneas de excelencia, procedemos a identificar los tiempos de las actividades con mayor potencial en reducción de tiempos (ILTs) que se identificaron con los diagramas de Pareto. El uso de estos tiempos permitirá posteriormente proponer una planeación ajustada ya que estos tiempos están basados en escenarios reales.

2.4. COMPARACIÓN CON POZOS TIPO DEL CAMPO RUBIALES

En la siguiente sección se describe el procedimiento para cargar los pozos tipo en Power BI y la visualización de la comparación entre estos, las líneas de excelencia y las líneas base de cada uno de los taladros (INDEPENDENCE-61, NABORS-PM47, NABORS-PM48, PW-157). Los pozos tipo hacen referencia a la plantilla base la cual es utilizada para el desarrollo de la planeación de los pozos en Campo Rubiales, los cuales son:

- Pozos tipo 1 (sin KOP) perforados por taladro.
- Pozos tipo 2 (con KOP) perforados por taladro.
- Pozos tipo 3 (sin KOP) con sidetrack perforados por taladro.
- Pozos tipo 4 (con KOP) con sidetrack perforados por taladro.

El KOP o kick off corresponde a la construcción de un ángulo en la primera fase del pozo mediante el uso de herramientas direccionales, el cual está presente en los pozos tipo 2 y 4, mientras que la construcción del sidetrack se presenta en los pozos tipo 3 y 4, este sidetrack consiste en perforar un pozo piloto vertical para encontrar la arena de interés y posteriormente realizar el sidetrack para geo navegar dentro de esta.

2.4.1. Carga de los pozos tipo para Campo Rubiales. Para realizar la exportación de la información de los pozos tipo que tiene Rubiales primero se organizó la información de la siguiente manera: Paso, Código, Subcódigo, MD hasta, Descripción de la actividad, Operación, Duración y Fase, como se puede ver en la **figura 28**. Luego de esto, se procede a cargar las 4 tablas en Power BI de la misma forma en que se especificó en la sección 2.2 de este documento.

Figura 28. Información Pozos Tipo.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
	Paso no.*	Código*	Subcódigo*	MD Hasta* (ft)	Descripción de la Actividad*	Operación*	Duration (hr)	SECUENCIA	FASE
2	SAFE11	1700	1701	25	Reunión preoperac	Recibir el equipo	0.25	1	3
3	RUBHA11	1400	1401	25	Armar BHA No. 1	pari: BHA No 1: Broca f	0.5	2	3
4	DRIL11	1400	1406	400	Perforar fase de 12 1	Bajar hasta base c	2	3	3
5	CRBHA11	1500	1503	400	Circular fondos arriba	Q: 450 gpm, RPM:	0.25	4	3
6	POOH11	1100	1107	400	Sacar BHA No 1 desde	Sacar tubería hast	0.75	5	3
7	RDBHA11	1400	1402	400	Quebrar BHA No 1.	Quebrar BHA con	0.5	6	3
8	SAFE12	1700	1701	400	Reunión preoperacional y de seguridad		0.25	7	3
9	RUCST11	1200	1204	400	Rig up herramientas	Levantar herrami	0.5	8	3
10	RIOHC11	1200	1206	400	Corrida revestimient	Bajar revestimien	1.5	9	3
11	RUCEM11	2100	2101	400	Instalar líneas de cen	Levantar y conect	0.5	10	3
12	CEM11	2100	2104	400	Cementación de rev	Realizar cementa	1.5	11	3
13	RDCEM11	2100	2102	400	Rig down cabeza y líneas de cementaci		0.5	12	3
14	CONDC11	1300	1306	400	Limpiar contrapozo.	Realizar reunión y	1	13	3
15	TESCS11	1000	1006	400	Instalar sección A.	Instalar hanging p	1	14	3
16	RDCST11	1200	1205	400	Rig down herramientas	Realizar rig down	0.5	15	3
17	RUBOP11	1000	1001	400	Instalar BOP (fase 12	Las BOPs deberán	3	16	3
18	BOPT11	1000	1009	400	Probar BOP (fase 12	Se deberá probar	1.5	17	3
19	RS11	1300	1308	400	Rig Services		0.5	18	3
20	SAFE21	1700	1701	400	Realizar reunión preoperacional y de s		0.25	19	4
21	RUDT21	1400	1403	400	Armar BHA No. 2 dire	BHA No. 2: Broca f	1.75	20	4

Fuente. Excel. 2020.

Una vez cargados los pozos tipo se debe agregar los percentiles de los taladros para cada uno de los pasos de los pozos tipo. Para realizar esto se exporta la tabla “3 Tabla Percentiles” hacia Excel con el propósito de crear cuatro hojas con la información discretizada de cada taladro. Cada una de las hojas contendrá la siguiente información: Paso, Percentil 50 y Percentil 25 como se muestra la **figura 29**. Una vez organizada la información, se cargan las cuatro tablas en Power BI.

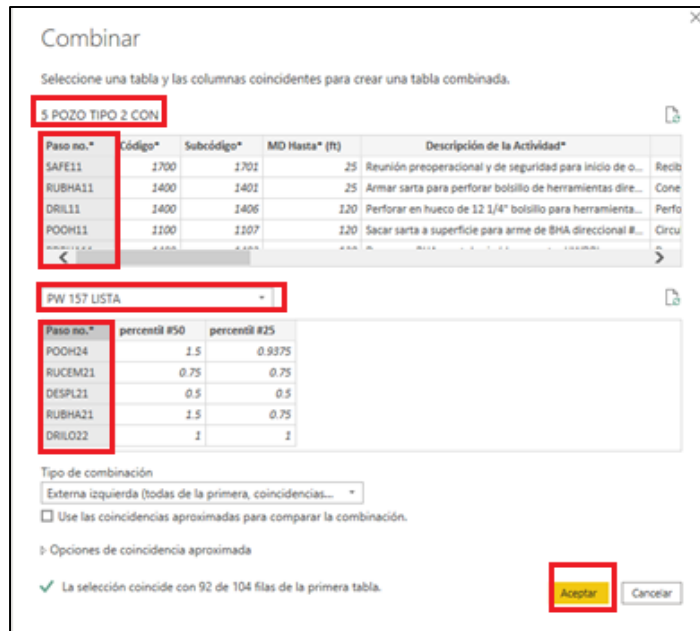
Figura 29. Información discretizada por taladro.

	A	B	C	D	E	F
1	Paso no.*	percentil #50	percentil #25			
2	POOH24	1.5	0.9375			
3	RUCEM21	0.75	0.75			
4	DESPL21	0.5	0.5			
5	RUBHA21	1.5	0.75			
6	DRILO22	1	1			
7	DESPL22	0.75	0.25			
8	RUBHA22	0.875	0.8125			
9	CRBHA21	0.375	0.25			
10	RUCST21	0.75	0.4375			
11	CRBHA22	0.75	0.5			
12	CRBHA23	1	0.6875			
13	POOH21	1.5	0.75			
14	RICH21	1.5	0.8125			
15	DRILO21	0.75	0.75			
16	RDCST11	0.625	0.5			
17	CEM11	1	0.75			
18	RUCST11	0.75	0.75			
19	RDBHA11	0.75	0.75			
20	POOH11	0.5	0.25			
21	TESCS11	0.5	0.5			
22	RDCEM11	0.5	0.5			
23	RUBOP11	3.25	2.5			
24	RUBHA11	0.25	0.25			
25	DRILO31	0.5	0.25			
26	RUDT31	1.25	1.0625			
27	RUCST31	0.75	0.5			

Fuente. Excel. 2020.

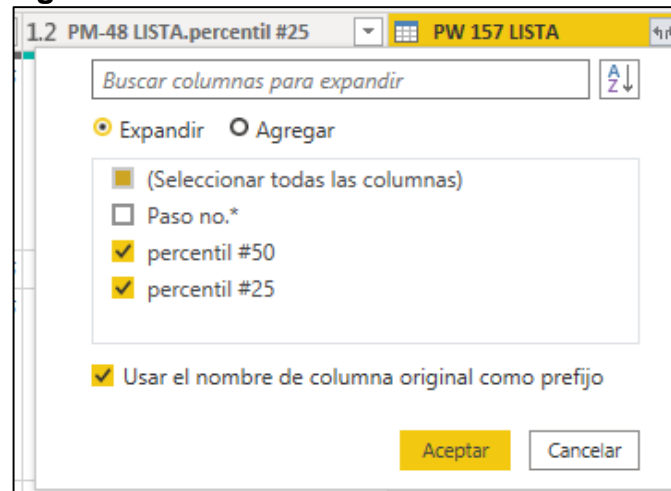
2.4.2. Comparación entre Pozos Tipo y Percentiles. Para realizar la comparación se creó una tabla mediante Power Query que contiene la información de los pozos tipo y los percentiles de los cuatro taladros. Para crear la tabla seleccionamos la opción “Combinar” junto con la opción “Combinar consultas” como muestra la **figura 30 y 31**. Ahí, se seleccionan las dos tablas a combinar y las columnas que coinciden en las dos tablas. La función “Combinar” se encarga de buscar los valores de la tabla 1 en la tabla dos y traerlos a la tabla 1, en este caso se están llamando los percentiles 25 y 50 del taladro PW 157 y se ubicarán los valores que coincidan con la tabla del pozo tipo 2.

Figura 30. Función Combinar 1.



Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

Figura 31. Función Combinar 2.

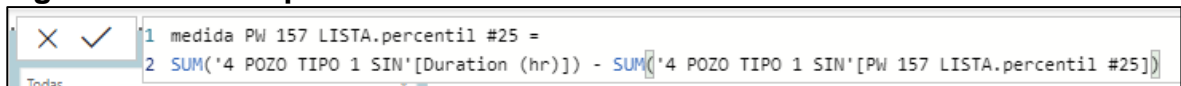


Fuente. Power BI.2020.

La comparación de los pozos tipo y los percentiles se hizo mediante la asignación de colores, donde si el valor del percentil era menor al del pozo tipo, se representaría con un color verde y si era mayor sería representado con un color rojo. Para esto, se debieron crear medidas que hicieran la resta entre la columna de Duración de la tabla de los pozos tipo y las duraciones de las columnas de los percentiles de cada taladro. Posterior a esto, se deben crear medidas que permitirán cambiar el color de las celdas según el valor que hayan tomado las medidas correspondientes a las restas entre columnas.

La **figura 32** muestra la medida creada para hacer la resta entre el pozo tipo 1 y el percentil 25 de el taladro "Pw 157". La **figura 33** muestra la medida que permitirá cambiar de color a la celda según el valor de la medida de la resta entre columnas, para esto se empleó la función "Switch" la cual permite introducir el siguiente condicional: si la resta dio menor que cero, la celda tomara el color rojo (#f88379) y si la resta dio mayor que cero tomara el color verde (#3fff00).

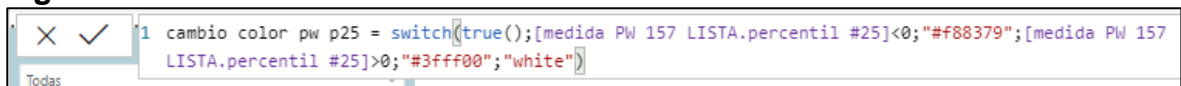
Figura 32. Medida para Resta de columnas.



```
1 medida PW 157 LISTA.percentil #25 =  
2 SUM('4 POZO TIPO 1 SIN'[Duration (hr)]) - SUM('4 POZO TIPO 1 SIN'[PW 157 LISTA.percentil #25])
```

Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

Figura 33. Funcion Switch.



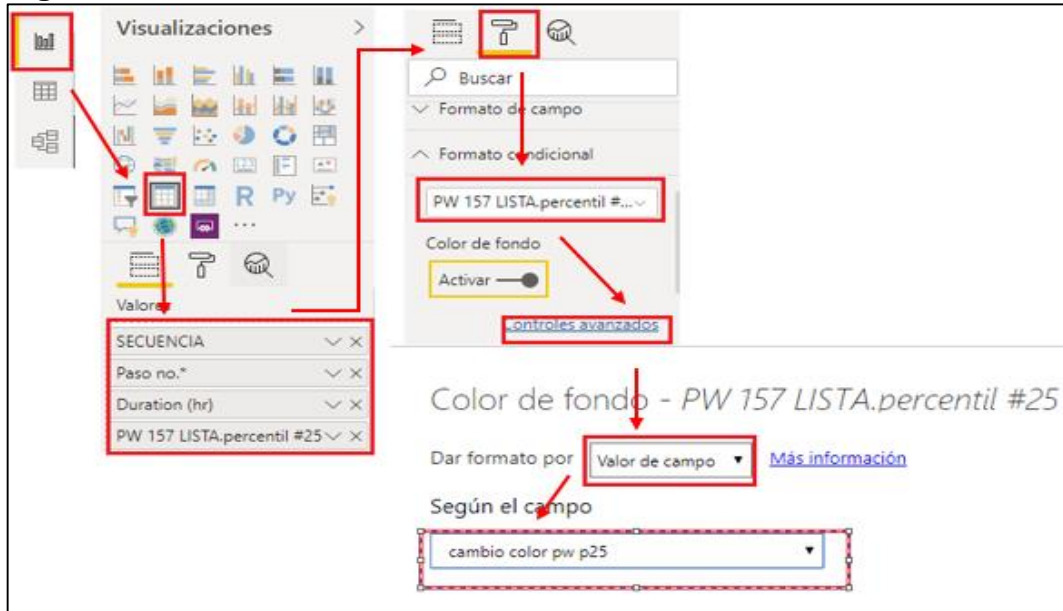
```
1 cambio color pw p25 = switch(true();[medida PW 157 LISTA.percentil #25]<0;"#f88379";[medida PW 157 LISTA.percentil #25]>0;"#3fff00";"white")
```

Fuente. Power BI. Modificado por el autor .2020.

Una vez creadas las medidas para establecer los colores se procede a graficar los datos obtenidos en las tablas correspondientes a la comparación de los pozos tipo

y los percentiles de cada uno de los taladros, este procedimiento se ilustra en la figura 34.

Figura 34. Color de fondo del Percentil



Fuente. Power BI. Modificado por el autor. 2020.

Una vez desarrolladas las tablas de comparación, se procedió a identificar el taladro con mejor rendimiento para los dos indicadores, este proceso se desarrolló graficando el tiempo total por taladro de la línea base como de la línea de excelencia, comparándolo con el tiempo planeado de cada uno de los pozos tipo para finalmente cuantificar sus costos en tablas.

2.5. EVALUACIÓN ECONÓMICA BASADA EN LA REDUCCIÓN DE LOS TIEMPOS Y COSTOS PLANEADOS UTILIZANDO LA LÍNEA BASE Y LÍNEA EXCELENCIA DESARROLLADAS

Antes de la evaluación económica basada en las líneas base y líneas de excelencia, se determinó el tiempo total de perforación por taladro determinando el porcentaje de ILTs y a su vez determinando el costo asociado a estos con la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Costo ILTs por taladro.

$$\text{Costo ILTs} = \text{tiempo ILTs} * 2607 \left(\frac{\text{USD}}{\text{hr}} \right)$$

Fuente: Elaboración propia. 2020.

Una vez desarrolladas las líneas de excelencia se procedió a identificar los escenarios a evaluar económicamente buscando una planeación alternativa para la optimización de tiempos y de esta manera analizar su rentabilidad y costo operacional (OPEX).

Las líneas inicialmente indican la duración de cada una de las actividades de perforación ejecutadas y las compara con cada uno de los pozos tipo propuestos por Ecopetrol S.A, de esta manera se pueden encontrar las operaciones con tiempos de ejecución mejores al tiempo planeado (marcadas con color verde) como también operaciones con tiempos de ejecución superiores al tiempo planeado (marcadas con color rojo) como muestra la **Figura 35**.

Figura 35. Ejemplo comparación Pozo tipo

SECUENCIA	Paso no.º	Duration (hr)	IND-61 TABLAS,percentil #25	PM-47 LISTA,percentil #25	PM-48 LISTA,percentil #25	PW-157 LISTA,percentil #25
1,00	SAFE11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
2,00	RUBHA11	0,50	0,25	0,44	0,25	0,25
3,00	DRIL11	2,00	2,88	1,31	2,00	1,75
4,00	CRBHA11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
5,00	POOH11	0,75	0,50	0,25	0,50	0,25
6,00	RDBHA11	0,50	0,94	0,50	0,75	0,75
7,00	SAFE12	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8,00	RUCST11	0,50	1,38	0,50	0,50	0,75
9,00	RIOHC11	1,50	1,63	1,00	1,63	1,25
10,00	RUCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,25
11,00	CEM11	1,50	0,75	0,75	0,75	0,75
12,00	RDCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
13,00	CONDC1	1,00	0,50	0,50	0,50	0,50

Fuente. Power BI. Modificado por el autor. 2020.

Ya con los dos indicadores se procedió a cuantificar la oportunidad de mejora con la **Ecuación 2** tomando el menor tiempo por actividad de cada uno de los taladros como meta operacional.

Ecuación 2. Oportunidad de mejora.

$$Oportunidad\ de\ mejora = Diferencia\ P50\ Y\ P25\ (hr) * 2607 \left(\frac{USD}{hr} \right)$$

Fuente: Elaboración propia. 2020.

Para esta evaluación tomamos como referencia el desempeño individual de cada taladro presente en las operaciones de perforación (INDEPENDECE-61, NABORS PM-47, NABORS PM-48, PW 157), comparando el costo de las operaciones planeadas con los escenarios generados por los percentiles P25 y P50. Estos escenarios son clasificados dependiendo el tipo de pozo perforado.

Escenarios:

- Pozos tipo 1 (sin KOP) perforados por taladro.
- Pozos tipo 2 (con KOP) perforados por taladro.
- Pozos tipo 3 (sin KOP) con sidetrack perforados por taladro.
- Pozos tipo 4 (con KOP) con sidetrack perforados por taladro.

Posteriormente se calculó el costo planeado total por taladro con la **Ecuación 3** como también para los percentiles P25 Y P50 para cada escenario.

Ecuación 3. Costo taladro por hr.

$$Costo\ taladro = Tiempo\ total\ (hr) * 2607 \left(\frac{USD}{hr} \right)$$

Fuente: Elaboración propia. 2020.

Ya con los precios de las operaciones, se procedió a buscar la mejor planeación para cada uno de los taladros ajustando los tiempos en los cuales se puede reducir costos. En los casos donde el tiempo ejecutado supere al planeado, establecer el taladro con mejor rendimiento y generar un punto de partida para Ecopetrol S.A donde se pueda encontrar estrategias o procedimientos a aplicar en los demás crews y taladros.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se presentarán los resultados de cada uno de los objetivos propuestos con su debido análisis, con énfasis en la optimización de tiempos operacionales de perforación para proponer una mejor planeación determinada por un análisis económico enfocada a una reducción en los costos.

3.1. EXTRACCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS EN OPEN WELLS UTILIZANDO DATA ANALYZER

En esta sección se ilustran todos los resultados y análisis referentes al primer objetivo como lo son las queries utilizadas junto con la macro desarrollada para verificar y disminuir el porcentaje de error.

3.1.1. Elaboración de Querys. Las actividades de perforación están dentro de la herramienta OpenWells® en un formato de reportes, para el análisis se necesitan dos de ellos, el llamado daily operation report el cual contiene la información de la ejecución del pozo y el Well Planning que contiene la información de la planeación de este. Para la extracción de esta información se elaboró una serie de querys con la metodología anteriormente mencionada dependiendo de la información que se desea extraer.

Inicialmente se elaboró la query para extraer los pozos perforados del primero (1) de octubre del año 2019 hasta el veintinueve (29) de enero del año 2020 **Figura 36** con su respectiva información como muestra la **Figura 37**.

Figura 36. Query extracción de pozos.

	Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions ANDed Together	Grp	Group Operation	Grp Cond	Group Conditions ANDed Together	Comments
1	VICEPRESIDENCIA-GERENCIA-ÁRE	CD_SITE.block_nam	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	[VICEPRESIDENCIA-	<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		
2	RIG	CD_RIG.rig_name	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		
3	POZO	CD_WELL.well_co	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Ascending	<input checked="" type="checkbox"/>	[POZO] NOT LIKE %	<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		
4	Event code	DM_EVENT.event_	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	[Event code] LIKE %	<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		
5	Report date	DM_DAILY.date_re	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Max	<input type="checkbox"/>		
6	ING. OPERACIONES	DM_DAILY.supervi	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		
7	Fecha de Inicio*	DM_EVENT.date o	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	[Fecha de Inicio] >=	<input checked="" type="checkbox"/>	Group By	<input type="checkbox"/>		

Fuente. Data Analyzer. Modificado por el autor .2020.

Figura 37. Pozos extraídos.

VICEPRESIDENCIA-GERENCIA-ÁREA	RIG	POZO	Event code	Max(Report date)	ING. OPERACIONES	Fecha de Inicio*	Fecha de final*
RUBIALES	NABORS PM-48	RB 1495H	ODR	11/29/2019		11/23/2019 7:00:00 AM	11/29/2019 6:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-48	RB 1496H	ODR	11/22/2019		11/16/2019 5:30:00 AM	11/22/2019 4:00:00 AM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1308H	ODR	11/16/2019		11/10/2019 6:00:00 AM	11/16/2019 3:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1564H	ODR	11/2/2019		10/24/2019	11/2/2019 4:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1565H	ODR	11/10/2019		11/3/2019 10:30:00 AM	11/10/2019 4:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1568H	ODR	10/22/2019		10/8/2019 7:00:00 AM	10/22/2019 3:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1583H	ODR	10/22/2019		10/15/2019 2:00:00 PM	10/22/2019 3:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1584H	ODR	10/29/2019		10/23/2019 7:00:00 PM	10/29/2019 6:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1585H	ODR	11/5/2019		10/31/2019 2:00:00 AM	11/6/2019
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1586H	ODR	11/13/2019		11/7/2019	11/13/2019 2:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1587H	ODR	11/22/2019		11/14/2019 10:00:00 PM	11/22/2019 6:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1588H	ODR	11/30/2019		11/24/2019 6:30:00 AM	11/30/2019 4:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1589H	ODR	12/9/2019		12/1/2019 7:30:00 PM	12/9/2019 6:00:00 AM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1594H	ODR	10/8/2019		10/1/2019	10/8/2019 9:00:00 PM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1595H	ODR	10/21/2019		10/10/2019 4:00:00 PM	10/21/2019 10:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1600H	ODR	1/16/2020		1/10/2020 2:30:00 PM	1/16/2020 4:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1601H	ODR	1/22/2020		1/17/2020 8:30:00 AM	1/22/2020 7:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1602H	ODR	1/29/2020		1/24/2020	1/29/2020 12:00:00 PM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1603H	ODR	11/27/2019		11/17/2019 3:00:00 PM	11/27/2019 4:00:00 PM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1604	ODR	11/15/2019		11/2/2019 6:00:00 PM	11/15/2019 8:30:00 AM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1605H	ODR	10/31/2019		10/25/2019 9:30:00 AM	10/31/2019 11:59:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1618H	ODR	12/24/2019		12/14/2019 6:00:00 PM	12/25/2019
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1619H	ODR	12/31/2019		12/26/2019 2:00:00 AM	12/31/2019 9:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1620H	ODR	1/8/2020		1/2/2020 3:00:00 PM	1/8/2020 5:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1621H	ODR	1/15/2020		1/9/2020 6:00:00 PM	1/15/2020 3:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1622H	ODR	1/22/2020		1/16/2020 5:00:00 AM	1/22/2020 1:30:00 AM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1627H	ODR	12/11/2019		12/1/2019 7:00:00 AM	12/11/2019 4:00:00 AM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1628H	ODR	12/22/2019		12/13/2019 9:00:00 PM	12/22/2019 12:00:00 PM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1629H	ODR	1/2/2020		12/26/2019 4:30:00 PM	1/3/2020
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1630H	ODR	11/26/2019		11/19/2019 2:00:00 AM	11/26/2019 8:00:00 AM
RUBIALES	NABORS PM-47	RUBIALES 1639H	ODR	2/5/2020		1/27/2020 1:00:00 AM	
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1648H	ODR	12/11/2019		12/3/2019 7:00:00 PM	12/11/2019 2:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1649H	ODR	12/19/2019		12/12/2019 7:00:00 PM	12/19/2019 7:30:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1650H	ODR	12/27/2019		12/20/2019 9:30:00 PM	12/27/2019 9:00:00 PM
RUBIALES	NABORS PM-48	RUBIALES 1651H	ODR	1/4/2020		12/29/2019 5:00:00 AM	1/4/2020 2:30:00 PM
VRE-RB-RB	PW 157	RUBIALES 1652H	ODR	12/9/2019		12/4/2019	12/9/2019 5:00:00 PM
VRE-RB-RB	PW 157	RUBIALES 1653H	ODR	12/18/2019		12/11/2019 11:00:00 AM	12/18/2019 2:30:00 PM
VRE-RB-RB	PW 157	RUBIALES 1654H	ODR	12/27/2019		12/20/2019 3:00:00 PM	12/27/2019 10:00:00 AM
VRE-RB-RB	PW 157	RUBIALES 1654H	ODR	12/20/2019		12/20/2019 3:00:00 PM	12/27/2019 10:00:00 AM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1871H	ODR	1/7/2020		12/31/2019 2:00:00 PM	1/7/2020 1:00:00 PM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1872H	ODR	1/19/2020		1/9/2020 6:00:00 PM	1/19/2020 8:00:00 PM
RUBIALES	PW 157	RUBIALES 1873H	ODR	1/28/2020		1/22/2020	1/28/2020 5:00:00 AM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1898H	ODR	11/5/2019		10/29/2019	11/6/2019
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1899H	ODR	10/25/2019		10/16/2019 5:00:00 AM	10/25/2019 1:30:00 PM
RUBIALES	INDEPENDENCE-61	RUBIALES 1901H	ODR	10/10/2019		10/1/2019	10/10/2019 5:00:00 AM

Fuente. Data Analyzer. Modificado por el autor .2020.

Para extraer el Well Planning se elaboró una query la cual extrae información de la planeación de los 37 pozos como el nombre común del pozo, nombre común del wellbore, siglas de evento es decir si se encuentra en movilización o en ejecución, el paso, fase, código, subcódigo, descripción, MDs, operación, diámetro del hueco y la fecha de operación como muestra la **Figura 38**.

Figura 38. Query extracción del daily operation report.

	Data Element Name	Expression	Show	Sort	Sort Ord	Sort Method	Cond	Conditions ANDed Together	Comments
1	Nombre Común del Pozo	CD_WELL.well_co	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Ascending	<input checked="" type="checkbox"/>	[Nombre Común del P	
2	Nombre común del wellbore	CD_WELLBORE.we	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Ascending	<input type="checkbox"/>		
3	Siglas del evento	DM_EVENT.event_	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	[Siglas del evento] =	
4	Paso no.	DM_ACTIVITY.step	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
5	Fase*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
6	Código*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
7	Subcódigo*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
8	Description*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
9	MD From (ft)	DM_ACTIVITY.md_f	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	3	Ascending	<input type="checkbox"/>		
10	MD to (ft)	DM_ACTIVITY.md_t	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	4	Ascending	<input type="checkbox"/>		
11	Operacion*	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
12	Vacio	DM_ACTIVITY.activ	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
13	Diametro del Hueco	DM_ACTIVITY.on_b	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>		
14	Fecha Op	DM_ACTIVITY.time	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Ascending	<input type="checkbox"/>		

Fuente. Data Analyzer. Modificado por el autor .2020.

Finalmente, para extraer el daily operation report se elaboró una query la cual extrae información de la ejecución de los pozos como el nombre común del pozo, nombre común del wellbore, siglas de evento es decir si se encuentra en movilización o en ejecución, el paso, fase, código, subcódigo, descripción, MDs, operación, diámetro del hueco y la fecha de operación como muestra la **Figura 39**.

Figura 39. Daily operation report.

Start	End	MD From (ft)	MD To (ft)	Description	MD From (ft)	MD To (ft)	Diameter of Hole (in)	Rate	NPT Y	NPT T
19:00	20:00	280.0	280.0	Sacando BHA Drilling	280.0	280.0	-0.0	17.500	P	-0
20:00	20:30	280.0	280.0	Rig Service	280.0	280.0	-0.0	17.500	P	-0
20:30	21:00	280.0	280.0	Charra de Seguridad Preparada	280.0	280.0	-0.0	17.500	P	-0
21:00	23:00	280.0	280.0	Levantando y probando Herramienta	280.0	280.0	86.0	17.500	P	-0

Fuente. Open Wells. Modificado por el autor.2020.

3.1.2. QA/QC. Una vez extraída la información es necesario verificar la calidad de la data obtenida, para esto se realizó un QA/QC, por medio de la macro ilustrada en la **figura 40**, a todos los reportes y sus elementos obtenidos por las queries anteriormente mencionadas con el fin de minimizar el porcentaje de error. Esto se debe a que la información cargada en el reporte Daily Operation debe contener los mismos pasos que se encuentran en el reporte Well Planning.

Figura 40. Macro DWOP V2.0 ejecutada.

Nombre Común del Pozo	Nombre Común del wellbore	Siglas del Evento*	Numero	Paso no.*	Fase*	Código*	Subcódigo*	Descripción de la Actividad*
RUBIALES 161	RUBIALES 1618 PILO	ODR	26	RJCH21	4	1100	1110	RIH drilling BHA
RUBIALES 161	RUBIALES 1618 PILO	ODR	27	CSTST21	4	2000	2003	Casing / Liner / Tubing
RUBIALES 161	RUBIALES 1618H ST1	ODR	4	CSTST21	4	2000	2003	Casing / Liner / Tubing
RUBIALES 161	RUBIALES 1618H ST1	ODR	5	DRIL022	4	1400	1410	Drill Out Cement / Plugs / Packers
RUBIALES 161	RUBIALES 1618H ST1	ODR	37	RJCH21	4	1100	1110	RIH drilling BHA
RUBIALES 161	RUBIALES 1618H ST1	ODR	38	DRIL022	4	1400	1410	Drill Out Cement / Plugs / Packers
RUBIALES 161	RUBIALES 1618H ST1	ODR	57	POOH32	10	1100	1107	POOH drilling BHA
RUBIALES 162	RUBIALES 1628H	ODR	74	RUEQR31	10	1300	1303	RU / Surface Equipment / Tools (
RUBIALES 162	RUBIALES 1628H	ODR	82	RUEQR31	10	1300	1303	RU / Surface Equipment / Tools (
RUBIALES 164	RUBIALES 1648H	ODR	39	RUCST21	4	1200	1204	RU Surface Equipment Tools
RUBIALES 164	RUBIALES 1648H	ODR	75	POOH32	10	1100	1107	POOH drilling BHA
RUBIALES 164	RUBIALES 1648H	ODR	83	RUCST31	10	1200	1204	RU Surface Equipment Tools
RUBIALES 164	RUBIALES 1649H	ODR	39	RUCST21	4	1200	1204	RU Surface Equipment Tools
RUBIALES 164	RUBIALES 1649H	ODR	48	CUTBC21	4	1000	1007	POOH drilling BHA

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Con la macro elaborada se identificaron en el reporte Well Planning 386 errores dentro de la muestra de pozos los cuales se encuentran clasificados por cada uno de los colores en la **tabla 1**.

Tabla 1. Identificación errores well planning.

Pasos sin fase y sin número de actividad		0	0.00%
Pasos repetidos		40	10.36%
Espacios vacíos		193	50.00%
Profundidades inconsistentes		8	2.07%
Duraciones en cero		0	0.00%
Código inconsistente con subcódigo		6	1.55%
Paso no coincide con la descripción de la actividad		123	31.87%
Paso no coincide con la fase		1	0.26%
Paso no coincide con la tabla estandar		0	0.00%
Pasos no llevan el orden establecido en el consecutivo de la actividad		15	3.89%
Wellbore sin NP, NPT, NPTNO o CA		0	0.00%
SUMA		386	100.00%

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

De los 386 errores el 50% corresponde a espacios vacíos dentro del reporte. Sin embargo, esto no lo convierte en el error más frecuente debido a que en dos

reportes Well Planning la columna de “Descripción de la actividad” se encontraba vacía en su totalidad y esto ocasionó que se elevará el porcentaje de este color. El error correspondiente a “paso no coincide con la descripción de la actividad” es el error más frecuente a la hora de planear los pozos, teniendo un 31.87% del total de errores. Esto se debe a que, al momento de planear un pozo en Campo rubiales, se suele copiar la planeación de un pozo similar al que se va a perforar y no se tiene en cuenta que algunos de los pasos fueron modificados o no corresponden a la actividad que se está reportando.

Para el caso del reporte Daily Operation se encontró un total de 456 errores dentro de la muestra de pozos los cuales se encuentran clasificados en la **tabla 2**. Se puede apreciar que el porcentaje de errores es un valor considerable lo cual hubiera generado una disminución en la veracidad del análisis que sé que llevará a cabo posteriormente en la identificación de ILTs y la elaboración de las líneas de excelencia.

Tabla 2. Identificación errores Daily operation.

Pasos sin fase y sin número de actividad	0	0.00%
Actividad no planeada (NP)	86	18.86%
Espacios vacíos	0	0.00%
Profundidades inconsistentes	20	4.39%
Duraciones en cero	0	0.00%
Código inconsistente con subcódigo	0	0.00%
Paso no coincide con la descripción de la actividad	348	76.32%
Paso no coincide con la fase	2	0.44%
SUMA	456	100.00%

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

De los 456 errores el 76.32% corresponde a pasos cuyas actividades no coinciden con la descripción de esta, debido a que a la hora de reportar las operaciones ejecutadas no se tienen en cuenta las actividades previamente planeadas o las actividades en planeación no se encuentran debidamente discretizadas lo cual dificulta relacionarlas con las actividades a ejecutar.

el 18.86% de los errores corresponden a actividades no planeadas, esto se debe a la ausencia de una o más actividades en el reporte de planeación generando inconsistencias a la hora de reportar las operaciones ejecutadas.

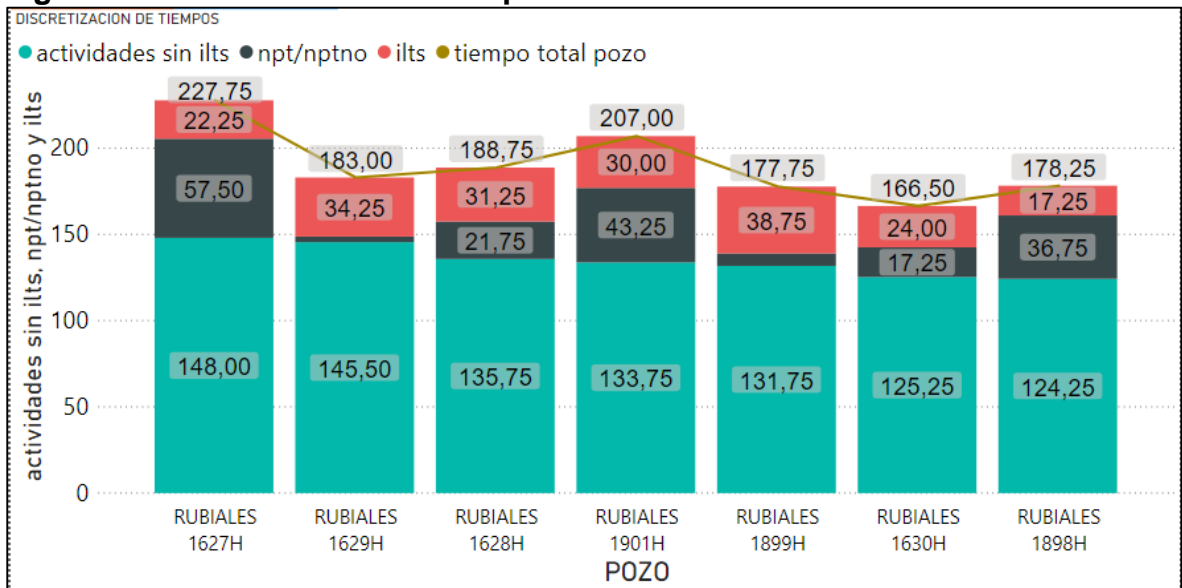
3.2. IDENTIFICACIÓN DE ILTS

En esta sección se hablará de los resultados obtenidos referentes al segundo objetivo propuesto en este documento. Se mostrarán los diagramas de Pareto y la distribución de tiempos para cada uno de los pozos discretizados por taladro.

3.2.1. Distribución de tiempos operativos. Mediante el uso de gráficos de columnas apiladas y de líneas se realizó la visualización de la distribución de los tiempos operativos (actividades sin ILTs, NPT/NPTNO y ILTs) de cada uno de los pozos discretizados por taladro como se muestra en las **figuras 41, 41,43 y 44.**

- Discretización de tiempos INDEPENDENCE-61

Figura 41. Discretización de tiempos taladro INDEPENDENCE 61.

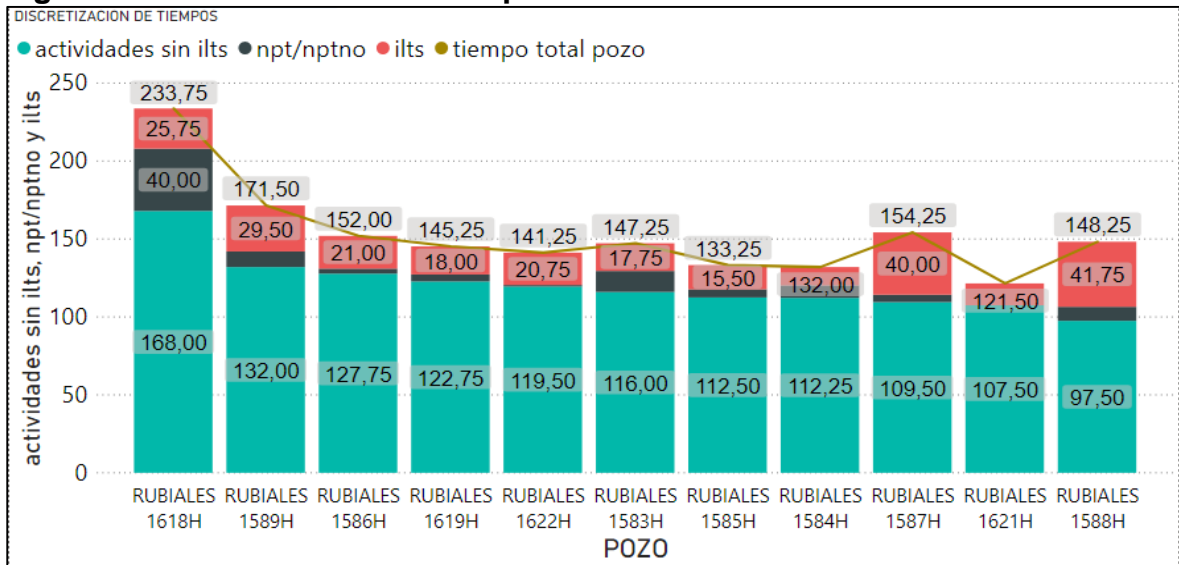


Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Por último, el taladro INDEPENDENCE 61 tardó 1329 horas de las cuales se obtuvieron 197.75 horas, lo cual equivale a un 14.88% y un costo de \$ 515,534.25 dólares, siendo este el taladro con menor porcentaje de ILTs.

- Discretización de tiempos NABORS PM-47.

Figura 42. Discretización de tiempos taladro NABORS PM-47.

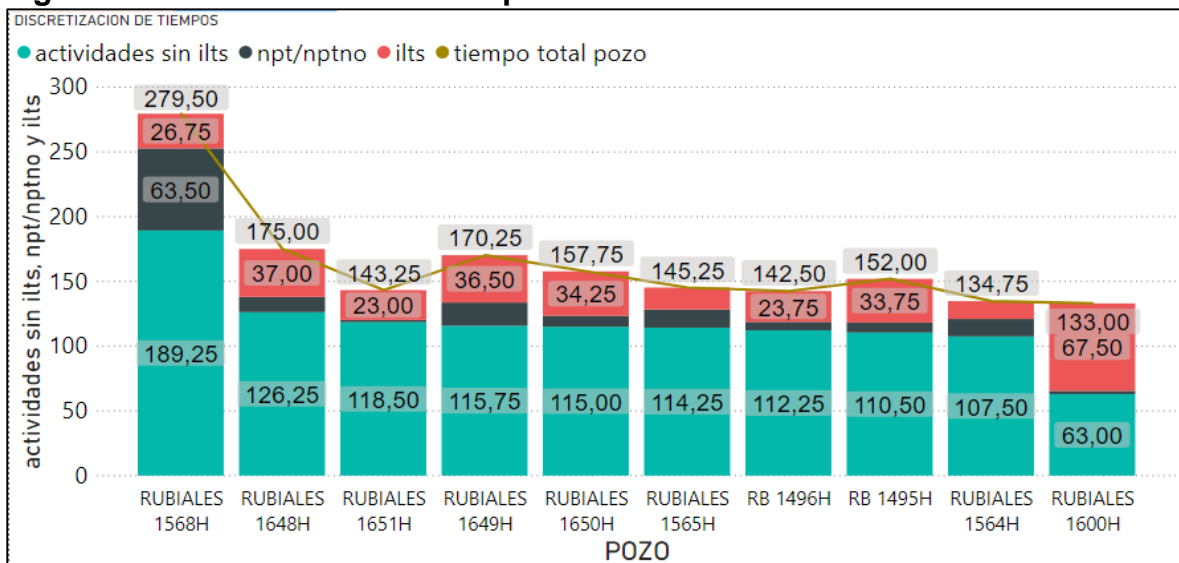


Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Para la perforación de los pozos del taladro NABORS PM-47 de las 1680.25 horas que tardó en perforar los 11 pozos, 255.75 horas fueron ILTs lo cual equivale al 15.22% y a una pérdida de \$ 666,740.25 dólares.

- Discretización de tiempos NABORS PM-48.

Figura 43. Discretización de tiempos NABORS PM-48.

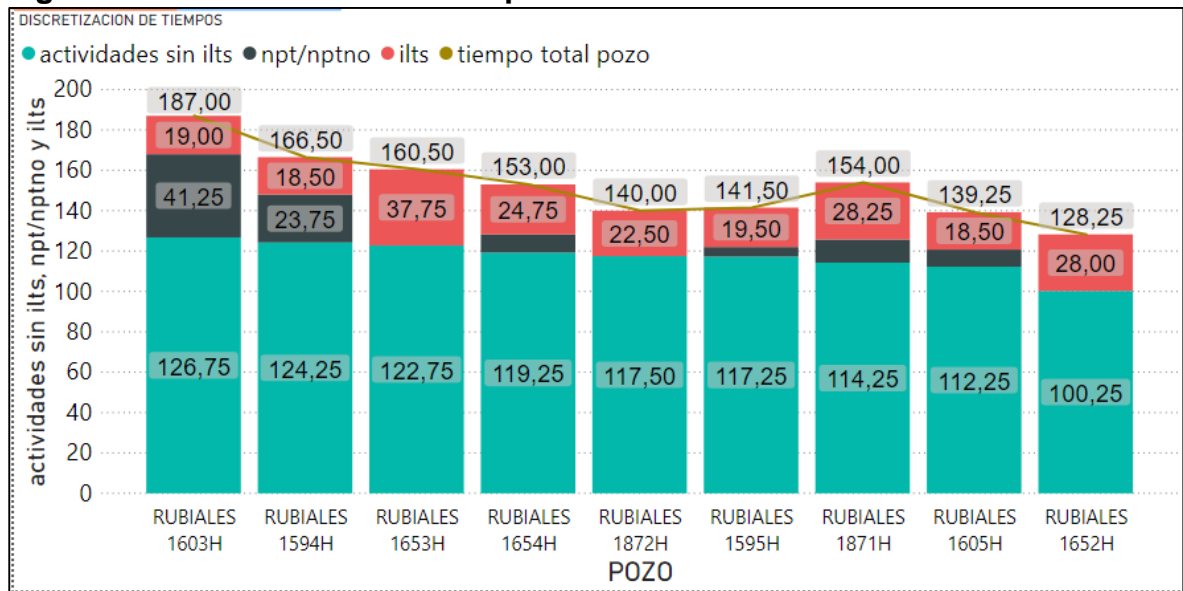


Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Referente a los pozos perforados por el taladro NABORS PM-48 se obtuvo un total de 1633.25 horas de las cuales el 19.18% fueron ILTs, obteniendo una pérdida de \$ 816,642.75 dólares.

- Discretización de tiempos PW-157

Figura 44. Discretización de tiempos taladro PW-157



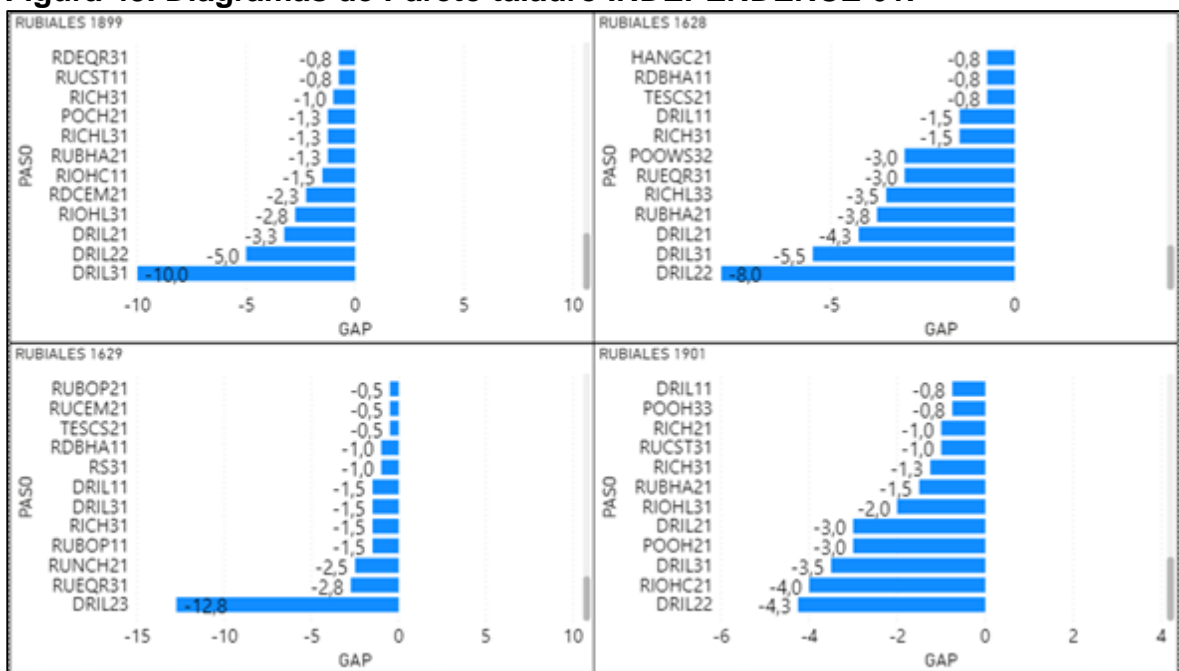
Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

A partir de la discretización de tiempos para los pozos perforados por el taladro PW-157 se observa que tardó 1370 horas de las cuales 216.75 horas fueron ILTs lo cual equivale a un 15.82% del total y una pérdida de \$ 565,067.25 dólares.

3.2.2. Identificación de actividades de mayor impacto. Mediante el uso de gráficos de barras agrupadas se realizó la visualización de los diagramas de Pareto para cada uno de los pozos discretizados por taladro.

En estas visualizaciones el cero (0) en el eje X representa el tiempo planeado, clasificando las actividades con tendencia negativa como aquellas que excedieron el tiempo planeado (ILTs). Las actividades con tendencia positiva representan operaciones cuyos tiempos de ejecución fueron menores al tiempo planeado, sin embargo, no se tienen en cuenta ya que no aportan información para la identificación de ILTs.

Figura 45. Diagramas de Pareto taladro INDEPENDENCE 61.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

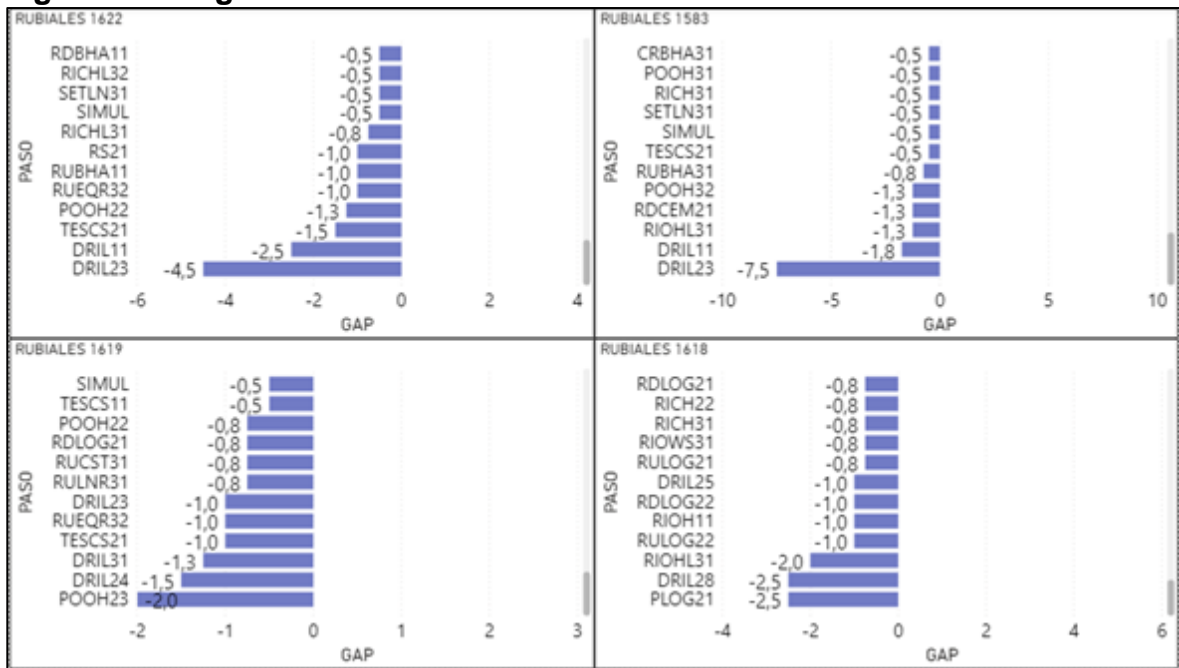
Para el taladro Independence 61, las actividades que componen el 14.88% de los ILTs presentes en la perforación como muestra la **figura 45** y **anexo B** son las siguientes:

- Referentes a la fase 3, las actividades que tuvieron mayores ILTs son DRIL (2.3% de los ilts del taladro), RIOHC (1.2%) y RUBOP (0.72%) las cuales hacen referencia a la perforación, bajada de casing en hueco abierto y a la instalación de las preventoras.
- En la fase 4, las actividades fueron DRIL (28.81%), RDCEM (1.21%), RUBHA (7.26%), RUNCH(1.21%), RIOHC(3.39%), POOH (2.91%) las cuales hacen referencia a la perforación, rig down de la cabeza y líneas de cementación, arme

del primer BHA, rig up del Casing Head Spool, bajada de casing en hueco abierto y sacada de BHA en hueco abierto.

- En la fase 10, las actividades que generaron mayores ILTs fueron actividades como DRIL (11.74%), RIOHL (2.3%) , RUEQR (3.4%), RICH (4.24%), RICHL (3.51%), POOWS (3.63%), RIOWS (1.21%) las cuales hacen referencia a la perforación, bajada del liner en hueco abierto, Instalación de equipos de Superficie /Herramientas taladro, bajada de BHA en hueco revestido, bajada de liner en hueco revestido, sacando sarta de trabajo y bajando la sarta de trabajo.

Figura 46. Diagramas de Pareto TALADRO PM-47.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

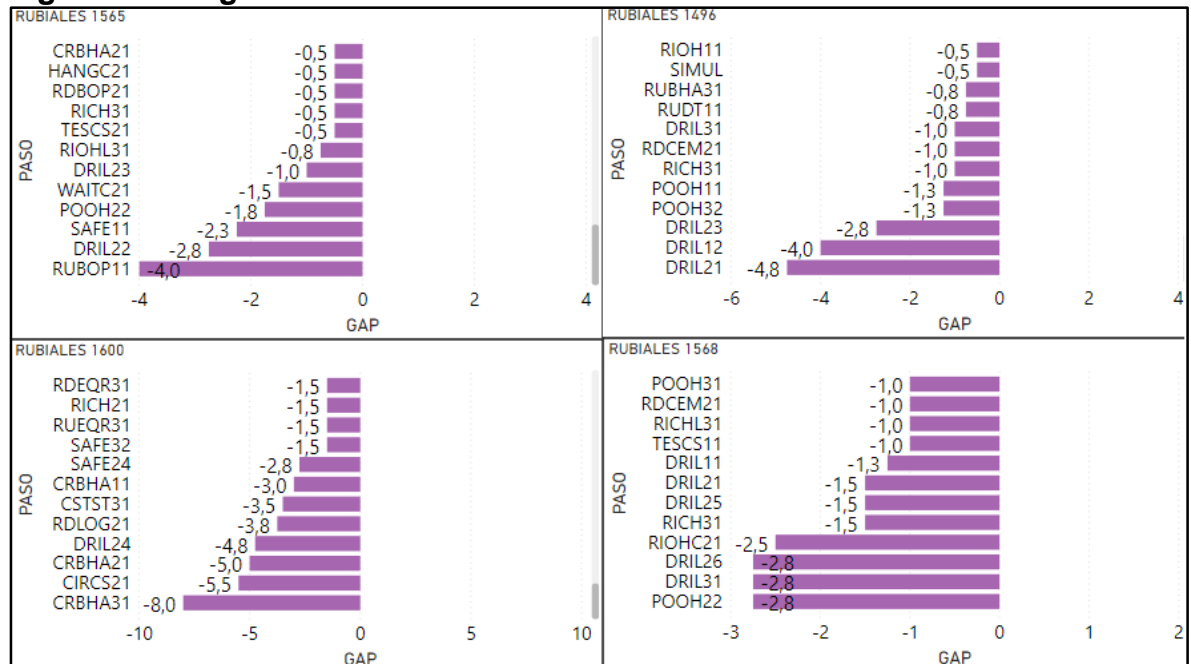
Para el taladro NABORS PM-47, las actividades que componen el 15.22% de los ILTs presentes en la perforación como muestra la **figura 46** y **anexo B** son las siguientes:

- Referentes a la fase 3, las actividades que tuvieron mayores ILTs son RIOH (0.39% de los ILTs del taladro), DRIL (2.15%), RUBOP (1.08%), RUBHA (0.88%) las cuales hacen referencia a la bajada de BHA, perforación, instalación de las preventoras y el arme del primer BHA.
- En la fase 4, las actividades fueron RUBOP (0.78%), DRIL (41.64%), RDCEM (2.64%), RULOG (1.08%), PLOG (0.98%), POOH (4%), RIOHC (4.5%), TESCS (1.47%), RICH (2.54%) las cuales hacen referencia a la instalación de las preventoras, la perforación, rig down de la cabeza y líneas de cementación, rig up

de equipos de superficie, toma de registros de presión en hueco abierto, sacada de BHA en hueco abierto, bajada de casing en hueco abierto, prueba del casing head y bajada de BHA.

- En la fase 10, las actividades que generaron mayores ILTs fueron actividades como RICH (1.96%), RICHL (2.05%), RIOHL (1.27%), SETLN (1.56%), DRIL (6.54%), RUEQR (0.98%) las cuales hacen referencia a bajada de BHA, bajar liner en hueco revestido, bajar liner en hueco abierto, sentar liner, la perforación y el rig de equipo de superficie.

Figura 47. Diagrama de Pareto taladro PM-48.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

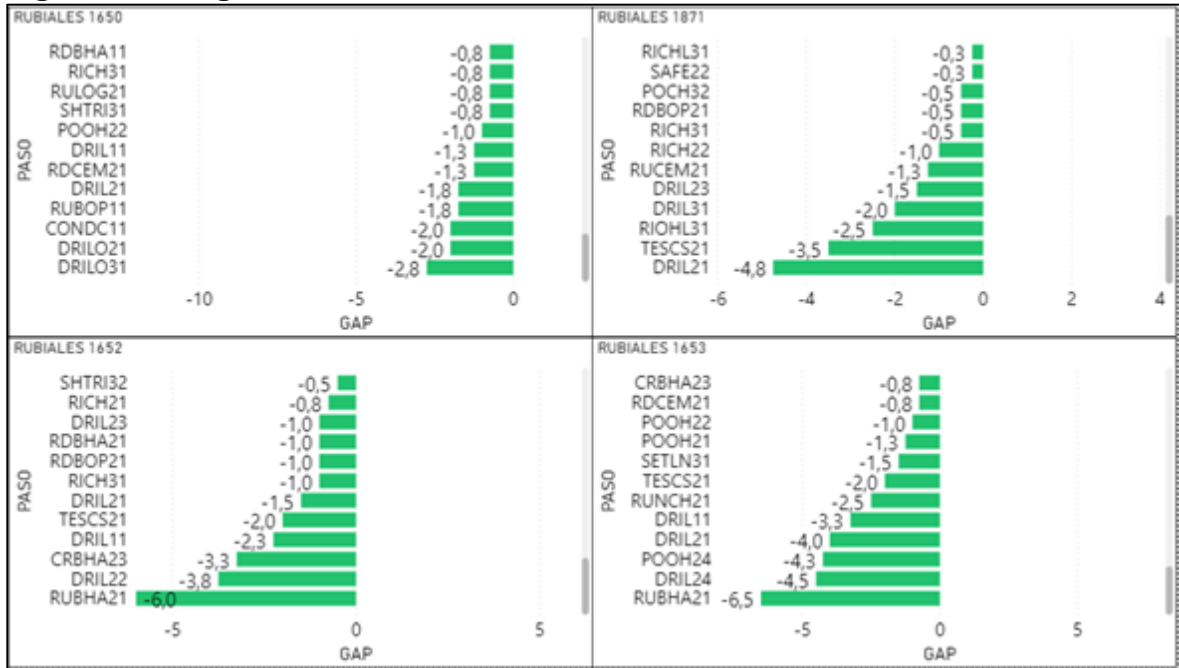
Para el taladro NABORS PM-48, las actividades que componen el 19.18% de los ILTs presentes en la perforación como muestra la **figura 47** y **anexo B** son las siguientes:

- Referentes a la fase 3, las actividades que tuvieron mayores ILTS son DRIL (3.43% del total de ILTs del taladro), RUBOP (3.03%), POOH (0.96%), CRBHA (1.12%), CONDC (0.8%), las cuales hacen referencia a la perforación, instalación de las preventoras, sacada de BHA en hueco abierto, circulación y drenaje del contrapozo.
- En la fase 4, las actividades fueron POOH (8.3%), DRIL (31.36%), WAITC (0.48%), RIOHC (2.95%), RDLOG (1.36%), CRBHA (3.28%), CIRCS (1.76%) las cuales hacen referencia a la sacada de BHA en hueco abierto, perforación,

esperando frague, bajada de casing en hueco abierto, arme de equipo para corrida de registro, circulación del BHA.

- En la fase 10, las actividades que generaron mayores ILTs fueron actividades como RICH (2.31%), CRBHA (3.59%), POOWS (1.44%), DRIL (1.84%), RUCST (1.2%) las cuales hacen referencia a bajada de BHA en hueco revestido, circulación del BHA, sacada de sarta de trabajo, perforación, rig up de equipos de superficie.

Figura 48. Diagrama de Pareto taladro PW 157.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Para el taladro PW 157, las actividades que componen el 15.82% de los ILTs presentes en la perforación como muestra la **figura 48** y **anexo B** son las siguientes:

- Referentes a la fase 3, las actividades que tuvieron mayores ILTs son DRIL (4.28% del total de ILTs del taladro), CONDC (0.98%), RUBOP (0.98%), las cuales hacen referencia a la perforación, drenado del contrapozo e instalación de las preventoras.
- En la fase 4, las actividades fueron TESCS (6.61%), POOH (6.98%), RUCEM (0.73%), DURL (29.5%), DRILO (0.98%), CRBHA (3.18%), RUNCH (2.08%), RUBHA (6.24%) y RDBHA (1.59%) las cuales hacen referencia a la instalación de casing head, sacada de BHA en hueco abierto, instalación de equipo de cementación, perforación, molienda de cemento, circulación del BHA, toma de registros en hueco revestido, arme de BHA y desarme de BHA.
- En la fase 10, las actividades que generaron mayores ILTs fueron actividades como RIOHL (4.16%), DRILO (1.47%), RICH (2.69%), DRIL (5.75%).

3.3. DESARROLLO DE LÍNEA DE EXCELENCIA Y LÍNEA BASE DEL CAMPO UTILIZANDO EL PERCENTIL 25 Y EL PERCENTIL 50

La línea base desarrollada está representada por el percentil 50 de los tiempos operacionales por pozo, agrupados por taladro, este representa el escenario más cercano a la realidad operativa de un pozo en el Campo Rubiales en la actualidad.

Por otro lado, la línea de excelencia representada por el percentil 25 propone un escenario ideal, es decir plantea situaciones donde las operaciones se llevaron a cabo en el mejor tiempo operacional reportado.

Los indicadores anteriormente mencionados se ilustran en el **anexo C**. A partir de estos se procede a encontrar los tiempos óptimos para cada una de las actividades con mayor impacto en reducción de tiempos las cuales se identificaron en la sección 3.2.2. desarrollada en este documento.

La **tabla 3** ilustra los tiempos óptimos determinados a partir de la línea base para los cuatro taladros.

Tabla 3. Tiempos óptimos para los cuatro taladros.

TALADRO	PASO NO.*	PERCENTIL #50	PERCENTIL #25	FASE	SECCIÓN
INDEPENDENCE-61	DRIL11	3.25	2.875	3	12 ¼
	RIOHC11	2	1.625		
	RUBOP11	3.375	3		
	RDCEM21	1.5	0.875	4	8 ½
	POOH24	0.75	0.75		
	DRIL21	16.5	15.75		
	DRIL22	13.25	12		
	DRIL23	3.75	3.375		
	POOH21	2.25	1.5		
	POOH22	2.25	1.1875		
	POOH23	2.5	2.5		
	RIOHC21	8.5	7.25		
	RUNCH21	5	4.375		
	RUBHA21	2.75	2.3125		
	RUBHA22	1	1		
	RUEQR31	1	0.5	10	6 ⅛

Tabla 3. (Continuación)

TALADRO	PASO NO.*	PERCENTIL #50	PERCENTIL #25	FASE	SECCIÓN		
INDEPENDENCE-61	POOWS31	4	4	10	6 ½		
	RUEQR32	1	0.75				
	RIOHL31	1.25	1				
	RICH31	5.75	5.125				
	DRIL31	12	10.25				
	RIOWS31	2.375	2.25				
	POOWS32	3	2.25				
NABORS PM-47	RUBHA11	0.75	0.4375	3	12 ¼		
	DRIL11	1.625	1.3125				
	RIOH11	1	0.875				
	RUBOP11	3.25	3				
	DRIL12	1.875	1.6875				
	POOH27	0.5	0.5	4	8 ½		
	TESCS21	0.5	0.5				
	RDCEM21	1.5	0.5				
	POOH21	0.75	0.75				
	POOH23	1.125	0.75				
	POOH24	0.75	0.75				
	DRIL21	13.75	10.875				
	DRIL22	6.5	2.4375				
	DRIL23	10.25	6				
	DRIL24	2.75	2				
	DRIL25	9.25	9.25				
	DRIL26	2	2				
	DRIL27	8.75	8.75				
	DRIL28	7.75	7.75				
	POOH22	2.25	1.75				
	POOH26	1.75	1.75				
	RIOHC21	6.5	5.5				
	RUBOP21	3	3				
	RULOG21	1.75	1.75				
	PLOG21	12.5	12.5				
	RULOG22	2.5	2.5				
	RIOHL31	0.75	0.5			10	6 ½
	RUEQR32	0.5	0.25				
	RUEQR31	0.5	0.25				
	SETLN31	1	0.75				

Tabla 3. (Continuación)

TALADRO	PASO NO.*	PERCENTIL #50	PERCENTIL #25	FASE	SECCIÓN		
NABORS PM-47	RICHL31	2.25	2.0625	10	6 ⅛		
	RICHL32	2.5	2.3125				
	RICHL33	2.25	2.25				
NABORS PM-48	POOH11	0.5	0.5	3	12 ¼		
	CONDC11	0.75	0.5				
	CRBHA11	0.25	0.25				
	DRIL11	3.25	2				
	RUBOP11	3.25	2.8125				
	DRIL12	3.25	2.25				
	DRIL13	1.75	1.75				
	POOH12	0.75	0.625	4	8 ½		
	CRBHA23	0.5	0.5				
	CRBHA22	0.5	0.5				
	CRBHA21	0.75	0.5				
	CRBHA24	0.375	0.25				
	CIRCS21	0.5	0.25				
	POOH21	0.75	0.25				
	WAITC21	2	2				
	POOH23	1.75	1.125				
	POOH24	0.75	0.75				
	RDLOG21	1.375	1.25				
	RIOHC21	6.875	6.5				
	POOH22	2.75	2				
	POOH25	1.5	1.5				
	POOH26	1.5	1.5				
	WAITC22	1.5	1.5				
	DRIL23	7	6.5				
	DRIL21	13.875	12.4375				
	DRIL22	6.875	3.1875				
	DRIL24	5.875	3.9375				
	DRIL25	9.5	9.5				
	DRIL26	8.5	8.5				
	POOH27	6.5	6.5				
	CRBHA32	0.5	0.5			10	6 ⅛
	CRBHA34	0.5	0.5				
	CRBHA33	0.5	0.5				
	RUCST31	0.625	0.5				

Tabla 3. (Continuación)

TALADRO	PASO NO.*	PERCENTIL #50	PERCENTIL #25	FASE	SECCIÓN
NABORS PM-48	RICH31	3.375	3	10	6 ½
	POOWS32	1.75	1.4375		
	POOWS31	3	1.75		
PW 157	COND11	0.5	0.5	3	12 ¼
	RUBOP11	3.25	2.5		
	DRIL11	3	1.75		
	CRBHA22	0.75	0.5	4	8 ½
	POOH23	1.5	0.5		
	CRBHA21	0.375	0.25		
	CRBHA24	0.25	0.25		
	POOH24	1.5	0.9375		
	RUCEM21	0.75	0.75		
	RUBHA21	1.5	0.75		
	DRILO22	1	1		
	RUBHA22	0.875	0.8125		
	CRBHA23	1	0.6875		
	POOH21	1.5	0.75		
	DRILO21	0.75	0.75		
	POOH22	1	0.625		
	DRIL21	18.75	14.75		
	DRIL22	6	4		
	DRIL23	6	4		
	DRIL24	8	6.5		
	RDBHA21	1.625	1.0625		
	TESCS21	2.5	2.5		
	RUNCH21	5.75	3.75		
	DRILO31	0.5	0.25	10	6 ½
	RICH31	4.5	4.25		
	DRIL31	11	9.25		
	RIOHL31	3.875	2.6875		

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Al momento de realizar una planeación con estos tiempos, Ecopetrol S.A podrá reducir la presencia de ILTs para cada uno de los taladros ya que los tiempos arrojados por los percentiles están basados en escenarios reales (línea base P50).

3.4. COMPARACIÓN POZOS TIPO CON LÍNEAS DE EXCELENCIA Y LÍNEAS BASE

En la siguiente sección se ilustran los resultados referentes al cuarto objetivo. Comparando el tiempo planeado de cada uno de los escenarios (pozos tipo) con las líneas excelencia y líneas base.

A continuación, se presenta la comparación de los pozos tipo con las líneas de excelencia y líneas base para los 4 escenarios

3.4.1. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 1. A continuación, se ilustra en la **tabla 4** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 1 con los mejores tiempos reportados, representados por la línea de excelencia (P25) para cada una de las actividades.

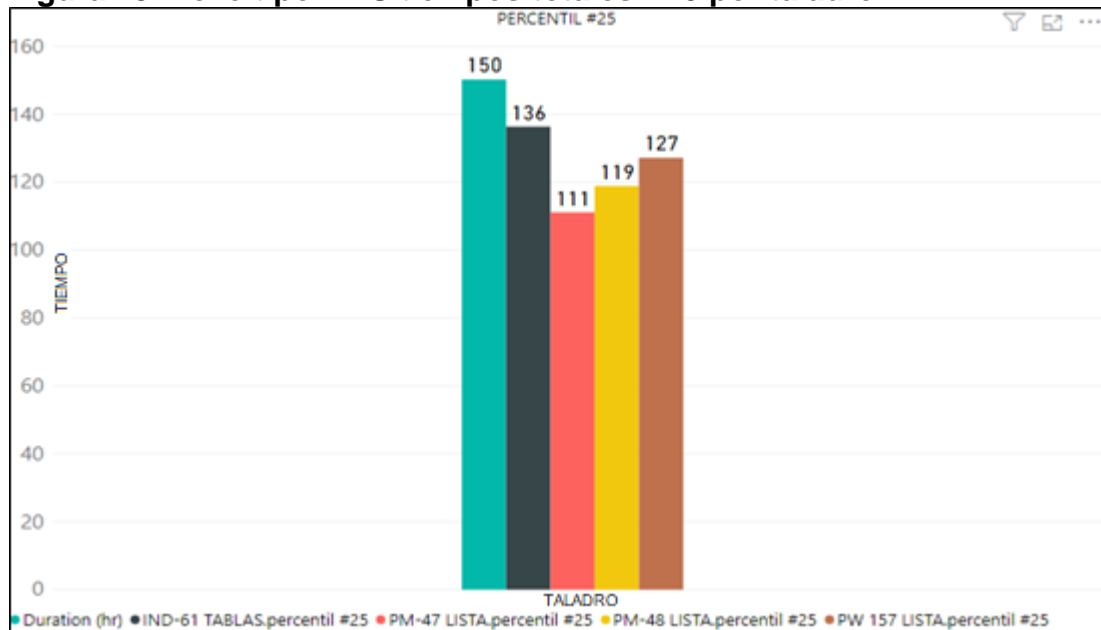
Tabla 4. Comparación pozo tipo uno vs P25.

SECUENCIA	Paso no.*	Duration (hr)	IND-61 TABLAS,percentil #25	PM-47 LISTA,percentil #25	PM-48 LISTA,percentil #25	PW-157 LISTA,percentil #25
1,00	SAFE11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
2,00	RUBHA11	0,50	0,25	0,44	0,25	0,25
3,00	DRIL11	2,00	2,88	1,31	2,00	1,75
4,00	CRBHA11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
5,00	POOH11	0,75	0,50	0,25	0,50	0,25
6,00	RDBHA11	0,50	0,94	0,50	0,75	0,75
7,00	SAFE12	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8,00	RUCST11	0,50	1,38	0,50	0,50	0,75
9,00	RIOHC11	1,50	1,63	1,00	1,63	1,25
10,00	RUCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,25
11,00	CEM11	1,50	0,75	0,75	0,75	0,75
12,00	RDCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
13,00	CONDC1	1,00	0,50	0,50	0,50	0,50
14,00	TESCS11	1,00	0,88	1,00	1,00	0,50
15,00	RDCST11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
16,00	RUBOP11	3,00	3,00	3,00	2,81	2,50
17,00	BOPT11	1,50	0,44	1,00	1,50	
18,00	RS11	0,50				0,50
19,00	SAFE21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
20,00	RUDT21	1,75	1,63	1,25	1,75	1,44
21,00	RICH21	0,75	0,75	1,00	1,00	0,81
22,00	CSTST21	0,25	0,25	0,25	0,25	
23,00	DRILO21	0,75	0,63	0,50	0,56	0,75
24,00	DRIL21	8,75	15,75	10,88	12,44	14,75
25,00	DRIL22	4,75	12,00	2,44	3,19	4,00
26,00	DRIL23	11,75	3,38	6,00	6,50	4,00
27,00	DRIL24	5,75		2,00	3,94	6,50
28,00	CRBHA21	0,25	0,50	0,25	0,50	0,25
29,00	POOH21	1,00	1,50	0,75	0,25	0,75
30,00	CRBHA22	1,00	0,94	0,50	0,50	0,50
31,00	POOH22	0,75	1,19	1,75	2,00	0,63
32,00	CRBHA23	1,00	0,50	0,25	0,50	0,69
33,00	POOH23	3,00	2,50	0,75	1,13	0,50
34,00	CRBHA24	0,50	0,44	0,25	0,25	0,25
35,00	POOH24	0,50	0,75	0,75	0,75	0,94
36,00	SAFE22	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
37,00	RDDT21	1,75	1,25	1,25	1,00	1,13
38,00	SAFE23	0,25		0,25	0,25	0,25
39,00	RUCST21	1,00	1,88	0,50	0,50	0,44
40,00	RIOHC21	8,50	7,25	5,50	6,50	6,00

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **figura 49** se puede observar el tiempo planeado para el pozo tipo 1 junto con los mejores tiempos operacionales reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea de excelencia (P25).

Figura 49. Pozo tipo 1 VS tiempos totales P25 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea de excelencia para el pozo tipo 1, se puede observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 5**.

Tabla 5. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 1.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 25 (USD)
INDEPENDENCE-61	\$ 391,701.75	\$ 355,542.66
NABORS PM-47	\$ 391,701.75	\$ 289,715.91
NABORS PM-48	\$ 391,701.75	\$ 309,920.16
PW 157	\$ 391,701.75	\$ 331,584.33

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia. 2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 1 el taladro NABORS PM-47 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea de excelencia.

A continuación, se ilustra en la **tabla 6** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 1 con los tiempos promedio, representados por la línea base (P50) para cada una de las actividades.

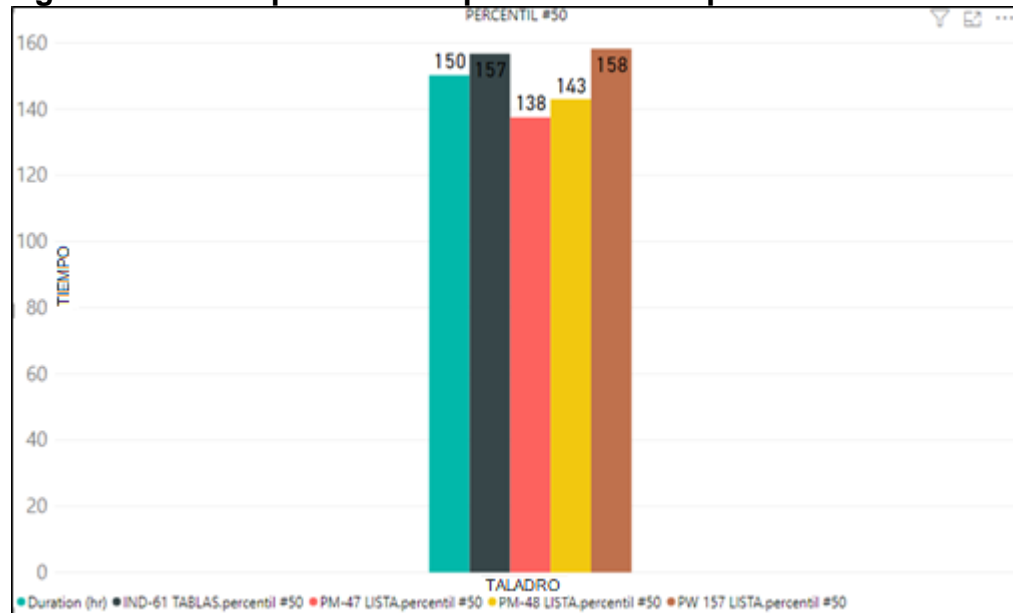
Tabla 6. Comparación pozo tipo uno VS P50.

SECUENCIA	Paso no.*	Duration (hr)	IND-61 TABLAS.percentil #50	PM-47 LISTA.percentil #50	PM-48 LISTA.percentil #50	PW 157 LISTA.percentil #50
1,00	SAFE11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
2,00	RUBHA11	0,50	0,50	0,75	0,25	0,25
3,00	DRIL11	2,00	3,25	1,63	3,25	3,00
4,00	CRBHA11	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
5,00	POOH11	0,75	0,75	0,25	0,50	0,50
6,00	RDBHA11	0,50	1,13	0,75	1,00	0,75
7,00	SAFE12	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
8,00	RUCST11	0,50	1,50	0,50	0,63	0,75
9,00	RIOHC11	1,50	2,00	1,25	1,75	1,50
10,00	RUCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,25
11,00	CEM11	1,50	1,00	1,00	0,75	1,00
12,00	RDCEM11	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
13,00	CONDC11	1,00	0,50	0,75	0,75	0,50
14,00	TESCS11	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
15,00	RDCST11	0,50	0,63	0,50	0,50	0,63
16,00	RUBOP11	3,00	3,38	3,25	3,25	3,25
17,00	BOPT11	1,50	0,75	1,50	1,50	
18,00	RS11	0,50				0,50
19,00	SAFE21	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
20,00	RUDT21	1,75	2,25	1,38	1,75	1,63
21,00	RICH21	0,75	1,00	1,25	1,38	1,50
22,00	CSTST21	0,25	0,25	0,25	0,25	
23,00	DRILO21	0,75	0,75	0,50	0,75	0,75
24,00	DRIL21	8,75	16,50	13,75	13,88	18,75
25,00	DRIL22	4,75	13,25	6,50	6,88	6,00
26,00	DRIL23	11,75	3,75	10,25	7,00	6,00
27,00	DRIL24	5,75		2,75	5,88	8,00
28,00	CRBHA21	0,25	0,50	0,38	0,75	0,38
29,00	POOH21	1,00	2,25	0,75	0,75	1,50
30,00	CRBHA22	1,00	1,00	0,50	0,50	0,75
31,00	POOH22	0,75	2,25	2,25	2,75	1,00
32,00	CRBHA23	1,00	0,50	0,25	0,50	1,00
33,00	POOH23	3,00	2,50	1,13	1,75	1,50
34,00	CRBHA24	0,50	0,50	0,50	0,38	0,25
35,00	POOH24	0,50	0,75	0,75	0,75	1,50
36,00	SAFE22	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
37,00	RDDT21	1,75	1,25	1,38	1,25	1,25
38,00	SAFE23	0,25		0,25	0,25	0,25
39,00	RUCST21	1,00	2,25	0,75	0,75	0,75
40,00	RIOHC21	8,50	8,50	6,50	6,88	7,75
41,00	CIRCS21	0,75	0,50	0,50	0,50	0,25
42,00	RUCEM21	1,00	0,75	0,50	0,75	0,75

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **figura 50** se puede observar el tiempo planeado junto con los tiempos promedios reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea base (P50).

Figura 50. Pozo tipo 1 VS tiempos totales P50 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 1, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 7**.

Tabla 7. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 1.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 50 (USD)
INDEPENDENCE-61	\$ 391,701.75	\$ 408,647.25
NABORS PM-47	\$ 391,701.75	\$ 358,462.50
NABORS PM-48	\$ 391,701.75	\$ 372,801.00
PW 157	\$ 391,701.75	\$ 412,557.75

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia. 2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 1 el taladro NABORS PM-47 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea base.

3.4.2. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 2. A continuación, se ilustra en la **tabla 8** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 2 con los mejores tiempos reportados, representados por la línea de excelencia (P25) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros INDEPENDECE-61 y PW 157 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acopla al perfil del pozo tipo 2.

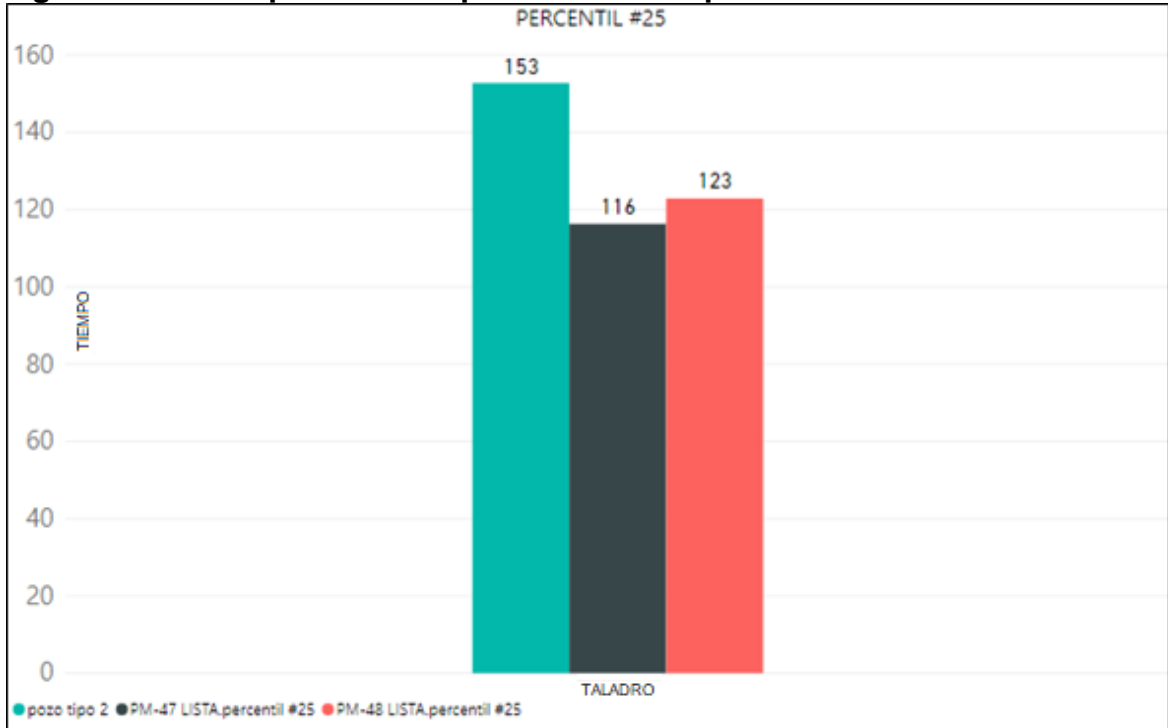
Tabla 8. Comparación pozo tipo dos VS P25.

SECUENCIA	Paso no.*	pozo tipo 2	PM-47 LISTA,percentil #25	PM-48 LISTA,percentil #25
1,00	SAFE11	0,25	0,25	0,25
2,00	RUBHA11	0,25	0,44	0,25
3,00	DRIL11	0,50	1,31	2,00
4,00	POOH11	0,25	0,25	0,50
5,00	RDBHA11	0,25	0,50	0,75
6,00	RUDT11	0,75	1,50	
7,00	RIOH11	0,25	0,88	
8,00	DRIL12	1,50	1,69	2,25
9,00	CRBHA11	0,50	0,25	0,25
10,00	POOH12	0,75	0,38	0,63
11,00	RDDT11	1,50	0,75	1,13
12,00	SAFE12	0,25	0,25	0,25
13,00	RUCST11	0,50	0,50	0,50
14,00	RIOHC11	1,50	1,00	1,63
15,00	RUCEM11	0,50	0,50	0,50
16,00	CEM11	1,50	0,75	0,75
17,00	RDCEM11	0,50	0,50	0,50
18,00	CONDC11	1,00	0,50	0,50
19,00	TESCS11	1,00	1,00	1,00
20,00	RDCST11	0,50	0,50	0,50
21,00	RUBOP11	3,00	3,00	2,81

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **Figura 51** se puede observar el tiempo planeado para el pozo tipo 2 junto con los mejores tiempos operacionales reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea de excelencia (P25).

Figura 51. Pozo tipo 2 VS tiempos totales P25 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 2, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 9**.

Tabla 9. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 2.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 25(USD)
NABORS PM-47	\$ 398,219.25	\$ 303,220.17
NABORS PM-48	\$ 398,219.25	\$ 320,348.16

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 2 el taladro NABORS PM-47 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea de excelencia.

A continuación, se ilustra en la **tabla 10** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 2 con los tiempos promedio, representados por la línea base (P50) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros

INDEPENDENCE-61 y PW 157 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acopla al perfil del pozo tipo 2.

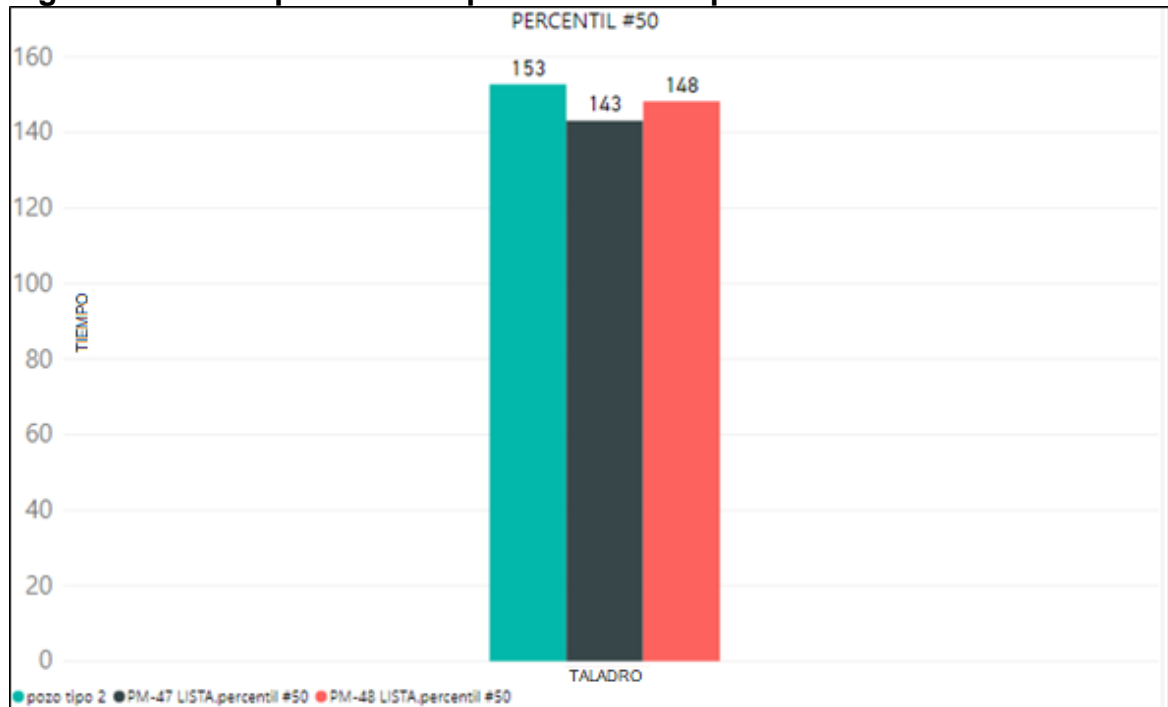
Tabla 10.Comparación pozo tipo dos VS P50.

SECUENCIA	Paso no.*	pozo tipo 2	PM-47 LISTA.percentil #50	PM-48 LISTA.percentil #50
1,00	SAFE11	0,25	0,25	0,25
2,00	RUBHA11	0,25	0,75	0,25
3,00	DRIL11	0,50	1,63	3,25
4,00	POOH11	0,25	0,25	0,50
5,00	RDBHA11	0,25	0,75	1,00
6,00	RUDT11	0,75	1,50	
7,00	RIOH11	0,25	1,00	
8,00	DRIL12	1,50	1,88	3,25
9,00	CRBHA11	0,50	0,25	0,25
10,00	POOH12	0,75	0,50	0,75
11,00	RDDT11	1,50	0,75	1,25
12,00	SAFE12	0,25	0,25	0,25
13,00	RUCST11	0,50	0,50	0,63
14,00	RIOHC11	1,50	1,25	1,75
15,00	RUCEM11	0,50	0,50	0,50
16,00	CEM11	1,50	1,00	0,75
17,00	RDCEM11	0,50	0,50	0,50
18,00	CONDC11	1,00	0,75	0,75
19,00	TESCS11	1,00	1,00	1,00
20,00	RDCST11	0,50	0,50	0,50
21,00	RUBOP11	3,00	3,25	3,25
22,00	BOPT11	1,50	1,50	1,50
23,00	RS11	0,50		
24,00	SAFE21	0,25	0,25	0,25
25,00	RUDT21	1,75	1,38	1,75
26,00	RICH21	0,75	1,25	1,38
27,00	CSTST21	0,25	0,25	0,25
28,00	DRILO21	0,75	0,50	0,75
29,00	DRIL21	8,75	13,75	13,88
30,00	DRIL22	4,75	6,50	6,88
31,00	DRIL23	11,75	10,25	7,00
32,00	DRIL24	5,75	2,75	5,88
33,00	CRBHA21	0,25	0,38	0,75
34,00	POOH21	1,00	0,75	0,75
35,00	CRBHA22	1,00	0,50	0,50
36,00	POOH22	0,75	2,25	2,75
37,00	CRBHA23	1,00	0,25	0,50
38,00	POOH23	3,00	1,13	1,75
39,00	CRBHA24	0,50	0,50	0,38
40,00	POOH24	0,50	0,75	0,75
41,00	SAFE22	0,25	0,25	0,25
42,00	RDDT21	1,75	1,38	1,25

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **Figura 52** se puede observar el tiempo planeado junto con los tiempos promedios reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea base (P50).

Figura 52. Pozo tipo 2 VS tiempos totales P50 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 2, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 11**.

Tabla 11. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 2.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P50(USD)
NABORS PM-47	\$ 398,219.25	\$ 373,139.91
NABORS PM-48	\$ 398,219.25	\$ 386,487.75

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 2 el taladro NABORS PM-47 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea base.

3.4.3. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 3. A continuación, se ilustra en la **tabla 12** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 3 con los mejores tiempos reportados, representados por la línea de excelencia (P25) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros INDEPENDECE-61 y NABORS PM-47 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acoplan al perfil del pozo tipo 3. Cabe aclarar que para el análisis de este escenario no se tuvo en cuenta las actividades planeadas relacionadas al balanceo del tapón ya a la hora de reportar las operaciones ejecutadas no se discretearon o fueron reportadas como un cambio de alcance en los pozos tipo 3.

Tabla 12. Comparación pozo tipo tres VS P25.

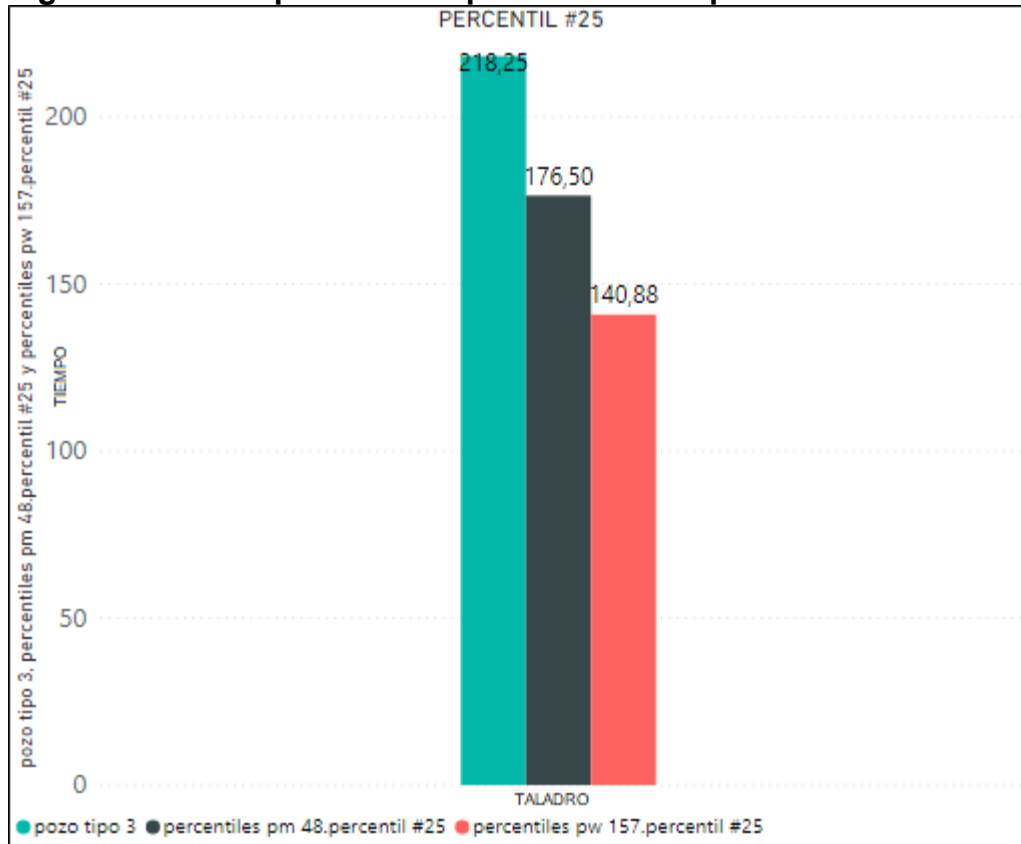
secuencia	Paso No.	pozo tipo 3	percentiles pm 48.percentil #25	percentiles pw 157.percentil #25
1	SAFE11	0,25	0,25	0,25
2	RUBHA11	0,50		1,00
3	DRIL11	2,00	3,75	1,63
4	CRBHA11	0,25		0,25
5	POOH11	0,75	0,50	0,25
6	RDBHA11	0,50		1,00
7	SAFE12	0,25	0,25	0,25
8	RUCST11	0,50	0,75	0,63
9	RIOHC11	1,50	1,75	1,38
10	RUCEM11	0,50	0,75	0,38
11	CEM11	1,50	0,50	0,88
12	RDCEM11	0,50	0,50	0,50
13	CONDC11	1,00	1,00	0,50
14	TESCS11	1,00	2,00	0,75
15	RDCST11	0,50	0,50	0,63
16	RUBOP11	3,00	4,50	2,25
17	BOPT11	1,50		
18	RS11	0,50		
19	SAFE21	0,25	0,25	0,25
20	RUDT21	2,50		1,31

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Los pozos cuyo perfil corresponde al tipo 3 realizaron operaciones no contempladas dentro de la planeación por esto no se evidencia una comparación en algunas operaciones dentro del análisis, sin embargo, es importante ilustrarlas ya que se deben tener en cuenta para desarrollar una mejor planeación.

En la **figura 53** se puede observar el tiempo planeado para el pozo tipo 3 junto con los mejores tiempos operacionales reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea de excelencia (P25).

Figura 53. Pozo tipo 3 VS tiempos totales P25 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 3, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 13**.

Tabla 13. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 3.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 25(USD)
NABORS PM-48	\$ 568,977.75	\$ 460,135.50
PW 157	\$ 568,977.75	\$ 367,274.16

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 3 el taladro PW-157 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea de excelencia.

A continuación, se ilustra en la **tabla 14** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 3 con los tiempos promedio, representados por la línea base (P50) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros INDEPENDICE-61 NABORS PM-47 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acoplan al perfil del pozo tipo 3.

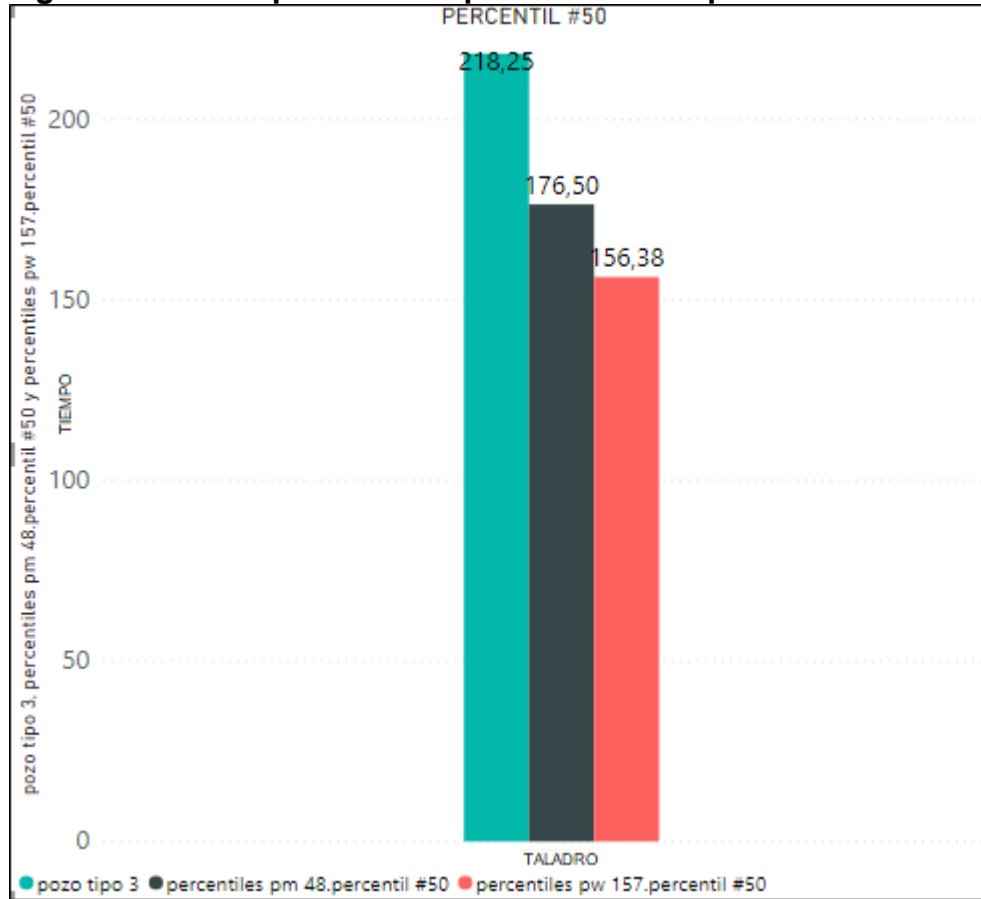
Tabla 14. Comparación pozo tipo tres VS P50.

secuencia	Paso No.	pozo tipo 3	percentiles pm 48.percentil #50	percentiles pw 157.percentil #50
1	SAFE11	0,25	0,25	0,25
2	RUBHA11	0,50		1,00
3	DRIL11	2,00	3,75	1,75
4	CRBHA11	0,25		0,25
5	POOH11	0,75	0,50	0,25
6	RDBHA11	0,50		1,00
7	SAFE12	0,25	0,25	0,25
8	RUCST11	0,50	0,75	0,75
9	RIOHC11	1,50	1,75	1,50
10	RUCEM11	0,50	0,75	0,50
11	CEM11	1,50	0,50	1,00
12	RDCEM11	0,50	0,50	0,50
13	CONDC11	1,00	1,00	0,50
14	TESCS11	1,00	2,00	1,00
15	RDCST11	0,50	0,50	0,75
16	RUBOP11	3,00	4,50	2,50
17	BOPT11	1,50		
18	RS11	0,50		
19	SAFE21	0,25	0,25	0,25
20	RUDT21	2,50		1,38
21	RICH21	0,75	1,50	1,63
22	CSTST21	0,25		
23	DRILO21	0,75	1,75	0,75
24	DRIL21	9,25	17,00	21,00
25	DRIL22	5,75	3,75	8,50
26	DRIL23	9,25	2,25	5,50
27	DRIL24	7,25	13,50	8,00
28	CRBHA21	0,25	0,50	0,50
29	POOH21	0,50	0,25	2,75
30	CRBHA22	0,75		0,50
31	SHTRI21	4,50		
32	SHTRI22	3,00		
33	CRBHA23	0,50		
34	POOH23	0,50	1,50	0,50
35	CRBHA24	1,00		
36	POOH24	4,75	6,50	0,75
37	CRBHA25	0,50		
38	POOH25	0,50		
39	SAFE22	0,25	0,25	0,25
40	RDDT21	1,75		
41	SAFE23	0,25	0,25	0,25
42	RULOG21	1,00	1,25	1,50

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **figura 54** se puede observar el tiempo planeado junto con los tiempos promedios reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea base (P50).

Figura 54. Pozo tipo 3 VS tiempos totales P50 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 3, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 15**.

Tabla 15. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 3.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 50(USD)
NABORS PM-48	\$ 568,977.75	\$ 460,135.50
PW 157	\$ 568,977.75	\$ 407,682.66

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 3 el taladro NABORS PW-157 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea base.

3.4.4. Comparación Línea de excelencia y línea base para Pozo tipo 4. A continuación, se ilustra en la **tabla 16** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 4 con los mejores tiempos reportados, representados por la línea de excelencia (P25) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros INDEPENDECE-61 y PW-157 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acoplan al perfil del pozo tipo 4. Cabe aclarar que para el análisis de este escenario no se tuvo en cuenta las actividades planeadas relacionadas al balanceo del tapón ya a la hora de reportar las operaciones ejecutadas no se discretearon o fueron reportadas como un cambio de alcance en los pozos tipo 4.

Tabla 16. Comparación pozo tipo cuatro VS P25.

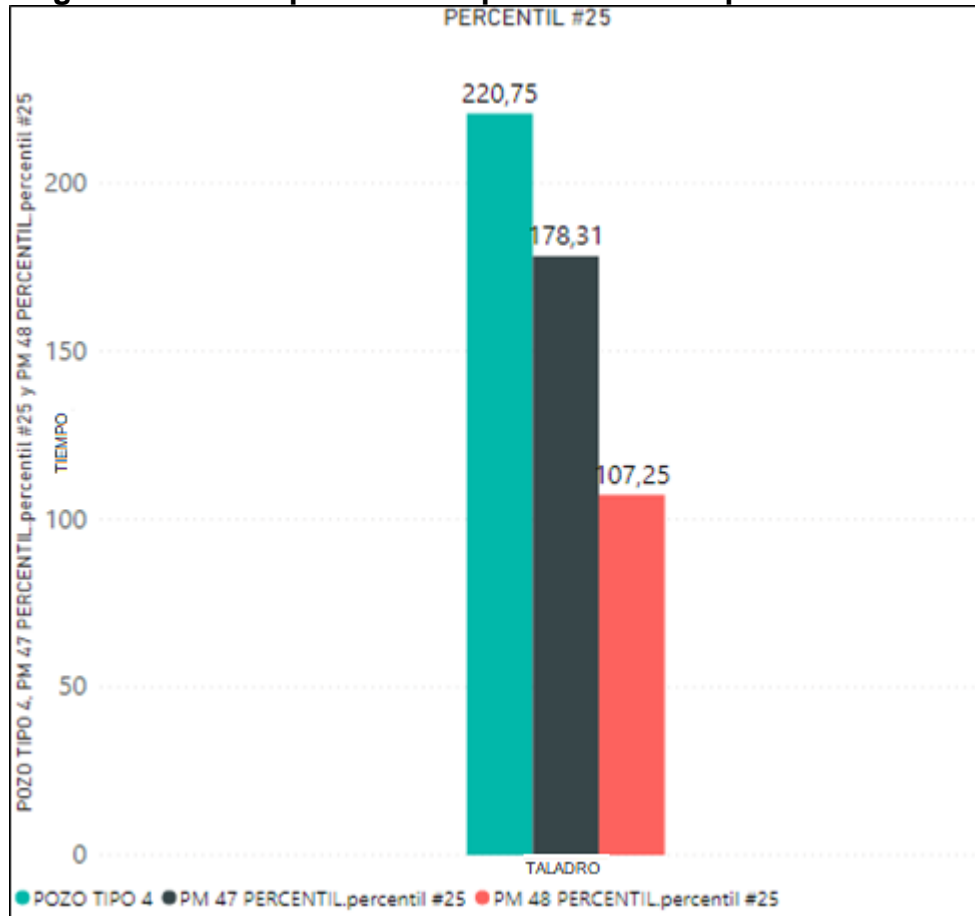
SECUENCIA	Paso No.	POZO TIPO 4	PM 47 PERCENTILpercentil #25	PM 48 PERCENTILpercentil #25
1	SAFE11	0,25	0,25	0,50
2	RUBHA11	0,25	0,75	
3	DRIL11	0,50	0,50	1,00
4	POOH11	0,25	0,25	1,50
5	RDBHA11	0,25		
6	RUDT11	0,75	1,50	
7	RIOH11	0,25	1,25	
8	DRIL12	1,50	1,69	1,25
9	CRBHA11	0,50	0,25	0,25
10	POOH12	0,75	0,38	
11	RDDT11	1,50	0,81	
12	SAFE12	0,25	0,25	0,25
13	RUCST11	0,50	0,75	0,50
14	RIOHC11	1,50	1,50	2,25
15	RUCEM11	0,50	0,50	0,50
16	CEM11	1,50	0,81	1,00
17	RDCEM11	0,50	0,56	0,50
18	CONDC11	1,00	1,50	0,50
19	TESCS11	1,00	0,81	1,00
20	RDCST11	0,50	0,50	0,50
21	RUBOP11	3,00	3,25	3,50

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Los pozos cuyo perfil corresponde al tipo 4 realizaron operaciones no contempladas dentro de la planeación por esto no se evidencia una comparación en algunas operaciones dentro del análisis, sin embargo, es importante ilustrarlas ya que se deben tener en cuenta para desarrollar una mejor planeación.

En la **figura 55** se puede observar el tiempo planeado para el pozo tipo 4 junto con los mejores tiempos operacionales reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea de excelencia (P25).

Figura 55. Pozo tipo 4 VS tiempos totales P25 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 4, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 17**.

Tabla 17. Costos tiempo neto P25 para el pozo tipo 4.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P 25(USD)
NABORS PM-47	\$ 575,495.25	\$ 464,854.17
NABORS PM-48	\$ 575,495.25	\$ 279,600.75

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 4 el taladro NABORS PM-48 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea de excelencia,

sin embargo, para este escenario se tomará el NABORS PM-47 como taladro ejemplar debido a que las operaciones reportadas presentan una mejor discretización permitiendo desarrollar una mejor planeación.

A continuación, se ilustra en la **tabla 18** y **Anexo D** la comparación del pozo tipo 4 con los tiempos promedio, representados por la línea base (P50) para cada una de las actividades, para este escenario no se tuvo en cuenta los taladros INDEPENDENCE-61 y PW-157 debido a que ninguno de los pozos perforados por estos taladros se acoplan al perfil del pozo tipo 4.

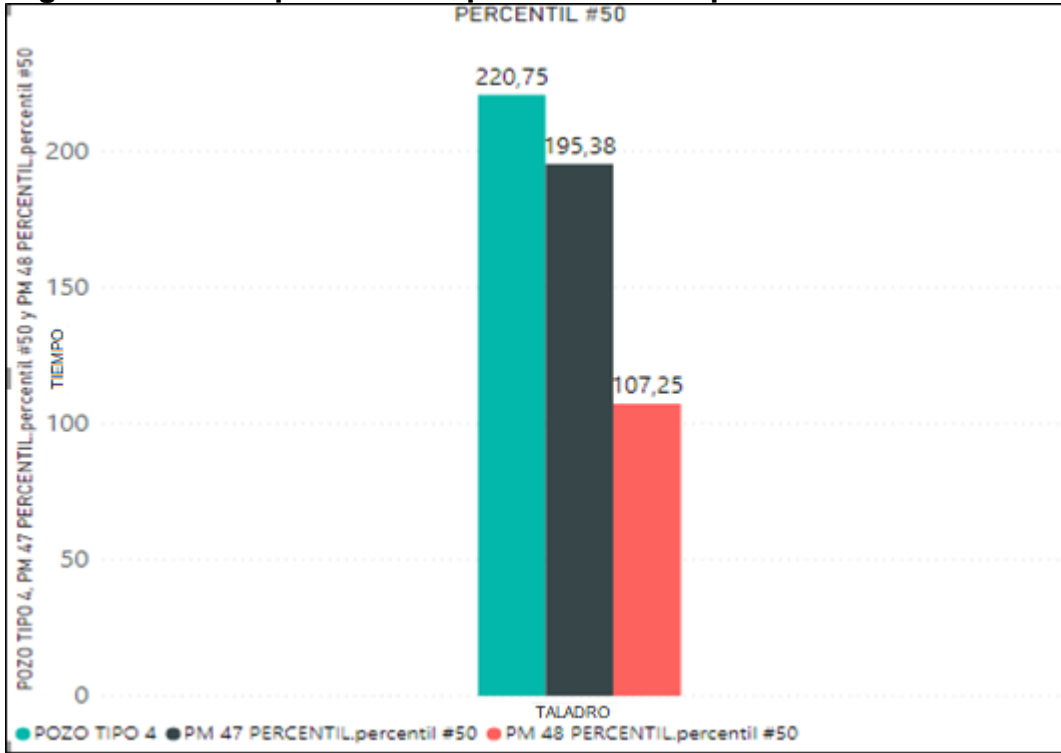
Tabla 18. Comparación pozo tipo cuatro VS P50.

SECUENCIA	Paso No.	POZO TIPO 4	PM 47 PERCENTIL,percentil #50	PM 48 PERCENTIL,percentil #50
1	SAFE11	0,25	0,25	0,50
2	RUBHA11	0,25	0,75	
3	DRIL11	0,50	0,75	1,00
4	POOH11	0,25	0,25	1,50
5	RDBHA11	0,25		
6	RUDT11	0,75	1,50	
7	RIOH11	0,25	1,25	
8	DRIL12	1,50	1,88	1,25
9	CRBHA11	0,50	0,25	0,25
10	POOH12	0,75	0,50	
11	RDDT11	1,50	0,88	
12	SAFE12	0,25	0,25	0,25
13	RUCST11	0,50	0,75	0,50
14	RIOHC11	1,50	1,50	2,25
15	RUCEM11	0,50	0,50	0,50
16	CEM11	1,50	0,88	1,00
17	RDCEM11	0,50	0,63	0,50
18	CONDC11	1,00	1,50	0,50
19	TESCS11	1,00	0,88	1,00
20	RDCST11	0,50	0,50	0,50
21	RUBOP11	3,00	3,50	3,50
22	BOPT11	1,50	1,50	
23	RS11	0,50		
24	SAFE21	0,25	0,25	0,25
25	RUDT21	2,50	2,13	
26	RICH21	0,75	1,25	1,00
27	CSTST21	0,25	0,25	
28	DRILO21	0,75	0,25	0,75
29	DRIL21	9,25	10,25	14,75
30	DRIL22	5,75	14,88	8,50
31	DRIL23	9,25	4,75	6,50
32	DRIL24	7,25	2,00	
33	CRBHA21	0,25	0,25	
34	POOH21	0,50	0,75	0,25

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

En la **figura 56** se puede observar el tiempo planeado junto con los tiempos promedios reportados por cada uno de los taladros tal como se mencionó anteriormente para la línea base (P50).

Figura 56. Pozo tipo 4 VS tiempos totales P50 por taladro.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Una vez graficada la línea base para el pozo tipo 4, podemos observar los costos y tiempos netos de cada uno de los taladros en la **tabla 19**.

Tabla 19. Costos tiempo neto P50 para el pozo tipo 4.

TALADRO	COSTOS PLANEADO (USD)	COSTOS P50(USD)
NABORS PM-47	\$ 575,495.25	\$ 509,355.66
NABORS PM-48	\$ 575,495.25	\$ 279,600.75

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Como se puede observar para el pozo tipo 4 el taladro NABORS PM-48 presenta un mejor rendimiento comparando el tiempo planeado con la línea base, sin embargo, para este escenario se tomará el NABORS PM-47 como taladro ejemplar debido a que las operaciones reportadas presentan una mejor discretización permitiendo desarrollar una mejor planeación.

3.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

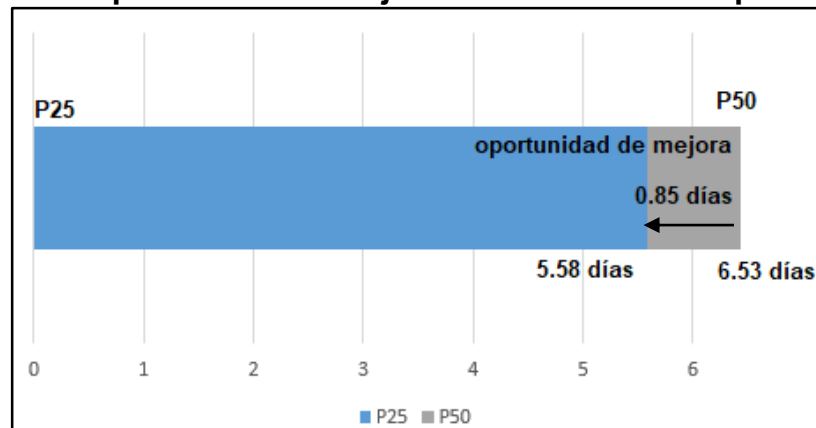
Dentro de esta sección se realizará el análisis económico de cada uno de los 4 escenarios ilustrando y cuantificando la oportunidad de mejora para obtener como resultado una propuesta de planeación correspondiente a cada uno de los pozos tipo, analizando su rentabilidad y oportunidad den costo operacional (OPEX).

3.5.1. Análisis primer escenario pozo tipo 1. Para el análisis del primer escenario (Pozo tipo 1) se representará gráficamente el rendimiento de cada uno de los taladros comparando sus tiempos en la línea base (P50) y en la línea de excelencia (P25), con el fin de determinar la oportunidad de mejora. para finalmente plantear una nueva planeación tomando como base el taladro con mejor rendimiento que en este caso es el taladro NABORS PM-47.

Ahora Cuantificando la oportunidad de mejora para el primer escenario (Pozo tipo 1), se procedió a hallar para cada uno de los taladros la diferencia entre el tiempo promedio (P50) y el tiempo ideal al cual se busca llegar (P25).

La oportunidad de mejora para el taladro INDEPENDECE-61 es de 0.85 días, es decir una optimización de \$ 53,182.8 dólares, como se aprecia en la **Figura 57**.

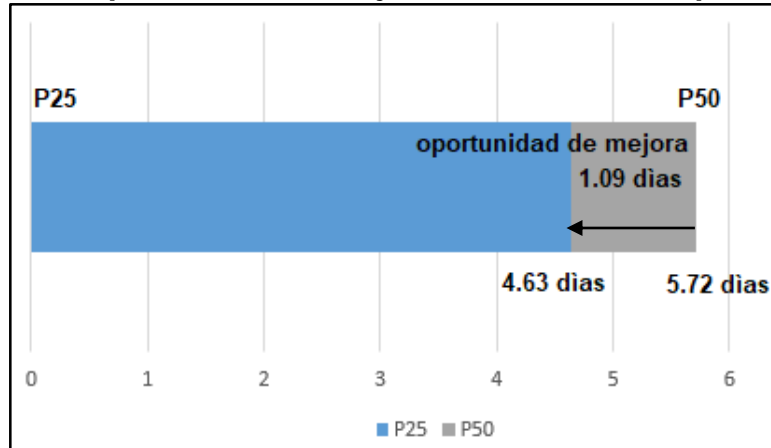
Figura 57. Oportunidad de mejora INDEPENDECE-61 pozo tipo 1.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

La oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-47 es de 1.09 días, es decir una optimización de \$ 68,199.12 dólares, como se aprecia en la **Figura 58**.

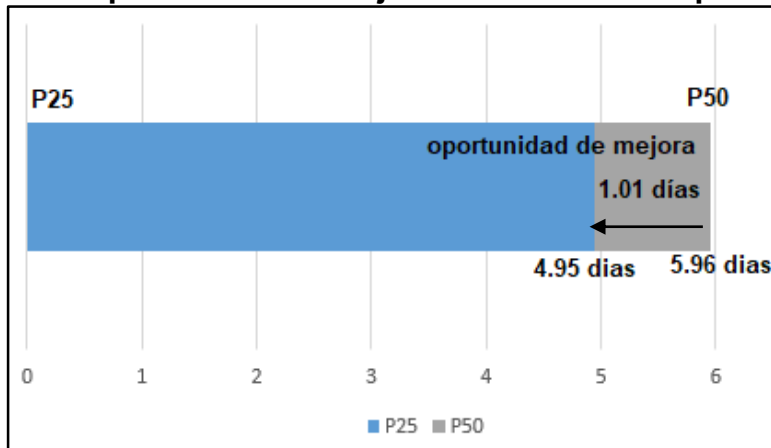
Figura 58. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 1.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

La oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-48 es de 1.01 días, es decir una optimización de \$ 63,193.68 dólares, como se aprecia en la **Figura 59**.

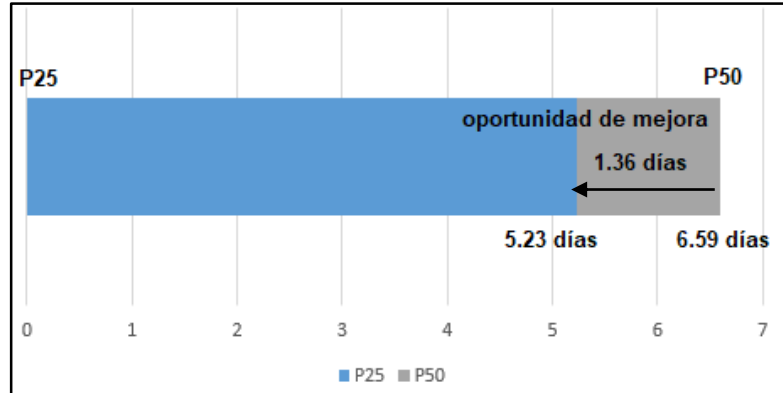
Figura 59. Oportunidad de mejora NABORS PM-48 pozo tipo 1.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

La oportunidad de mejora para el taladro PW 157 es de 1.36 días, es decir una optimización de \$ 85,092.48 dólares, como se aprecia en la **Figura 60**.

Figura 60. Oportunidad de mejora PW 157 pozo tipo 1.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Ya teniendo la línea base e identificado el taladro con mejor rendimiento se procedió a plantear una mejor planeación optimizando 0.31125 días equivalentes a un total de \$ 19.474,29 dólares para los pozos tipo 1 en el campo Rubiales como muestra la **tabla 20**.

Tabla 20. Planeación ajustada Pozo tipo 1

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
SAFE11	25	Charla de Seguridad Preoperacional, Entrenamiento/Curso, Parada de Seguridad	0.25
RUBHA11	25	Amar BHA No. 1 para perforar fase de 12 1/4"	0.75
DRIL11	400	Perforar fase de 12 1/4" según programa.	1.63
CRBHA11	400	Circular fondos arriba.	0.25
POOH11	400	Sacar BHA No 1 desde CP hasta superficie.	0.75
RDBHA11	400	Quebrar BHA No 1.	0.25
SAFE12	400	Reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 9 5/8" y cementación.	0.25
RUCST11	400	Rig up herramientas de manejo para correr revestimiento de 9 5/8".	0.5
RIOHC11	400	Corrida revestimiento de 9 5/8" hasta CP.	1.25
RUCEM11	400	Instalar líneas de cementación y probar.	0.5
CEM11	400	Cementación de revestimiento 9 5/8".	1
RDCEM11	400	Rig down cabeza y líneas de cementación.	0.5
CONDC11	400	Limpiar contrapozo.	0.75
TESCS11	400	Instalar sección A.	1
RDCST11	400	Rig down herramientas de corrida de revestimiento.	0.5

Tabla 20. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
RUBOP11	400	Instalar BOP (fase 12 1/4")	3.25
BOPT11	400	Probar BOP (fase 12 1/4")	1.5
RS11	400	Rig Services	1.5
SAFE21	400	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme de BHA direccional y perforación fase de 8 1/2".	0.25
RUDT21	400	Armar BHA No. 2 direccional para perforar fase de 8 1/2".	1.38
RICH21	400	Bajar BHA Direccional para perforar fase de 8 1/2" hasta TOC.	1.25
CSTST21	400	Prueba de integridad del revestimiento de 9 5/8"	0.25
DRILO21	400	Realizar drill out en revestimiento de 9 5/8"	0.5
DRIL21	1550	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Guayabo y León (Hasta tope de C1).	13.75
DRIL22	2150	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Carboneras (unidades C1-C2, hasta tope de C3)	6.5
DRIL23	3300	Continuar perforación fase de 8 1/2" hasta 100' antes de Zona 1.	10.25
DRIL24	3800	Continuar perforación fase de 8 1/2" hasta CP de la fase.	2.75
CRBHA21	3800	Circular en TD de la fase de 8 1/2"	0.38
POOH21	3800	Sacar hasta el punto arcilloso	0.75
CRBHA22	3800	Circular fondos arriba en punto arcilloso	0.5
POOH22	3800	sacado BHA hasta base de tangente o 60° de inclinación.	2.25
CRBHA23	3800	Circular fondos arriba en base de tangente (si aplica)	0.25
POOH23	3800	Sacar BHA Direccional hasta zapato de 9 5/8"	1.13
CRBHA24	3800	Circular fondos arriba en zapato de 9 5/8"	0.5
POOH24	3800	Sacar BHA Direccional No. 2 a superficie	0.75
SAFE22	3800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA No. 2 direccional.	0.25
RDDT21	3800	Quebrar BHA No. 2 direccional	1.38
SAFE23	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 7".	0.25
RUCST21	3800	Rig up herramientas para corrida de revestimiento 7".	0.75
RIOHC21	3800	Bajar revestimiento de 7" hasta CP.	6.5
CIRCS21	3800	Circular con revestimiento en fondo.	0.5
RUCEM21	3800	Instalar cabeza y líneas de cementación. Probar líneas.	0.5
DESPL21	3800	Realizar desplazamiento de fluido de baja reología para cementación de csg de 7".	0.75
CEM21	3800	Realizar trabajo de cementación de 7".	1.5

Tabla 20. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
RDCEM21	3800	Rig down de cabeza y líneas de cementación.	1.5
RDBOP21	3800	Retirar campana y levantar BOP.	1
HANGC21	3800	Tensionar revestimiento de 7", instalar casing hanger.	0.5
CUTBC21	3800	Realizar corte y biselado del revestimiento de 7".	1
TESCS21	3800	Instalar sección B.	0.5
RUBOP21	3800	Instalar BOP (fase 8 1/2")	3
BOPT21	3800	Probar BOP (fase 8 1/2")	0.5
WAITC21	3800	WOC (tiempo de fragüe de cemento).	1
SAFE24	3800	Realizar reunión preoperacional para arme y bajada de BHA de limpieza mecánica.	0.25
RUBHA21	3800	Armar BHA No. 3 de limpieza mecánica.	0.75
RICH22	3800	Bajar BHA No. 3 hasta encontrar cemento.	2.5
DRILO22	3800	Realizar drill out de 7"	1.5
DESPL22	3800	Realizar desplazamiento por agua.	0.5
POCH21	3800	Sacar BHA No. 3 de limpieza a superficie.	1.75
RDBHA21	3800	Quebrar BHA No. 3.	0.5
SAFE25	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme y corrida de registro de calidad de cemento.	0.25
RULOG21	3800	Armar herramientas de registros de calidad de cemento.	1.75
RUNCH21	3800	Tomar registro según programa de registros.	4.75
RDLOG21	3800	Rig down de sonda y poleas de herramientas de registro de calidad de cemento.	1.5
RS21	3800	Rig Services	1.5
SAFE31	3800	Reunión preoperacional y de seguridad para armar BHA No. 4 direccional.	0.25
RUDT31	3800	Armar BHA No. 4 direccional para perforar fase de 6 1/8".	1.25
RICH31	3800	Bajar BHA hasta 2' antes del zapato de 7".	3
CSTST31	3800	Prueba de integridad del revestimiento de 7"	0.5
DRILO31	3800	Continuar drill out del zapato de 7".	0.75
DRIL31	4800	Perforar fase de 6 1/8" hasta el TD de la sección horizontal planeada.	8.75
CRBHA31	4800	Circulación # 1 en fondo (TD del pozo).	0.5
SHTRI31	4800	Realizar viaje de acondicionamiento hasta zapato de 7".	0.75
SHTRI32	4800	Regresar a fondo hasta el TD del pozo.	0.5
CRBHA32	4800	Circulación # 2 en fondo (TD del pozo).	0.75
POOH31	4800	Sacar hasta zapato de 7".	1
CRBHA33	4800	Circulación dentro del zapato de 7".	0.75

Tabla 20. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
POCH31	4800	Sacar desde zapato 7" hasta 60° de inclinación o base de la tangente (lo que sea mayor en términos de inclinación).	0.5
CRBHA34	4800	Circulación @ 60° con BHA de 61/8"	0.5
POCH32	4800	Sacar BHA No. 4 desde 60° hasta superficie.	2
SAFE32	4800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA direccional No. 4.	0.25
RDDT31	4800	Quebrar BHA No. 4 direccional.	0.88
SAFE33	4800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de liner de 4 1/2"	0.25
RUCST31	4800	Realizar rig up herramientas de manejo de liner 4 1/2".	1
RICHL31	4800	Armar y bajar liner de 4 1/2".	2.25
RUEQR31	4800	Instalar mesa falsa. Subir y armar herramientas de manejo para tubería de 2 3/8".	0.5
RIOWS31	4800	Bajar sarta interna de 2 3/8" dentro del liner de 4 1/2".	2.25
RDEQR31	4800	Desinstalar mesa falsa y herramientas de manejo.	0.5
RULNR31	4800	Parar y conectar empaque 7" SC-1 internamente a la tubería 2 3/8" y externamente al liner de 4 1/2".	0.75
RICHL32	4800	Continuar bajando con DP 4" ensamblaje liner 4 1/2" + empaque hasta el zapato de 7".	2.5
RIOHL31	4800	Continuar bajando ensamblaje de completamiento en hueco abierto hasta casing point.	0.75
SETLN31	4800	Sentar empaque y liberar setting tool.	1
CSTST32	4800	Probar sello de empaque colgador	0.25
DESPL31	4800	Desplazar fluido drill in por fluido de completamiento.	0.75
POOWS31	4800	Sacar DP 4" + setting tool hasta superficie, quebrar setting tool.	2.5
RUEQR32	4800	Acondicionar mesa falsa y herramientas de manejo DP 2 3/8".	0.5
POOWS32	4800	Sacar quebrando tubería de 2 3/8" hasta superficie.	2.25
IRWB31	4800	Armar test plug y recuperar wear bushing.	0.5
RS31	4800	Rig Services	1.5
SLCUT	4800	Correr y Cortar Cable	1

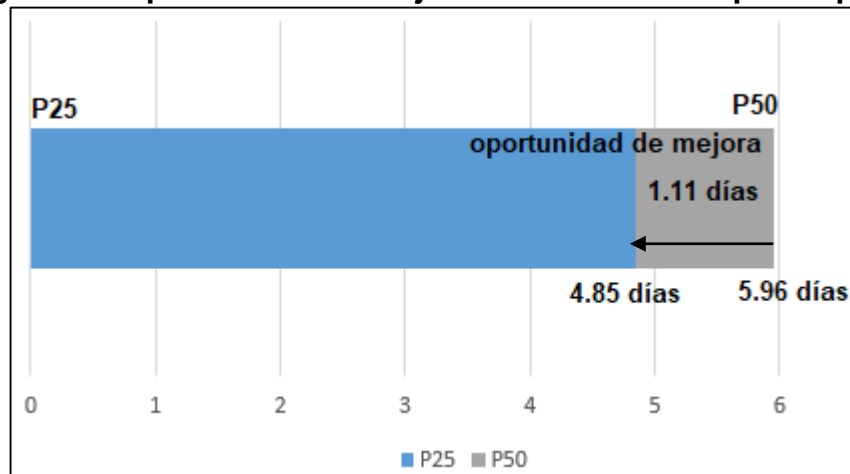
Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

3.5.2. Análisis segundo escenario pozo tipo 2. Para el análisis del segundo escenario (Pozo tipo 2) se representará gráficamente el rendimiento de cada uno de los taladros comparando sus tiempos en la línea base (P50) y en la línea de excelencia (P25), con el fin de determinar la oportunidad de mejora. para finalmente plantear una nueva planeación tomando como base el taladro con mejor rendimiento que en este caso es el taladro NABORS PM-47.

Ahora Cuantificando la oportunidad de mejora para el segundo escenario (Pozo tipo 2), se procedió a hallar para cada uno de los taladros la diferencia entre el tiempo promedio (P50) y el tiempo ideal al cual se busca llegar (P25).

La oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-47 es de 1.11 días, es decir una optimización de \$ 69,450.48 dólares, como se aprecia en la **Figura 61**.

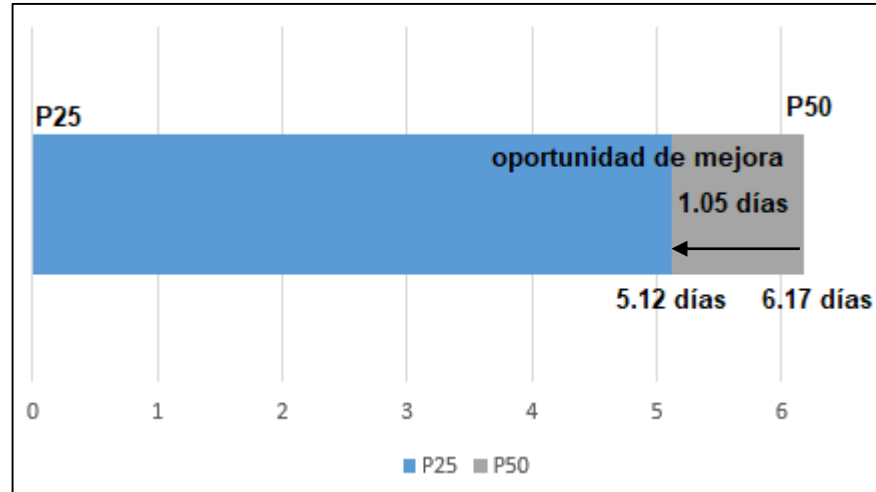
Figura 61. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 2.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

La oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-48 es de 1.05 días, es decir una optimización de \$ 65,696.4 dólares, como se aprecia en la **Figura 62**.

Figura 62. Oportunidad de mejora NABORS PM-48 pozo tipo 2.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Ya teniendo la línea base e identificado el taladro con mejor rendimiento se procedió a plantear una mejor planeación optimizando 0.37 días equivalentes a un total de \$ 23.137,125 dólares para los pozos tipo 2 en el campo Rubiales como muestra la **tabla 21**.

Tabla 21. Planeación ajustada Pozo tipo 2.

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD*	DURACIÓN (hr)
SAFE11	25	Reunión preoperacional y de seguridad para inicio de operaciones de perforación.	0.25
RUBHA11	25	Armar sarta para perforar bolsillo de herramientas direccionales del BHA # 1.	0.75
DRIL11	120	Perforar en hueco de 12 1/4" bolsillo para herramientas direccionales.	1.625
POOH11	120	Sacar sarta a superficie para arme de BHA direccional # 1	0.25
RDBHA11	120	Desarmar BHA con tubería (desconectar HWDP)	0.75
RUDT11	120	Armar BHA direccional # 1.	1.5
RIOH11	120	Bajar con BHA # 1 para continuar perforando fase de 12 1/4"	1
DRIL12	400	Continuar perforando fase de 12 1/4" hasta TD de la sección según plan direccional.	1.875
CRBHA11	400	Circular fondos arriba al TD de la fase de 12 1/4"	0.25
POOH12	400	Sacar BHA # 1 desde CP hasta superficie.	0.5

Tabla 21. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD*	DURACIÓN (hr)
RDDT11	400	Quebrar BHA direccional # 1.	0.75
SAFE12	400	Reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 9 5/8" y cementación.	0.25
RUCST11	400	Rig up herramientas de manejo para correr revestimiento de 9 5/8".	0.5
RIOHC11	400	Corrida revestimiento de 9 5/8" hasta CP.	1.25
RUCEM11	400	Instalar líneas de cementación y probar.	0.5
CEM11	400	Cementación de revestimiento 9 5/8".	1
RDCEM11	400	Rig down cabeza y líneas de cementación.	0.5
CONDC11	400	Limpiar contrapozo.	0.75
TESCS11	400	Instalar sección A.	1
RDCST11	400	Rig down herramientas de corrida de revestimiento.	0.5
RUBOP11	400	Instalar BOP (fase 12 1/4")	3.25
BOPT11	400	Probar BOP (fase 12 1/4")	1.5
RS11	400	Rig Services	0.5
SAFE21	400	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme de BHA direccional y perforación fase de 8 1/2".	0.25
RUDT21	400	Armar BHA No. 2 direccional para perforar fase de 8 1/2".	1.375
RICH21	400	Bajar BHA Direccional para perforar fase de 8 1/2" hasta TOC.	1.25
CSTST21	400	Prueba de integridad del revestimiento de 9 5/8"	0.25
DRILO21	400	Realizar drill out en revestimiento de 9 5/8"	0.5
DRIL21	1550	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Guayabo y León (hasta tope de C1).	13.75
DRIL22	2150	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Carboneras (unidades C1-C2, hasta tope de C3).	6.5
DRIL23	3300	perforación fase de 8 1/2" hasta 100' antes de Zona 1.	10.25
DRIL24	3800	Continuar perforación fase de 8 1/2" hasta CP de la fase.	2.75
CRBHA21	3800	Circular en TD de la fase de 8 1/2"	0.375
POOH21	3800	Sacar hasta el punto arcilloso	0.75
CRBHA22	3800	Circular fondos arriba en punto arcilloso	0.5
POOH22	3800	Continuar viaje, sacado BHA hasta base de tangente o 60° de inclinación.	2.25
CRBHA23	3800	Circular fondos arriba en base de tangente (si aplica)	0.25
POOH23	3800	Sacar BHA Direccional hasta zapato de 9 5/8"	1.125
CRBHA24	3800	Circular fondos arriba en zapato de 9 5/8"	0.5
POOH24	3800	Sacar BHA Direccional No. 2 a superficie	0.75

Tabla 21. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD*	DURACIÓN (hr)
SAFE22	3800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA No. 2 direccional.	0.25
RDDT21	3800	Quebrar BHA No. 2 direccional	1.375
SAFE23	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 7".	0.25
RUCST21	3800	Rig up herramientas para corrida de revestimiento 7".	0.75
RIOHC21	3800	Bajar revestimiento de 7" hasta CP.	6.5
CIRCS21	3800	Circular con revestimiento en fondo.	0.5
RUCEM21	3800	Instalar cabeza y líneas de cementación. Probar líneas.	0.5
DESPL21	3800	Realizar desplazamiento de fluido de baja reología para cementación de csg de 7".	0.75
CEM21	3800	Realizar trabajo de cementación de 7".	1.5
RDCEM21	3800	Rig down de cabeza y líneas de cementación.	1.5
RDBOP21	3800	Retirar campana y levantar BOP.	1
HANGC21	3800	Tensionar revestimiento de 7", instalar casing hanger.	0.5
CUTBC21	3800	Realizar corte y biselado del revestimiento de 7".	1
TESCS21	3800	Instalar sección B.	0.5
RUBOP21	3800	Instalar BOP (fase 8 1/2")	3
BOPT21	3800	Probar BOP (fase 8 1/2")	0.5
WAITC21	3800	WOC (tiempo de fragüe de cemento).	1
SAFE24		Realizar reunión preoperacional para arme y bajada de BHA de limpieza mecánica.	0.25
RUBHA21	3800	Armar BHA No. 3 de limpieza mecánica.	0.75
RICH22	3800	Bajar BHA No. 3 hasta encontrar cemento.	2.5
DRILO22	3800	Realizar drill out de 7"	1.5
DESPL22	3800	Realizar desplazamiento por agua.	0.5
POCH21	3800	Sacar BHA No. 3 de limpieza a superficie.	1.75
RDBHA21	3800	Quebrar BHA No. 3.	0.5
SAFE25	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme y corrida de registro de calidad de cemento.	0.25
RULOG21	3800	Armar herramientas de registros de calidad de cemento.	1.75
RUNCH21	3800	Tomar registro según programa de registros.	4.75
RDLOG21	3800	Rig down de sonda y poleas de herramientas de registro de calidad de cemento.	1.5
RS21	3800	Rig Services	0.5
SAFE31	3800	Reunión preoperacional y de seguridad para armar BHA No. 4 direccional.	0.25
RUDT31	3800	Armar BHA No. 4 direccional para perforar fase de 6 1/8".	1.25

Tabla 21. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD*	DURACIÓN (hr)
RICH31	3800	Bajar BHA hasta 2' antes del zapato de 7".	3
CSTST31	3800	Prueba de integridad del revestimiento de 7"	0.5
DRILO31	3800	Continuar drill out del zapato de 7".	0.75
DRIL31	4800	Perforar fase de 6 1/8" hasta el TD de la sección horizontal planeada.	8.75
CRBHA31	4800	Circulación # 1 en fondo (TD del pozo).	0.5
SHTRI31	4800	Realizar viaje de acondicionamiento hasta zapato de 7".	0.75
SHTRI32	4800	Regresar a fondo hasta el TD del pozo.	0.5
CRBHA32	4800	Circulación # 2 en fondo (TD del pozo).	0.75
POOH31	4800	Sacar hasta zapato de 7".	1
CRBHA33	4800	Circulación dentro del zapato de 7".	0.75
POCH31	4800	Sacar desde zapato 7" hasta 60° de inclinación o base de la tangente (lo que sea mayor en términos de inclinación).	0.5
CRBHA34	4800	Circulación @ 60° con BHA de 61/8"	0.5
POCH32	4800	Sacar BHA No. 4 desde 60° hasta superficie.	2
SAFE32	4800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA direccional No. 4.	0.25
RDDT31	4800	Quebrar BHA No. 4 direccional.	0.875
SAFE33	4800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de liner de 4 1/2"	0.25
RUCST31	4800	Realizar rig up herramientas de manejo de liner 4 1/2".	1
RICHL31	4800	Armar y bajar liner de 4 1/2".	2.25
RUEQR31	4800	Instalar mesa falsa.	0.5
RIOWS31	4800	Bajar sarta interna de 2 3/8" dentro del liner de 4 1/2".	2.25
RDEQR31	4800	Desinstalar mesa falsa y herramientas de manejo.	0.5
RULNR31	4800	Parar y conectar empaque 7" SC-1 internamente a la tubería 2 3/8" y externamente al liner de 4 1/2".	0.75
RICHL32	4800	Continuar bajando con DP 4" ensamblaje liner 4 1/2" + empaque hasta el zapato de 7".	2.5
RIOHL31	4800	Continuar bajando ensamblaje de completamiento en hueco abierto hasta casing point.	0.75
SETLN31	4800	Sentar empaque y liberar setting tool.	1
CSTST32	4800	Probar sello de empaque colgador	0.25
DESPL31	4800	Desplazar fluido drill in por fluido de completamiento.	0.75
POOWS31	4800	Sacar DP 4" + setting tool hasta superficie, quebrar setting tool.	2.5
RUEQR32	4800	Acondicionar mesa falsa y herramientas de manejo DP 2 3/8".	0.5

Tabla 21. (Continuación)

PASO NO	MD (ft)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD*	DURACIÓN (hr)
POOWS32	4800	Sacar quebrando tubería de 2 3/8" hasta superficie.	2.25
IRWB31	4800	Armar test plug y recuperar wear bushing.	0.5
RS31	4800	Rig Services	0.5

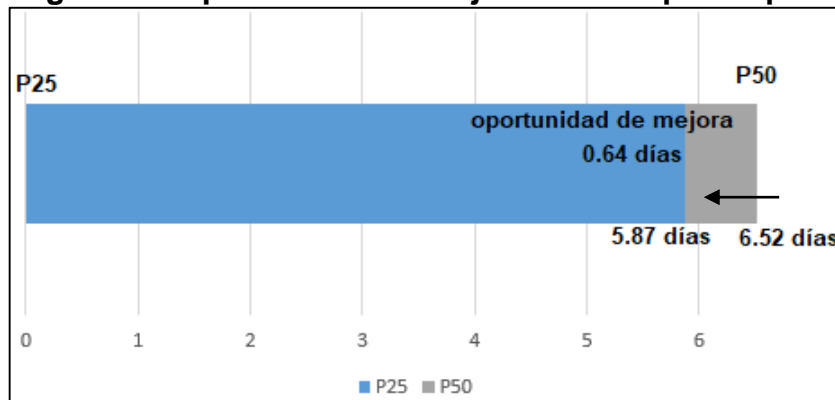
Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

3.5.3. Análisis tercer escenario pozo tipo 3. Para el análisis del tercer escenario (Pozo tipo 3) se representará gráficamente el rendimiento del taladro comparando sus tiempos en la línea base (P50) y en la línea de excelencia (P25), con el fin de determinar la oportunidad de mejora. para finalmente plantear una nueva planeación tomando como base el taladro con mejor rendimiento que en este caso es el taladro PW-157.

Ahora Cuantificando la oportunidad de mejora para el tercer escenario (Pozo tipo 3), se procedió a hallar para el taladro PW-157 la diferencia entre el tiempo promedio (P50) y el tiempo ideal al cual se busca llegar (P25). La cuantificación de la oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-48 para este escenario no es viable ya que el número de pozos perforados por este taladro no supera el mínimo necesario para realizar el correspondiente análisis.

La oportunidad de mejora para el taladro PW-157 es de 0.64 días, es decir una optimización de \$ 40,043.52 dólares, como se aprecia en la **Figura 63**.

Figura 63. Oportunidad de mejora PW-157 pozo tipo 3.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Ya teniendo la línea base e identificado el taladro con mejor rendimiento se procedió a plantear una mejor planeación. Para el pozo tipo 3 la planeación desarrollada presenta un tiempo neto mayor al tiempo inicialmente propuesto por el pozo tipo 3,

esto se debe a que la sumatoria de los tiempos reales de ejecución junto con los tiempos planeados del pozo tipo 3 utilizados en los casos donde no se presentaba una correcta discretización superan los tiempos planteados por la planeación inicial del pozo tipo 3.

Generando una subestimación de \$ 50.510,615 dólares equivalentes a 0.80 días de operación para los pozos tipo 3 en el campo Rubiales como muestra la **tabla 22**.

Tabla 22. Planeación ajustada Pozo tipo 3.

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
SAFE11	25	Recibir el equipo de perforación una vez este 100% armado y operativo.	0.25
RUBHA11	25	BHA No 1: Broca PDC de 12 1/4	1
DRIL11	400	Bajar hasta base de tubo conductor y perforar verticalmente según plan direccional.	1.75
CRBHA11	400	Q: 450 gpm, RPM: 130	0.25
POOH11	400	Sacar tubería hasta superficie	0.25
RDBHA11	400	Quebrar BHA con MWD	1
SAFE12	400	reunión preoperacional	0.25
RUCST11	400	Levantar herramientas convencionales para corrida de revestimiento 9 5/8".	0.75
RIOHC11	400	Bajar revestimiento de 9 5/8"	1.5
RUCEM11	400	Levantar y conectar cabeza de cementación con tapón de desplazamiento instalado y circular.	0.5
CEM11	400	Realizar cementación según programa aprobado.	1
RDCEM11	400	rig down cementación.	0.5
SHTRI31	4800	Si al sacar tensiona más de 30 klb de overpull, trabajar mecánicamente.	1
CONDC11	400	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para instalación de sección A (9 5/8" BTC x 11 2K) y BOP.	0.5
CRBHA31	4800	Bombear píldora visco-pesada de 120 seg/qt y 2 ppg por encima del peso del lodo.	0.75
TESCS11	400	Instalar hanging plate.	1
DRIL31	4800	Perforar.	11
RDCST11	400	Realizar rig down de las herramientas de corrida del revestimiento de 9 5/8" y junta de manejo.	0.75
RICH31	3800	Durante la bajada del BHA probar las herramientas direccionales @ 1500'.	4.25
RUBOP11	400	Las BOPs deberán ser probadas instaladas.	2.5

Tabla 22. (Continuación)

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
RU DT31	3800	Armar BHA No. 5 direccional.	1.25
BOPT11	400	Se deberá probar la conexión inferior BOP- Sección A.	1.5
RDLOG21	3800	registros.	1.25
RS11	400	rig service.	0.5
RUNCH21	3800	Registro de evaluación de calidad de cemento de revestimiento de 7".	6.5
SAFE21	400	reunion preoperacional	0.25
RULOG21	3800	Registros	1.5
RICH23	3800	Bajar libre hasta 2 paradas antes del tope teórico del cemento.	3
SAFE25	3800	reunion preoperacional	0.25
RU DT21	400	BHA No. 2: Broca PDC 8 1/2" + Motor 6 3/4",	1.375
POCH21	3800	sacar tubería.	3.5
RICH21	400	Bajar lavando última parada con 300 GPM por seguridad	1.625
DESPL22	3800	Q: 500 gpm	0.75
WAITC21	3800	Tiempo de fragüe de cemento.	1.5
DRILO22	550	Q: 300 gpm, WOB: 2 - 5 klb, RPM: 30	1
CSTST21	400	Realizar prueba de integridad al revestimiento de 9 5/8" (Registrar prueba en formato de integridad)	0.25
RUBOP21	3800	Bajar test plug.	2
RUBHA21	3800	Detalle del BHA No. 4 de limpieza: Broca Tricónica de 6 1/8" + Bit Sub + Scraper + Magneto + X-Over + 3 HWDP 4" + DP 4" + HWDP 4" + DP 4".	1
DRILO21	400	Perforar tapón, zapato y cemento 9 5/8".	0.75
CUTBC21	3800	cortar	0.5
DRIL21	1550	Perforar	21
CEM21	3800	Realizar cementación .	1.75
RDCEM21	3800	rig down cementación.	1
RUCEM21	3800	Realizar Rig Down de CRT.	0.75
DRIL22	2300	Perforar.	8.5
CIRCS21	3800	Circular dos fondos arriba.	0.25
HANGC21	3800	Tensionar de acuerdo a la ecuación de tensión de revestimiento de 7".	0.5
RIOHC21	3800	Conectar zapato de 7", 2 junta de casing de 7", collar flotador de 7".	7

Tabla 22. (Continuación)

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
DRIL23	3200	Perforar.	5.5
SAFE23	3800	Reunión previa a la toma de presiones con wireline: 20 puntos.	0.25
RUCST21	3800	Recuperar wear bushing. Armar herramientas para corrida del revestimiento 7" con CRT o similar.	0.875
DRIL24	3800	Perforar.	8
RDBHA21	3800	desarmar BHA	2.375
SAFE22	3800	reunion preoperacional	0.25
CRBHA21	3800	Q: 330 - 350 gpm Reciprocando todo el tiempo.	0.5
POOH24	3800	Verificación de nivel estático del pozo, chequeo de flujo por 10 minutos	0.75
POOH21	3800	Sacar hasta punto arcilloso	2.75
CRBHA22	3800	1. Bombear 25 bbl de píldora viscosa de 120 seg/qt y circular hasta retornos limpios.	0.5
DRIL26	2150	Perforar.	4.75
SHTRI21	3800	Verificación de nivel estático del pozo, chequeo de flujo por 10 minutos, antes de cualquier viaje de tubería.	4.5
DRIL25	1550	Perforar.	7.75
SHTRI22	3800	En caso de puntos de apoyo seguir el procedimiento establecido:	3
CRBHA23	3800	Q: 330 - 350 gpm	0.5
RICH22	550	Bajar lavando última parada con 300 GPM por seguridad	4.75
POOH23	3800	Sacará sarta hasta punto arcilloso	0.5
CRBHA24	3800	Q: 330 - 350 gpm Bombear 25 bbl de píldora viscosa	1
CRBHA25	3800	Sacar hasta 10' dentro del revestimiento de 9 5/8" y bombear 15 bbl de píldora desembotante con Q: 300 gpm.	0.5
POOH25	3800	Contiuar sacando BHA hasta superficie	0.5
RDDT21	3800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA direccional.	1.75
DRIL27	3300	Perforar	11.75

Tabla 22. (Continuación)

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
PLOG21	3800	Bajar con MDT hasta la zona de interes y realizar operación de toma de puntos de presión según programa.	9.75
SAFE24	550	reunion preoperacional	0.25
RUDT22	550	BHA No. 3: Broca PDC 8 1/2" + Motor 6 3/4"	1.75
DRIL27	3300	Perforar	11.75
DRIL28	3800	Perforar.	5.75
CRBHA26	3800	Reciprocando todo el tiempo. Incrementar MW en 0.3 ppg antes de iniciar viaje	0.25
POOH26	3800	Definir punto arcilloso según registros y sacar para circular y limpiar el pozo.	1
DRILO31	3800	Verificar choques y vibraciones de las herramientas direccionales durante drill out.	0.5
CRBHA27	3800	Bombear 25 bbl de pildora dispersa .	1
POOH27	3800	Verificación de nivel estático del pozo, chequeo de flujo por 10 minutos, antes de cualquier viaje de tubería - Verificar embotamiento de BHA.	0.75
CRBHA28	3800	Sacar hasta 60° de inclinación o base de la tangente .	1
POOH28	3800	Repasar mecánicamente 2 Veces sin bomba formación Carbonera C1, Carbonera C5 y base de tangente.	3
CRBHA29	3800	Sacar hasta 10' dentro del revestimiento de 9 5/8" y bombear 15 bbl de píldora desembotante.	0.5
TESCS21	3800	Prueba	2.5
POOH29	3800	Contiuar sacando BHA hasta superficie	0.5
RDDT22	3800	En caso de no ser el último pozo del clúster, dejar el BHA direccional parado en la torre.	1.75
SAFE26	3800	reunion preoperacional	0.25
DESPL21	3800	Circular hasta retornos limpios con 250 GPM con lodo de perforación, rotando la sarta a 30 RPM, verificar parámetros estables.	0.5
RDBOP21	3800	Retirar campana y levantar BOP.	0.5
BOPT21	3800	Se deberán probar las conexiones BOPs- Sección B-Sección A.	0.5
SAFE27		reunion preoperacional	0.25
DRILO23	3800	Bajar libre hasta 2 paradas antes del tope teórico del cemento y conectar top drive.	2.5

Tabla 22. (Continuación)

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
SAFE28	3800	reunion preoperacional	0.25
SAFE31	3800	reunion preoperacional	0.5
RULOG22	3800	Registro de evaluación de calidad de cemento de revestimiento de 7".	1.5
RDLOG22	3800	registros	1.5
RS21	3800	rig service.	3
CSTST31	3800	Realizar prueba de integridad al revestimiento de 7"	0.25
SHTRI32	4800	Si al bajar apoya mas de 30 klb de slack off, trabajar mecánicamente (arriba y abajo).	0.5
CRBHA32	4800	Bombear píldora visco-pesada de 120 seg/qt y 2 ppg por encima del peso del lodo.	0.75
POOH31	4800	Si al sacar tensiona más de 30 klb de overpull, trabajar mecánicamente (arriba y abajo).	1.25
CRBHA33	4800	Circular 10' arriba del zapato reciprocando con:Q: 200 gpm	0.5
POCH31	4800	sacar tubería.	0.625
CRBHA34	4800	Bombear en tándem 25 bbl de píldora dispersa y 25 bbl de píldora viscosa.	0.5
POCH32	4800	sacar tubería.	3.125
SAFE32	4800	reunion preoperacional	0.25
RDDT31	4800	En caso de no ser el último pozo del clúster, dejar el BHA direccional parado en la torre.	1.25
SAFE33	4800	Realizar reunión de seguridad para rig up de herramientas de manejo de liner de 4 1/2"	0.25
RUCST31	4800	R/U para corrida de liner ranurado de 4 1/2"	0.75
RICHL31	4800	Armar y bajar sarta liner 4 1/2" combinada lisa / ranurada / empaques	2.25
RUEQR31	4800	Cambiar elevadores.	0.5
RIOWS31	4800	Conectar Stinger + tubería de 2 3/8" desde superficie hasta tope de Oring seal sub, hacer sting in probar.	1.375
RDEQR31	4800	rig downherramientas.	0.625
RULNR31	4800	Realizar prueba de circulación con Q: 150 gpm, la presión no debe sobrepasar los 700 psi.	1.5
RICHL32	4800	Liner de 4 1/2" + tubería 2 3/8" + empaque colgador SC-1 con DP 4" conejeando por paradas en la torre.	2.5
RIOHL31	4800	No apoyar la sarta más de 10 klb.	3.375

Tabla 22. (Continuación)

PASO NO	MD (FT)	DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD	DURACIÓN (hr)
SETLN31	4800	Lanzar esfera y realizar reunión preoperacional y de seguridad para sentamiento del empaque.	1.25
CSTST32	4800	Cerrar preventor anular y probar sello del empaque colgador.	0.25
DESPL31	4800	Preparar solo el volumen del pozo + el volumen muerto.	1
POOWS3 1	4800	Desconectar side entry sub y válvula de seguridad.	3.625
RUEQR32	4800	Cambiar elevadores	0.5
POOWS3 2	4800	Desconectar side entry sub y válvula de seguridad.	1.625
IRWB31	4800	Armar test plug y recuperar wear bushing.	0.5
RS31	4800	rig service.	0.5

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

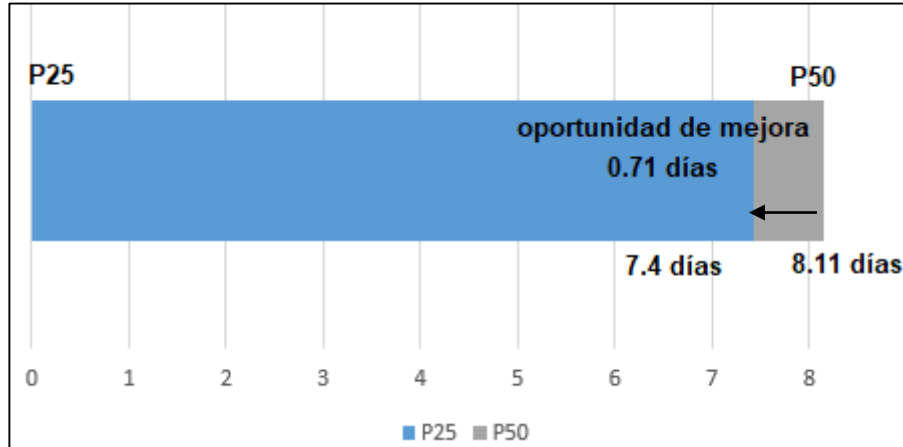
3.5.4. Análisis cuarto escenario pozo tipo 4. Para el análisis del cuarto escenario (Pozo tipo 4) se representará gráficamente el rendimiento del taladro comparando sus tiempos en la línea base (P50) y en la línea de excelencia (P25), con el fin de determinar la oportunidad de mejora, para finalmente plantear una nueva planeación tomando como base el taladro con mejor rendimiento que en este caso es el taladro NABORS PM-47.

Ahora Cuantificando la oportunidad de mejora para el cuarto escenario (Pozo tipo 4), se procedió a hallar para el taladro NABORS PM-47 la diferencia entre el tiempo promedio (P50) y el tiempo ideal al cual se busca llegar (P25).

La cuantificación de la oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-48 para este escenario no es viable ya que el número de pozos perforados por este taladro no supera el mínimo necesario para realizar el correspondiente análisis.

La oportunidad de mejora para el taladro NABORS PM-47 es de 0.71 días, es decir una optimización de \$ 44,423.28 dólares, como se aprecia en la **Figura 64**.

Figura 64. Oportunidad de mejora NABORS PM-47 pozo tipo 4.



Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

Ya teniendo la línea base e identificado el taladro con mejor rendimiento se procedió a plantear una mejor planeación optimizando 0.16 días equivalentes a un total de \$10,102.125 dólares para los pozos tipo 4 en el campo Rubiales como muestra la **tabla 23**.

Tabla 23. Planeación ajustada Pozo tipo 4.

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
SAFE11	25	Reunión preoperacional y de seguridad para inicio de operaciones de perforación.	0.25
RUBHA11	25	Armar sarta para perforar bolsillo de herramientas direccionales del BHA # 1.	0.75
DRIL11	120	Perforar en hueco de 12 1/4" bolsillo para herramientas direccionales.	0.75
POOH11	120	Sacar sarta a superficie para arme de BHA direccional # 1 .	0.25
RDBHA11	120	Desarmar BHA con tubería (desconectar HWDP)	0.25
RUDT11	120	Armar BHA direccional # 1.	1.5
RIOH11	120	Bajar con BHA # 1 para continuar perforando fase de 12 1/4"	1.25
DRIL12	400	Continuar perforando fase de 12 1/4" hasta TD de la sección según plan direccional.	1.875
CRBHA11	400	Circular fondos arriba al TD de la fase de 12 1/4"	0.25
POOH12	400	Sacar BHA # 1 desde CP hasta superficie.	0.5

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
RDDT11	400	Quebrar BHA direccional # 1.	0.875
SAFE12	400	Reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 9 5/8" y cementación.	0.25
RUCST11	400	Rig up herramientas de manejo para correr revestimiento de 9 5/8".	0.75
RIOHC11	400	Corrida revestimiento de 9 5/8" hasta CP.	1.5
RUCEM11	400	Instalar líneas de cementación y probar.	0.5
CEM11	400	Cementación de revestimiento 9 5/8".	0.875
RDCEM11	400	Rig down cabeza y líneas de cementación.	0.625
CONDC11	400	Limpiar contrapozo.	1.5
TESCS11	400	Instalar sección A.	0.875
RDCST11	400	Rig down herramientas de corrida de revestimiento.	0.5
RUBOP11	400	Instalar BOP (fase 12 1/4")	3.5
BOPT11	400	Probar BOP (fase 12 1/4")	1.5
RS11	400	Rig Services	0.5
SAFE21	400	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme de BHA direccional y perforación de Huevo Piloto de 8 1/2".	0.25
RUDT21	400	Armar BHA No. 2 direccional para perforar Huevo Piloto de 8 1/2".	2.125
RICH21	400	Bajar BHA Direccional para perforar fase de 8 1/2" hasta TOC	1.25
CSTST21	400	Prueba de integridad del revestimiento de 9 5/8"	0.25
DRILO21	400	Realizar drill out y desplazamiento al vuelo de agua-cemento por lodo de la fase (agua bentonita).	0.25
DRIL21	1550	Perforar hueco piloto en formaciones Guayabo y León, hasta tope de C1	10.25
DRIL22	2300	Perforar hueco piloto en formaciones Carboneras (unidades C1-C2, hasta tope de C3)	14.875
DRIL23	3200	Continuar perforación Huevo Piloto de 8 1/2" hasta 100' antes de tope Zona 1.	4.75

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
DRIL24	3800	Continuar perforación de Hueco Piloto de 8 1/2" hasta TD de la fase.	2
CRBHA21	3800	Circular en fondo al TD del hueco piloto.	0.25
POOH21	3800	Sacar hasta el punto arcilloso en hueco piloto	0.75
CRBHA22	3800	Circular fondos arriba en punto arcilloso del hueco piloto	0.5
SHTRI21	3800	Sacar BHA. Viaje de acondicionamiento hasta zapato de 9 5/8" o STP (lo que aplique)	4.5
SHTRI22	3800	Regresar a fondo.	3
CRBHA23	3800	Circular en fondo.	0.625
POOH23	3800	Sacar hasta el punto arcilloso y circular fondos arriba	1
CRBHA24	3800	Circular y espotear pildora lubricante según programa	0.5
POOH24	3800	Sacar hasta zapato de 9 5/8".	0.5
CRBHA25	3800	Circular fondos arriba en zapato de 9 5/8"	0.75
POOH25	3800	Sacar BHA # 2 Direccional a superficie	0.5
SAFE22	3800	Realizar reunión pre operacional y de seguridad para quebrar BHA No. 2.	0.375
RDDT21	3800	Quebrar BHA No. 2 direccional.	1.625
SAFE23	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme y corrida de registros electricos con wireline (MDT)	0.5
RULOG21	3800	Armar herramientas de registros para tomar puntos de presión.	1.75
PLOG21	3800	Tomar registros según lo requerido (20 puntos de presión).	12.5
RDLOG21	3800	Rig down de sonda y poleas del registro de puntos de presión.	1.5
SAFE24	550	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme de BHA direccional y perforación fase de 8 1/2".	0.25
RUDT22	550	Armar BHA No. 3 direccional para perforar fase de 8 1/2".	1.75

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
RICH22	550	Bajar BHA Direccional para perforar fase de 8 1/2" hasta TOC.	2.25
DRILO22	550	Realizar time drilling.	1.625
DRIL25	1550	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Guayabo y León, hasta tope de C1 Si se evidencia riesgo de taponar el flow line, controlar la ROP instantanea @ 500 ft/hr, para evitar taponamientos y mantener continuo jeteo del flow line.	9.25
DRIL26	2150	Perforar fase de 8 1/2" en formaciones Caboneras (unidades C1-C2, hasta tope de C3).	2
DRIL27	3300	Continuar perforación fase de 8 1/2" hasta 100' antes de Zona 1.	8.75
DRIL28	3800	Continuar perforación fase de 8 1/2" hasta CP de la fase.	7.75
CRBHA26	3800	Circular en TD de la fase de 8 1/2" (solo los strokes equivalentes hasta el tope del Arenas Basales.)	0.25
POOH26	3800	Sacar hasta el punto arcilloso	1.75
CRBHA27	3800	Circular fondos arriba en punto arcilloso	0.25
POOH27	3800	Continuar viaje, sacado BHA hasta base de tangente o 60° de inclinación.	0.5
CRBHA28	3800	Circular fondos arriba en base de tangente (si aplica)	1
POOH28	3800	Sacar BHA Direccional hasta zapato de 9 5/8"	3
CRBHA29	3800	Circular fondos arriba en zapato de 9 5/8"	0.5
POOH29	3800	Sacar BHA Direccional No. 3 a superficie	0.5
SAFE25	3800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA No. 3 direccional.	0.25
RDDT22	3800	Quebrar BHA No. 3 direccional	1.25
SAFE26	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de revestimiento de 7".	0.5

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
RUCST21	3800	Rig up herramientas para corrida de revestimiento 7".	0.375
RIOHC21	3800	Bajar revestimiento de 7" hasta CP.	5.25
CIRCS21	3800	Circular con revestimiento en fondo.	0.875
RUCEM21	3800	Instalar cabeza y líneas de cementación. Probar líneas.	0.5
DESPL21	3800	Realizar desplazamiento de fluido de baja reología para cementación de csg de 7".	0.375
CEM21	3800	Realizar trabajo de cementación de 7".	1.25
RDCEM21	3800	Rig down de cabeza y líneas de cementación.	1
RDBOP21	3800	Retirar campana y levantar BOP.	1.25
HANGC21	3800	Tensionar revestimiento de 7", instalar casing hanger.	0.5
CUTBC21	3800	Realizar corte y biselado del revestimiento de 7".	1.25
TESCS21	3800	Instalar sección B.	0.5
RUBOP21	3800	Instalar BOP (fase 8 1/2")	3
BOPT21	3800	Probar BOP (fase 8 1/2")	0.5
WAITC21	3800	WOC (tiempo de fragüe de cemento).	0.5
SAFE27		Realizar reunión preoperacional para arme y bajada de BHA de limpieza mecánica.	0.25
RUBHA21	3800	Armar BHA No. 4 de limpieza mecánica.	0.625
RICH23	3800	Bajar BHA No. 4 hasta encontrar cemento.	3
DRILO23	3800	Realizar drill out de 7"	2.5
DESPL22	3800	Realizar desplazamiento por agua.	0.25
POCH21	3800	Sacar BHA No. 4 de limpieza a superficie.	1.875
RDBHA21	3800	Quebrar BHA No. 4.	0.5
SAFE28	3800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para arme y corrida de registro de calidad de cemento.	0.25
RULOG22	3800	Armar herramientas de registros de calidad de cemento	2.5
RUNCH21	3800	Tomar registro según programa de registros.	4.375

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
RDLOG22	3800	Rig down de sonda y poleas de herramientas de registro de calidad de cemento.	2
RS21	3800	Rig Services	0.75
SAFE31	3800	Reunión preoperacional y de seguridad para armar BHA No. 5 direccional.	0.5
RUDT31	3800	Armar BHA No. 5 direccional para perforar fase de 6 1/8".	1.375
RICH31	3800	Bajar BHA hasta 2' antes del zapato de 7".	3
CSTST31	3800	Prueba de integridad del revestimiento de 7"	0.25
DRILO31	3800	Continuar drill out del zapato de 7".	1.125
DRIL31	4800	Perforar fase de 6 1/8" hasta el TD de la sección horizontal planeada.	13.375
CRBHA31	4800	Circulación # 1 en fondo (TD del pozo).	0.625
SHTRI31	4800	Realizar viaje de acondicionamiento hasta zapato de 7".	0.75
SHTRI32	4800	Regresar a fondo hasta el TD del pozo.	0.75
CRBHA32	4800	Circulación # 2 en fondo (TD del pozo).	0.5
POOH31	4800	Sacar hasta zapato de 7".	1
CRBHA33	4800	Circulación dentro del zapato de 7".	0.625
POCH31	4800	Sacar desde zapato 7" hasta 60° de inclinación o base de la tangente (lo que sea mayor en términos de inclinación).	0.5
CRBHA34	4800	Circulación @ 60° con BHA de 6 1/8"	0.375
POCH32	4800	Sacar BHA No. 5 desde 60° hasta superficie.	2.375
SAFE32	4800	Realizar reunión preoperacional y seguridad para quebrar BHA direccional No. 5.	0.25
RDDT31	4800	Quebrar BHA No. 5 direccional.	1.125
SAFE33	4800	Realizar reunión preoperacional y de seguridad para corrida de liner de 4 1/2"	0.25
RUCST31	4800	Realizar rig up herramientas de manejo de liner 4 1/2".	1
RICHL31	4800	Armar y bajar liner de 4 1/2".	2.5
RUEQR31	4800	Instalar mesa falsa.	0.375

Tabla 23. (Continuación)

PASO NO.	MD (FT)	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN (hr)
RIOWS31	4800	Bajar sarta interna de 2 3/8" dentro del liner de 4 1/2".	2.5
RDEQR31	4800	Desinstalar mesa falsa y herramientas de manejo.	0.5
RULNR31	4800	Parar y conectar empaque 7" SC-1 internamente a la tubería 2 3/8" y externamente al liner de 4 1/2".	0.75
RICHL32	4800	Continuar bajando con DP 4" ensamblaje liner 4 1/2" + empaque hasta el zapato de 7".	2.5
RIOHL31	4800	Continuar bajando ensamblaje de completamiento en hueco abierto hasta casing point.	2.125
SETLN31	4800	Sentar empaque y liberar setting tool.	1.125
CSTST32	4800	Probar sello de empaque colgador	0.25
DESPL31	4800	Desplazar fluido drill in por fluido de completamiento.	0.875
POOWS3 1	4800	Sacar DP 4" + setting tool hasta superficie, quebrar setting tool.	2.25
RUEQR32	4800	Acondicionar mesa falsa y herramientas de manejo DP 2 3/8".	0.25
POOWS3 2	4800	Sacar quebrando tubería de 2 3/8" hasta superficie.	2.25
IRWB31	4800	Armar test plug y recuperar wear bushing.	0.5
RS31	4800	Rig Services - Cortada de Cable	0.5

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

4. CONCLUSIONES

- Dentro de la elaboración del reporte Well Planning se identificó que el error más frecuente, con un 31.87%, son los pasos que no coinciden con la descripción de la actividad. El identificar y corregir estos errores garantiza que al momento de realizar el reporte Daily Report no se asignen pasos erróneos a las actividades de perforación que se están ejecutando.
- A partir del análisis realizado en la discretización de tiempos, se identificó que el taladro que obtuvo un mayor porcentaje de ILTs fue el NABORS PM-48 con un 19.18%. Dentro de las actividades con mayor influencia en este porcentaje se encuentran la perforación de la fase 4, la cual corresponde a un hueco de 8 ½, aportando el 31.36% del total de ILTs del taladro.
- Al momento de realizar una planeación con los tiempos obtenidos de los percentiles, Ecopetrol S.A podrá reducir la presencia de ILTs para cada uno de los taladros ya que los tiempos arrojados por los percentiles están basados en escenarios reales.
- Implementando la planeación propuesta para el pozo tipo 1 a partir del taladro con mejor rendimiento que se obtuvo en la comparación de los pozos tipo con el desempeño de los taladros, se puede llegar a reducir 0.53 días equivalentes a \$ 33,161.04 dólares. En el caso del pozo tipo 2 se optimizarían 0.4 días equivalentes a un total de \$ 25,027.2 dólares. De la misma forma, para el pozo tipo 4 se reducirían 0.16 días equivalentes a un total de \$10,102.125 dólares. Sin embargo, para el pozo tipo 3 se identificó una subestimación de 0,47 días equivalentes a \$ 29,406.65 dólares.
- Para el caso del pozo tipo 1, la oportunidad de mejora que habría para el taladro con mejor rendimiento sería de 1,09 días, es decir una optimización de \$ 68,199.12 dólares. En el caso del tipo 2, la oportunidad de mejora sería de 1.11 días equivalentes a una optimización de \$ 69,450.48 dólares. Para el pozo tipo 3 se determinó que la oportunidad de mejora sería 0.64 días, es decir una optimización de \$ 40,043.52 dólares. Por último, la oportunidad de mejora para el pozo tipo 4 sería de 0.71 días, que equivaldría a una optimización de \$ 44,423.28 dólares.

5. RECOMENDACIONES

- Para determinar si las líneas base y de excelencia ayudarán a generar un aumento del índice de tiempo de broca en fondo (BOBT) es necesario que se implementen las líneas propuestas para las próximas campañas de perforación.
- Utilizar las líneas base y de excelencia propuestas para cada uno de los pozos tipo en futuras campañas de perforación para establecer el porcentaje de reducción de ILTs.
- Aumentar la muestra de pozos que se ajustan al pozo tipo 3 y 4 para asegurar que los resultados obtenidos sean más representativos y se pueda mejorar la planeación sugerida.
- A la hora de realizar los reportes Daily Report se debe emplear los pasos que mejor se adapten a la operación que se está ejecutando. En caso de que no se encuentre un paso acorde a la actividad se debe asignar el paso NP (No planeado).

BIBLIOGRAFÍA

DAVE, Taylor. NPT and ILT, in the context of Technical Limit [en línea], 13 agosto de 2014 [27 octubre de 2019]. Disponible en Internet: <https://my-spread.com/files>.

ECOPETROL S.A. Guía Proceso de Optimización de Operaciones de Perforación y Completamiento. 2018. WDP-G-XXX.

ECOPETROL S.A. Guía para la elaboración de líneas de excelencia para el Campo Tisquirama. 2016.

HALLIBURTON. OpenWells®, Operations Report. Halliburton, Landmark [en línea], [27 octubre de 2019]. Disponible en Internet: <https://www.landmark.solutions/OpenWells>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

MARK L, Berson. Estadística básica en administración: conceptos y aplicaciones. Pearson educación. 4 ed. 2004. 619p.

MICROSOFT, What is Power BI, 09/04/2019 consultado 13/07/2020 disponible en: <https://docs.microsoft.com/en-us/power-bi/fundamentals/power-bi-overview>.

RAFIK Zakariya. A Case Study of Real Time Drilling Optimization to Improve Well Delivery Through Enhancing Drilling Rates and Identifying Invisible Lost Time to Improve Performance. [en línea], 2015. [28 octubre de 2019]. p.11. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper>.

SULAIMAN MARZOUG Al-Ghunaim and BASHAYER MOHAMMAD Sadiq, KUWAIT OIL COMPANY; MAHMOUD Siam, ISLAM Nassar and REDA KACI Aissa, SHLUMBERGER. Operations Efficiency: Improved Well Planning Methodology Based on Invisible Lost Time Smart KPIs. [en línea], 2017. [28 octubre de 2019]. Disponible en Internet: <https://www.onepetro.org/conference-paper>.

SUTHERLAND, J., Córdoba. Área crudos pesados, informe de prospectividad [en línea]. 2007. [Consultado: 15 de febrero de 2020]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf.

ANEXOS

ANEXO A.

Tabla de actividades

CATEGORIA PASO	SUBCOD	ACTIVIDAD - ESPAÑOL	ACTIVIDAD - INGLES
RUBOP	1001	Instalar de Preventor de Arietes	RU B.O.P.
RUBOP	1001	Instalar Preventor de Arietes	
RDBOP	1002	Desinstalar Preventor de Arietes	RD B.O.P.
IRWB	1003	Instalar / Desinstalar Adaptador de Flange	Install / Remove Wear Bushing
IRXTR	1004	Instalar / Desinstalar Árbol de Navidad	Install / Remove Xmas Tree
RUCH	1005	Instalar / Desinstalar Adaptador Spool	RU/RD Casing Head Spool
RUCH	1005	Instalar/ Desinstalar Adaptador Spool	
TESCS	1006	Instalar/Desinstalar/Soldar probar Casing Head	RU/RD/Weld/Test Casing Head
CUTBC	1007	Cortar Biselar Casing	Cut/Bicel Casing
CHPR	1008	Cambio Pipe Rams / Preventor Anular	Change Pipe Rams / Hydrill
BOPT	1009	Prueba de Preventores	BOP Pressure Test
HANGC	1010	Colgando Revestimiento	Hang Casing
SHTRI	1101	Viaje Corto	Short trip
WIPER	1102	Viaje de Acondicionamiento Asociado a Op. de Logging	Wiper trip logging associated
WIPER	1103	Viaje de Acondicionamiento Asociado a Op. Con Casing	Wiper trip casing associated
WIPER	1104	Viaje de Acondicionamiento Asociado a Op. de Drilling	Wiper trip drilling associated
WIPER	1105	Viaje de Acondicionamiento Asociado a Op. de Fishing	Wiper trip fishing associated
WIPER	1106	Viaje de Acondicionamiento Asociado a Op. de Coring	Wiper trip coring associated
POOH	1107	Sacando BHA Hueco Abierto	
POOH	1107	Sacando BHA Drilling Open Hole	
POOH	1107	Sacando BHA Drilling	POOH drilling BHA
POOH	1108	Sacando BHA Coring	POOH coring BHA
POOH	1109	Sacando BHA Fishing	POOH fishing BHA
POCH	1107	Sacando BHA Drilling Cased Hole	
POCH	1107	Sacando BHA Hueco Revestido	

POCH	1107	Sacando BHA Drilling	POOH drilling BHA
POCH	1108	Sacando BHA Coring	POOH coring BHA
POCH	1109	Sacando BHA Fishing	POOH fishing BHA
RICH	1110	Bajando BHA Drilling Hueco revestido	
RICH	1110	Bajando BHA Drilling	
RICH	1110	Bajando BHA Drilling	RIH Drilling BHA
RICH	1111	Bajando BHA Coring	RIH coring BHA
RICH	1112	Bajando BHA Fishing	RIH fishing BHA
RIOH	1110	Bajando BHA Drilling	RIH drilling BHA
RIOH	1111	Bajando BHA Coring	RIH coring BHA
RIOH	1112	Bajando BHA Fishing	RIH fishing BHA
BREAM	1113	Rimando hacia arriba hueco apretado	Backreaming / Tight hole
REAM	1114	Rimando hueco apretado	Reaming/Tight Hole
	1115	Trabajando Sarta de Tubería	Working Tubular And Drill pipe
POOWS	1116	Sacando sarta de trabajo	POOH Work String
RIOWS	1117	Bajando sarta de trabajo	RIH Work String
	1201	Sacando Casing	POOH Casing
RULNR	1202	Armar Colgador (Liner)	RU Liner Hanger
RDLNR	1203	Desinstalar Colgador (Liner)	RD Liner Hanger
RUCST	1204	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	RU Surface Equipment / Tools
RDCST	1205	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	RD Surface Equipment / Tools
RICHC	1206	Bajar Casing Hueco Revestido	Run Casing / Liner
RIOHC	1206	Bajar Casing Hueco Abierto	Run Casing / Liner
RICHL	1206	Bajar Liner Hueco Revestido	Run Casing / Liner
RIOHL	1206	Bajar Liner Hueco Abierto	Run Casing / Liner
RIOHC	1206	Bajar Casing / Liner	Run Casing / Liner
RIOHL	1206	Bajar Casing / Liner	Run Casing / Liner
RICHC	1206	Bajar Casing / Liner	Run Casing / Liner
RICHL	1206	Bajar Casing / Liner	Run Casing / Liner
SETLN	1207	Sentar Liner	Set Liner
INSCS	1208	Inspeccionando Casing	Casing Inspection
PUPIP	1301	Parando tuberías / Calibración / Medida	RU Tubular/Calibrate/Measure
LDPIP	1302	Quebrando Tuberías	RD Tubular
RUEQR	1303	Instalar / Equipo de Superficie / Herramientas taladro	RU / Surface Equipment / Tools

RUEQR	1303	Instalar / Equipo de Superficie / Herramientas taladro	RU / Surface Equipment / Tools (derrick associated)
RDEQR	1304	Desinstalar / Equipo de Superficie / Herramientas taladro	RD / Surface Equipment / Tools (derrick associated)
MOVT	1305	Moviendo Herramientas / Tuberías	Moving Tools/Pipe
CONDC	1306	Drenando Contrapozo	Conditioned/Draining Cellar
SLCUT	1307	Correr-Cortar Cable	Slip And Cut Drilling Line
RSERV	1308	Rig Service	Rig Service
RUBHA	1401	Armando BHA	RU BHA
RDBHA	1402	Quebrando BHA	RD BHA
RU DT	1403	Levantando y probando Herramientas Direccionales	RU & test Directional Tools
RDDT	1404	Quebrando Herramientas Direccionales	RD Directional Tools
DRIL	1405	Perforando Deslizando	Sliding drilling
DRIL	1406	Perforando Rotando Convencional	Conventional Rotating Drilling
DRIL	1407	Perforando Rotando con Motor	Mud motor Rotating Drilling
DRIL	1408	Perforando Rotando con Turbina	Turbine Rotating Drilling
DRIL	1409	Perforando rotando con RSS (Rotary steerable system)	RSS rotating Drilling
DRILO	1410	Moliendo Cemento / Plugs / Empaques	Drill Out Cement / Plugs / Packers
	1411	Orientando toolface	Orientating toolface
CSDRI	1412	Perforando con casing	Drilling with casing
BROAD	1413	Ensanchando hueco	Broadening hole
	1415	Trabajando Sarta de Tubería	Working Tubular and Drill Pipe
CONMC	1501	Acondicionamiento de Lodo & Circulación	Cond Mud & Circulate
DESPL	1502	Desplazamiento Fluidos	Changing Fluids
CRBHA	1503	Circulando (Hueco a Limpio, Píldoras, Muestras)	Circulating (Cleaning Hole, Pill, Samples)
CIRCS	1503	Circulando (Hueco a Limpio, Píldoras, Muestras)	Circulating (Cleaning Hole, Pill, Samples)
RCIRC	1504	Circulando en Reversa	Reverse Circ.
PREFL	1506	Preparando Fluidos	Preparing Fluids
INFT	1507	Prueba de Influjos / Chequeo de Pozo	Inflow Test (IF / WSO)
	1508	Mantenimiento al Sistema de Circulación	Mantenimiento al Sistema de Circulación
	1601	Armando BHA (Pesca)	RU BHA

	1602	Quebrando BHA (Pesca)	RD BHA
	1603	Cortar Tubería / Casing	Cut Tubing / Casing
	1604	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas de Pesca	RU Surface Equipment / Fishing Tools
	1605	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas de Pesca	RD Surface Equipment / Fishing Tools
	1606	Operación String Shot	String Shot Operation
	1607	Pesca de Tubería / BHA	Fishing Pipe
	1608	Pescando Herramientas de Registros / Cable	Fishing Logging Tools / Wire
	1609	Pescando Otros	Fishing Others
	1610	Punto Libre o Backoff / Tubería	Freepoint Or Backoff / Pipe
	1611	Trabajando Sarta de Tubería	Working Tubular and Drill Pipe
	1612	Operaciones con Wash Pipe (Lavando)	Wash pipe operations
	1613	Moliendo	Milling
SAFE	1701	Charla de Seguridad Preoperacional	Pre-Job Safety Meeting
SAFE	1702	Entrenamiento/Curso	Training
SAFE	1704	Parada de Seguridad	Safety Stop
	1705	Reunión no Programada / Evento HSEQ	Downtime Meeting / HSEQ Event
SIMUL	1706	Simulacro	Simulacrum
	1801	Evaluando	Evaluation
RULOG	1802	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	RU Surface Equipment / Tools
RDLOG	1803	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	RD Surface Equipment / Tools
RUNWL	1804	Tomando Registros en Hueco Abierto con WireLine	Run Wireline Open Hole Logs
RUNTL	1805	Tomando Registros TLC en Hueco Abierto	Run TLC open hole logs
PLOG	1806	Tomando Registros de Presión en Hueco Abierto	Run Pressure Log
	1808	Tomando Registros con DropOff	Run DropOff Logs
SAMP	1809	Tomando Muestras Fluido en Hueco Abierto	Bottom Hole Sampling
RUNCH	1810	Tomando Registros en Hueco Revestido	Run Cased Hole Logs
RIHLG	1811	Bajando herramientas Op. Logging	RIH logging tools

RLOG		Relogear con herramientas LWD en hueco perforado	
POHLG	1812	POOH Herramientas de Registro	POOH Login Tools
	1901	Esperando Acceso a la Locación	Waiting On Location Access
	1902	Esperando Fluidos/Agua - Otros	Waiting On Fluids / Water-Other
	1903	Esperando Herramientas/Equipos/Materiales	Waiting On Tools/Equipment/Materials
	1904	Esperando Ordenes	Waiting On Orders
	1905	Esperando por Clima	Waiting On Weather
	1906	Esperando por Orden Publico	Waiting On Public Order
	1907	Falla en el Equipo de Fondo	Downhole Equipment Failure
	1908	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Cementación	Failure/Repairs Cementation Equipment/Tools
	1909	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Coring	Failure/Repairs Coring Equipment/Tools
	1910	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Direccionales	Failure/Repairs Directional Equipment/Tools
	1911	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Liner	Failure/Repairs Liner Equipment/Tools
	1912	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Otros	Failure/Repairs Others Equipment/Tools
	1913	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Pesca	Failure/Repairs Fishing Equipment/Tools
	1914	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Pruebas de Presión	Failure/Repairs Pressure Test Equipment/Tools
	1915	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Registros	Failure/Repairs Logging Equipment/Tools
	1916	Falla/Reparación Equipos/Herramientas Torre	Failure/Repairs Rig Equipment/Tools
	1917	Mantenimiento de Vías	Maintenance Road
RUEQU	2001	Instalar Equipos para pruebas de presión / Herramientas	RU Pressure Test Equipment / Tools
RDEQU	2002	Desinstalar Equipos para pruebas de presión / Herramientas	RD Pressure Test Equipment / Tools
CSTST	2003	Prueba Casing/Liner/Tubing	Casing / Liner / Tubing
LOT	2004	Prueba de Integridad de Formación	Leak Off Test / Formation Integrity Test
SURFT	2005	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos	Surface Lines / Equipment-Test

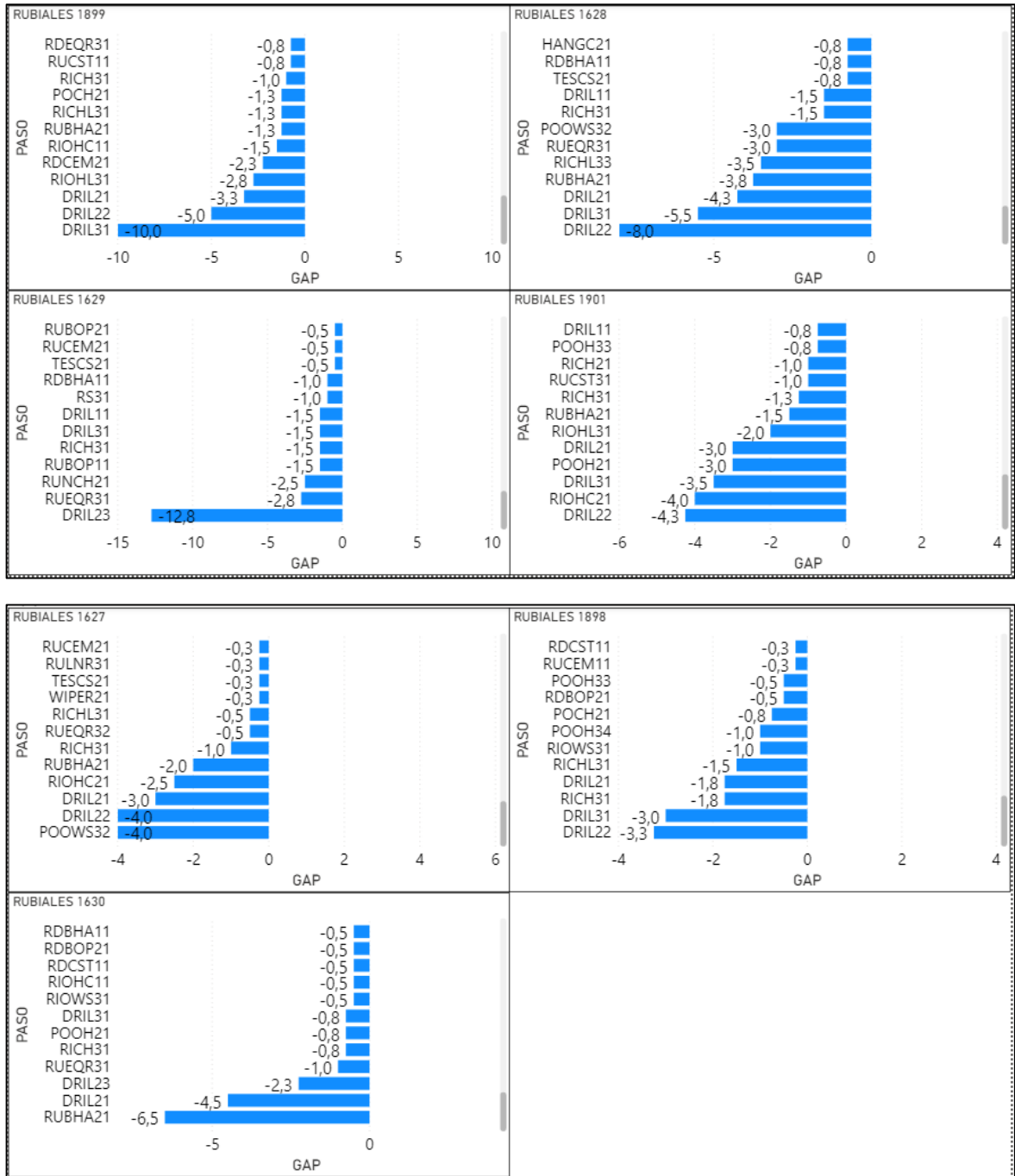
SURFT	2005	Prueba de Lineas de Superficie/Equipos	
TUBT	2006	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	Pressure Test Tubing
RUCEM	2101	Instalar Equipo de Cementación / Herramientas	RU Cementing Equipment / Tools
RDCEM	2102	Desinstalar Equipo de Cementación / Herramientas	RD Cementing Equipment / Tools
PLUG	2103	Balanceando Tapón de cemento	Run Plug
CEM	2104	Cementación Primaria	Primary Cementing
RCEM	2105	Cementación Remedial	Remedial Cementing
WAITC	2106	Esperando Frague	Wait On Cement
TESTC	2107	Prueba Integridad Cemento	Cement Testing
RUBHC	2201	Armando BHA	RU BHA
RDBHC	2202	Quebrando BHA	RD BHA
RUCOR	2203	Instalar Equipo / Herramientas	RU Equipment / Tools
RDCOR	2204	Desinstalar Equipo / Herramientas	RD Equipment / Tools
	2205	Armar ensamblaje interno del barril	RU Inner Barrel Assembly
RDCR	2206	Desarmar ensamblaje interno del barril/ Recuperar Núcleo	RD Inner Barrel Assembly/ Core Recovery
	2207	Bajando Barril de corazonamiento	Laydown Core Barrel
COR	2208	Corazonamiento Convencional	Conventional Rotary Coring
COR	2209	Corazonamiento Con Motor	Mudmotor coring
SWCOR	2210	Muestras de Pared	Sidewall Coring
ACTCO	2211	Lanzó Esfera para Activar Herramienta	Sphere Activate Tool
	2301	Cierre de Pozo	Shut in Well
	2302	Descargando Pozo	Discharging Well
	2303	Descargar Presiones	Bleed Off Pressure
	2304	Disparo de Pozo	Blowout
	2305	Matando Pozo	Bullhead to Kill the Well
	2306	Patada de Pozo	Well Kick
	2307	Quemando Gas	Burning Gas
	2308	Stripping Pipe In/Out	Stripping Pipe In/Out
OPWIN	2401	Abriendo Ventana	
SETWS	2402	Correr / Orientar / sentar Whipstock	
MILL	2403	Moliendo	
MANT	2501	Preventive Maintenance	

RUMPD	1303	Instalar Equipo de MPD / Herramientas	
RDMPD	1304	Desinstalar Equipo de MPD / Herramientas	
MPDPT	2014	Prueba de Presión Sistema MPD	
IBRCD	1303	Instalar Bearing RCD	
DBRCD	1304	Instalar Bearing RCD	
IBNRC	1303	Instalar Bell Niple RCD	
DRNRV	1304	Desinstalar Válvula de No Retorno para Conexiones en Sistemas Bifásicos	
DBNRC	1304	Desinstalar Bell Niple RCD	
IRNRV	1303	Instalar / Desinstalar Válvula de No Retorno para Conexiones en Sistemas Bifásicos	
DSMPD		Perforando con Sistema MPD (Bifásico o Monofásico)	
TRCD	1173	Viaje Realizando Striping a través de RCD de Sistema MPD	
HSMB	1521	Homogenizando a Sistema Monofásico/Bifásico	
ILRCD	1303	Instalar / Desinstalar Logging Adapter RCD	
DLRCD	1304	Desinstalar Logging Adapter RCD	
ICRCD	1303	Instalar Casing Striping RCD	
DCRCD	1304	Desinstalar Casing Striping RCD	
RMRIG	1916	Reparacion Mantenimiento de Taladro	Failure/Repairs Rig Equipment/Tools
RS	1308	Rig Service	
CA	C	Cambio de alcance	
NP		Actividad no planeada, no se incluye el tiempo en el DWOP o Mapa de Parámetros.	
NPT	N-X	Tiempo no productivo operacional.	
NPTNO	N-X	Tiempo no productivo NO operacional (clima, social, locación).	

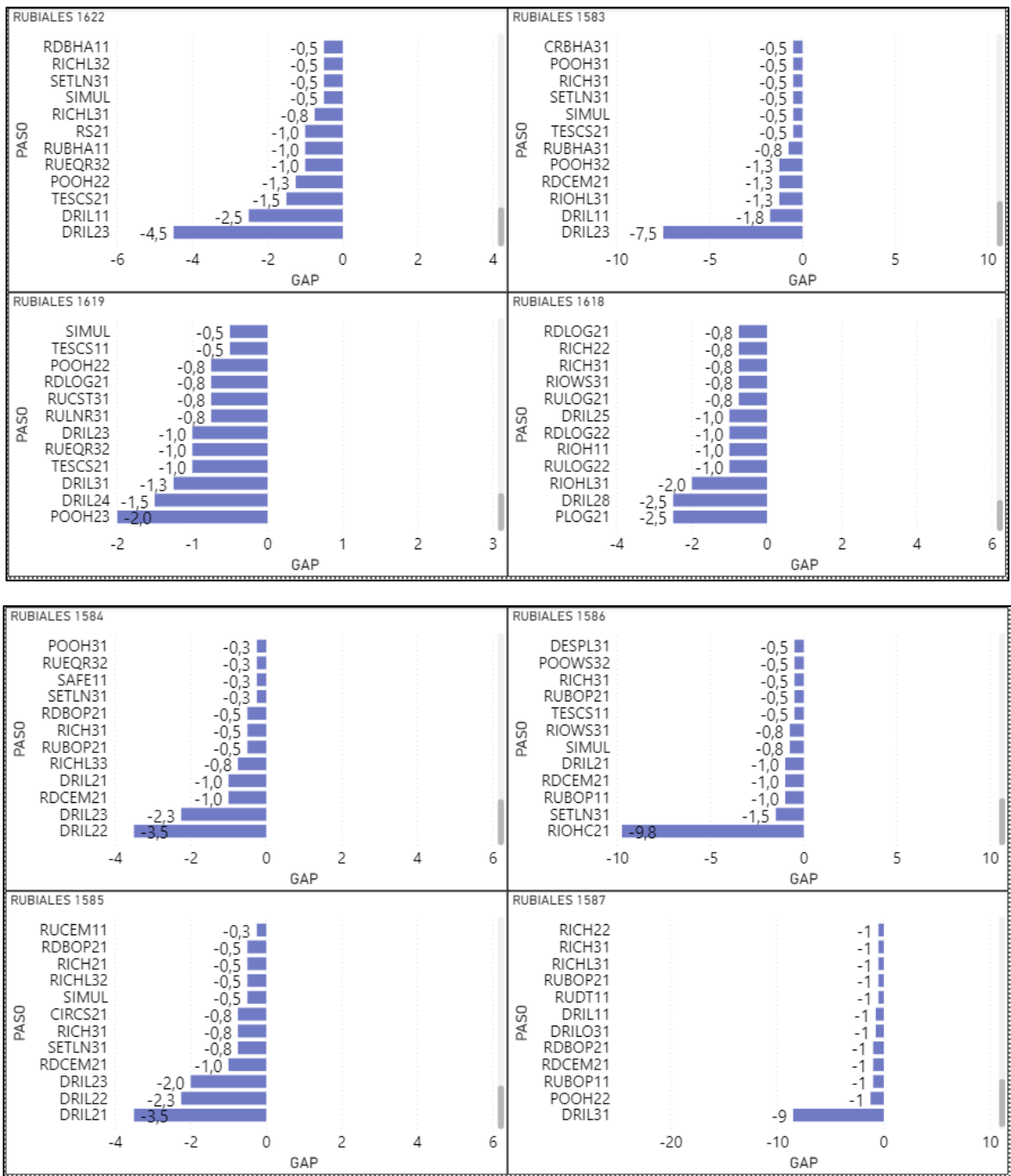
Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

ANEXO B

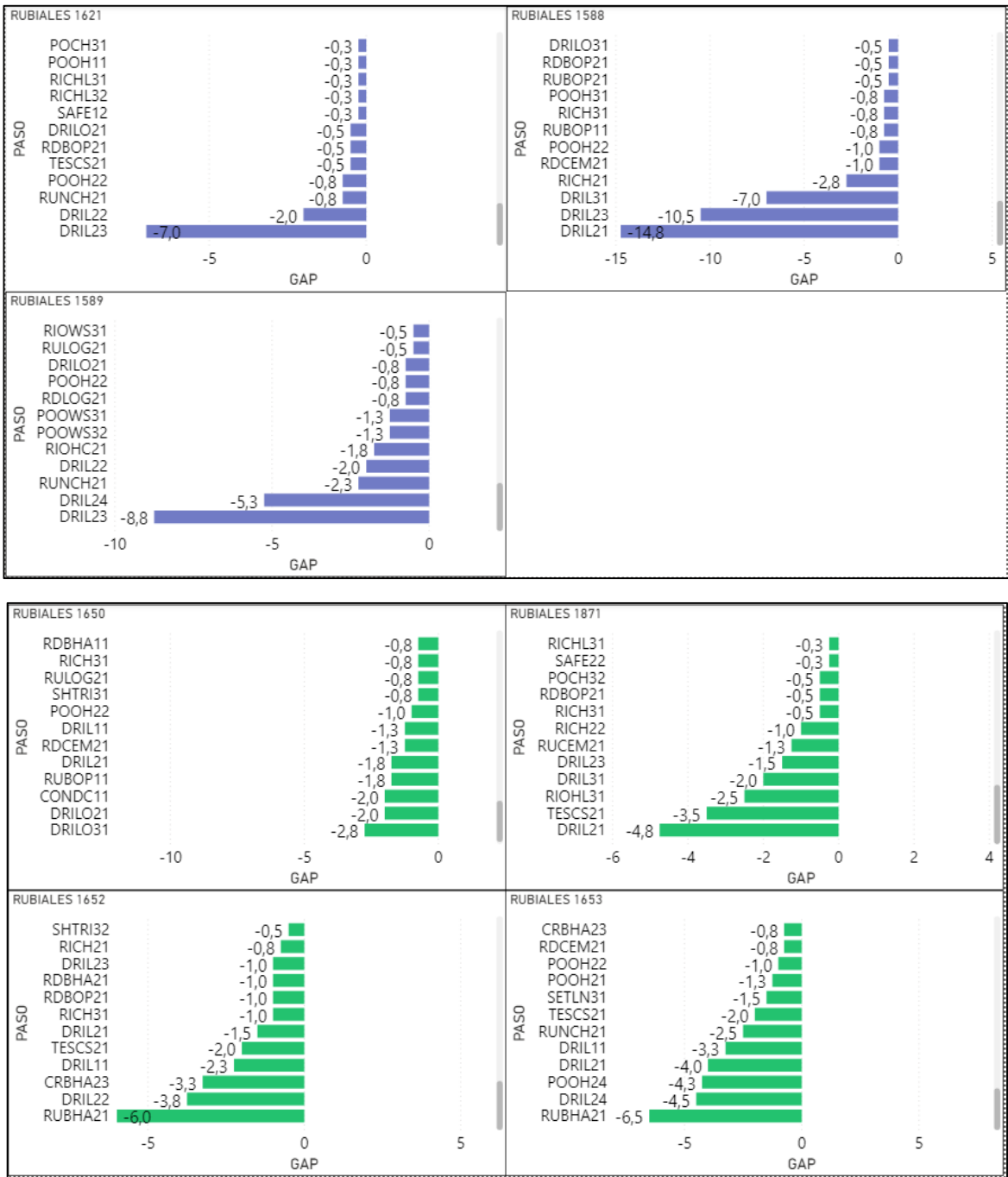
Diagramas de Pareto por taladro



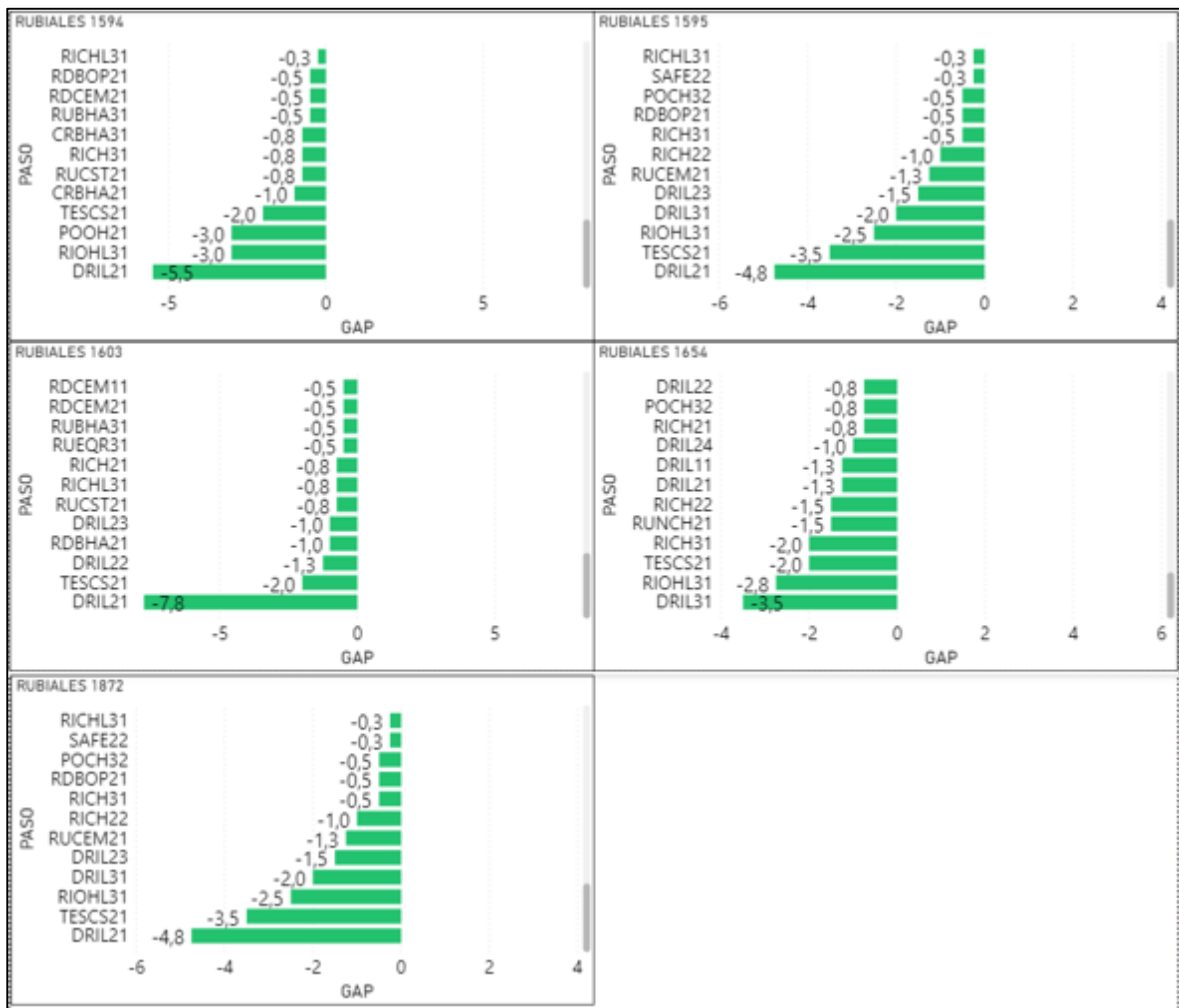
Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.



Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

ANEXO C

Tiempos óptimos para los cuatro taladros.

TALADRO	PASO NO.*	PERCENTIL #50	PERCENTIL #25	FASE
INDEPENDENCE-61	DRIL11	3.25	2.875	3
INDEPENDENCE-61	RIOHC11	2	1.625	3
INDEPENDENCE-61	RUBOP11	3.375	3	3
INDEPENDENCE-61	RDCEM21	1.5	0.875	4
INDEPENDENCE-61	POOH24	0.75	0.75	4
INDEPENDENCE-61	DRIL21	16.5	15.75	4
INDEPENDENCE-61	DRIL22	13.25	12	4
INDEPENDENCE-61	DRIL23	3.75	3.375	4
INDEPENDENCE-61	POOH21	2.25	1.5	4
INDEPENDENCE-61	POOH22	2.25	1.1875	4
INDEPENDENCE-61	POOH23	2.5	2.5	4
INDEPENDENCE-61	RIOHC21	8.5	7.25	4
INDEPENDENCE-61	RUNCH21	5	4.375	4
INDEPENDENCE-61	RUBHA21	2.75	2.3125	4
INDEPENDENCE-61	RUBHA22	1	1	4
INDEPENDENCE-61	RUEQR31	1	0.5	10
INDEPENDENCE-61	POOWS31	4	4	10
INDEPENDENCE-61	RUEQR32	1	0.75	10
INDEPENDENCE-61	RIOHL31	1.25	1	10
INDEPENDENCE-61	RICH31	5.75	5.125	10
INDEPENDENCE-61	DRIL31	12	10.25	10
INDEPENDENCE-61	RIOWS31	2.375	2.25	10
INDEPENDENCE-61	POOWS32	3	2.25	10
NABORS PM-47	RUBHA11	0.75	0.4375	3
NABORS PM-47	DRIL11	1.625	1.3125	3
NABORS PM-47	RIOH11	1	0.875	3
NABORS PM-47	RUBOP11	3.25	3	3
NABORS PM-47	DRIL12	1.875	1.6875	3
NABORS PM-47	POOH27	0.5	0.5	4
NABORS PM-47	TESCS21	0.5	0.5	4
NABORS PM-47	RDCEM21	1.5	0.5	4
NABORS PM-47	POOH21	0.75	0.75	4
NABORS PM-47	POOH23	1.125	0.75	4
NABORS PM-47	POOH24	0.75	0.75	4
NABORS PM-47	DRIL21	13.75	10.875	4

NABORS PM-47	DRIL22	6.5	2.4375	4
NABORS PM-47	DRIL23	10.25	6	4
NABORS PM-47	DRIL24	2.75	2	4
NABORS PM-47	DRIL25	9.25	9.25	4
NABORS PM-47	DRIL26	2	2	4
NABORS PM-47	DRIL27	8.75	8.75	4
NABORS PM-47	DRIL28	7.75	7.75	4
NABORS PM-47	POOH22	2.25	1.75	4
NABORS PM-47	POOH26	1.75	1.75	4
NABORS PM-47	RIOHC21	6.5	5.5	4
NABORS PM-47	RUBOP21	3	3	4
NABORS PM-47	RULOG21	1.75	1.75	4
NABORS PM-47	PLOG21	12.5	12.5	4
NABORS PM-47	RULOG22	2.5	2.5	4
NABORS PM-47	RIOHL31	0.75	0.5	10
NABORS PM-47	RUEQR32	0.5	0.25	10
NABORS PM-47	RUEQR31	0.5	0.25	10
NABORS PM-47	SETLN31	1	0.75	10
NABORS PM-47	RICH31	3	2.625	10
NABORS PM-47	DRIL31	8.75	8	10
NABORS PM-47	RICHL31	2.25	2.0625	10
NABORS PM-47	RICHL32	2.5	2.3125	10
NABORS PM-47	RICHL33	2.25	2.25	10
NABORS PM-48	POOH11	0.5	0.5	3
NABORS PM-48	CONDC11	0.75	0.5	3
NABORS PM-48	CRBHA11	0.25	0.25	3
NABORS PM-48	DRIL11	3.25	2	3
NABORS PM-48	RUBOP11	3.25	2.8125	3
NABORS PM-48	DRIL12	3.25	2.25	3
NABORS PM-48	DRIL13	1.75	1.75	3
NABORS PM-48	POOH12	0.75	0.625	3
NABORS PM-48	CRBHA23	0.5	0.5	4
NABORS PM-48	CRBHA22	0.5	0.5	4
NABORS PM-48	CRBHA21	0.75	0.5	4
NABORS PM-48	CRBHA24	0.375	0.25	4
NABORS PM-48	CIRCS21	0.5	0.25	4
NABORS PM-48	POOH21	0.75	0.25	4
NABORS PM-48	WAITC21	2	2	4
NABORS PM-48	POOH23	1.75	1.125	4
NABORS PM-48	POOH24	0.75	0.75	4

NABORS PM-48	RDLOG21	1.375	1.25	4
NABORS PM-48	RIOHC21	6.875	6.5	4
NABORS PM-48	POOH22	2.75	2	4
NABORS PM-48	POOH25	1.5	1.5	4
NABORS PM-48	POOH26	1.5	1.5	4
NABORS PM-48	WAITC22	1.5	1.5	4
NABORS PM-48	DRIL23	7	6.5	4
NABORS PM-48	DRIL21	13.875	12.4375	4
NABORS PM-48	DRIL22	6.875	3.1875	4
NABORS PM-48	DRIL24	5.875	3.9375	4
NABORS PM-48	DRIL25	9.5	9.5	4
NABORS PM-48	DRIL26	8.5	8.5	4
NABORS PM-48	POOH27	6.5	6.5	4
NABORS PM-48	CRBHA32	0.5	0.5	10
NABORS PM-48	CRBHA34	0.5	0.5	10
NABORS PM-48	CRBHA33	0.5	0.5	10
NABORS PM-48	RUCST31	0.625	0.5	10
NABORS PM-48	CRBHA31	0.25	0.25	10
NABORS PM-48	DRIL31	9.125	8.125	10
NABORS PM-48	RICH31	3.375	3	10
NABORS PM-48	POOWS32	1.75	1.4375	10
NABORS PM-48	POOWS31	3	1.75	10
PW 157	CONDC11	0.5	0.5	3
PW 157	RUBOP11	3.25	2.5	3
PW 157	DRIL11	3	1.75	3
PW 157	CRBHA22	0.75	0.5	4
PW 157	POOH23	1.5	0.5	4
PW 157	CRBHA21	0.375	0.25	4
PW 157	CRBHA24	0.25	0.25	4
PW 157	POOH24	1.5	0.9375	4
PW 157	RUCEM21	0.75	0.75	4
PW 157	RUBHA21	1.5	0.75	4
PW 157	DRILO22	1	1	4
PW 157	RUBHA22	0.875	0.8125	4
PW 157	CRBHA23	1	0.6875	4
PW 157	POOH21	1.5	0.75	4
PW 157	DRILO21	0.75	0.75	4
PW 157	POOH22	1	0.625	4
PW 157	DRIL21	18.75	14.75	4
PW 157	DRIL22	6	4	4

PW 157	DRIL23	6	4	4
PW 157	DRIL24	8	6.5	4
PW 157	RDBHA21	1.625	1.0625	4
PW 157	TESCS21	2.5	2.5	4
PW 157	RUNCH21	5.75	3.75	4
PW 157	DRILO31	0.5	0.25	10
PW 157	RICH31	4.5	4.25	10
PW 157	DRIL31	11	9.25	10
PW 157	RIOHL31	3.875	2.6875	10

Fuente. Microsoft Excel. Elaboración propia.2020.

ANEXO D

Comparación pozos tipo vs percentiles.

Continuación tabla 4 comparación pozo tipo 1 VS P25

41,00	CIRCS21	0,75	0,50	0,50	0,25	0,25
42,00	RUCEM21	1,00	0,50	0,50	0,50	0,75
43,00	DESPL21	1,25	0,50	0,50	0,50	0,50
44,00	CEM21	2,00	1,50	1,38	1,25	1,75
45,00	RDCEM21	1,00	0,88	0,50	1,13	1,00
46,00	RDBOP21	0,50	1,00	0,63	0,50	1,00
47,00	HANGC21	0,50	0,81	0,50	0,50	0,50
48,00	CUTBC21	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
49,00	TESCS21	0,50	0,50	0,50	0,50	2,50
50,00	RUBOP21	3,00	1,63	3,00	2,50	2,00
51,00	BOPT21	0,50	0,63			
52,00	WAITC21	3,00	1,50	0,75	2,00	0,50
53,00	SAFE24	0,25		0,25	0,25	0,25
54,00	RUBHA21	0,75	2,31	0,63	0,50	0,75
55,00	RICH22	3,00	3,75	2,50	1,38	4,00
56,00	DRILO22	2,50	1,50	1,13	1,13	1,00
57,00	DESPL22	0,50	0,50	0,25	0,50	0,25
58,00	POCH21	2,75	3,81	1,75	1,81	3,50
59,00	RDBHA21	0,50	0,50	0,50	0,75	1,06
60,00	SAFE25	0,25		0,25	0,25	0,25
61,00	RULOG21	1,50		1,75	1,38	1,25
62,00	RUNCH21	3,75	4,38	4,00	3,13	3,75
63,00	RDLOG21	1,50		1,50	1,25	1,00
64,00	RS21	1,00		0,50	0,50	
65,00	SAFE31	0,25		0,25	0,25	0,25
66,00	RUDT31	1,25	1,50	1,13	1,25	1,06
67,00	RICH31	2,75	5,13	2,63	3,00	4,25
68,00	CSTST31	0,25		0,44	0,38	
69,00	DRILO31	0,75	0,50	0,50	0,56	0,25
70,00	DRIL31	9,00	10,25	8,00	8,13	9,25
71,00	CRBHA31	0,50	0,50	0,50	0,25	0,50
72,00	SHTRI31	0,75		0,75	1,00	0,75
73,00	SHTRI32	0,75		0,50	0,75	0,75
74,00	CRBHA32	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
75,00	POOH31	0,75	1,13	0,75	0,75	1,00
76,00	CRBHA33	0,75	0,50	0,50	0,50	0,50
77,00	POCH31	0,75		0,50	0,50	0,81
78,00	CRBHA34	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
79,00	POCH32	2,00		1,88	1,63	2,63
80,00	SAFE32	0,25		0,25	0,25	0,25
81,00	RDDT31	1,25	1,19	0,75	0,81	1,00
82,00	SAFE33	0,25		0,25	0,25	0,25
83,00	RUCST31	0,75	1,00	0,75	0,50	0,50

83,00	RUCST31	0,75	1,00	0,75	0,50	0,50
84,00	RICHL31	2,00	1,75	2,06	1,75	2,00
85,00	RUEQR31	0,50	0,50	0,25	0,25	0,50
86,00	RIOWS31	2,00	2,25	2,00	1,50	1,38
87,00	RDEQR31	0,50	1,44	0,50	0,50	0,50
88,00	RULNR31	1,50	0,50	0,50	0,31	0,31
89,00	RICHL32	3,00		2,31	1,94	1,94
90,00	RIOHL31	1,25	1,00	0,50	0,75	2,69
91,00	SETLN31	0,75	0,75	0,75	0,81	1,00
92,00	CSTST32	0,25		0,25		
93,00	DESPL31	1,50	0,88	0,75	0,56	0,75
94,00	POOWS3 1	3,25	4,00	2,25	1,75	3,50
95,00	RUEQR32	0,50	0,75	0,25	0,44	0,50
96,00	POOWS3 2	3,00	2,25	1,63	1,44	1,00
97,00	IRWB31	0,50	1,00	0,50	1,00	0,50
98,00	RS31	0,50		0,50	2,00	0,50
99,00	SLCUT	1,00				
Total		150,25	136,38	111,13	118,88	127,19

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 6 comparación pozo tipo 1 VS P50

43,00	DESPL21	1,25	0,75	0,75	0,50	0,50
44,00	CEM21	2,00	1,75	1,50	1,50	1,75
45,00	RDCEM21	1,00	1,50	1,50	1,50	1,00
46,00	RDBOP21	0,50	1,00	1,00	1,00	1,00
47,00	HANGC21	0,50	1,00	0,50	0,50	0,50
48,00	CUTBC21	1,00	1,00	1,00	1,00	0,50
49,00	TESCS21	0,50	0,50	0,50	0,50	2,50
50,00	RUBOP21	3,00	2,00	3,00	2,63	2,00
51,00	BOPT21	0,50	0,75			
52,00	WAITC21	3,00	1,50	1,00	2,00	1,00
53,00	SAFE24	0,25		0,25	0,25	0,25
54,00	RUBHA21	0,75	2,75	0,75	0,63	1,50
55,00	RICH22	3,00	3,75	2,50	2,13	4,50
56,00	DRILO22	2,50	1,75	1,50	1,75	1,00
57,00	DESPL22	0,50	0,75	0,50	0,50	0,75
58,00	POCH21	2,75	4,13	1,75	2,13	3,50
59,00	RDBHA21	0,50	0,50	0,50	0,75	1,63
60,00	SAFE25	0,25		0,25	0,25	0,25
61,00	RULOG21	1,50		1,75	1,50	1,50
62,00	RUNCH21	3,75	5,00	4,75	3,88	5,75
63,00	RDLOG21	1,50		1,50	1,38	1,00
64,00	RS21	1,00		0,50	0,50	
65,00	SAFE31	0,25		0,25	0,25	0,25
66,00	RUDT31	1,25	1,50	1,25	1,25	1,25
67,00	RICH31	2,75	5,75	3,00	3,38	4,50
68,00	CSTST31	0,25		0,50	0,50	
69,00	DRILO31	0,75	0,75	0,75	0,75	0,50
70,00	DRIL31	9,00	12,00	8,75	9,13	11,00
71,00	CRBHA31	0,50	0,50	0,50	0,25	0,75
72,00	SHTRI31	0,75		0,75	1,00	1,00
73,00	SHTRI32	0,75		0,50	0,75	1,00
74,00	CRBHA32	0,50	0,75	0,75	0,50	0,75
75,00	POOH31	0,75	1,25	1,00	0,75	1,00
76,00	CRBHA33	0,75	0,50	0,75	0,50	0,50
77,00	POCH31	0,75		0,50	0,50	1,00
78,00	CRBHA34	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
79,00	POCH32	2,00		2,00	1,75	3,00
80,00	SAFE32	0,25		0,25	0,25	0,25
81,00	RDDT31	1,25	1,25	0,88	1,00	1,00
82,00	SAFE33	0,25		0,25	0,25	0,25
83,00	RUCST31	0,75	1,25	1,00	0,63	0,75
84,00	RICHL31	2,00	2,25	2,25	2,00	2,25

85,00	RUEQR31	0,50	1,00	0,50	0,25	0,50
86,00	RIOWS31	2,00	2,38	2,25	2,00	1,50
87,00	RDEQR31	0,50	1,88	0,50	0,50	0,50
88,00	RULNR31	1,50	0,75	0,75	0,75	0,38
89,00	RICHL32	3,00		2,50	2,38	2,75
90,00	RIOHL31	1,25	1,25	0,75	0,75	3,88
91,00	SETLN31	0,75	1,00	1,00	1,13	1,25
92,00	CSTST32	0,25		0,25		
93,00	DESPL31	1,50	1,00	0,75	0,75	0,75
94,00	POOWS3 1	3,25	4,00	2,50	3,00	3,50
95,00	RUEQR32	0,50	1,00	0,50	0,50	0,50
96,00	POOWS3 2	3,00	3,00	2,25	1,75	1,25
97,00	IRWB31	0,50	1,00	0,50	1,00	0,50
98,00	RS31	0,50		0,50	2,00	0,50
99,00	SLCUT	1,00				
Total		150,25	156,75	137,50	143,00	158,25

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 8 comparación pozo tipo 2 VS P25.

22,00	BOPT11	1,50	1,00	1,50
23,00	RS11	0,50		
24,00	SAFE21	0,25	0,25	0,25
25,00	RUDT21	1,75	1,25	1,75
26,00	RICH21	0,75	1,00	1,00
27,00	CSTST21	0,25	0,25	0,25
28,00	DRILO21	0,75	0,50	0,56
29,00	DRIL21	8,75	10,88	12,44
30,00	DRIL22	4,75	2,44	3,19
31,00	DRIL23	11,75	6,00	6,50
32,00	DRIL24	5,75	2,00	3,94
33,00	CRBHA21	0,25	0,25	0,50
34,00	POOH21	1,00	0,75	0,25
35,00	CRBHA22	1,00	0,50	0,50
36,00	POOH22	0,75	1,75	2,00
37,00	CRBHA23	1,00	0,25	0,50
38,00	POOH23	3,00	0,75	1,13
39,00	CRBHA24	0,50	0,25	0,25
40,00	POOH24	0,50	0,75	0,75
41,00	SAFE22	0,25	0,25	0,25
42,00	RDDT21	1,75	1,25	1,00
43,00	SAFE23	0,25	0,25	0,25
44,00	RUCST21	1,00	0,50	0,50
45,00	RIOHC21	8,50	5,50	6,50
46,00	CIRCS21	0,75	0,50	0,25
47,00	RUCEM21	1,00	0,50	0,50
48,00	DESPL21	1,25	0,50	0,50
49,00	CEM21	2,00	1,38	1,25
50,00	RDCEM21	1,00	0,50	1,13
51,00	RDBOP21	0,50	0,63	0,50
52,00	HANGC21	0,50	0,50	0,50
53,00	CUTBC21	1,00	1,00	1,00
54,00	TESCS21	0,50	0,50	0,50
55,00	RUBOP21	3,00	3,00	2,50
56,00	BOPT21	0,50		
57,00	WAITC21	3,00	0,75	2,00
58,00	SAFE24	0,25	0,25	0,25
59,00	RUBHA21	0,75	0,63	0,50
60,00	RICH22	3,00	2,50	1,38
61,00	DRILO22	2,50	1,13	1,13
62,00	DESPL22	0,50	0,25	0,50
63,00	POCH21	2,75	1,75	1,81

64,00	RDBHA21	0,50	0,50	0,75
65,00	SAFE25	0,25	0,25	0,25
66,00	RULOG21	1,50	1,75	1,38
67,00	RUNCH21	3,75	4,00	3,13
68,00	RDLOG21	1,50	1,50	1,25
69,00	RS21	1,00	0,50	0,50
70,00	SAFE31	0,25	0,25	0,25
71,00	RUDT31	1,25	1,13	1,25
72,00	RICH31	2,75	2,63	3,00
73,00	CSTST31	0,25	0,44	0,38
74,00	DRILO31	0,75	0,50	0,56
75,00	DRIL31	9,00	8,00	8,13
76,00	CRBHA31	0,50	0,50	0,25
77,00	SHTRI31	0,75	0,75	1,00
78,00	SHTRI32	0,75	0,50	0,75
79,00	CRBHA32	0,50	0,50	0,50
80,00	POOH31	0,75	0,75	0,75
81,00	CRBHA33	0,75	0,50	0,50
82,00	POCH31	0,75	0,50	0,50
83,00	CRBHA34	0,50	0,50	0,50
84,00	POCH32	2,00	1,88	1,63
85,00	SAFE32	0,25	0,25	0,25
86,00	RDDT31	1,25	0,75	0,81
87,00	SAFE33	0,25	0,25	0,25
88,00	RUCST31	0,75	0,75	0,50
89,00	RICHL31	2,00	2,06	1,75
90,00	RUEQR31	0,50	0,25	0,25
91,00	RIOWS31	2,00	2,00	1,50
92,00	RDEQR31	0,50	0,50	0,50
93,00	RULNR31	1,50	0,50	0,31
94,00	RICHL32	3,00	2,31	1,94
95,00	RIOHL31	1,25	0,50	0,75
96,00	SETLN31	0,75	0,75	0,81
97,00	CSTST32	0,25	0,25	
98,00	DESPL31	1,50	0,75	0,56
99,00	POOWS3 1	3,25	2,25	1,75
100,00	RUEQR32	0,50	0,25	0,44
101,00	POOWS3 2	3,00	1,63	1,44
102,00	IRWB31	0,50	0,50	1,00
103,00	RS31	0,50	0,50	2,00
104,00	SLCUT	1,00		
5.460,00		152,75	116,31	122,88

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 10 comparación pozo tipo 2 VS P50

43,00	SAFE23	0,25	0,25	0,25
44,00	RUCST21	1,00	0,75	0,75
45,00	RIOHC21	8,50	6,50	6,88
46,00	CIRCS21	0,75	0,50	0,50
47,00	RUCEM21	1,00	0,50	0,75
48,00	DESPL21	1,25	0,75	0,50
49,00	CEM21	2,00	1,50	1,50
50,00	RDCEM21	1,00	1,50	1,50
51,00	RDBOP21	0,50	1,00	1,00
52,00	HANGC21	0,50	0,50	0,50
53,00	CUTBC21	1,00	1,00	1,00
54,00	TESCS21	0,50	0,50	0,50
55,00	RUBOP21	3,00	3,00	2,63
56,00	BOPT21	0,50		
57,00	WAITC21	3,00	1,00	2,00
58,00	SAFE24	0,25	0,25	0,25
59,00	RUBHA21	0,75	0,75	0,63
60,00	RICH22	3,00	2,50	2,13
61,00	DRILO22	2,50	1,50	1,75
62,00	DESPL22	0,50	0,50	0,50
63,00	POCH21	2,75	1,75	2,13
64,00	RDBHA21	0,50	0,50	0,75
65,00	SAFE25	0,25	0,25	0,25
66,00	RULOG21	1,50	1,75	1,50
67,00	RUNCH21	3,75	4,75	3,88
68,00	RDLOG21	1,50	1,50	1,38
69,00	RS21	1,00	0,50	0,50
70,00	SAFE31	0,25	0,25	0,25
71,00	RUDT31	1,25	1,25	1,25
72,00	RICH31	2,75	3,00	3,38
73,00	CSTST31	0,25	0,50	0,50
74,00	DRILO31	0,75	0,75	0,75
75,00	DRIL31	9,00	8,75	9,13
76,00	CRBHA31	0,50	0,50	0,25
77,00	SHTRI31	0,75	0,75	1,00
78,00	SHTRI32	0,75	0,50	0,75
79,00	CRBHA32	0,50	0,75	0,50
80,00	POOH31	0,75	1,00	0,75
81,00	CRBHA33	0,75	0,75	0,50
82,00	POCH31	0,75	0,50	0,50
83,00	CRBHA34	0,50	0,50	0,50
84,00	POCH32	2,00	2,00	1,75

85,00	SAFE32	0,25	0,25	0,25
86,00	RDDT31	1,25	0,88	1,00
87,00	SAFE33	0,25	0,25	0,25
88,00	RUCST31	0,75	1,00	0,63
89,00	RICHL31	2,00	2,25	2,00
90,00	RUEQR31	0,50	0,50	0,25
91,00	RIOWS31	2,00	2,25	2,00
92,00	RDEQR31	0,50	0,50	0,50
93,00	RULNR31	1,50	0,75	0,75
94,00	RICHL32	3,00	2,50	2,38
95,00	RIOHL31	1,25	0,75	0,75
96,00	SETLN31	0,75	1,00	1,13
97,00	CSTST32	0,25	0,25	
98,00	DESPL31	1,50	0,75	0,75
99,00	POOWS3 1	3,25	2,50	3,00
100,00	RUEQR32	0,50	0,50	0,50
101,00	POOWS3 2	3,00	2,25	1,75
102,00	IRWB31	0,50	0,50	1,00
103,00	RS31	0,50	0,50	2,00
104,00	SLCUT	1,00		
5.460,00		152,75	143,13	148,25

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 12 Comparación tipo 3 VS P25

21	RICH21	0,75	1,50	1,38
22	CSTST21	0,25		
23	DRILO21	0,75	1,75	0,63
24	DRIL21	9,25	17,00	17,88
25	DRIL22	5,75	3,75	6,38
26	DRIL23	9,25	2,25	4,75
27	DRIL24	7,25	13,50	8,00
28	CRBHA21	0,25	0,50	0,50
29	POOH21	0,50	0,25	2,75
30	CRBHA22	0,75		0,50
31	SHTRI21	4,50		
32	SHTRI22	3,00		
33	CRBHA23	0,50		
34	POOH23	0,50	1,50	0,50
35	CRBHA24	1,00		
36	POOH24	4,75	6,50	0,75
37	CRBHA25	0,50		
38	POOH25	0,50		
39	SAFE22	0,25	0,25	0,25
40	RDDT21	1,75		
41	SAFE23	0,25	0,25	0,25
42	RULOG21	1,00	1,25	1,50
43	PLOG21	9,75	10,50	
44	RDLOG21	1,00		1,25
45	SAFE24	0,25		
46	RUDT22	1,75		
47	RICH22	0,75	1,00	4,75
48	DRILO22	1,25	1,00	1,00
49	DRIL25	7,75	9,50	
50	DRIL26	4,75	8,50	
51	DRIL27	11,75		
52	DRIL28	5,75		
53	CRBHA26	0,25		
54	POOH26	1,00		
55	CRBHA27	1,00		
56	POOH27	0,75		
57	CRBHA28	1,00		
58	POOH28	3,00		
59	CRBHA29	0,50		
60	POOH29	0,50		
61	SAFE25	0,25		0,25
62	RDDT22	1,75		

105	SAFE32	0,25		0,25
106	RDDT31	1,25		1,25
107	SAFE33	0,25		0,25
108	RUCST31	0,75	0,75	0,63
109	RICHL31	2,00	3,00	1,75
110	RUEQR31	0,50	0,50	0,50
111	RIOWS31	2,00		0,94
112	RDEQR31	0,50		0,56
113	RULNR31	1,50	0,50	
114	RICHL32	3,00	2,75	2,25
115	RIOHL31	1,25	1,75	2,81
116	SETLN31	0,75	1,75	1,13
117	CSTST32	0,25		
118	DESPL31	1,50	0,75	0,88
119	POOWS3 1	3,25		3,56
120	RUEQR32	0,50		0,50
121	POOWS3 2	3,00		1,44
122	IRWB31	0,50		
123	RS31	0,50		
124	SLCUT	1,00		
7750		218,25	176,50	140,88

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 14 comparación pozo tipo 3 VS P50.

43	PLOG21	9,75	10,50	
44	RDLOG21	1,00		1,25
45	SAFE24	0,25		
46	RUDT22	1,75		
47	RICH22	0,75	1,00	4,75
48	DRILO22	1,25	1,00	1,00
49	DRIL25	7,75	9,50	
50	DRIL26	4,75	8,50	
51	DRIL27	11,75		
52	DRIL28	5,75		
53	CRBHA26	0,25		
54	POOH26	1,00		
55	CRBHA27	1,00		
56	POOH27	0,75		
57	CRBHA28	1,00		
58	POOH28	3,00		
59	CRBHA29	0,50		
60	POOH29	0,50		
61	SAFE25	0,25		0,25
62	RDDT22	1,75		
63	SAFE26	0,25		
64	RUCST21	1,00	0,75	0,88
65	RIOHC21	8,50	10,50	7,00
66	CIRCS21	0,75	0,75	0,25
67	RUCEM21	1,00	1,00	0,75
68	DESPL21	1,25	1,00	0,50
69	CEM21	2,00	2,50	1,75
70	RDCEM21	1,00	1,50	1,00
71	RDBOP21	0,50		0,50
72	HANGC21	0,50	1,00	0,50
73	CUTBC21	1,00	1,00	0,50
74	TESCS21	0,50	0,50	2,50
75	RUBOP21	3,00	4,00	2,00
76	BOPT21	0,50		
77	WAITC21	3,00	1,50	1,50
78	SAFE27	0,25		
79	RUBHA21	0,75	2,25	1,00
80	RICH23	3,00	3,00	
81	DRILO23	2,50	2,50	
82	DESPL22	0,50	0,50	0,75
83	POCH21	2,75	2,00	3,50
84	RDBHA21	0,50	2,00	2,38

85	SAFE28	0,25		
86	RULOG22	1,50		
87	RUNCH21	3,75	5,50	6,50
88	RDLOG22	1,50		
89	RS21	3,00		
90	SAFE31	0,25		0,50
91	RUDT31	1,25		1,25
92	RICH31	2,75	4,00	4,25
93	CSTST31	0,25		
94	DRILO31	0,75	0,75	0,50
95	DRIL31	9,00	11,75	11,00
96	CRBHA31	0,50		0,75
97	SHTRI31	0,75		1,00
98	SHTRI32	0,75		0,50
99	CRBHA32	0,50	0,75	0,75
100	POOH31	0,75	1,75	1,25
101	CRBHA33	0,75	0,50	0,50
102	POCH31	0,75	1,00	0,63
103	CRBHA34	0,50	0,50	0,50
104	POCH32	2,00	2,00	3,13
105	SAFE32	0,25		0,25
106	RDDT31	1,25		1,25
107	SAFE33	0,25		0,25
108	RUCST31	0,75	0,75	0,75
109	RICHL31	2,00	3,00	2,25
110	RUEQR31	0,50	0,50	0,50
111	RIOWS31	2,00		1,38
112	RDEQR31	0,50		0,63
113	RULNR31	1,50	0,50	
114	RICHL32	3,00	2,75	2,50
115	RIOHL31	1,25	1,75	3,38
116	SETLN31	0,75	1,75	1,25
117	CSTST32	0,25		
118	DESPL31	1,50	0,75	1,00
119	POOWS3 1	3,25		3,63
120	RUEQR32	0,50		0,50
121	POOWS3 2	3,00		1,63
122	IRWB31	0,50		
123	RS31	0,50		
124	SLCUT	1,00		
7750		218,25	176,50	156,38

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 16 comparación pozo tipo 4 VS P25.

22	BOPT11	1,50	1,50	
23	RS11	0,50		
24	SAFE21	0,25	0,25	0,25
25	RUDT21	2,50	1,81	
26	RICH21	0,75	1,13	1,00
27	CSTST21	0,25	0,25	
28	DRILO21	0,75	0,25	0,75
29	DRIL21	9,25	8,50	14,75
30	DRIL22	5,75	8,31	8,50
31	DRIL23	9,25	4,50	6,50
32	DRIL24	7,25	2,00	
33	CRBHA21	0,25	0,25	
34	POOH21	0,50	0,63	0,25
35	CRBHA22	0,75	0,50	
36	SHTRI21	4,50		
37	SHTRI22	3,00		
38	CRBHA23	0,50	0,44	
39	POOH23	0,50	0,88	
40	CRBHA24	1,00	0,50	
41	POOH24	4,75	0,38	
42	CRBHA25	0,50	0,75	
43	POOH25	0,50		
44	SAFE22	0,25	0,31	0,25
45	RDDT21	1,75	1,56	
46	SAFE23	0,25	0,50	
47	RULOG21	1,00	1,75	
48	PLOG21	9,75	12,50	
49	RDLOG21	1,00	1,50	
50	SAFE24	0,25	0,25	
51	RUDT22	1,75	1,75	
52	RICH22	0,75	1,88	1,50
53	DRILO22	1,25	1,44	2,00
54	DRIL25	7,75	9,25	
55	DRIL26	4,75	2,00	
56	DRIL27	11,75	8,75	
57	DRIL28	5,75	7,75	
58	CRBHA26	0,25		
59	POOH26	1,00	1,75	
60	CRBHA27	1,00	0,25	
61	POOH27	0,75	0,50	
62	CRBHA28	1,00		
63	POOH28	3,00		

64	CRBHA29	0,50		
65	POOH29	0,50		
66	SAFE25	0,25	0,25	
67	RDDT22	1,75	1,25	
68	SAFE26	0,25	0,50	
69	RUCST21	1,00	0,31	0,50
70	RIOHC21	8,50	4,63	6,50
71	CIRCS21	0,75	0,69	0,75
72	RUCEM21	1,00	0,50	1,00
73	DESPL21	1,25	0,31	0,50
74	CEM21	2,00	1,13	1,25
75	RDCEM21	1,00	0,75	1,50
76	RDBOP21	0,50	1,13	0,50
77	HANGC21	0,50		0,50
78	CUTBC21	1,00	1,13	1,25
79	TESCS21	0,50	0,50	0,50
80	RUBOP21	3,00	3,00	4,50
81	BOPT21	0,50		
82	WAITC21	3,00	0,50	2,00
83	SAFE27	0,25	0,25	
84	RUBHA21	0,75	0,56	1,75
85	RICH23	3,00		
86	DRILO23	2,50		
87	DESPL22	0,50	0,25	0,50
88	POCH21	2,75	1,81	2,25
89	RDBHA21	0,50	0,50	1,00
90	SAFE28	0,25	0,25	
91	RULOG22	1,50	2,50	
92	RUNCH21	3,75	4,19	4,50
93	RDLOG22	1,50	2,00	
94	RS21	3,00	0,63	
95	SAFE31	0,25	0,50	
96	RUDT31	1,25	1,31	
97	RICH31	2,75	3,00	2,75
98	CSTST31	0,25		
99	DRILO31	0,75	0,94	1,00
100	DRIL31	9,00	11,31	9,50
101	CRBHA31	0,50	0,56	
102	SHTRI31	0,75	0,75	
103	SHTRI32	0,75	0,75	
104	CRBHA32	0,50	0,50	0,50
105	POOH31	0,75	1,00	0,75

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.

Continuación tabla 18 comparación pozo tipo 4 VS P50.

77	HANGC21	0,50		0,50
78	CUTBC21	1,00	1,25	1,25
79	TESCS21	0,50	0,50	0,50
80	RUBOP21	3,00	3,00	4,50
81	BOPT21	0,50		
82	WAITC21	3,00	0,50	2,00
83	SAFE27	0,25	0,25	
84	RUBHA21	0,75	0,63	1,75
85	RICH23	3,00		
86	DRILO23	2,50		
87	DESPL22	0,50	0,25	0,50
88	POCH21	2,75	1,88	2,25
89	RDBHA21	0,50	0,50	1,00
90	SAFE28	0,25	0,25	
91	RULOG22	1,50	2,50	
92	RUNCH21	3,75	4,38	4,50
93	RDLOG22	1,50	2,00	
94	RS21	3,00	0,75	
95	SAFE31	0,25	0,50	
96	RUDT31	1,25	1,38	
97	RICH31	2,75	3,00	2,75
98	CSTST31	0,25		
99	DRILO31	0,75	1,13	1,00
100	DRIL31	9,00	13,38	9,50
101	CRBHA31	0,50	0,63	
102	SHTRI31	0,75	0,75	
103	SHTRI32	0,75	0,75	
104	CRBHA32	0,50	0,50	0,50
105	POOH31	0,75	1,00	0,75
106	CRBHA33	0,75	0,63	0,50
107	POCH31	0,75	0,50	
108	CRBHA34	0,50	0,38	0,50
109	POCH32	2,00	2,38	
110	SAFE32	0,25	0,25	
111	RDDT31	1,25	1,13	1,00
112	SAFE33	0,25	0,25	
113	RUCST31	0,75	1,00	0,50
114	RICHL31	2,00	2,50	1,25
115	RUEQR31	0,50	0,38	0,25
116	RIOWS31	2,00	2,50	1,75
117	RDEQR31	0,50		
118	RULNR31	1,50	0,75	0,75

119	RICHL32	3,00	2,50	
120	RIOHL31	1,25	2,13	0,50
121	SETLN31	0,75	1,13	0,75
122	CSTST32	0,25		
123	DESPL31	1,50	0,88	0,75
124	POOWS3 1	3,25	2,25	1,75
125	RUEQR32	0,50	0,25	0,50
126	POOWS3 2	3,00	2,25	
127	IRWB31	0,50	0,50	
128	RS31	0,50	0,50	
129	SLCUT	1,00		
8385		220,75	195,38	107,25

Fuente. POWER BI. Elaboración propia. 2020.