

**EVALUACIÓN DE INDICADORES DE DESEMPEÑO EN LAS ETAPAS DE
PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO DE POZOS HORIZONTALES EN CAMPO
QUIFA Y LA IMPLEMENTACIÓN DE UN PLAN DE OPTIMIZACIÓN EN LOS
TIEMPOS DE OPERACIÓN**

**ESNEYDER SANTAMARIA FRANCO
DAVID VIZCAINO RODRIGUEZ**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
Rafael Correa
Ingeniero de Petróleos**

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

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Nombre
Firma del Jurado

Nombre
Firma del Jurado

DIRECTIVOS 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 GONZÁLEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano de la Facultad

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director de programa

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

AGRADECIMIENTOS

Los autores presentan sus agradecimientos a:

Las directivas, cuerpo de docentes y demás funcionarios de la universidad de América que brindaron en todo momento las capacitaciones necesarias para la elaboración de este trabajo de grado junto con el progreso de nuestras carreras profesionales.

A **Frontera Energy Corporations** por brindarnos todo el apoyo que tuvieron a su alcance para el desarrollo del trabajo de grado.

Ing. **Rafael Correa**, director, por su paciencia, asesoría y tiempo para hacer exitoso este trabajo de grado.

Ing. **Nelson Fernández**, orientador que tuvo en cuenta este trabajo de grado y logro enfocarlo de manera eficiente.

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.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEÓRICO	15
1.1 Localización	15
1.2 Cuenca de los Llanos Orientales	15
1.2.1 Estratigrafía	16
1.3 Optimización	19
1.3.1 KPI	19
1.4 Estadística	19
1.4.1 Tipos de Estadística	20
1.4.2 Síntesis de Datos en Variables Cuantitativas	20
1.5 Generalidades de las Operaciones de Perforación de un Pozo Horizontal en Campo Quifa.	20
1.6 Descripción del Procedimiento de Perforación de un Pozo Horizontal de Tres Secciones en Campo Quifa.	21
1.6.1 Seccion de Superficie	21
1.6.2 Seccion Intermedio	22
1.6.3 Seccion de Producción	23
2. METODOLOGÍA Y DATOS	24
2.1 Tabla de KPIs Seleccionados	24
2.2 Selección de Pozos	25
2.3 Discretización de Tiempos	25
2.3.1 Procedimiento de Discretización de Tiempos W2W-W2S-S2S-S2W y ROP Promedio -ROP Efectiva – ROP Rotando – ROP Deslizado – % Rotado - % Deslizado	27

2.3.2 Procedimiento de Discretización de Velocidad de Repasada, Tiempo de Repasada y Numero de Repasadas	35
2.3.3 Procedimiento de Discretización de Velocidad Saliendo, Tiempo Corrida Revestimiento, Tiempo Arme & Desarme de BHA, Tiempo Arme & Desarme Sarta Registros Eléctricos, Tiempo de Circulación y Corrida de Ensamblaje ESP	39
2.4 Plan de Optimización	42
2.5 Metodología para la Evaluación Económica del Proyecto	43
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS TÉCNICO ESTADÍSTICO POR KPI	44
3.1 Resultados por KPI	44
3.1.1 W2W- Weight to Weight	44
3.1.2 W2S - Weight to Slip	45
3.1.3 S2S - Slip to Slip	47
3.1.4 S2W – Slip to Weight	48
3.1.5 Numero de Repasadas	50
3.1.6 Tiempo de Repasada	52
3.1.7 Velocidad de repasada	52
3.1.8 Velocidad Saliendo a Superficie	53
3.1.9 Corrida de Revestimiento	55
3.1.10 Arme de BHA	56
3.1.11 Desarme de BHA	58
3.1.12 Rig Up & Rig Down de Registros Eléctricos	59
3.1.13 ROP Promedio	60
3.1.14 ROP Rotando	62
3.1.15 ROP Deslizado	64
3.1.16 ROP Efectiva	66
3.1.17 Porcentaje Rotado y Deslizado	68

3.1.18 Tiempo Circulando	70
3.1.19 Arme de Ensamblaje ESP	71
3.1.20 Corrida de Ensamblaje ESP	72
3.1.21 Asentamiento ESP	73
3.2 DISEÑO DEL PLAN DE OPTIMIZACIÓN	74
3.3 Metodología <i>Drill Well on Paper</i> .	82
3.4 Comparación Pozo Planeado vs Pozo Quifa 731H	88
3.5 Evaluación Económica	95
3.5.1 Flujo de Caja Diferencial	95
3.5.2 TIR (Tasa Interna de Retorno)	98
4. CONCLUSIONES	103
BIBLIOGRAFIA	104

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo Quifa	15
Figura 2. Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	16
Figura 3 Representación de la Fase de Superficie	21
Figura 4 Representación de la Fase Intermedio	22
Figura 5 Representación de la Fase de Producción.	23
Figura 6 Procedimiento de Discretización de Tiempos	25
Figura 7 Procedimiento de Discretización de Tiempos W2W-W2S-S2S-S2W y ROP Promedio	28
Figura 8 Ilustración exportación de data al software SPSS primer paso	29
Figura 9 Ilustración Exportación de Data al Software SPSS Segundo Paso.	29
Figura 10 Ilustración del Análisis Estadístico en el Software SPSS Segundo Paso.	30
Figura 11 Ilustración del Resultado del Análisis Estadístico en el Software SPSS	31
Figura 12 Ilustración de agrupación visual de los datos obtenidos mediante el software SPSS primer paso	32
Figura 13 Ilustración de agrupación visual de los datos obtenidos mediante el software SPSS segundo paso	33
Figura 14 Resultado obtenido de la agrupación visual.	33
Figura 15 Resultado de la exportación de la data del software SPSS a Excel	34
Figura 16 Representación infográfica de los resultados obtenidos	35
Figura 17 Procedimiento para la discretización de tiempos para Velocidad de Repasada, Tiempo de Repasada y Numero de Repasadas	36
Figura 18 Ilustración para el ingreso a la página de Pason	37
Figura 19 Descarga de archivo CSV en la plataforma de Pason	37
Figura 20 Ilustración de los cálculos para la programación del algoritmo en Excel	39
Figura 21 Procedimiento para la discretización de tiempos para Velocidad Saliendo, Tiempo Corrida Revestimiento, Tiempo arme & Desarme de BHA y Tiempo arme, Desarme de Registros Eléctricos, Tiempo de Circulación y Corrida de Ensamblaje ESP.	40
Figura 22 Ilustración del reporte de OpenWells en el formato Excel.	41

Figura 23 Procedimiento para el plan de optimización	42
Figura 24 Procedimiento para la evaluación económica del proyecto Procedimiento para la evaluación económica del proyecto	43
Figura 25 Resultados W2W	45
Figura 26 Resultados W2S	47
Figura 27 Resultado S2S	48
Figura 28 Resultado S2W	50
Figura 29 Resultado Numero de Repasadas Resultado Numero de Repasadas	51
Figura 30 Resultado de Tiempo de Repasada	52
Figura 31 Resultado Velocidad de Repasada	53
Figura 32 Resultados Velocidad Saliendo	54
Figura 33 Resultados Corrida de Revestimiento	56
Figura 34 Resultados Arme de BHA	57
Figura 35 Resultados Desarme BHA	59
Figura 36 Resultados Rig UP & Rig Down Registros Eléctricos	60
Figura 37 ROP Promedio.	62
Figura 38 ROP Rotando.	64
Figura 39 ROP Deslizado.	66
Figura 40 ROP Efectiva.	68
Figura 41 Porcentaje Rotado y Deslizado	69
Figura 42 Tiempo Circulando	71
Figura 43 Ensamblaje ESP	72
Figura 44 Corrida Ensamblaje ESP	73
Figura 45 Asentamiento ESP	74
Figura 46 Plan de Optimización Sección 12 1/4"	76
Figura 47 Plan de Optimización Sección 8 1/2"	78
Figura 48 Plan de Optimización Sección 6 1/8"	79
Figura 49 Plan de Optimización Sección de Completamiento	80
Figura 50 Simulación DWOP Project Libre – Secciones de perforación y completamiento.	83
Figura 51 Simulación DWOP Project Libre- Sección 12 1/4"	84

Figura 52 Simulación DWOP Project Libre- Sección 8 1/2"	85
Figura 53 Simulación DWOP Project Libre- Sección 6 1/8"	86
Figura 54 Simulación DWOP Project Libre- Fase completamiento	87
Figura 55 Comparación Simulado VS QF 731H sección de 12 1/4"	89
Figura 56 Comparación Simulado VS QF 731H Sección de 8 1/2"	90
Figura 57 Comparación Simulado VS QF 731H sección de 6 1/8"	91
Figura 58 Comparación Simulado VS QF 731H Fase Completamiento	92
Figura 59 Gráfica Depth VS Time	94
Figura 60 Costos por Escenarios Propuestos	96
Figura 61 Flujo de Caja Diferencial	97
Figura 62 TIR con Best in Class	99
Figura 63 TIR con Tiempo Promedio	100
Figura 64 TIR con Tiempo Máximo	101

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 KPI Seleccionados	24
Tabla 2 Listado de pozos	25
Tabla 3 Tabla de terminología de OpenWells	41
Tabla 4 Tiempos para el plan de optimización parte 1	81
Tabla 5 Tiempo plan de optimización parte 2	82
Tabla 6 Resumen de la comparación por fases	93

RESUMEN

Optimizar los tiempos de ejecución en las operaciones de un pozo en Campo Quifa para la operadora Frontera Energy, es uno de los principales objetivos que se vienen desarrollando desde el año 2012. Es por esto que se realizó este proyecto con el fin de acercarse más al límite técnico en cada una de las operaciones de perforación y completamiento tomando así una muestra de 14 pozos y fijando 28 *KPIs* determinantes con el fin de identificar sus limitantes y limite técnico, esto mediante la realización de un estudio técnico- estadístico con la ayuda de herramientas ofimáticas como Microsoft Excel, OpenWells y SPSS. La base fundamental del proyecto giro en torno al plan de optimización donde se plantearon tres escenarios posibles *best in class*, tiempo promedio y tiempo máximo (que fueron tenidos en cuenta como data de entrada para el proyecto *Smart digital Drilling* que realizo Frontera). Seguido al plan de optimización se realizó la simulación de este, usando la metodología *drill well on paper* e implementándola en el software Project Libre y con los resultados obtenidos se realizó la comparación técnica y financiera determinando ahorros potenciales como un disminución de 1.04 días en la ejecución de un pozo, lo cual representa un ahorro de USD \$31.800.

Palabras clave: KPI, optimización, limite técnico, DWOP y NPTs invisibles.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día en la industria petrolera todas las operadoras se encuentran en la constante búsqueda de reducir sus costos buscando llegar al límite técnico en sus operaciones, esto mediante una rigurosa planeación y estricto seguimiento durante su ejecución para así lograr una optimización en cada uno de sus procesos. En los últimos años, se ha vuelto indispensable la optimización del tiempo en las operaciones para poder aumentar las ganancias después de las crisis presentadas en el año 2014 y la crisis actual covid-19.

Las operadoras de los campos petroleros han aumentado su esfuerzo en reducir los costos de sus operaciones en todas sus áreas para poder seguir siendo rentables y de esta manera amortizar la caída del precio del crudo; debido a esto operadoras como FRONTERA han invertido en tecnologías digitales que le permitan llevar un mejor control del tiempo que le toma realizar cada una de las diferentes operaciones mediante indicadores de desempeño a los cuales se les realizara un análisis técnico y estadístico para poder definir las posibles limitantes que contiene cada operación y así mismo poder diseñar un plan de optimización en estas operaciones.

La planeación en la optimización de tiempos en las etapas de perforación y completamiento ha llegado a incrementarse demasiado en los últimos años debido al ahorro en gran escala que presentan las operadoras en la parte económica y en los tiempos de ejecución.” Los estudios realizados llegan a conclusiones que realizando análisis causa raíz mediante herramientas de líneas de tiempo y esquemas Tripod Beta permiten una visualización grafica de la información y así la posibilidad de evaluar simultáneamente los eventos ocurridos desde diferentes áreas de estudio” [5]. “Ante resultados positivos que se han venido evidenciado se han estandarizado más de 76 tipos de servicios de pozo, lo que permitió entender las operaciones y los problemas que las afectan, facilitando la identificación de las limitantes y la implementación de las bases de datos de OpenWells a cualquier campo” [6], en vista de que es una herramienta que permite llevar a cabo de manera detallada los reportes debido a su versatilidad e interfaz que maneja, lo que permite a los ingenieros involucrados consultar la información en tiempo real, generar información detallada, estadísticas representativas, estimar y reducir los costos que involucra la

operación, de igual manera “los autores en sus recomendaciones proponen revisar otros modelos estadísticos que permitan estudiar más detalladamente los datos que genera el módulo Data Analyzer del software OpenWells con el fin de mejorar la eficiencia de las operaciones” [7].

Actualmente en la campaña de perforación de los pozos horizontales en campo Quifa se encontró que la operación de perforación y completamiento esta próxima al límite técnico, no obstante, los tiempos en estas operaciones se pueden lograr optimizar aún más. Para esto se definirán los indicadores de desempeño que impactan las operaciones y posteriormente mediante un análisis minucioso, a través de una evaluación técnica-estadística se determinaran las limitantes en las operaciones y de esta forma se diseña e implementa un plan de optimización en los tiempos de operación.

El propósito de este Proyecto será evaluar indicadores de desempeño en las etapas de perforación y completamiento de pozos horizontales en el campo Quifa y la implementación de un plan de optimización en los tiempos de operación.

Los objetivos específicos planteados para este Proyecto serán concatenados de la siguiente manera:

- Evaluar estadística y técnicamente los indicadores de desempeño establecidos mediante el uso del software SPSS definiendo las limitantes de la operación.
- Diseñar un plan de optimización de los tiempos de perforación y completamiento de acuerdo con el análisis técnico y estadístico para las limitantes establecidas.
- Validar el plan de optimización de tiempos de perforación y completamiento mediante su implementación en una muestra de pozos horizontales del campo Quifa o mediante la metodología DWOP.
- Establecer un flujo de caja diferencial encontrando un porcentaje de ahorro por pozo y con ello calcular la rentabilidad de la campaña de perforación 2021 mediante el uso del indicador económico TIR.

1. MARCO TEÓRICO

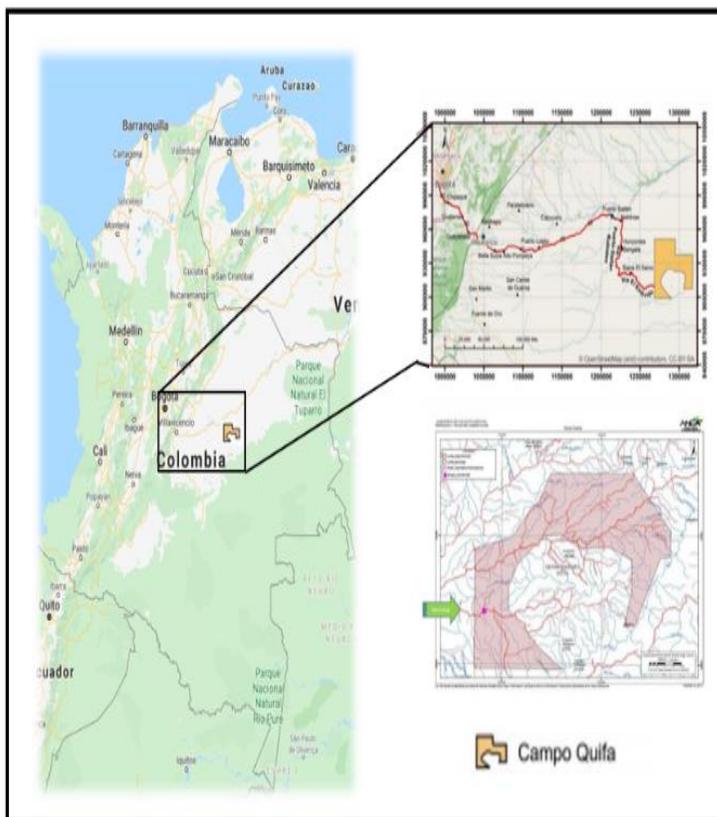
En esta sección se realizará una breve descripción de las generalidades de campo Quifa

1.1 Localización

El campo Quifa está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta, Municipio de Puerto Gaitán, a 167 km, hacia el sur Este de Villavicencio, y a 470 Km de la ciudad de Bogotá. Para movilizarse hacia campo Quifa se puede realizar mediante dos medios de transporte, vía terrestre y vía aérea. Ver figura 1.

Figura 1.

Localización Campo Quifa



Nota: Esta figura indica la localización del campo Quifa.

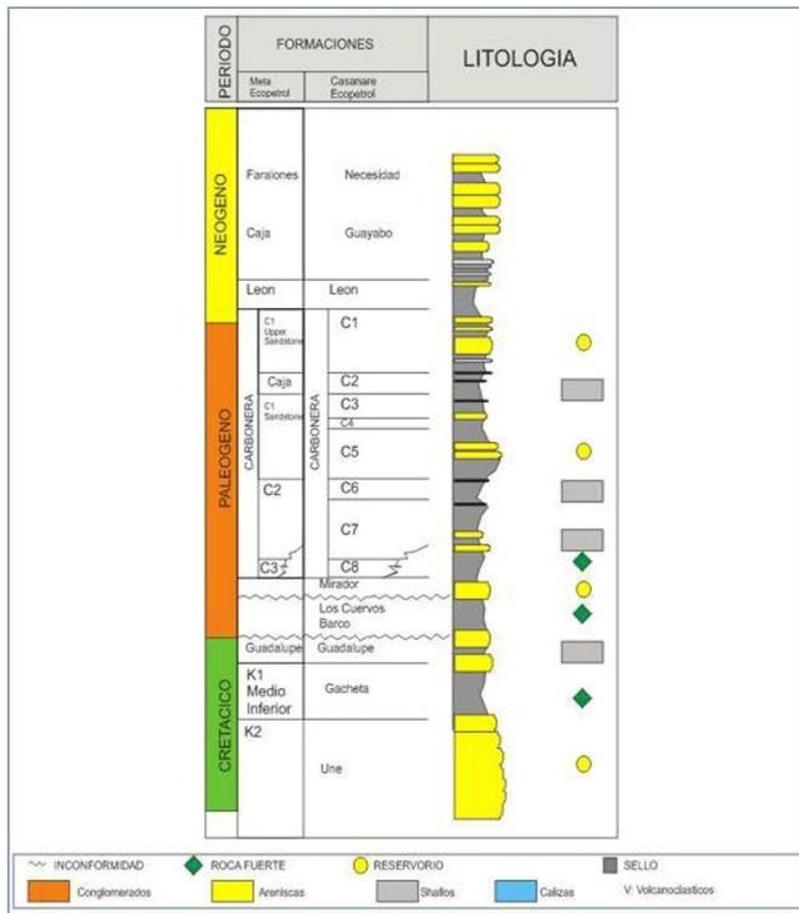
1.2 Cuenca de los llanos orientales

“La Cuenca de los Llanos Orientales se localiza al Este del territorio colombiano, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, sus límites son: al Norte

con el límite político con Venezuela, al Este con el Escudo de Guyana, Al Sur con la Serranía de La Macarena, el Arco Vaupés y rocas metamórficas del precámbrico y al Oeste con el Sistema de Fallas de la Cordillera Oriental” [8]. La cuenca presenta registro sedimentológico desde el Cretácico hasta el Neógeno, Ver Figura 2.

Figura 2.

Columna Estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Nota: Esta figura muestra la columna estratigráfica de la cuenca de los Llanos Orientales.

1.2.1 Estratigrafía

Formación Carbonera: «Esta formación se depositó entre el Eoceno Medio y el Oligoceno Inferior. Consiste en una serie gruesa de arcillolitas gris a gris verdosa, marrón y areniscas asociadas con carbones, en las partes superior e inferior, cuyo tamaño del grano es variable. Su espesor se encuentra entre 410 a 560 ft La amplia distribución de mantos de

carbón y de fósiles vegetales indica un ambiente de depositación es continental. La Formación Carbonera infra yace a la Formación Mirador y supra yace a la Formación León, ambos de forma concordante» [9]. El Campo Quifa esta fragmentado en unidades, las cuales son:

Unidad Carbonera Areniscas Basales: «La unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera constituye el reservorio productor en el área. Está compuesta por cuarzo - arenitas, arenitas subarcósicas, gris claras, de grano fino a grueso, regularmente seleccionadas, disgregables, con porosidades que varían entre 29% y 33 % y permeabilidades del orden de 5 a 10 darcies. Dichas areniscas están constituidas principalmente por cuarzo monocristalino y en menor proporción cuarzo policristalino y feldespatos de potásico. El espesor varía entre 180 y 200 pies Esta Unidad es estratigráficamente compleja debido a estar caracterizada por un sistema de depositación de tipo fluvial de poca preservación de depósitos de inundación. La interpretación ambiental sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. Está en contacto discordante con el Paleozoico que la infra yace y en contacto concordante con la unidad de arenas intermedias de la Formación Carbonera que la supra yace» [9].

Unidad Carbonera Intermedia: «Análisis palinológicos indican que aparece en la edad del Oligoceno-Mioceno Inferior, esta formación está compuesta por una serie de intercalaciones de arenisca gris clara, de granos finos a medio, con selección regular, friables y arcillolitas grises verdosa, moderadamente compactadas. El espesor oscila entre 360 y 415 pies. Presenta un ambiente de depósito costero bajo. Esta secuencia estratigráfica infra yace a la Unidad Areniscas Basales y supra yace a la unidad Carbonera C2 ambos de forma concordante» [9].

Unidad Carbonera C2: «Las asociaciones de microfauna y microflora indican una edad Mioceno Temprano. Está compuesta por lutita gris verdoso, fisil, laminar, astilloso, moderadamente compacta, lustre ceroso localmente con inclusiones de pirita. El espesor varía entre los 100 y 110 pies aproximadamente, en un ambiente de depositación marino

somero. Infra yace a la unidad carbonera Intermedia y supra yace a la unidad Carbonera C1 ambos de forma concordante» [9].

Unidad Carbonera C1: «Palinológicamente se determinó que estos sedimentos se depositaron durante el Mioceno Temprano. Está constituida por areniscas gris claras, blancas, de grano fino a grueso, subangular, subredondeado regularmente seleccionadas, friables, con delgadas intercalaciones de lutitas gris verdosas claro, astilloso. En la parte inferior predominan arcillolitas con lentes delgados de areniscas. El espesor está en el orden de 70 y 80 pies. Su ambiente de depósito corresponde a barreras de arenas relleno canales fluviales en la base, mientras que el relleno presente hacia el tope es de bahías deltaicas con influencia marina. Esta formación supra yace a la formación León e infra yace con la unidad C2, ambos de forma concordante» [9].

Formación León: «es de la edad del Mioceno inferior, Originada posterior a una transgresión marina que deposito una secuencia de lutitas a lo largo de la cuenca de los llanos orientales, está constituida por lutitas y arcillolitas de colores verdosos las cuales son lutíticas y también hacia la base predominan las arcillas las cuáles son la característica de esta formación, aunque a menudo se presentan algunas limolitas en partes de arenas. Tiene un espesor de 550 pies en promedio. La formación León presenta canales fluviales y se le considera haberse depositado en un ambiente continental. La Formación León está en contacto concordante con la formación carbonera que la infra yace al igual que con la formación Guayabo que la supra yace» [10].

Formación Guayabo: «Se le ubica en el periodo correspondiente al Mioceno, La Formación Guayabo en la región presenta una parte superior constituida en su mayoría por areniscas de grano medio a grueso de color gris, marrón claro, regularmente seleccionada, friables con delgadas intercalaciones de arcillolitas y limolitas moteadas. La parte inferior es predominantemente arcillosa y está constituida por arcillolitas y limolitas abigarradas con intercalaciones de areniscas y carbones. El espesor de la formación en el área está entre los 1100 y 1300 pies. Su ambiente de depositación es continental, La formación Guayabo este

contacto concordante con la Formación León que la infra yace y supra yace de igual forma con la formación necesidad» [9].

1.3 Optimización

Es la capacidad de resolver algún proceso de la manera más eficiente posible y en el mejor de los casos, utilizando la menor cantidad de recursos.

1.3.1 KPI

El término KPI, viene del inglés Key Performance Indicator, cuyo significado al español sería Indicadores Claves de Desempeño. Los KPIs hacen referencia a una serie de métricas que se utilizan para sintetizar la información sobre la eficacia y productividad de las acciones que se llevan a cabo en un proyecto. Al final, el objetivo es poder tomar decisiones y determinar aquellas acciones que han sido más efectivas a la hora de cumplir con los objetivos trazados.

«Un proyecto de perforación es considerado exitoso cuando éste, se ejecuta dentro de los límites del presupuesto y cronograma establecidos. El tema financiero siempre presiona y crea restricciones en los costos. Debido a esto, las restricciones presupuestarias se traducen fácilmente en limitaciones de tiempo, ya que las transacciones de equipos y servicios se basan en tarifas diarias. Podemos decir entonces que, las mejoras en el desempeño apuntan siempre a reducir el tiempo y costo en que se perfora un pozo sin comprometer la calidad del hoyo» [3].

1.4 Estadística

«Es una ciencia que analiza series de datos y trata de extraer conclusiones sobre el comportamiento de estas variables. Es una de las ciencias que permite conocer, o al menos entender, la realidad en la que nos desenvolvemos. A través de la estadística podemos obtener información de gran valor que nos ayudará en la toma de decisiones en cualquier ámbito de nuestra vida. El análisis de la información pasada para tomar la decisión más correcta, de cara al futuro, es el objeto de la estadística» [11].

1.4.1 Tipos de estadística

“Variables cualitativas: Aquellas que no aparecen en forma numérica, sino como categorías o atributos (sexo, profesión, color de ojos).

Variables cuantitativas: Las que pueden expresarse numéricamente como: temperatura, salario, tiempo. Su objeto es reducir la información de los datos en torno a ciertos valores para tenerlos identificados con unas pocas medidas” [11].

1.4.2 Síntesis de datos en variables cuantitativas

Medidas de tendencia central: Media, Mediana y Moda. [11]

-Media: valor promedio de la muestra

-Mediana: valor que se encuentra en la mitad

-Moda: valor más observado

Medidas de posición y dispersión: «Percentiles.

-Percentiles: Son una medida de la posición relativa usada en la estadística que indica, una vez que son ordenados los datos de mayor a menor, el valor de la variable por debajo del cual se encuentra un porcentaje dado de observaciones en un grupo. Se representa con la letra P y dividen a la muestra en 100 partes iguales, es decir P1, P2, ...P100. En otras palabras, los percentiles dan los valores correspondientes al 1%, 2%... y 99% de los datos» [12].

1.5 Generalidades de las operaciones de perforación de un pozo horizontal en campo Quifa.

En campo Quifa la perforación se realiza en tres secciones, es una práctica que se viene realizando desde el año 2012, donde constantemente están en búsqueda de mejoras técnicas, económicas y operativas. Durante todo este tiempo de optimización se intensificó la eliminación

tiempos y operaciones no esenciales o repetitivas, evidenciando disminución de tiempos en la perforación, como por ejemplo pasar de perforar un pozo en 10 días a 5.7 días actualmente. Sus secciones se realizan de la siguiente manera:

- Sección de Superficie: Hueco de 12 1/4” de diámetro, revestido con *casing* de 9 5/8” a 250 pies aproximadamente y cementado hasta superficie.
- Sección Intermedia: Hueco direccional de 8 1/2” de diámetro, revestido con *casing* de 7” -a 3800 ft aproximadamente y cementado hasta superficie.
- Sección de Producción: Hueco de 6 1/8” diámetro, geo navegado en la unidad de Arenas Basales de 6 1/8” y revestido con *liner* ranurado de 4 1/2” hasta 4500 ft aproximadamente.

1.6 Descripción del procedimiento de perforación de un pozo horizontal de tres secciones en campo Quifa.

A continuación, se van a presentar las representaciones de las diferentes secciones de los pozos horizontales en campo Quifa.

1.6.1 Sección de superficie

Figura 3

Representación de la Fase de Superficie

BHA DE SUPERFICIE	PROGRAMA DE LODOS	REVESTIMIENTO	BROCA	DESCRIPCION PROCEDIMIENTO	
	HWDP	Tipo de lodo: Gel Gelex - Base Bentonita. Densidad (LPG): 8 - 8,8	Revestimiento 9 5/8" Grado: J-53	Diametro: 12 - 1/4" Tipo de broca: Triconica	Perforar verticalmente hasta aproximadamente 250 pies. Utilizar lodo base de bentonita de alta viscosidad con pH de entre 8.0 y 8.8. Circular y bombear píldora viscosa para asegurar la limpieza del hueco. Realizar viaje corto de acondicionamiento. Sacar quebrando el ensamblaje de fondo (BHA con broca Tricónica de 12-1/4").
	Drill Collar 6 1/2"	Viscosidad: 37 Viscosidad plastica (Cp): ALAP	Peso: 36 lb/ft Conexión: BTC	IADC: 117 WOB: 2-10	Correr en el hueco hasta +/- 245 pies, revestimiento de 9-5/8", J-53, 36 Lbs/Pie, BTC, utilizando zapato flotador perforable con broca tipo PDC. Armar la cabeza de cementación y las líneas de superficie. Circular y reciprocarse la sarta mientras se premezcla la lechada de cemento. Efectuar el trabajo de cementación del revestimiento según programa. Esperar fragüe de cemento. Instalar cabezal sección A de 11"-2M x 9-5/8"
	Bit Sub	Yield Point: 12-18 Filtrado API (cc): No Control		RPM: 80-120 GPM: 300-500	BTC Box, con adaptadores de 11" x 2M - 11" x 3M y armar BOP's, campana, línea de flujo y líneas de matar. Bajar tapón de prueba y probar BOP's.
	Broca Triconica 12 - 1/4"			Formación: Guayabo	

Nota: Esta figura indica el proceso de perforación de la fase de superficie de un pozo de campo Quifa. Tomado de Frontera Energy, Área de Perforación.

1.6.2 Seccion intermedio

Figura 4

Representación de la Fase Intermedio

BHA INTERMEDIO	PROGRAMA DE LODOS	REVESTIMIENTO	BROCA	DESCRIPCION PROCEDIMIENTO	
	DP (Tubería de perforación)	Tipo de lodo: Polimeros con inhibidores de arcilla - Base Bentonita. Densidad (LPG): 8,9 - 9,3	Revestimiento 7" Grado: N-80 Peso: 23 lb/ft Conexión: BTC	Diametro: 8 - 1/2" Tipo de broca: PDC IADC: M332 WOB: 3 - 25 RPM: 40-60 GPM : 300-500	Armar y bajar BHA con broca PDC de 8-1/2" y herramientas direccionales (MWD/LWD) hasta el tope de cemento. Realizar prueba de integridad del revestimiento, perforar cemento y zapato de 9-5/8" con agua en circuito corto con tanque de Pildora. Luego se perfora un hueco vertical desde 250 pies hasta 500 pies aproximadamente y se inicia a construir un hueco desviado con un Dog Leg Severity (DLS) hasta 3800 pies MD aproximadamente, con un ángulo de inclinación y azimut determinado en el plan direccional, realizando su respectiva tangente. Esta sección se perfora usando lodo polímero de densidad 8.9 a 9.3 lpg, adicionando inhibidor de arcilla 100 pies antes de entrar a formación León y se corre casing de 7", N-80, 23 lbs/ft, luego cementa según el programa y esperar fragüe del cemento para finalmete correr registros de evaluación de la cementación (CBL-VDL-GR-CCL y USIT-GR).
	HWDP	Viscosidad: 40 - 50		Formacion: Guayabo León C1 Carbonera Intermedia	
	Cross Over (Conector)	Viscoisidad plastica (Cp): 8-12			
	Drilling Jar (Martillo)	Yield Ponit: 15-30			
	Cross Over (Conector)				
	HWDP	Filtrado API (cc): 4,0 - 4,6			
	Cross Over (Conector)				
	SHOC (Caja Herramientas)				
	HERRAMIENTAS MWD				
	Motor 6 3/4" Bend: 1,5°				
Broca PDC 8 - 1/2"					

Nota: Esta figura indica el proceso de perforación de la fase intermedia de un pozo de campo Quifa. Tomado de Frontera Energy, Área de Perforación.

1.6.3 Sección de producción

Figura 5

Representación de la Fase de Producción.

BHA DE PRODUCCION	PROGRAMA DE LODOS	REVESTIMIENTO	BROCA	DESCRIPCION PROCEDIMIENTO
	DP (Tubería de perforación)	Tipo de lodo: Sólidos bajos - Base Bentonita. Densidad (LPG): 8,4 - 8,9	Diametro: 6 - 1/8" Tipo de broca: PDC IADC: M132 WOB: 5 - 25 RPM: 80 GPM : 220 Formacion: Arena Basales	Armar ensamble direccional con broca de 6-1/8" PDC, incluyendo LWD y ABI. Bajar hasta tope de cemento, Probar integridad del casing de 7" con 1280 psi durante 5 min, limpiar cemento y perforar zapato de 7" con agua. Desplazar agua - cemento por lodo con bajo contenido de sólidos para proteger la formación de interés, con densidades de entre 8.4 y 8.9 lpg y material de puenteo para evitar pérdidas hacia la formación.
	HWDP	Viscosidad: 40 - 50		Se perforará hueco horizontal de 6 1/8", según programa direccional hasta alcanzar un ángulo de inclinación de 90 ° aproximadamente y manteniendo un azimut de acuerdo al plan direccional hasta la profundidad final del pozo. Durante la perforación de esta sección, se realizan viajes cortos para acondicionar el hueco, bombear pildoras viscosas, y una vez en la profundidad final, circular hueco hasta retornos limpios, realizar viaje de acondicionamiento hasta el zapato de 7" y bajar hasta la profundidad final, circular, bombear pildora viscosa y sacar sarta hasta superficie, quebrando herramientas direccionales. para finalmnte correr registros de evaluación de cemento (CBL-VDL-GR-CCL y USIT-GR). Proceder según la interpretación y completar como pozo productor con bomba ESP.
	Cross Over (Conector)	Viscosidad plastica (Cp): 20 - 40		
	Drilling Jar (Martillo)	Yield Point: 30 - 70		
	Cross Over (Conector)			
	HWDP	Filtrado API (cc): 4,0 - 4,6		
	Cross Over (Conector)			
	SHOC (Caja Herramientas)			
	HERRAMIENTAS MWD			
	Motor			
Broca PDC 6 - 1/8"				

Nota: Esta figura indica el proceso de perforación de la fase de producción de un pozo de campo Quifa. Tomado de Frontera Energy, Área de Perforación.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

2.1 Tabla de KPIs seleccionados

Tabla 1

KPI Seleccionados

GRUPO	KPI	UND	DESCRIPCION
PERFORACION	Weight to weight	min	Tiempo desde que se quita el peso sobre la broca hasta que se le vuleve a poner en la siguiente parada para perforar. Esta compuesto por el W2S S2S Y S2W.
	Weight to Slip	min	Tiempo desde que se termina de perforar hasta que se instala la cuña.
	Slip to Slip	min	Tiempo desde que se instala la cuña hasta que se retira.
	Slip to Weight	min	Tiempo desde que se retira la cuña, hasta que se aplica peso sobre la broca.
	Velocidad de repasada	ft/hr	Velocidad con la cual se repasa el hoyo luego de terminar una parada.
	Numero de repasadas	#	Cantidad de veces que repasa una parada después de ser perforada.
	ROP Rotando	ft/hr	Es la relación entre el pies perforados rotando y el tiempo que tarda expresado en horas. ROPr no incluye tiempo de conexión.
	ROP Deslizando	ft/hr	Es la relación entre el pies perforados deslizado y el tiempo que tarda expresado en horas. ROPd no incluye tiempo de conexión.
	ROP Efectiva	ft/hr	Es la velocidad con la cual la broca penetra la formación.
	ROP Promedio	ft/hr	Es el promedio de la velocidad con la con la que se perfora incluyendo todas las actividades que se realcen, tales como repasadas, conexiones, tiempo de circulación, etc.
	Porcentaje Deslizado	%	Es la relacion entre los pies deslizados y los pies perforados, expresada en porcentaje.
Porcentaje Rotando	%	Es la relacion entre los Pies rotados y los pies perforados, expresada en porcentaje.	
VIAJES	Slip to Slip	min	Tiempo desde que se instala la cuña hasta que se retira.
	Bajando sarta, sin conexiones	ft/hr	Velocidad con la que se introduce tubería al pozo, sin tener en cuenta las conexiones.
	Sacando sarta, sin conexiones	ft/hr	Velocidad con la que se retira tubería del pozo, sin tener en cuenta las conexiones.
	Sacando sarta	ft/hr	Velocidad con la que se retira tubería al pozo, incluye conexiones
CSG	Slip to Slip	min	Tiempo desde que se instala la cuña hasta que se retira.
	Bajando CSG	ft/hr	Velocidad con la que se introduce revestimiento al pozo, incluye conexiones
	Bajando CSG, sin conexiones	ft/hr	Velocidad con la que se introduce revestimiento al pozo, sin tener en cuenta las conexiones.
	Tiempo de circulación	HORAS	Tiempo transcurrido desde que el lodo circula desde los tanques, descende por el pozo y regresa a superficie en la etapa de corrida de revestimiento.
ARME DE HERRAMIENTAS	Arme de sarta direccional	HORAS	Tiempo de arme de la sarta direccional.
	Desarme de sarta direccional	HORAS	Tiempo de desarme de la sarta direccional.
	Arme de registros electricos	HORAS	Tiempo de arme de la sarta de registros.
	Desarme de sarta registros electricos	HORAS	Tiempo de desarme de la sarta de registros.
COMPLETAMIENTO	Ensamblaje ESP	HORAS	Tiempo de arme del ensamblaje de la bomba ESP
	Correr ensamblaje ESP	ft/hr	Velocidad con la que se introduce tbg 3-1/2" al pozo
	Asentamiento ESP	HORAS	Tiempo de instalacion del tbg Hanger, pack off y sentamiento de la sarta tbg head spool.

Nota: Esta tabla indica la definición de cada KPI seleccionado.

2.2 Selección de pozos

Tabla 2

Listado de pozos

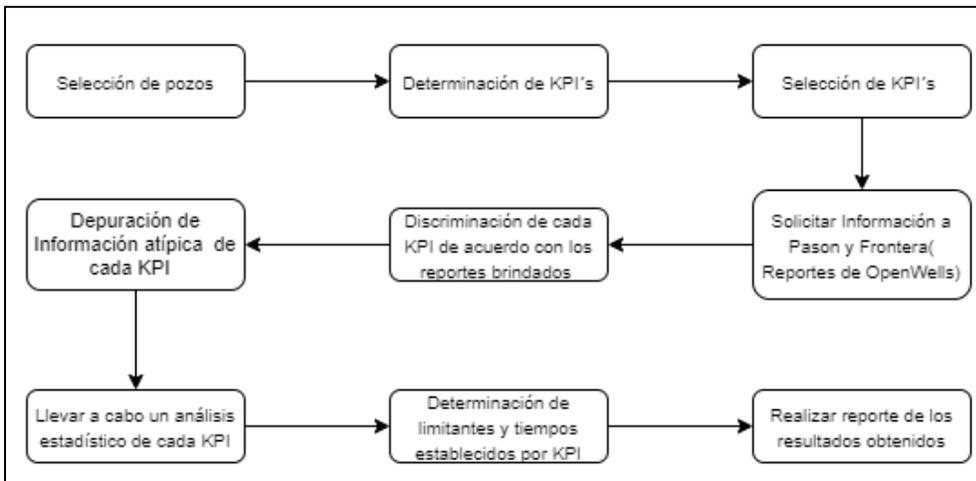
Cantidad	Pozo	Taladro
1	QF-300H ST2	PT-118
2	QF-372H ST	PT-137
3	QF-382H ST	PT-118
4	QF- 440H ST	PT-118
5	QF-489H ST	PT-137
6	QF-633H	PT-137
7	QF-731H	PT-118
8	QF-747H	PT-137
9	QF-748H	PT-137
10	QF-772H ST	PT-137
11	QF- 788H	PT-118
12	QF- 791H	PT-118
13	QF- 794H	PT-118
14	QF- 795H	PT-118

Nota: Esta tabla indica la muestra de pozos seleccionados de Campo Quifa.

2.3 Discretización de tiempos

Figura 6

Procedimiento de Discretización de Tiempos



Nota: La figura 6 muestra el paso a paso para realizar la discretización de los tiempos por KPI.

A continuación, se realiza la descripción de las etapas mencionadas en la Figura 6.

- **Selección de pozos:** de la campaña de perforación del año 2019 de 65 pozos, se tomó una muestra de 14 pozos horizontales para realizarle el análisis técnico y estadístico.
- **Determinación de KPIs:** se recopiló la información de 25 KPIs para evaluar si se contaba con la información suficiente para realizar el análisis técnico y estadístico.
- **Selección de KPIs:** de los 25 KPIs evaluados se determinaron 11 para realizar el análisis de estos.
- **Solicitar información a Pason y Frontera (- Reportes de OpenWells):** se solicitó los informes de los pozos seleccionados para la discriminación de cada uno de los KPIs a analizar.
- **Discriminación de cada KPI de acuerdo con los reportes brindados:** se realizó un archivo para cada KPI con la información recibida, para poder realizar un correcto análisis técnico-estadístico.
- **Depuración de información atípica de cada KPI:** para cada KPI se definieron los tiempos máximos en que se debía llevar a cabo la operación, mediante un análisis técnico. Teniendo en cuenta ese análisis, se eliminaron los tiempos que estuvieran por encima de los definidos debido a que estos estaban asociados a tiempos no productivos invisibles o visibles. Además, toda la información suministrada se clasificó en secciones (sección de superficie, sección intermedia y sección de producción) esto con el fin de concebir un mejor análisis en cada etapa de la perforación.
- **Llevar a cabo un análisis estadístico para cada KPI:** con cada archivo depurado se realizó un análisis estadístico en el software SPSS, el análisis se hizo mediante percentiles para poder determinar los mejores tiempos en las operaciones.
- **Determinación de limitantes y tiempos establecidos por KPI:** se identificaron diferentes limitantes, debido a que están sujetas a cada KPI, existen limitantes netamente

de la cuadrilla (factor humano), limitantes operacionales, entre otras. Así como también se establecieron tiempos según el análisis estadístico como el best in class (límite técnico), el tiempo promedio y el tiempo máximo de la operación, seguido de esto se agruparon los datos para manifestar en que tiempo se encuentra la operación actualmente.

Realizar reporte de los resultados obtenidos: se realizó una presentación y además un reporte a la compañía en el que se muestra el best in class (límite técnico), el tiempo promedio y el tiempo máximo por operación para poder llevar a cabo un mejor seguimiento de la duración de estas.

El resultado de la selección y evaluación de *KPIs* será usada como base para el desarrollo *inhouse* que actualmente desarrolla Frontera Energy en sus proyectos de transformación digital, específicamente SDD – *Smart digital Drilling*.

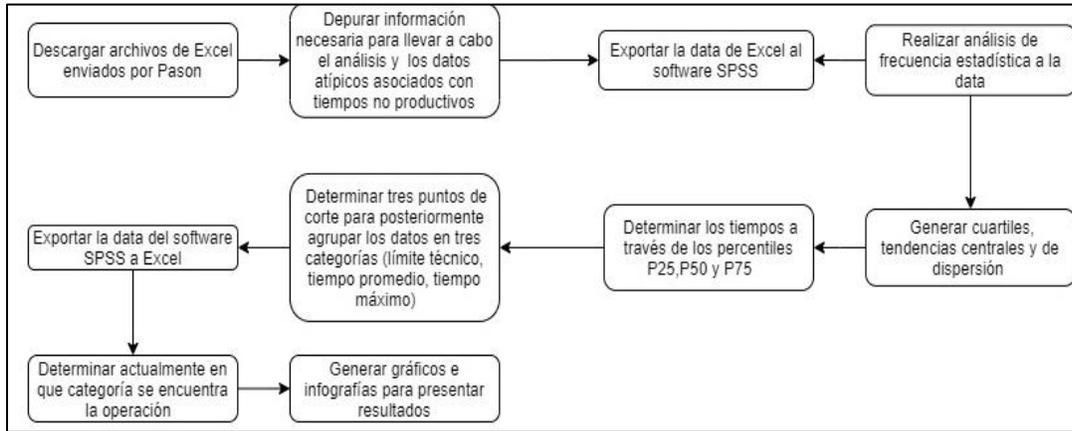
El desarrollo de SDD de Frontera está en etapa inicial de construcción, lo que se busca es recopilar la información de dos fuentes de información: 1- los sensores del taladro en superficie (instrumentación) que mediante algoritmos desarrollados por el grupo de IT de la compañía se logre obtener en tiempo real la ejecución de los indicadores de desempeño operacionales *KPIs* y 2- la información de Open Wells visualizada como los *KPIs* seleccionados, lo anterior mostrado en tiempo real en tableros de control conocidos como *dashboards* y comparado contra los resultados del presente trabajo para cada uno de los indicadores.

Tanto la definición de los *KPIs* como la evaluación de los tres escenarios en este trabajo servirán como base para el desarrollo tecnológico en Frontera.

2.3.1 Procedimiento de discretización de tiempos W2W-W2S-S2S-S2W y ROP promedio - ROP Efectiva – ROP Rotando – ROP Deslizado – % Rotado - % Deslizado.

Figura 7

Procedimiento de Discretización de Tiempos W2W-W2S-S2S-S2W y ROP Promedio



Nota: La figura 7 muestra el paso a paso para realizar la discretización de los tiempos para W2W-W2S-S2S-S2W y ROP Promedio.

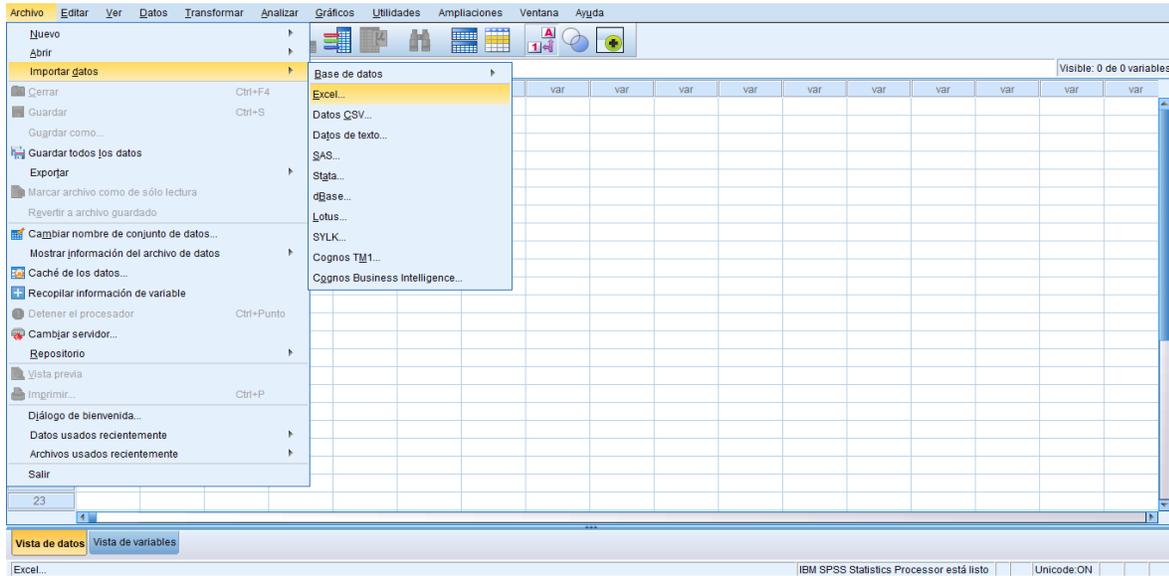
A continuación, se realiza la descripción de cada una de las etapas mencionadas de la figura 7.

- **Descargar archivos de Excel enviados por Pason:** se recibieron 56 archivos en formato Excel de la empresa prestadora de servicios Pason S.A.S
- **Depurar información necesaria para llevar a cabo el análisis y los datos atípicos asociados con tiempos no productivos:** los archivos recibidos de la empresa contenían datos que no hacían parte del análisis que se iba a realizar, por lo tanto, fue necesario filtrar los archivos para eliminar esta data. Luego, fue necesario realizar una evaluación técnica de los indicadores para definir el tiempo máximo en el que se podía realizar la operación, sin que la data se viera afectada por los tiempos no productivos (NPT) tanto visibles como invisibles y posteriormente eliminar los tiempos que estuvieran por encima del definido. Para llevar a cabo esto, se realizó en Excel un gráfico de dispersión de puntos, profundidad vs tiempo y así poder visualizar más fácilmente los datos fuera del tiempo definido los cuales eran verificados con los reportes de OpenWells.

- **Exportar la data de Excel al software SPSS:** se exportó la base de datos de Excel con la información depurada y clasificada en fases al software SPSS. Ver Figura 8 y Figura 9.

Figura 8

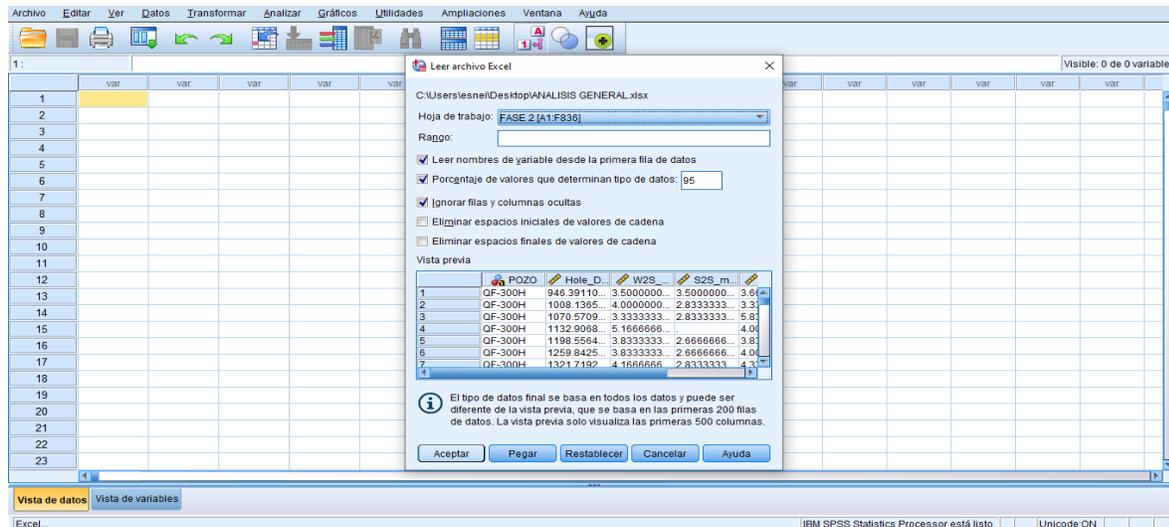
Ilustración exportación de data al software SPSS primer paso



Nota: La figura 8 muestra como exportar la data al software SPSS cuando viene de la base de datos Excel.

Figura 9

Ilustración Exportación de Data al Software SPSS Segundo Paso.

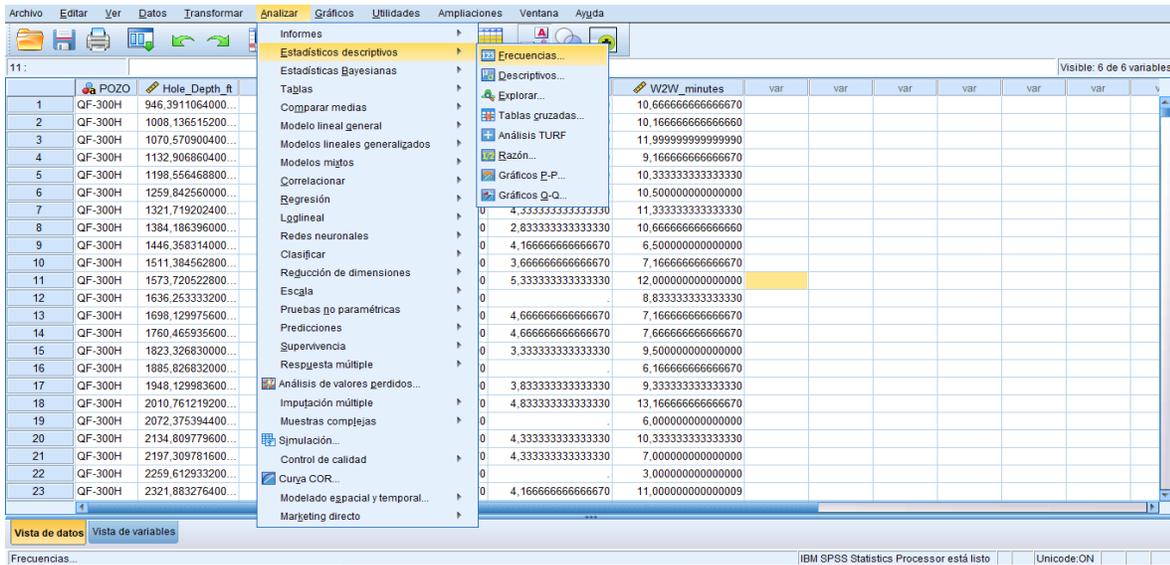


Nota: La figura 9 muestra como exportar la data al software SPSS cuando viene de la base de datos Excel.

- **Realizar análisis de frecuencia estadística a la data:** con el software SPSS se realizó un análisis de frecuencia estadística a la data con el fin de obtener datos relevantes como: percentiles, media, moda, mediana, mínimo y máximo, para llevar a cabo una interpretación correcta. Ver Figura 10 y Figura 11.

Figura 10

Ilustración del Análisis Estadístico en el Software SPSS Segundo Paso.

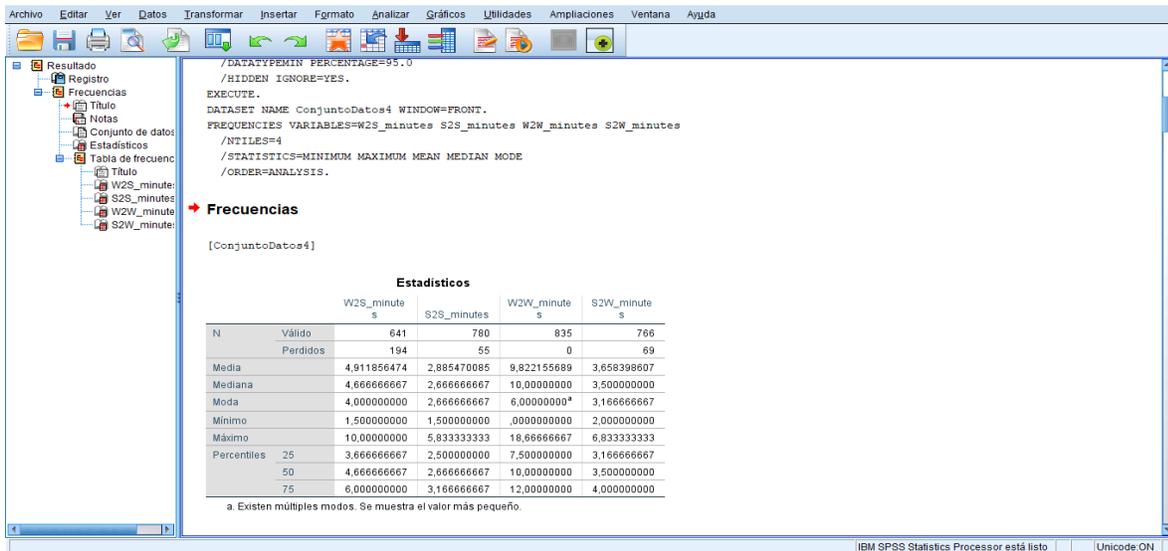


Nota: La figura 10 muestra el paso a paso para realizar el análisis estadístico con el software SPSS.

- **Generar percentiles, tendencias centrales y de dispersión:** obtener una tabla de resultados. Ver Figura 11.

Figura 11

Ilustración del Resultado del Análisis Estadístico en el Software SPSS

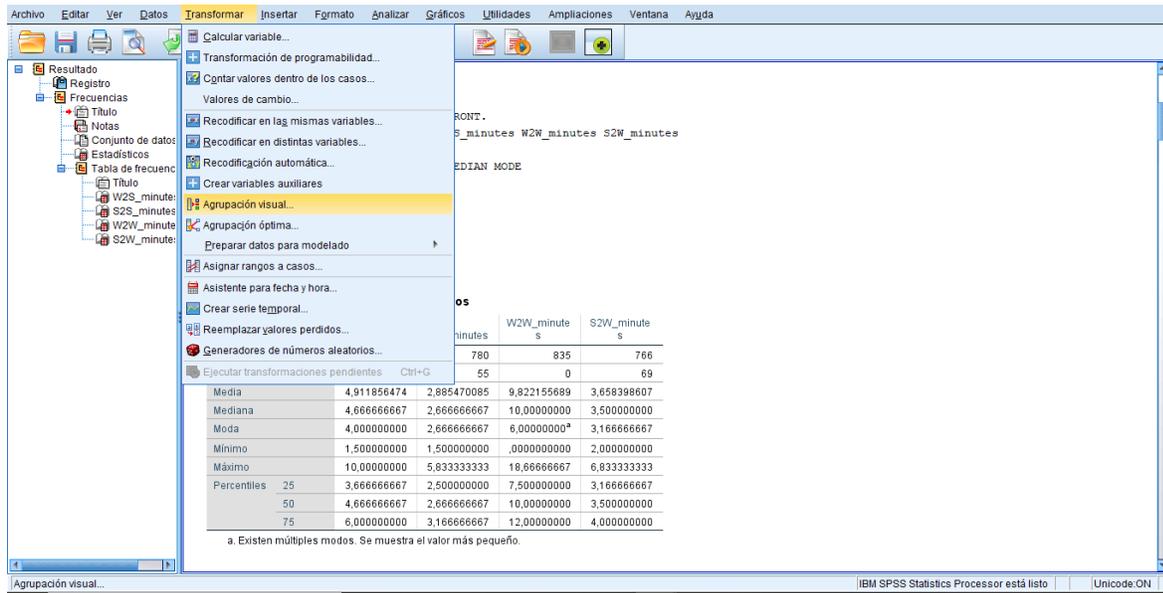


Nota: La figura 11 muestra los resultado estadístico que arroja el software SPSS.

- **Determinar los tiempos a través de los percentiles:** teniendo en cuenta que, en los percentiles, la probabilidad de ocurrencia aumenta a medida que el percentil es mayor se determinó: P25 - límite técnico, P50 – tiempo promedio, P75 – tiempo máximo.
- **Determinar tres puntos de corte para posteriormente agrupar los datos en tres categorías (límite técnico, tiempo promedio y tiempo máximo):** por medio de la herramienta SPSS se realizó una agrupación visual la cual consistía en realizar puntos de corte (Ver Figura 11), la primera ubicación del punto de corte fue el límite técnico es decir el P25, los puntos de corte fueron dos y la anchura de estos puntos de corte no superaban el P75 para finalmente asignarle a cada valor su categoría (límite técnico, tiempo promedio y tiempo máximo).

Figura 12

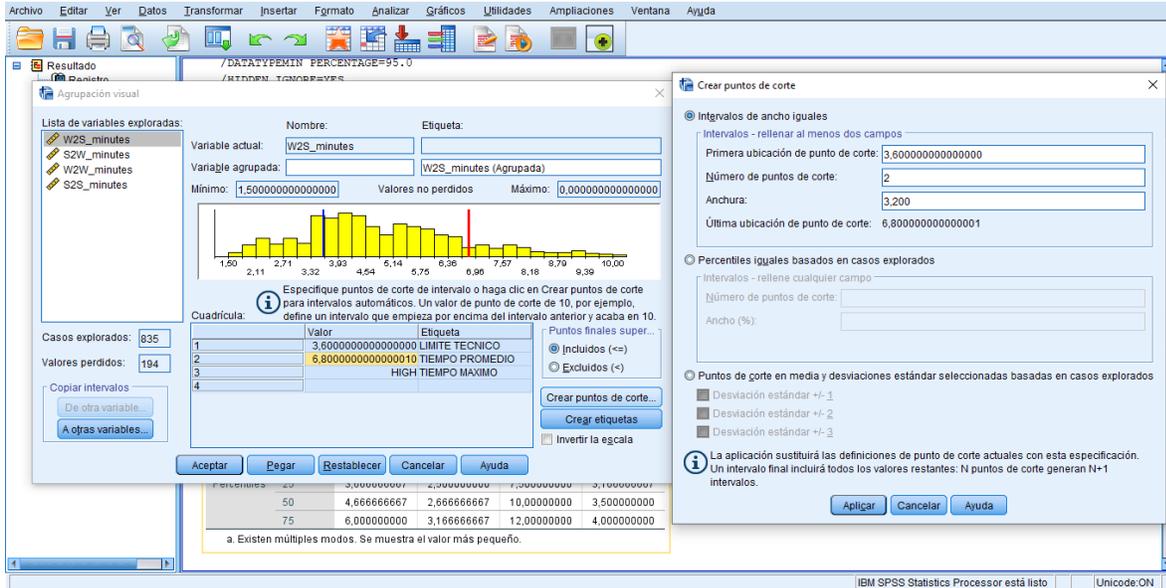
Ilustración de agrupación visual de los datos obtenidos mediante el software SPSS primer paso



Nota: La figura 12 muestra el primer paso que se debe realizar para agrupar los datos.

Figura 13

Ilustración de agrupación visual de los datos obtenidos mediante el software SPSS segundo paso



Nota: La figura 13 indica la manera de ingresar los puntos de corte los fueron definidos por los percentiles.

Figura 14

Resultado obtenido de la agrupación visual.

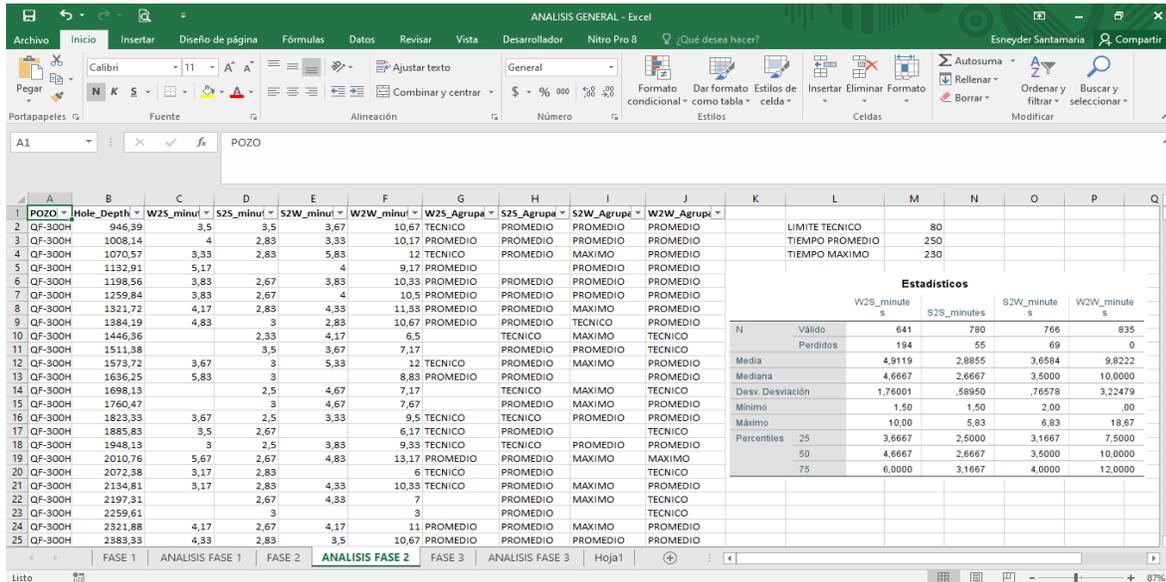
	POZO	Hole_Depth_ft	W2S_minutos	S2S_minutos	S2W_minutos	W2W_minutos	W2S_Agrupado	S2S_Agrupado	S2W_Agrupado	W2W_Agrupado	var
1	QF-300H	946.39	3.50	3.50	3.67	10.67	TECNICO	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	
2	QF-300H	1008.14	4.00	2.83	3.33	10.17	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	
3	QF-300H	1070.57	3.33	2.83	5.83	12.00	TECNICO	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	
4	QF-300H	1132.91	5.17	.	4.00	9.17	PROMEDIO	.	PROMEDIO	PROMEDIO	
5	QF-300H	1198.56	3.83	2.67	3.83	10.33	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	
6	QF-300H	1259.84	3.83	2.67	4.00	10.50	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	PROMEDIO	
7	QF-300H	1321.72	4.17	2.83	4.33	11.33	PROMEDIO	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	
8	QF-300H	1384.19	4.83	3.00	2.83	10.67	PROMEDIO	PROMEDIO	TECNICO	PROMEDIO	
9	QF-300H	1446.36	.	2.33	4.17	6.50	.	TECNICO	MAXIMO	TECNICO	
10	QF-300H	1511.38	.	3.50	3.67	7.17	.	PROMEDIO	PROMEDIO	TECNICO	
11	QF-300H	1573.72	3.67	3.00	5.33	12.00	TECNICO	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	
12	QF-300H	1636.25	5.83	3.00	.	8.83	PROMEDIO	PROMEDIO	.	PROMEDIO	
13	QF-300H	1698.13	.	2.50	4.67	7.17	.	TECNICO	MAXIMO	TECNICO	
14	QF-300H	1760.47	.	3.00	4.67	7.67	.	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	
15	QF-300H	1823.33	3.67	2.50	3.33	9.50	TECNICO	TECNICO	PROMEDIO	PROMEDIO	
16	QF-300H	1885.83	3.50	2.67	.	6.17	TECNICO	PROMEDIO	.	TECNICO	
17	QF-300H	1948.13	3.00	2.50	3.83	9.33	TECNICO	TECNICO	PROMEDIO	PROMEDIO	
18	QF-300H	2010.76	5.67	2.67	4.83	13.17	PROMEDIO	PROMEDIO	MAXIMO	MAXIMO	
19	QF-300H	2072.38	3.17	2.83	.	6.00	TECNICO	PROMEDIO	.	TECNICO	
20	QF-300H	2134.81	3.17	2.83	4.33	10.33	TECNICO	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	
21	QF-300H	2197.31	.	2.67	4.33	7.00	.	PROMEDIO	MAXIMO	TECNICO	
22	QF-300H	2259.61	.	3.00	.	3.00	.	PROMEDIO	.	TECNICO	

Nota: La figura 14 muestra en las últimas cuatro columnas se visualiza la agrupación visual con los tiempos obtenidos de límite técnico, tiempo promedio y tiempo máximo.

- **Exportar la data del software SPSS a Excel:** se exportó la data nuevamente a Excel para realizar una mejor interpretación de los resultados.

Figura 15

Resultado de la exportación de la data del software SPSS a Excel

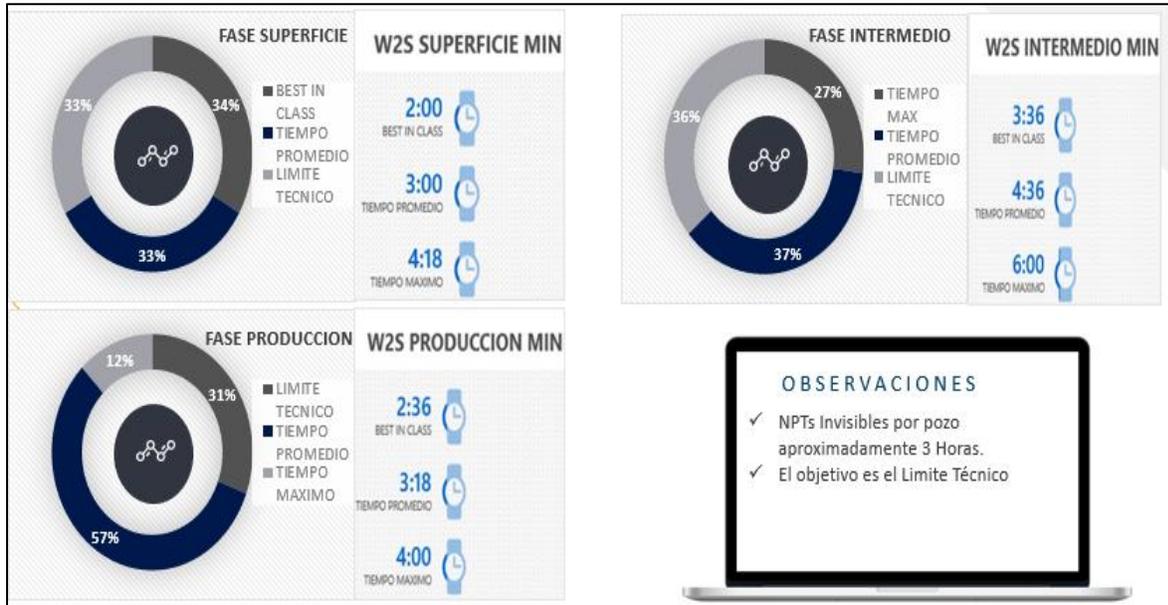


Nota: En la figura 15 se plasma el resultado de la exportación de la data del software SPSS a Excel.

- **Determinar actualmente en que categoría se encuentra la operación:** en Excel se realizaron gráficos de 360° con los datos ya agrupados para mostrar cómo se encuentra la operación actualmente.
- **Generar gráficos e infogramas para presentar los resultados:** se realizó una presentación utilizando gráficos de 360° e infogramas para plasmar los resultados de una forma más específica para el lector.

Figura 16

Representación infográfica de los resultados obtenidos

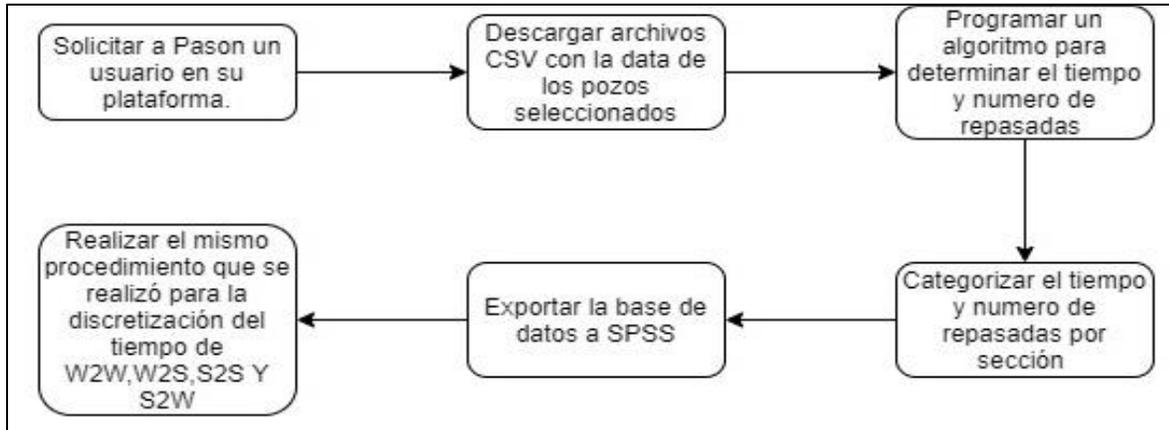


Nota: En la figura 16 los gráficos 360° se puede evidenciar como se encuentra actualmente la operación en Campo Quifa y en las infografías los tiempos determinados (límite técnico, tiempo promedio, tiempo máximo).

2.3.2 Procedimiento de discretización de velocidad de repasada, tiempo de repasada y numero de repasadas.

Figura 17

Procedimiento para la discretización de tiempos para Velocidad de Repasada, Tiempo de Repasada y Numero de Repasadas



Nota: La figura 17 muestra el paso a paso para realizar la discretización de los tiempos para Velocidad de Repasada, Tiempo de Repasada y Numero de repasadas.

A continuación, se realiza la descripción de las primeras cuatro etapas de la figura 17, debido a que las dos últimas etapas son iguales a las ya descritas en la figura 6.

- **Solicitar a Pason un usuario en su plataforma:** se determinó que con los datos suministrados por Pason no era suficiente para poder analizar estos KPIs por lo tanto fue necesario solicitar un usuario para ingresar a la plataforma de Pason y descargar archivos con los parámetros necesarios.

Figura 18

Ilustración para el ingreso a la página de Pason

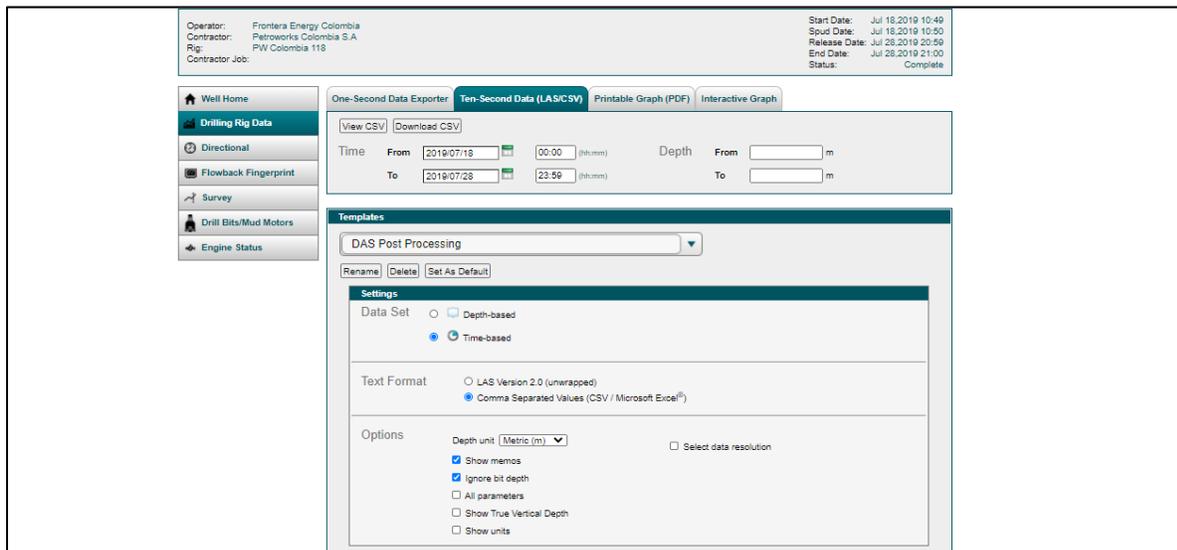


Nota: ingreso a Pason

- **Descargar archivos CSV con la data de los pozos seleccionados:** para cada pozo fue necesario descargar un archivo en formato CSV con los siguientes parámetros de perforación: Bit Depth, Hole Depth y Block Height; que reportaba la información cada 20 segundos.

Figura 19

Descarga de archivo CSV en la plataforma de Pason



Nota: En la figura 19 se muestra las condiciones para descargar el archivo CSV por pozo de la plataforma de Pason.

- **Programar un algoritmo para determinar el tiempo y número de repasadas:** en Frontera uno de los KPI más importante a desarrollar era la cuantificación del número de

repasadas. Para esto fue necesario la realización de un algoritmo que fuera capaz de cuantificar el número de repasadas después de perforar cada parada durante la ejecución de cada fase.

Teniendo en cuenta también la cuantificación del tiempo que se demoran las repasadas, profundidad a la cual se está repasando e indicara el día y la hora; debido a que la operadora o la empresa contratista no tienen un algoritmo que les permita visualizar este indicador y que era un *KPI* a criterio del company man. Fue allí cuando se visualizó en el análisis de los *KPIs*, que podría haber un ahorro potencial en la perforación, teniendo en cuenta que es un campo que se comporta casi igual en su geología se determinó que el número de repasadas debía ser igual para cualquier pozo.

El parámetro principal que se tuvo en cuenta para la programación fue el *Block Height* puesto que entre 50 y 60 ft de diferencia entre el *Hole Depth* y el *Bit Depth* cuenta como una repasada, esta condición se verificaba con el *Block Height*. Seguido a esto se procedió a determinar el tiempo que demoraba una, dos y tres repasadas sin tener en cuenta el tiempo de conexión, generando un algoritmo que contara las celdas donde hubo repasadas y estas sumaran los tiempos.

Figura 20

Ilustración de los cálculos para la programación del algoritmo en Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
	Bit Deg	Hole Deg	Block Heig	Block Height	YYYY/MM/DE	HH:MM:SS	Depth	Decisión	Decisión BH	Pasadas	Nombr	€	Conexión	Tiempo completo	Tiempo co	
3901	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:00:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3902	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:00:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3903	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:01:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3904	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:01:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3905	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:01:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3906	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:02:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3907	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:02:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3908	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:02:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3909	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:03:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3910	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:03:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3911	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:03:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3912	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:04:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3913	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:04:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3914	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:04:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3915	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:05:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3916	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:05:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3917	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:05:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3918	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:06:00	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3919	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:06:20	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		
3920	589,83	856,89	7,6	7,6	31/08/2019	22:06:40	267,1	1	0	0	P4	4	0	SI		

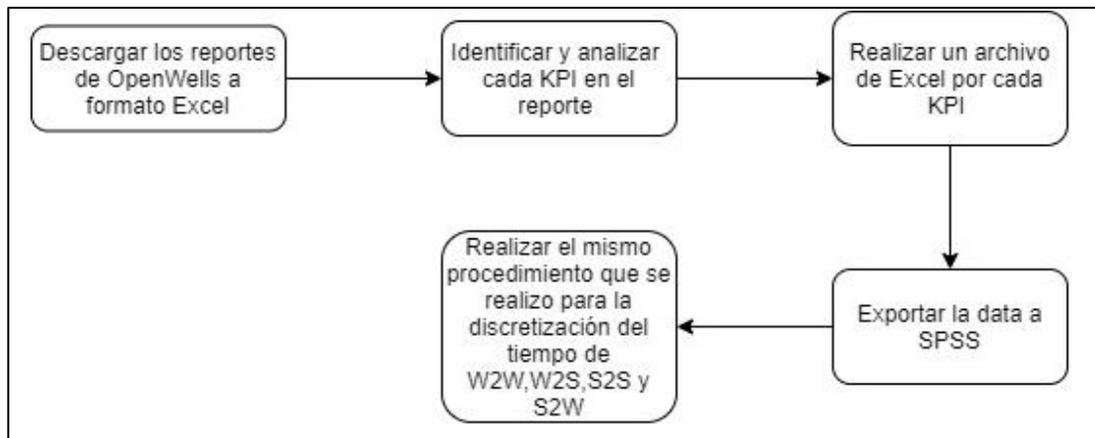
Nota: En la figura 20 se visualiza en la columna H las condiciones finales para una celda ser considerada una repasada.

- **Categorizar el tiempo y numero de repasada en fases:** para realizar un correcto análisis se categorizo el pozo en tres fases (superficie, intermedio y producción), teniendo en cuenta las profundidades que se encuentran en los reportes de OpenWells.

2.3.3 Procedimiento de discretización de velocidad saliendo, tiempo corrida revestimiento, tiempo arme & desarme de BHA, tiempo arme & desarme sarta registros eléctricos, tiempo de circulación y corrida de ensamblaje ESP.

Figura 21

Procedimiento para la discretización de tiempos para Velocidad Saliendo, Tiempo Corrida Revestimiento, Tiempo arme & Desarme de BHA y Tiempo arme, Desarme de Registros Eléctricos, Tiempo de Circulación y Corrida de Ensamblaje ESP.



Nota: En la figura 21 se muestra el paso a paso para realizar la discretización de los tiempos para Velocidad Saliendo, Tiempo Corrida Revestimiento, Tiempo arme, Desarme de BHA y Tiempo arme & Desarme de Registros Eléctricos, Tiempo de Circulación y Corrida de Ensamblaje ESP .

A continuación, se realiza la descripción de las primeras tres etapas de la figura 20, debido a que las dos últimas etapas son iguales a las ya descritas en la figura 6.

- **Descargar los reportes de OpenWells a formato Excel:** para facilitar el manejo de la información se descargaron los reportes en formato Excel.
- **Identificar y analizar cada KPI en el reporte:** en el reporte de OpenWells se encontraba el resumen de toda la operación de perforación, la cual estaba organizada por código de fase, ver tabla 3 donde fue necesario discretizar cada KPI del reporte

Tabla 3

Tabla de terminología de OpenWells

Codigo por fase	Actividad
DSUR	Perforación hueco de superficie
RSCA	Revestimiento de superficie
DIN1	Perforación hueco intermedio
RIN1	Revestimiento intermedio
EIN1	Evaluación de CSG (registros eléctricos)
DPR1	Perforación hueco de producción
RPR1	Revestimiento de producción
COMP	Completamiento

Nota: En la tabla 3 se muestran los códigos que maneja Frontera para cada fase de la perforación.

Figura 22

Ilustración del reporte de OpenWells en el formato Excel.

CD_WELL	step_no	From	time_to	Phase	Code	Class	OPTIME	Operation
QUIFA-791H	1	7/18/2019 11:37	7/18/2019 11:45:00 AM	DSUR	SDME	PL	PLANNED	Recibió equipo PTW-118 a las 11:30 hrs del día 18 de julio de 2019. Realizó reunión pre-operacional & de seguridad para
QUIFA-791H	2	7/18/2019 11:47	7/18/2019 12:45:00 PM	DSUR	DRIL	PL	PLANNED	Armó BHA No.1 con broca PDC de 12-1/4" (Usade; Baker; Tipo: HC606, S/N: 5280819, Jets: 7x16") + bit sub + (2) Drill Collar
QUIFA-791H	3	7/18/2019 12:47	7/18/2019 1:00:00 PM	DSUR	CIRC	PL	PLANNED	Bombé 25 Bbl de pildora viscosa (MW: 8.7 lbg; FV: 120 seg/qt) y circuló hasta retornos limpios con Q. 330 gpm, SPP: 200
QUIFA-791H	4	7/18/2019 1:00	7/18/2019 2:00:00 PM	RSCA	POOH	PL	PLANNED	Sacó y quebró BHA No.1 desde 258' hasta superficie. Quebró X/O + (2) DC 6-1/2" + X/O + bit sub + broca 12-1/4" PDC. Calif
QUIFA-791H	5	7/18/2019 2:00	7/18/2019 2:30:00 PM	RSCA	RIUP	PL	PLANNED	Acondicionó mesa con herramientas de manejo para corrida de revestimiento 9-5/8" 36 Lb/Ft, K-55, BTC. Instaló CRT, elev
QUIFA-791H	6	7/18/2019 2:30	7/18/2019 2:45:00 PM	RSCA	SDME	PL	PLANNED	Realizó reunión pre-operacional & de seguridad para correr & cementar revestimiento 9-5/8" con todo el personal relació
QUIFA-791H	7	7/18/2019 2:45	7/18/2019 3:30:00 PM	RSCA	CRIH	PL	PLANNED	Conectó y torquéo zapato de 9 5/8" (S/N: PWO-CA03-A08977-10) a junta de revestimiento No.1 con 9 Klb-ft. Probó equipo
QUIFA-791H	7	7/18/2019 3:30	7/18/2019 3:45:00 PM	RSCA	RIDO	PL	PLANNED	Desconectó y retiró herramientas de manejo de revestimiento de 9-5/8", CRT, brazos y extensión.
QUIFA-791H	9	7/18/2019 3:45	7/18/2019 4:00:00 PM	RSCA	RIUP	PL	PLANNED	Levantó y conectó cabeza y líneas de cementación de Superior Energy. - Realizó pre-mezcla de 27 Bbl de lechada de 15.8 lb
QUIFA-791H	10	7/18/2019 4:00	7/18/2019 4:30:00 PM	RSCA	CEME	PL	PLANNED	Realizó trabajo de cementación de revestimiento 9-5/8" así: - Bombé 20 Bbl de lavador, 4 bpm, P. 100-120 psi. - Bombé
QUIFA-791H	11	7/18/2019 4:30	7/18/2019 4:45:00 PM	RSCA	RIDO	PL	PLANNED	WOC. Desconectó y bajó líneas & cabeza de cementación de Superior Energy.
QUIFA-791H	12	7/18/2019 4:45	7/18/2019 5:30:00 PM	RSCA	CCON	PL	PLANNED	Limpio contrapozo. Retiró exceso de cemento & arcilla. Retiró línea del chupador.
QUIFA-791H	13	7/18/2019 5:30	7/18/2019 6:00:00 PM	RSCA	WOPE	PL	PLANNED	Instaló landing plate y collar de seguridad.
QUIFA-791H	13	7/18/2019 6:00	7/18/2019 8:00:00 PM	RSCA	WOCE	PL	PLANNED	WOC.
QUIFA-791H	13	7/18/2019 8:00	7/18/2019 8:15:00 PM	RSCA	WOPE	PL	PLANNED	Retiró landing joint de 9 5/8".
QUIFA-791H	14	7/18/2019 8:15	7/18/2019 8:30:00 PM	RSCA	WOPE	PL	PLANNED	Instaló y torquéo sección "A" con TQ: 1.5 Klbs-ft.
QUIFA-791H	15	7/18/2019 8:30	7/18/2019 10:30:00 PM	RSCA	BOPS	PL	PLANNED	Instaló conjunto de BOP's 11" 5M así: instaló DSA 11" 2M x 11" 5M + spacer spool 11" 5M + set de BOP's 11" 5M. Torquéo
QUIFA-791H	17	7/18/2019 10:37	7/18/2019 11:30:00 PM	RSCA	BOPT	PL	PLANNED	Conectó (1) junta DP 4" + x-over + test plug & llenó líneas y circuló choke manifold con agua para realizar prueba de conju
QUIFA-791H	18	7/18/2019 11:37	7/18/2019 11:45:00 PM	DIN1	SDME	PL	PLANNED	Realizó reunión pre-operacional & de seguridad para armar BHA No.2 con herramientas direccionales de 6-3/4" con Halli
QUIFA-791H	19	7/18/2019 11:47	7/19/2019	DIN1	BBHA	PL	PLANNED	Armó y bajó BHA No. 2 direccional desde superficie hasta 28' así: broca usada 8-1/2" PDC (HDBS, S/N: 13204121; MMD56
QUIFA-791H	19	7/19/2019	7/19/2019 2:00:00 AM	DIN1	BBHA	PL	PLANNED	Continuó armando y bajando BHA No. 2 direccional desde 28' hasta 158' así: 6 3/4" NM Flex Collar (HLB, S/N: 1279532) +
QUIFA-791H	19	7/19/2019 2:00	7/19/2019 3:15:00 AM	DIN1	BHAI	PL	PLANNED	Probó herramientas direccionales (shallow pulse test) a 158' y calibró sensor de profundidad de Halliburton. Nota: Q. 3
QUIFA-791H	19	7/19/2019 3:15	7/19/2019 3:45:00 AM	DIN1	BBHA	PL	PLANNED	Conectó x-over sub D540 Pin x NC50 Box + 6-1/2" drilling jar (HLB, S/N: AW1788170-2) + x-over sub NC50 Pin x DS-40 Box

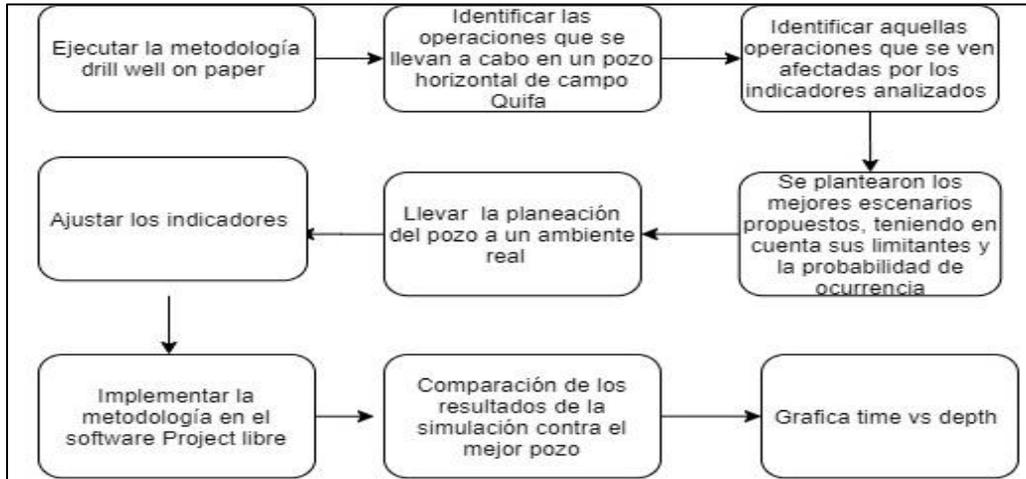
Nota: La figura 22 representa la ilustración de data al descargarla de OpenWells a Excel.

- **Realizar un archivo de Excel por cada KPI:** luego de discretizar la información de los KPI por pozo en los reportes de OpenWells fue necesario crear un archivo de Excel para cada KPI con el listado de pozos (Ver Tabla 2) para su respectivo análisis.

2.4 Plan de optimización

Figura 23

Procedimiento para el plan de optimización



Nota: la figura 23 muestra el paso a paso para la realización del plan de optimización.

- **Ejecutar la metodología *drill well on paper*:** determinar el paso a paso de cada una de las operaciones que se realizan en el proceso de perforación y completamiento identificando aquellas que se ven afectados por los indicadores afectados.
- **Llevar la planeación del pozo a un ambiente real:** se realiza una reunión con el equipo de perforación de la operadora para revisar todas las operaciones e indicadores, para identificar acciones de mejora que puedan ser implementadas en el plan de optimización.
- **Ajustar los indicadores:** teniendo en cuenta las acciones de mejora se modifican algunos indicadores del plan de optimización.
- **Implementar la metodología en el Software Project libre:** se discrimina cada una de las operaciones a detalle para todas las secciones del pozo.
- **Grafica time vs Depth:** se realiza una gráfica que permite visualizar el tiempo de ejecución de cada una de las secciones del pozo por cada escenario propuesto.

2.5 Metodología para la evaluación económica del proyecto

Figura 24

Procedimiento para la evaluación económica del proyecto



Nota: la figura 24 muestra el procedimiento para la evaluación económica del proyecto.

- **Determinar el costo por hora de operación de taladro:** depende de tiempos como lo son la tarifa del taladro, personal, equipos en renta, *mud logging* entre otros; ajustando el costo por hora en dólares.
- **Realizar un flujo de caja diferencial:** tomando como referencia el costo por hora del taladro se determina el costo por pozo para cada escenario: *best in class*, promedio, máximo y el pozo Quifa 731H. Para luego calcular el flujo de caja diferencial para los escenarios propuestos comparándolos con el pozo Quifa 731H.
- **Calcular la tasa interna de retorno por escenario:** calcular la inversión del proyecto vs la campaña de perforación se re realizará en el año 2021. ver figura 59.
- **Determinar el ahorro en dólares por escenario:** se determina el ahorro para cada uno de los escenarios.
- **Determinar la viabilidad del proyecto:** se determina la viabilidad del proyecto teniendo en cuenta los resultados.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS TÉCNICO ESTADÍSTICO POR KPI

Con los resultados obtenidos en la discretización de los tiempos se determinaron tres tiempos teniendo en cuenta las condiciones técnicas que se puedan presentar (best in class, tiempo promedio y tiempo máx.), posteriormente se agruparon los tiempos para tener una representación gráfica de la actualidad de la operación y así poder desarrollar un plan de optimización para alcanzar el best in class en cada operación. Luego se determinaron las limitantes en cada KPI, que hace referencia a lo que no permite realizar la operación más rápido.

3.1 Resultados por KPI

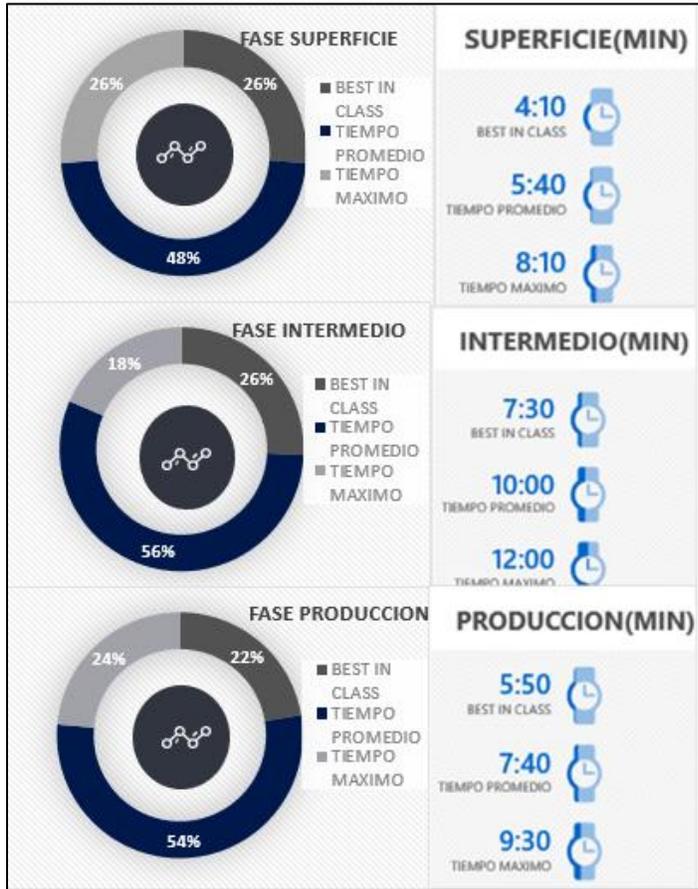
3.1.1 W2W- *Weight to Weight*

La figura 25 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI W2W se encuentra en el tiempo promedio para cada fase y en la infografía se muestra los tiempos que se establecieron para cada parada (60 pies) luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la fase de superficie se determinó un best in class de 4 minutos con 10 segundos con una probabilidad del 26%, un tiempo promedio de 5 minutos con 40 segundos con una probabilidad del 48% y tiempo máximo de 8 minutos con 10 segundos con una probabilidad del 26%; para la fase intermedia se estableció un best in class de 7 minutos con 30 segundos con una probabilidad del 26%, un tiempo promedio de 10 minutos con una probabilidad del 56% y un tiempo máximo de 12 minutos con una probabilidad del 18%; finalmente para la fase de producción se fijó un best in class de 7 minutos con 30 segundos con una probabilidad del 22%, un tiempo promedio de 7 minutos con 40 segundos con una probabilidad del 34% y un tiempo máximo de 9 minutos con 30 segundos con una probabilidad del 24%. Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierden 4 horas con 30 minutos debido a los *NPTs* invisibles, con el fin de reducir estos tiempos se tuvo en cuenta los parámetros establecidos para el W2S Y S2W del plan de optimización que fueron repasar una vez por parada y una estricta calibración de los sensores para evitar problemas a la hora de tomar el *survey*.

Teniendo en cuenta que el W2W está compuesto por el W2S, S2S Y S2W , las limitantes establecidas para este indicador será la suma de este conjunto de limitantes.

Figura 25

Resultados W2W



Nota: La figura 25 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen el resultado de los tiempos obtenidos en el W2W y como se encuentra la operación actualmente para cada fase.

3.1.2 W2S - Weight to Slip

La figura 26 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI W2S se encuentra en el tiempo promedio para la fase intermedia-producción y en la fase de superficie se encuentran en el máximo.

En la infografía se muestra los tiempos por parada (60 pies) que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la fase de superficie se determinó un best in class de 2 minutos con una probabilidad del 23%, un tiempo promedio de 3 minutos con una probabilidad del 23% y tiempo máximo de 4 minutos con 18 segundos con una probabilidad del 54%; para la fase intermedia se estableció un best in class de 3 minutos con 36 segundos con una probabilidad del 28%, un tiempo promedio de 4 minutos con 36 segundos con una probabilidad del 59% y un tiempo máximo de 6 minutos con una probabilidad del 13%; finalmente para la fase de producción se fijó un best in class de 2 minutos con 36 segundos con una probabilidad del 31%, un tiempo promedio de 3 minutos con 18 segundos con una probabilidad del 57% y un tiempo máximo de 4 minutos con una probabilidad del 12%. Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierden 3 horas debido a los *NPTs* invisibles, con el fin de reducir estos tiempos se estableció en el plan de optimización que consiste en sólo repasar una vez por parada perforada.

Finalmente, se establecieron como limitantes el número de repasadas, velocidad de repasada, condiciones del hueco, limpieza del hueco, restricciones con la herramienta de fondo para rotar a las máximas RPMs.

Figura 26

Resultados W2S



Nota: La figura 26 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen el resultado de los tiempos obtenidos en el W2S y como se encuentra la operación actualmente para cada fase.

3.1.3 S2S - Slip to Slip

La figura 27 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI S2S se encuentra entre el tiempo promedio y el best in class todas las fases.

En la infografía se muestra los tiempos por parada (60 pies) que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Para todas las fases se determinó un best in class 2 minutos con 30 segundos con una probabilidad del 37%, un tiempo promedio de 2 minutos con 40 segundos con una probabilidad del 38% y un tiempo máximo de 3 minutos con 10

segundos con una probabilidad del 25%. Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierden 48 minutos debido a los *NPTs* invisibles.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que el tiempo se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla y finalmente como limitante se tiene el factor humano debido a que depende exclusivamente de la interacción de la cuadrilla.

Figura 27

Resultado S2S



Nota: La figura 27 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen el resultado de los tiempos obtenidos en el S2S y como se encuentra la operación actualmente para todas las fases.

3.1.4 S2W – Slip to Weight

La figura 28 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el *KPI S2W* se encuentra en el tiempo promedio para todas las fases.

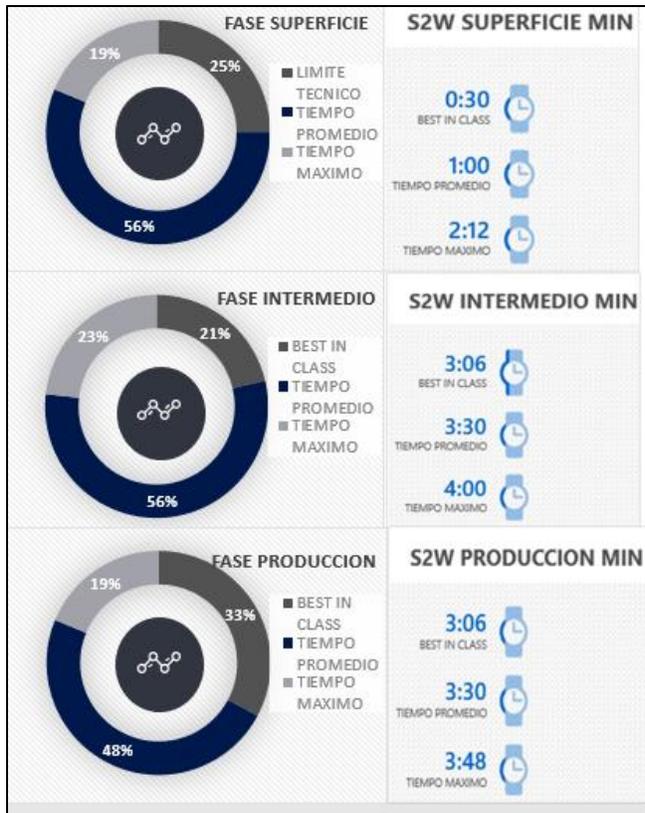
En la infografía se muestra los tiempos por parada (60 pies) que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la fase de superficie se determinó un best in class de 30 segundos con una probabilidad del 25%, un tiempo promedio de 1 minuto con una probabilidad del 56% y tiempo máximo de 2 minutos con 12 segundos con una probabilidad del 19%; para la fase intermedia se estableció un best in class de 3 minutos con 06 segundos con una probabilidad del 21%, un tiempo promedio de 3 minutos con 30 segundos con una

probabilidad del 56% y un tiempo máximo de 4 minutos con una probabilidad del 23%; finalmente para la fase de producción se fijó un best in class de 3 minutos con 06 segundos con una probabilidad del 33%, un tiempo promedio de 3 minutos con 30 segundos con una probabilidad del 48% y un tiempo máximo de 3 minutos con 48 segundos con una probabilidad del 19%. Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierden 48 minutos debido a los *NPTs* invisibles, con el fin de reducir estos tiempos se estableció en el plan de optimización que debe haber una exhausta calibración de los sensores para evitar problemas a la hora de tomar el *survey* , exigirle al ingeniero direccional una ágil interpretación de los datos del *Survey* para determinar los siguientes parámetros de la parada a perforar y mantenernos en el tiempo del *Best in Class* .

Finalmente, como limitante se identificaron velocidad de adquisición de datos MWD, tiempo de *Survey*, puesta de parámetros de perforación, (RPM, *Weight on Bit*, tasa de flujo, etc) y la rapidez con la que el ingeniero direccional reacciona a la siguiente acción (determinación de los siguientes parámetros de perforación y necesidad de direccionar el pozo).

Figura 28

Resultado S2W



Nota: La figura 28 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen el resultado de los tiempos obtenidos en el S2W y como se encuentra la operación actualmente para cada fase.

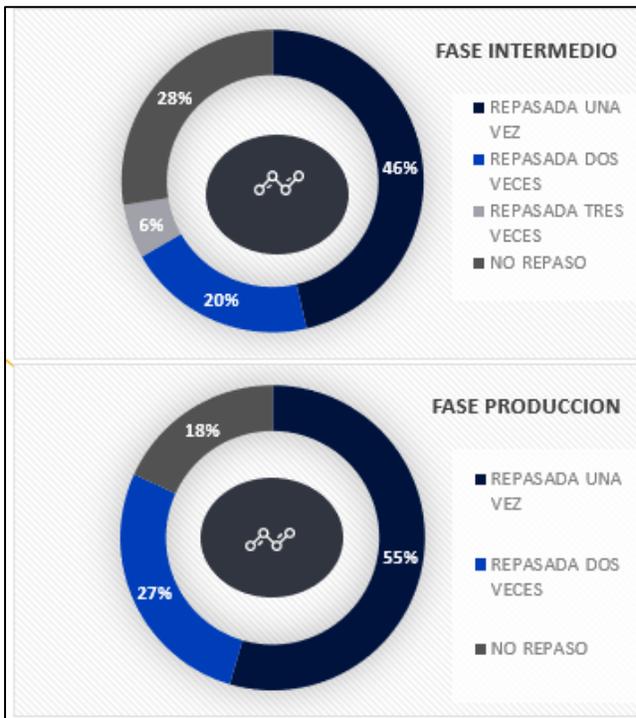
3.1.5 Numero de repasadas

La figura 29 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para la fase intermedia , se encuentran repasando un 46% de las veces una vez por parada, un 20% dos veces por parada, un 6% tres veces por parada y finalmente un 28% no repasan la parada; para la fase de producción , se encuentran repasando un 55% de las veces una vez por parada, un 27% dos veces por parada y finalmente un 18% no repasan la parada; para la fase de superficie no se contó con la data suficiente para realizar un correcto análisis.

Se estableció que para el plan de optimización se debe reparar sólo una vez por parada en todas las secciones del pozo y de no ser así el company man deberá argumentar el por qué se reparó más de las veces necesarias, teniendo en cuenta que en campo Quifa la geología ya es bien conocida y se comporta similar en todos los pozos a perforar, este *KPI* afecta el tiempo mínimo establecido para el W2S y por lo tanto también va a afectar el tiempo mínimo para el W2W. Finalmente, se establecieron como limitantes las condiciones del hueco y su limpieza.

Figura 29

Resultado Numero de Repasadas



Nota: La figura 29 muestra los diagramas de 360° que describen el número de repasadas por sección.

3.1.6 Tiempo de repasada

En la figura 30 se muestran los tiempos por repasada (60 pies) que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Cuando se repasa una vez por parada se determinó un best in class de 3 minutos con 20 segundos, un tiempo promedio de 4 minutos y tiempo máximo de 4 minutos con 40 segundos; para dos repasadas por parada se estableció un best in class de 4 minutos con 20 segundos, un tiempo promedio de 5 minutos con 20 segundos y un tiempo máximo de 7 minutos; finalmente para tres repasadas por parada se fijó un best in class de 6 minutos con 50 segundos, un tiempo promedio de 8 minutos y un tiempo máximo de 9 minutos con 40 segundos. Se identificó que aproximadamente para cada pozo se pierde 1 hora con 30 minutos en todas las secciones debido a los *NPTs* invisibles, con el fin de reducir estos tiempos se estableció en el plan de optimización que la repasadas deben estar en el rango de 3 minutos con 20 segundos teniendo en cuenta que sólo se repasa una vez por parada. Finalmente, como limitantes se identificaron limpieza del hueco, condiciones del hueco y cambios en la presión de fondo generadas por efectos de surgencia y suabeo.

Figura 30

Resultado de Tiempo de Repasada



Nota: La figura 30 muestra los infogramas que describen el resultado de los tiempos obtenidos en el Tiempo de Repasada.

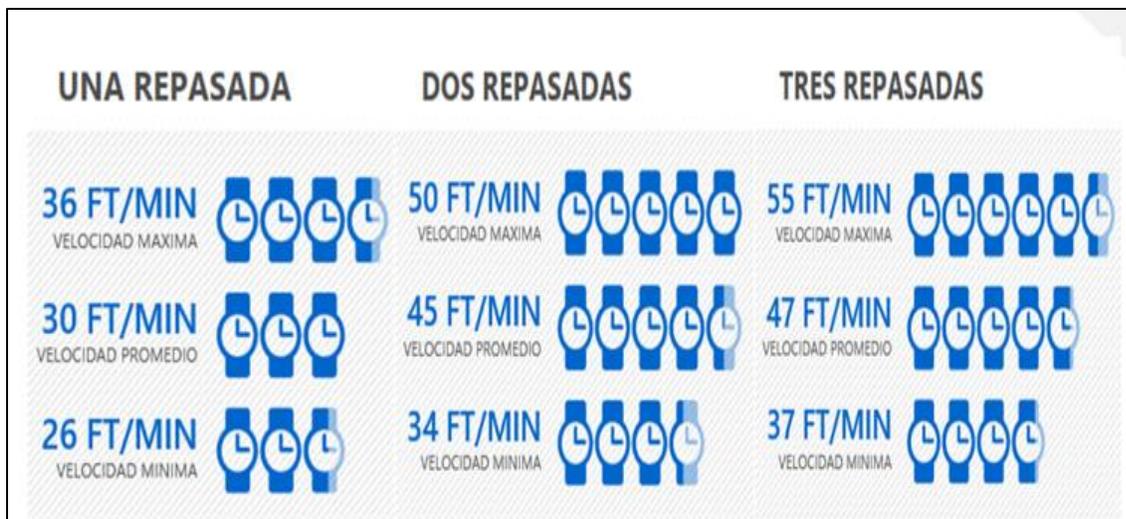
3.1.7 Velocidad de repasada

En la figura 31 se visualiza la velocidad de repasada (60ft) que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Cuando se repasa una vez por parada se establecieron

las siguientes velocidades: velocidad máxima de 36 ft/minuto, una velocidad promedio de 30 ft/minuto y una velocidad mínima de 26 ft/minuto; para dos repasadas por parada se establecieron las siguientes velocidades: velocidad máxima de 50 ft/minuto, una velocidad promedio de 45 ft/minuto y una velocidad mínima de 34 ft/minuto; finalmente para tres repasadas se establecieron las siguientes velocidades: velocidad máxima de 55 ft/minuto, una velocidad promedio de 47 ft/minuto y una velocidad mínima de 37 ft/minuto. Para este KPI se determinó que es necesario mantener el rango de las velocidades entre 26 - 36 ft/min para lograr mantener el tiempo de una repasada establecido en el plan de optimización. Finalmente, como limitantes se identificaron limpieza del hueco, condiciones del hueco y cambios en la presión de fondo generada por efectos de surgencia y suabeo.

Figura 31

Resultado Velocidad de Repasada



Nota: La figura 31 muestra los infogramas que describen el resultado de las velocidades obtenidas por número de repasada.

3.1.8 Velocidad saliendo a superficie

En la figura 32 se visualiza la velocidad en paradas por hora que se determinaron para cada BHA estipulado en el programa de perforación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para el BHA # 1 se determinó un best in class de 15 minutos, un tiempo promedio de 23 minutos y un tiempo máximo de 27 minutos (esto debido a que siempre son 4 paradas para la primera sección), actualmente el 56% de la

operación se encuentra en el best in class, 11% en el tiempo promedio y 33% en el tiempo máximo; para el BHA # 2 se determinó un best in class de 20 paradas/hora, una velocidad promedio de 15 paradas/hora y una velocidad mínima de 14 paradas/hora, actualmente el 46% de la operación se encuentra en el best in class, 27% en la velocidad promedio, 27% en la velocidad mínima; para el BHA # 3 se determinó un best in class de 31 paradas/hora, una velocidad promedio de 30 paradas/hora y una velocidad mínima de 27 paradas/hora, actualmente el 67% de la operación se encuentra en el best in class, 22% en la velocidad promedio, 11% en la velocidad mínima; para el BHA # 4 se determinó un best in class de 28 paradas/hora, una velocidad promedio de 25 paradas/hora y una velocidad mínima de 23 paradas/hora, actualmente el 36% de la operación se encuentra en el best in class, 46% en la velocidad promedio, 18% en la velocidad mínima.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que la velocidad se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla. Finalmente, como limitantes se identificaron el desempeño de la cuadrilla, condiciones de hueco y cambios en la presión de fondo generada por efectos de surgencia y suabeo.

Figura 32

Resultados Velocidad Saliendo



Nota: La figura 32 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen las velocidades en paradas/hora determinadas y como se encuentra la operación actualmente para cada BHA.

3.1.9 Corrida de revestimiento

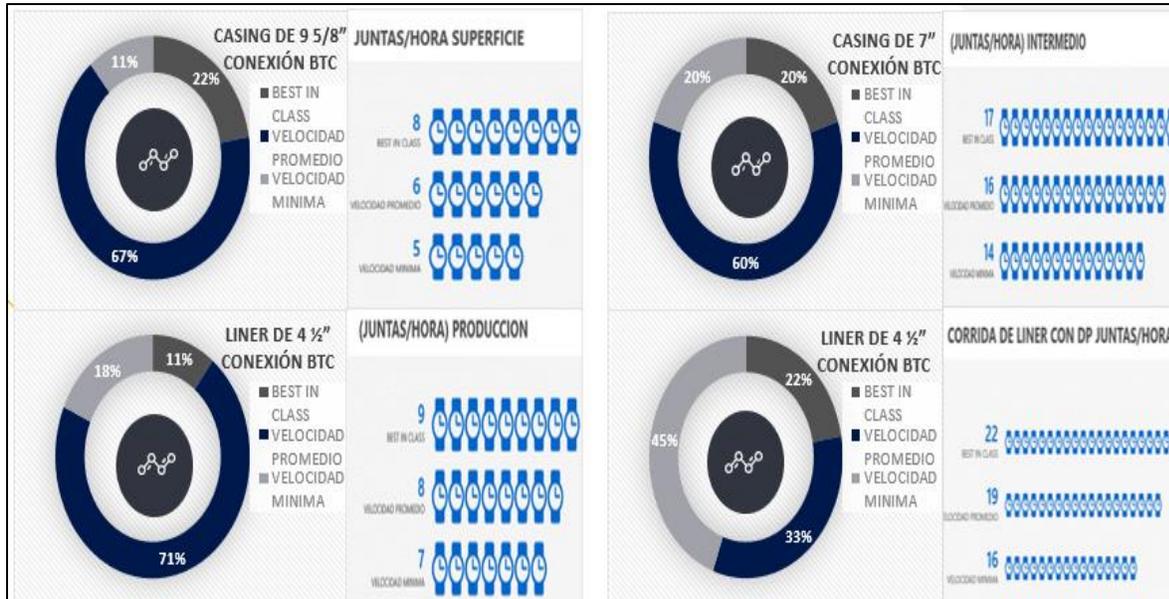
La figura 33 muestra en el diagrama de 360°, que actualmente la operación en campo Quifa en condiciones generales para todas las fases el *KPI* corrida de revestimiento se encuentra: para el best in class en un 18%, para la velocidad promedio un 66 % y para para la velocidad mínima en 16%.

En la infografía se muestran las velocidades en juntas por hora que se determinaron luego de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la fase de superficie se determinó un best in class de 8 juntas/hora, una velocidad promedio de 6 juntas/hora y una velocidad mínima de 5 juntas/hora; Para la fase intermedia se determinó un best in class de 17 juntas/hora, una velocidad promedio de 16 juntas/hora y una velocidad mínima de 14 juntas/hora; Para la fase de producción se determinó un best in class de 9 juntas/hora, una velocidad promedio de 8 juntas/hora y una velocidad mínima de 7 juntas/hora; para la corrida de liner con drill pipe se determinó un best in class de 22 juntas/hora, una velocidad promedio de 19 juntas/hora y una velocidad mínima de 16 juntas/hora. Se estableció que aproximadamente para cada pozo se pierden 25 minutos debido a los *NPTs* invisibles.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que la velocidad se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla y finalmente como limitante se identificaron el desempeño de la cuadrilla, condiciones del hueco y el uso de herramientas convencionales (diferentes a *casing running tools* hidráulicos o mecánicos) .

Figura 33

Resultados Corrida de Revestimiento



Nota: La figura 33 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen el resultado de las velocidades obtenidas en la corrida de revestimiento y como se encuentra la operación actualmente para cada fase.

3.1.10 Arme de BHA

En la figura 34 se visualiza el tiempo que se determinó para cada BHA, estipulado en el programa de perforación de los pozos de campo Quifa, luego de realizar el análisis técnico-estadístico se obtuvieron los siguientes resultados. Para el BHA # 1 (Broca 12 1/4") se determinó un best in class de 45 minutos, un tiempo promedio de 1 hora con 15 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 30 minutos, actualmente el 34% de la operación se encuentra en el best in class, 33% en el tiempo promedio y 33% en el tiempo máximo; Para el BHA # 2 (Broca 8 1/2") se determinó un best in class de 1 hora con 45 minutos, un tiempo promedio de 2 horas y un tiempo máximo de 2 horas con 30 minutos, actualmente el 37% de la operación se encuentra en el best in class, 36% en el tiempo promedio y 27% en el tiempo máximo; Para el BHA # 3 (Scraper 7") de se determinó un best in class de 45 minutos, un tiempo promedio de 1 hora con 15 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 30 minutos, actualmente el 34% de la operación se encuentra en el best in class, 33% en el tiempo promedio y 33% en el tiempo máximo; Para el BHA # 4 (Broca 6 1/8") se determinó un best

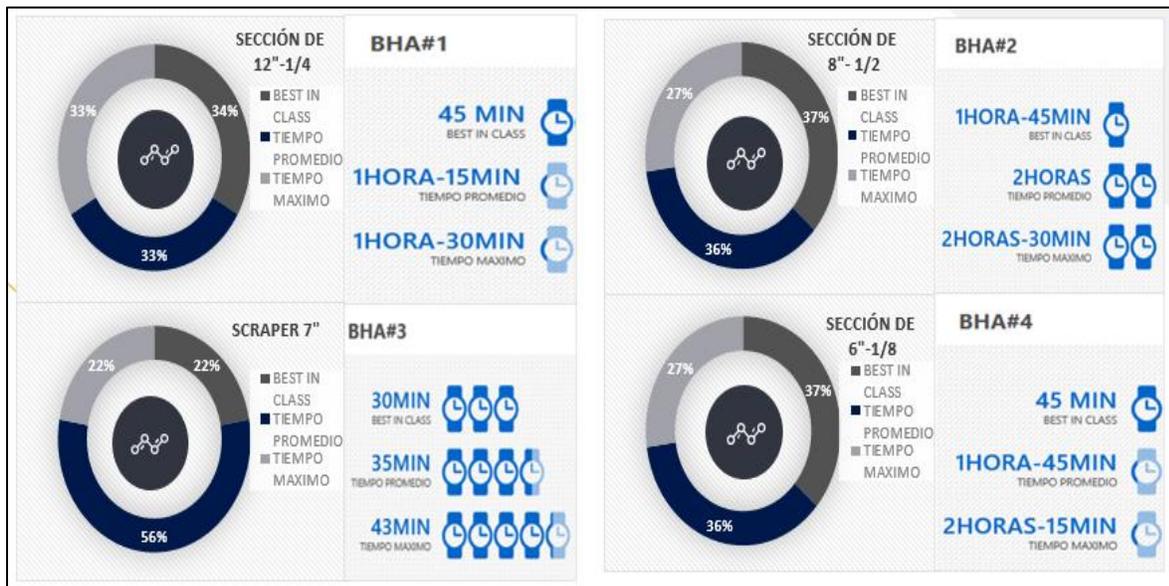
in class de 45 minutos, un tiempo promedio de 1 hora con 45 minutos y un tiempo máximo de 2 hora con 15 minutos, actualmente el 37% de la operación se encuentra en el best in class, 38% en el tiempo promedio y 27% en el tiempo máximo.

Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierde 1 hora con 50 minutos debido a los *NPTs* invisibles.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que la velocidad se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla. Finalmente, como limitante se identificó el factor humano y una mejor logística a la hora del arme las herramientas tanto direccionales como de la empresa de taladro.

Figura 34

Resultados Arme de BHA



Nota: La figura 34 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente para cada BHA.

3.1.11 Desarme de BHA

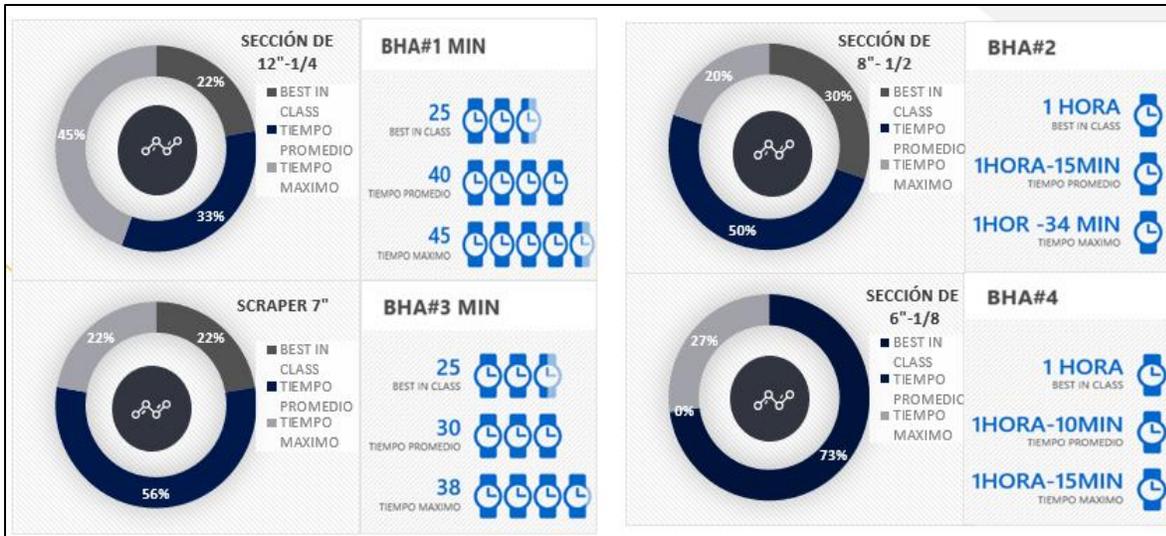
En la figura 35 se visualiza el tiempo que se determinó para cada BHA, estipulado en el programa de perforación de los pozos de campo Quifa, luego de realizar el análisis técnico-estadístico se obtuvieron los siguientes resultados. Para el BHA # 1 (Broca 12 ¼”) se determinó un best in class de 25 minutos, un tiempo promedio de 40 minutos y un tiempo máximo de 45 minutos, actualmente el 22% de la operación se encuentra en el best in class, 33% en el tiempo promedio y 45% en el tiempo máximo; Para el BHA # 2 (Broca 8 ½”) se determinó un best in class de 1 hora, un tiempo promedio de 1 hora con 15 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 34 minutos, actualmente el 30% de la operación se encuentra en el best in class, 50% en el tiempo promedio y 20% en el tiempo máximo; Para el BHA # 3 (Scraper 7”) de se determinó un best in class de 25 minutos, un tiempo promedio de 30 minutos y un tiempo máximo de 38 minutos, actualmente el 22% de la operación se encuentra en el best in class, 56% en el tiempo promedio y 22% en el tiempo máximo; Para el BHA # 4 (Broca 6 1/8”) se determinó un best in class de 1 hora, un tiempo promedio de 1 hora con 10 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 15 minutos, actualmente el 73% de la operación se encuentra en el best in class, 0% en el tiempo promedio y 27% en el tiempo máximo.

Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierde 50 minutos debido a los *NPT's* invisibles.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que la velocidad se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla. Finalmente, como limitante se identificó el factor humano.

Figura 35

Resultados Desarme BHA



Nota: La figura 35 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente para cada BHA.

3.1.12 Rig up & rig down de registros eléctricos

En la figura 36 se visualiza el tiempo que se determinó para el *Rig up & Rig Down* de la sarta de registros eléctricos estipulado en el programa de perforación de los pozos de campo Quifa, luego de realizar el análisis técnico-estadístico se obtuvieron los siguientes resultados. Para el *Rig up* se determinó un best in class de 1 hora con 15 minutos, un tiempo promedio de 2 horas y un tiempo máximo de 2 horas con 15 minutos, actualmente el 43% de la operación se encuentra en el best in class, 28% en el tiempo promedio y 29% en el tiempo máximo; Para el *Rig Down* se determinó un best in class de 1 hora y un tiempo promedio de 1 hora con 15 minutos, actualmente el 50% de la operación se encuentra en el best in class y 50% en el tiempo promedio.

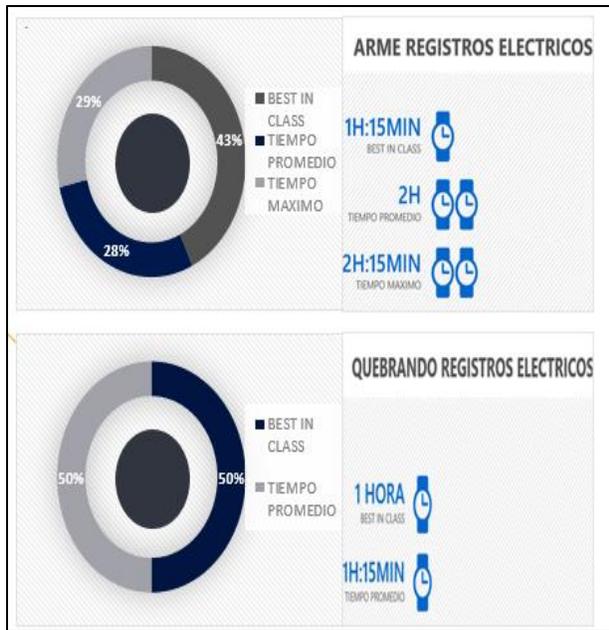
Se evidenció que aproximadamente para cada pozo se pierde 1 hora debido a los *NPTs* invisibles.

Se determinó para este *KPI* en el plan de optimización que la velocidad se debe mantener en el *Best in Class* teniendo en cuenta que es el mejor tiempo que ha registrado la cuadrilla. Finalmente, como limitante se identificó el factor humano y una mejor logística a la hora del

arme las herramientas teniendo en cuenta que hay una diferencia importante entre el *Best in Class* y el tiempo máximo.

Figura 36

Resultados Rig UP & Rig Down Registros Eléctricos



Nota: La figura 36 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente para la sarta de registros eléctricos.

3.1.13 ROP promedio

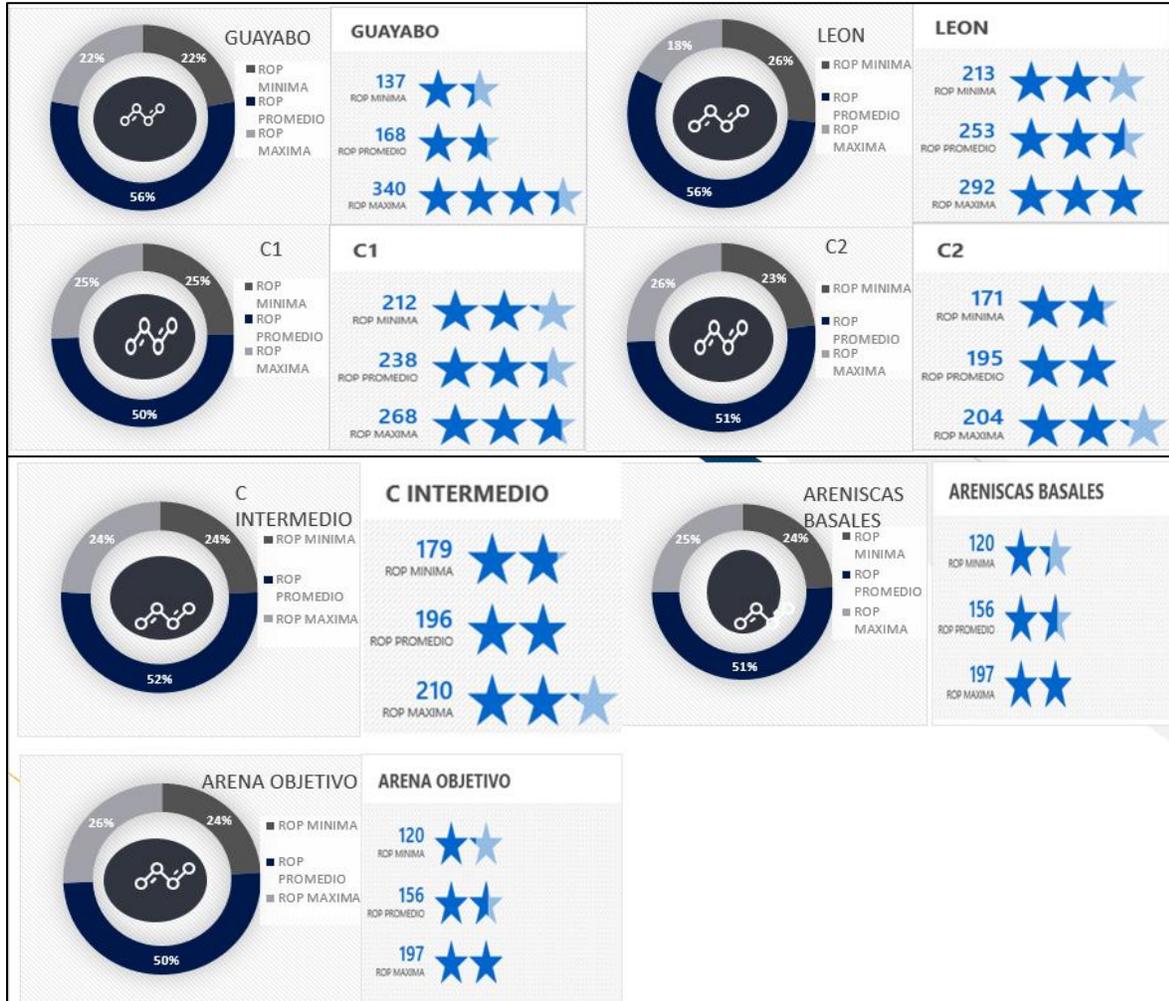
En la figura 37 se visualiza la *ROP* promedio en pies por hora que se determinó para cada formación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la formación Guayabo se determinó una *ROP* mínima de 156 ft/hr, una *ROP* promedio de 334 ft/hr y una *ROP* máxima de 492 ft/hr actualmente el 22% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 56% en la promedio y 22% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación León se determinó una *ROP* mínima de 221 ft/hr, una *ROP* promedio de 281 ft/hr y una *ROP* máxima de 355 ft/hr actualmente el 26% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 56% en la *ROP* promedio y 18% de la operación se

encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C1 se determinó una *ROP* mínima de 227 ft/hr, una *ROP* promedio de 256 ft/hr y una *ROP* máxima de 303 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 50% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C2 se determinó una *ROP* mínima de 174 ft/hr, una *ROP* promedio de 197 ft/hr y una *ROP* máxima de 220 ft/hr actualmente el 23% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la *ROP* promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C Intermedio se determinó una *ROP* mínima de 183 ft/hr, una *ROP* promedio de 201 ft/hr y una *ROP* máxima de 235 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 52% en la promedio y 24% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Areniscas Basales se determinó una *ROP* mínima de 120 ft/hr, una *ROP* promedio de 156 ft/hr y una *ROP* máxima de 197 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Arena Objetivo se determinó una *ROP* mínima de 120 ft/hr, una *ROP* promedio de 156 ft/hr y una *ROP* máxima de 197 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 50% en la *ROP* promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima.

Teniendo en cuenta que la *ROP* promedio está compuesta por *ROP* deslizando, rotando y efectiva las limitantes establecidas para este indicador será la suma de este conjunto de limitantes.

Figura 37

ROP Promedio.



Nota: La figura 37 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen las ROP determinadas y como se encuentra la operación actualmente para cada formación.

3.1.14 ROP rotando

En la figura 38 se visualiza la ROP promedio en pies por hora que se determinó para cada formación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la formación Guayabo se determinó una ROP mínima de 154 ft/hr, una ROP promedio de 334 ft/hr y una ROP máxima de 518 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la ROP mínima, 50% en la promedio y 25% de la operación se encuentra en la ROP máxima; Para la formación León se determinó una ROP mínima de 255 ft/hr, una ROP

promedio de 335 ft/hr y una *ROP* máxima de 397 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 50% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C1 se determinó una *ROP* mínima de 255 ft/hr, una *ROP* promedio de 335 ft/hr y una *ROP* máxima de 397 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la *ROP* promedio y 24% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; para la formación C2 se determinó una *ROP* mínima de 245 ft/hr, una *ROP* promedio de 271 ft/hr y una *ROP* máxima de 304 ft/hr actualmente el 22% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 52% en la *ROP* promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C Intermedio se determinó una *ROP* mínima de 245 ft/hr, una *ROP* promedio de 262 ft/hr y una *ROP* máxima de 287 ft/hr actualmente el 22% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 52% en la promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Areniscas Basales se determinó una *ROP* mínima de 178 ft/hr, una *ROP* promedio de 220 ft/hr y una *ROP* máxima de 254 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 49% en la *ROP* promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Arena Objetivo se determinó una *ROP* mínima de 178 ft/hr, una *ROP* promedio de 220 ft/hr y una *ROP* máxima de 254 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 50% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima.

Finalmente, como limitante se identificaron el diseño de la broca, limpieza del hueco, limitaciones en parámetros de perforación como caudal de la bomba, desempeño del perforador.

Figura 38

ROP Rotando.



Nota: La figura 38 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen las ROP determinadas y como se encuentra la operación actualmente para cada formación.

3.1.15 ROP deslizando

En la figura 39 se visualiza la ROP promedio en pies por hora que se determinó para cada formación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la formación Guayabo se determinó una ROP mínima de 154 ft/hr, una ROP promedio de 353 ft/hr y una ROP máxima de 444 ft/hr actualmente el 20% de la operación se encuentra en la ROP mínima, 60% en la promedio y 20% de la operación se encuentra en la ROP máxima; Para la formación León se determinó una ROP mínima de 192 ft/hr, una ROP

promedio de 228 ft/hr y una *ROP* máxima de 292 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 49% en la *ROP* promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C1 se determinó una *ROP* mínima de 173 ft/hr, una *ROP* promedio de 213 ft/hr y una *ROP* máxima de 252 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima. Para la formación C2 se determinó una *ROP* mínima de 146 ft/hr, una *ROP* promedio de 171 ft/hr y una *ROP* máxima de 198 ft/hr actualmente el 23% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la promedio y 26% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C Intermedio se determinó una *ROP* mínima de 152 ft/hr, una *ROP* promedio de 177 ft/hr y una *ROP* máxima de 207 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 52% en la *ROP* promedio y 24% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Areniscas Basales y Arena Objetivo se determinó una *ROP* mínima de 91 ft/hr, una *ROP* promedio de 130 ft/hr y una *ROP* máxima de 165 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 51% en la *ROP* promedio y 25% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima.

Finalmente, como limitante se identificaron problemas en la adquisición de datos *MWD* y mantener el *tool face* direccional durante los trabajos direccionales con motor de fondo.

Figura 39

ROP Deslizando.



Nota: La figura 39 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen las ROP determinadas y como se encuentra la operación actualmente para cada formación.

3.1.16 ROP efectiva

En la figura 40 se visualiza la ROP efectiva en pies por hora que se determinó para cada formación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la formación León se determinó una ROP mínima de 180 ft/hr, una ROP promedio de 240 ft/hr y una ROP máxima de 300 ft/hr actualmente el 28% de la operación se encuentra en la ROP mínima, 41% en la ROP promedio y 31% de la operación se encuentra en la ROP

máxima; Para la formación C1 se determinó una *ROP* mínima de 180 ft/hr, una *ROP* promedio de 213 ft/hr y una *ROP* máxima de 263 ft/hr actualmente el 35% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 41% en la *ROP* promedio y 24% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima. Para la formación C2 se determinó una *ROP* mínima de 129 ft/hr, una *ROP* promedio de 158 ft/hr y una *ROP* máxima de 180 ft/hr actualmente el 26% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 29% en la promedio y 45% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación C Intermedio se determinó una *ROP* mínima de 155 ft/hr, una *ROP* promedio de 187 ft/hr y una *ROP* máxima de 210 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 35% en la *ROP* promedio y 40% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Areniscas Basales se determinó una *ROP* mínima de 107 ft/hr, una *ROP* promedio de 140 ft/hr y una *ROP* máxima de 180 ft/hr actualmente el 25% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 41% en la *ROP* promedio y 34% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima; Para la formación Arena Objetivo se determinó una *ROP* mínima de 116 ft/hr, una *ROP* promedio de 150 ft/hr y una *ROP* máxima de 190 ft/hr actualmente el 24% de la operación se encuentra en la *ROP* mínima, 40% en la *ROP* promedio y 36% de la operación se encuentra en la *ROP* máxima. Se determinó para el plan de optimización en los tiempos de perforación de la sección 12 ¼”, 8 ½” y 6 1/8” seleccionar la *ROP* efectiva máxima teniendo en cuenta que esta es la única que tiene en cuenta la velocidad con la cual la broca penetra la formación sin incluir actividades como conexiones, número de repasadas, tiempo de circulación, entre otros y sumarle el *Best in Class* del *W2W* en cada sección y así obtener el tiempo de perforación de cada formación.

Finalmente, como limitante se identificaron condiciones de la broca, embotamiento, velocidad con la que se desliza, máxima RPM del *Top Drive*, *Bit Bounce* y pies deslizados.

Figura 40

ROP Efectiva.



Nota: La figura 40 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen las ROP determinadas y como se encuentra la operación actualmente para cada formación.

3.1.17 Porcentaje rotado y deslizado

En la figura 41 se visualiza el porcentaje rotado y deslizado en pies que se determinó para cada formación de los pozos de campo Quifa después de realizar el análisis técnico-estadístico. Para la formación Guayabo se desliza un 38% y se rota un 62%; Para la formación León se desliza un 47% y se rota un 53%; Para la formación C1 se desliza un 47% y se rota

un 53%; Para la formación C2 se desliza un 65% y se rota un 35%; Para la formación C Intermedio se desliza un 59% y se rota un 41%; Para la formación Areniscas Basales se desliza un 52% y se rota un 48% y para la formación Arena Objetivo se desliza un 31% y se rota un 69%.

Finalmente, como limitante se identificaron las condiciones de la broca, limpieza del hueco, problemas en la adquisición de datos *MWD* y mantener el *tool face* direccional a la hora de construir el pozo, este *KPI* se estimó con el fin de evaluar el desempeño de la compañía direccional y así poder exigir un mejor desempeño con el fin de que la compañía busque soluciones o alternativas.

Figura 41

Porcentaje Rotado y Deslizado



Nota: La figura 41 muestra los diagramas de 360° que describen el porcentaje rotado y deslizado actualmente en cada formación.

3.1.18 Tiempo circulando

En la figura 42 se visualiza el tiempo transcurrido desde que el lodo circula desde los tanques, desciende por el pozo y regresa a superficie en la operación de corrida de revestimiento para cada sección estipulada en el programa de perforación de los pozos de campo Quifa, seguido a esto luego de realizar el análisis técnico-estadístico se obtuvieron los siguientes resultados. Para la sección de 12 ¼” se determinó un best in class de 15 minutos, un tiempo promedio de 16 minutos y un tiempo máximo de 18 minutos, actualmente el 78% de la operación se encuentra en el best in class y 22% en el tiempo máximo; Para la sección de Broca 8 ½” se determinó un best in class de 1 hora, un tiempo promedio de 1 hora con 15 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 30 minutos, actualmente el 37% de la operación se encuentra en el best in class, 50% en el tiempo promedio y 13% en el tiempo máximo; Para la sección de 6 1/8” se determinó un best in class de 1 hora con 37 minutos, un tiempo promedio de 1 hora con 50 minutos y un tiempo máximo de 2 horas, actualmente el 22% de la operación se encuentra en el best in class, 11% en el tiempo promedio y 67% en el tiempo máximo.

Se estableció que aproximadamente para cada pozo se pierde 30 minutos debido a los *NPTs* invisibles. Para tener en cuenta este es un *KPI* que se ve afectado por la cantidad de barriles de píldoras que se bombean en cada pozo. Finalmente, como limitantes se identificaron condiciones de hueco, calidad del hueco y limpieza del hueco.

Figura 42

Tiempo Circulando



Nota: La figura 42 muestra los infogramas y los diagramas de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente en cada sección, respecto al tiempo circulando en la operación de corrida de revestimiento.

3.1.19 Arme de ensamblaje ESP

La figura 43 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI Ensamblaje ESP se encuentra entre el tiempo promedio y el *Best in Class*.

En la infografía se muestran los tiempos del ensamblaje ESP de la fase de completamiento, luego del análisis técnico estadístico se obtuvieron los siguientes resultados: *Best in Class* 4 horas, tiempo promedio de 5 horas con 22 minutos y un tiempo máximo de 6 horas con 33 minutos, actualmente la operación de ensamblaje ESP se encuentra un 36% en el *best in class*, 36% en el tiempo promedio y un 28% en el tiempo máximo, se estableció en el plan de optimización tomar el *best in class* teniendo en cuenta que es el tiempo más rápido que ha registrado la empresa prestadora de servicios.

Finalmente, como limitante se identificó el factor humano y una mejor logística a la hora del arme las herramientas.

Figura 43

Ensamblaje ESP



Nota: La figura 43 muestra el infograma y el diagrama de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente.

3.1.20 Corrida de ensamblaje ESP

La figura 44 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI Corrida de Ensamblaje ESP se encuentra en la velocidad promedio.

En la infografía se muestran las velocidades de la corrida de ensamblaje ESP de la fase de completamiento, luego del análisis técnico estadístico se obtuvieron los siguientes resultados: *Best in Class* 269 ft/hr, velocidad promedio de 241 ft/hr y una velocidad mínima de 216 ft/hr, actualmente la operación de ensamblaje ESP se encuentra un 22% en el *best in class*, 57% en la velocidad promedio y un 21% en la velocidad mínima, se estableció en el plan de optimización tomar el best in class teniendo en cuenta que es la mayor velocidad a la que se ha corrido este ensamblaje.

Finalmente, como limitante se identificó el control de la velocidad para evitar daños en el cable.

Figura 44

Corrida Ensamblaje ESP



Nota: La figura 44 muestra el infograma y el diagrama de 360° describen las velocidades determinadas y como se encuentra la operación actualmente.

3.1.21 Asentamiento ESP

La figura 45 muestra en el diagrama de 360° que actualmente la operación en campo Quifa para el KPI Asentamiento ESP se encuentra entre el tiempo promedio.

En la infografía se muestran los tiempos del asentamiento ESP de la fase de completamiento, luego del análisis técnico estadístico se obtuvieron los siguientes resultados: *Best in Class* 1 hora con 10 minutos, tiempo promedio de 1 hora con 30 minutos y un tiempo máximo de 1 hora con 45 minutos, actualmente la operación de asentamiento ESP se encuentra un 21% en el *best in class*, 43% en el tiempo promedio y un 36% en el tiempo máximo, se estableció en el plan de optimización tomar el best in class teniendo en cuenta que es el tiempo más rápido que ha registrado la empresa prestadora de servicios.

Finalmente, como limitante se identificó el factor humano .

Figura 45

Asentamiento ESP



Nota: La figura 45 muestra el infograma y el diagrama de 360° que describen los tiempos determinados y como se encuentra la operación actualmente.

3.2 Diseño del Plan de Optimización

La base primordial de este plan de optimización consiste en brindar información de referencia con el fin de comparar en tiempo real cada uno de los *KPIs* determinados con la ejecución del tiempo actual en campo a través de la transformación digital, mediante el desarrollo del SDD (*Smart Digital Drilling*) que actualmente desarrolla la operadora Frontera Energy, considerando que la información de referencia será la data de entrada para el software. Para la ejecución de este plan de optimización se van a plantear tres escenarios los cuales serán: *Best in class*, tiempo promedio y tiempo máximo; esto con el fin de evaluar el desempeño del personal durante la ejecución de las operaciones en tiempo real para lograr aprovechar las oportunidades de mejora durante la ejecución y no luego de ser perforado el pozo.

El objetivo principal del plan de optimización es lograr llevar la ejecución de todos los pozos de la campaña 2021 al escenario del *best in class*, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en los análisis de los *KPIs*, el SDD y los parámetros ya establecidos para cada indicador como lo son por ejemplo la eliminación *NPTs* invisibles, tiempos de circulación excesivos, repasar solo una vez por parada, entre otros.

Teniendo en cuenta el contexto anterior se realizó un plan de optimización discretizando todas las operaciones que se realizan para la fase I (sección de 12 ¼”), fase II (sección de 8 ½”), fase III (sección de 6 1/8”) y fase de completamiento.

Para la Fase I se realizó la descripción de la operación en tres etapas:

- Sección de Perforación de 12 ¼”: En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Recepción del equipo de perforación, Arme de *BHA*, tiempo de perforación con broca de 12 ¼” hasta 250 ft, circulación de fondos arriba y saque de sarta y desarme de *BHA*.
- Corrida de *CSG* y trabajo de cementación: En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Adecuar equipo (Rig Up herramientas de manejo de revestimiento de 9 5/8”), reunión de seguridad, corrida de revestimiento, bombeo de píldoras y circular, armar cabezal y equipo de cementación, bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón, retirar líneas de cementación y limpiar control de sólidos y contra pozo.
- Cabezal de pozo y *BOP*’s: En esta sección se realizan las siguientes operaciones: retirar cabezal de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8”, reunión preoperacional de arme de *BOP* e instalar sección A, instalar *BOP* y prueba de *BOP*.

Figura 46

Plan de Optimización Sección 12 1/4"

Tiempo operacional fase de 12 ¼"		
Pozo Tipo Horizontal		
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-
Drill Section of 12 ¼"		
Recibir equipo de perforación. Armar BHA y Conectar broca de 12 ¼"		
Perforar de con broca de 12 ¼" desde 0 pies hasta 250 pies.		
Circular Fondos arriba.		
Sacar sarta y quebrar BHA de 12 1/4"		
Run Casing and Cementing Job		
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 9 5/8".		
Reunión de seguridad.		
Corrida revestimiento de 9 5/8"		
Armar cabezal y equipo de cementación		
Bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear Back Flow.		
Retirar líneas de cementación.		
Limpiar control de sólidos y contrapozo.		
Well Head & BOP's		
Retirar cabeza de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8"		
Reunión pre operacional para el arme de BOP e Instalar sección "A"		
Instalar BOPE		
Prueba de BOPE		
Tiempo Total Fase		

Nota: En la figura 46 se visualiza la operación paso a paso de la sección de 12 ¼".

Para la Fase II se realizó la descripción de la operación en cinco etapas:

- Sarta de perforación: En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Reunión preoperacional para el arme del *BHA* direccional, conectar broca *PDC*, armar *BHA* direccional y bajar hasta tocar tope de cemento, perforar cemento y equipo de flotación (collar y zapato).
- Sección de Perforación de 8 ½": En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Perforar con broca *PDC* de 8 ½" hasta Fm. León, perforar con broca *PDC* de 8 ½" hasta Fm. C1, perforar con broca *PDC* de 8 ½" hasta Fm. C2, perforar con broca *PDC* de 8 ½" hasta Fm. C Intermedio, perforar hasta tope (100 ft arriba) de Basales según programa direccional y circular fondos arriba, perforar hasta Landing Point según programa direccional, sacar sarta hasta sello arcilloso, circular pozo y bombear píldora de alta reología y baja reología, sacar sarta hasta base de la tangente y bombear píldoras, sacar a la torre y desarmar *BHA* .

- *Corrida de CSG y trabajo de cementación:* En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Adecuar equipo (Rig Up herramientas de manejo de revestimiento de 7”), reunión preoperacional y de seguridad, corrida de revestimiento de 7“, retirar herramientas de manejo, bombeo de píldoras y circular, limpiar contrapozo instalar líneas, cabeza de cementación y efectuar pruebas, circular pozo y premezclar la lechada, reunión preoperacional y de seguridad (cementación), bombear preflujo, lechadas de cemento, desplazar, sentar tapón y chequear BF, levantar *BOP’s* , instalar *CSG hanger*, cortar y biselar *CSG* , reunión preoperacional para arme de *BOP* y armar *BOP’s*.
- *Drill Out & Condition CSG with Scraper:* En esta sección se realizan las siguientes operaciones: Arme de herramientas para el *BHA* para *Drill Out*, bajar *BHA* y realizar *Drill Out with Scraper* hasta 3 ft arriba del zapato de 7” y sacar hasta superficie, desarme de broca triconica de 6 1/8” y *Scraper*.
- *Corrida de Registros Eléctricos:* *Rig Up* unidad y herramienta de registros eléctricos, correr registros eléctricos de calidad de cemento desde 3 ft arriba del zapato de 7” hasta superficie y *Rig Down* herramienta de registros.

Figura 47

Plan de Optimización Sección 8 1/2"

Pozo Tipo Horizontal		
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-
M/U 8 1/2" Drill String, Drill Out		
Reunión pre operacional para el arme del BHA direccional		
Conectar broca PDC, armar BHA direccional y bajar hasta tocar tope de cemento.		
Perforar cemento y equipo de flotación (Collar y zapato)		
Drill Section of 8 ½"		
Perforar con broca PDC de 8 ½" hasta Fm. León.	120,0	1402,7
Perforar con broca PDC de 8 ½" hasta C1.	100,0	586,0
Perforar con broca PDC de 8 ½" hasta C2.		125,4
Perforar con broca PDC de 8 ½" hasta C Intermedio		90,2
Perforar hasta tope (100' arriba) de basales según programa direccional y circular fondo arriba	80,0	1094,9
Perforar hasta Landing Point según programa direccional.	60,0	200,0
Sacar sarta hasta sello arcilloso.		
Circular pozo y bombear píldoras baja reología y alta reología		
Sacar sarta hasta base de la tangente y bombear píldoras		
Sacar a la torre	1400,0	3.461
Desarmar BHA		
Run Casing and Cementing Job		
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 7".		
Reunión preoperacional y de seguridad (Corrida Casing)		
Corrida revestimiento de 7", retirar herramientas de manejo, bombear píldoras y circular.	600,0	3.749
Limpiar contrapozo, instalar líneas y cabeza de cementación. Efectuar prueba.		
Circular pozo. Premezcla de las lechadas.		
Reunión preoperacional y de seguridad. (Cementación)		
Bombear preflujos, lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear BF.		
Levantar BOPs		
Instalar CSG hanger. Cortar y biselar CSG.		
Reunión preoperacional para arme de BOP		
Armar BOPs		
Drill Out and Condition Casing w/scraper		
Armar herramientas para BHA para Drill out		
Bajar BHA y realizar Drill out w/scraper hasta 3' arriba zapato 7" & sacar hasta superficie	1000,0	3.749
Desarme broca triconica 6 1/8" y scraper		
Run E-Logs		
Rig Up unidad y herramientas de Registro.		
Correr registros eléctricos de calidad de cemento desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta superficie	1200,0	3.749
Rig Down Herramientas de Registro.		
Tiempo Total Fase		

Nota: En la figura 46 se visualiza la operación paso a paso de la sección de 8 ½".

Para la Fase III se realizó la descripción de la operación en cuatro etapas:

- Sección de Perforación de 6 1/8": en esta sección se realizaron las siguientes actividades: Conectar broca *PDC* & armar *BHA* direccional, bajar hasta *TOC* y realizar *Drill Out*, perforar sección horizontal perforando con broca 6 1/8" hasta *TD*, circular fondos, sacar sarta hasta zapato de 7", bombear píldoras y circular, sacar a la torre y desarmar *BHA*.
- Corrida de Slot *Liner* 4 ½": en esta sección se realizaron las siguientes actividades: Adecuar equipo, *Rig Up* herramientas de manejo de *Liner* 4 ½", reunión preoperacional para corrida

de *Liner*, corrida *Slot Liner* de 4 ½”, armar mesa falsa y correr sarta interna, bajar *Liner* con *DP* hasta *TD*, reunión preoperacional para asentamiento de empaque, sentar empaque con bombas del equipo, desplazar lodo por agua filtrada, salir quebrando *DP*, *Setting Tool* y quebrar sarta interna.

- Corrida de Registros Eléctricos: *Rig Up* unidad y herramienta de registros eléctricos, correr registros eléctricos de calidad de cemento hasta superficie y *Rig Down* herramienta de registros.
- *Section B + Small BOP* : en esta sección se realizaron las siguientes actividades: Retiró *BOP's* 11x 5M + R/U preventor anular. Instalar sección B.

Figura 48

Plan de Optimización Sección 6 1/8"

Tiempo operacional fase de 6 1/8"		
Pozo Tipo Horizontal		
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-
Drill Section of 6 1/8"		
Conectar broca PDC & armar BHA direccional.		
Bajar hasta TOC y realizar drillout.	1400,0	3.549
Perforar sección horizontal, perforando con broca de 6 1/8" hasta TD- No viaje intermedio	90,0	695
Circular Fondos		
Sacar sarta hasta zapato 7" ,bombear pildoras y circular.		695
Sacar a la torre.		3.749
Desarmar BHA		
Run slot liner 4 1/2"		
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo liner 4 1/2"		
Reunión pre operacional para corrida de liner		
Corrida Slot liner de 4 1/2".	470,0	795
Armar mesa falsa y correr sarta interna		
Bajar liner con DP hasta TD	1200,0	3.644
Reunión pre operacional para sentamiento del Empaque		
Sentar empaque con bombas del equipo.		
Desplazar lodo x agua filtrada.		
Salir quebrando DP y setting tool	650,0	3.644
Quebrar sarta interna.		
Run E-Logs		
Rig Up unidad y herramientas de Registro.		
Correr registros electricos de calidad de cemento desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta superficie	1200,00	3746,17
Rig Down Herramientas de Registro.		
Section B + Small BOP		
Retiró BOP's 11x 5M + R/U preventor anular. Instalar sección B.		
Tiempo Total Fase		

Nota: En la figura 48 se visualiza la operación paso a paso de la sección de 6 1/8".

Para la Fase de Completamiento se realizó la descripción de la operación en dos etapas

- Corrida de *ESP*: En esta sección se realizaron las siguientes actividades: Reunión preoperacional, ensamble ESP, correr ensamble *ESP*, retiro de *coupling* e instalación de *tbg hanger*, instalar colgador y pasar cable plano a través de la sección C.
- *Well Head* y *BOP*

Figura 49

Plan de Optimización Sección de Completamiento

Tiempo Completamiento Pozo Tipo Horizontal		
Descripcion de la operacion	ROP -ft/hr-	footage -ft-
ESP Running		
Reunión pre operacional.		
Correr ensamble ESP		
Instalar colgador, pasar cable plano a traves de seccion C		
Well Head y BOP		
Well head y BOP		
Tiempo total fase de 6" y completamiento.		

Nota: En la figura 48 se visualiza la operación paso a paso de la sección de completamiento.

Tabla 4

Tiempos para el plan de optimización parte 1

PARAMETROS DETERMINADOS PARA EL PLAN DE OPTIMIZACION						
KPI	LIMITANTE	UND	FASE	BEST IN CLASS	PROMEDIO	TIEMPO MAXIMO
W2W	Conjunto de limitantes que abarcan el W2S S2S Y S2W	MINUTO PARADA	SUPERFICIE	4,16	5,66	8,16
			INTERMEDIO	7,5	10	12
			PRODUCCION	5,83	7,66	9,5
W2S	Limpieza del hueco - condiciones del hueco - Perdidas de circulacion - Numero de repasada y tiempo de circulacion (hace parte del hole cleaning) - restriccion con herramientas de fondo para rotar a maximas rpm	MINUTO PARADA	SUPERFICIE	2	3	4,3
			INTERMEDIO	3,6	4,6	6
			PRODUCCION	2,6	3,3	4
S2S	Desempeño de la cuadrilla	MINUTO PARADA	TODAS	2,5	2,66	3,16
S2W	Herramientas de sensores de fondo (RPM-WOB-TASA DE FLUJO) - velocidad de adquisicion de datos MWD - Tiempo de survey- puesta de parametros de perforacion - Rapidez con la que el ingeniero direccional reaciona a la siguiente accion.	MINUTO PARADA	SUPERFICIE	0,5	1	2,2
			INTERMEDIO	3,1	3,5	4
			PRODUCCION	3,1	3,5	3,8
Velocidad de repasada	Limpieza del hueco - Condiciones del hueco - surgencia del suabeo	FT/MIN	UN REPASADA	36	30	26
			DOS REPASADAS	50	45	34
			TRES REPASADAS	55	47	37
Tiempo de repasada	Limpieza del hueco - Condiciones del hueco - surgencia del suabeo	MINUTO PARADA	UN REPASADA	3,33	4	4,66
			DOS REPASADAS	4,33	5,33	7
			TRES REPASADAS	6,83	8	9,66
Numero de repasadas	Condiciones del hueco - limpieza del hueco	#	Reparar una vez por seccion en la intermedia y produccion.			
ROP Promedio	Conjunto de limitantes que abarcan la ROP (Deslizando - Rotando - Efectiva).	ft/hr	LEON	213	253	292
			C1	212	238	268
			C2	171	195	204
			C INTERMEDIO	179	196	210
			ARENISCA BASAL	120	156	197
			OBJETIVO	120	156	197
ROP Deslizando	Mantener el tool face direccional - Problemas de adquisicion de datos MWD	ft/hr	LEON	192	228	292
			C1	173	213	252
			C2	146	171	198
			C INTERMEDIO	152	177	207
			ARENISCA BASAL	91	130	165
			OBJETIVO	91	130	165
ROP Rotando	Condiciones de la broca - Limpieza de hueco	ft/hr	LEON	255	335	397
			C1	255	335	397
			C2	245	271	304
			C INTERMEDIO	245	262	287
			ARENISCA BASALES	178	220	254
			OBJETIVO	178	220	254

Nota: En la tabla 4 se visualizan los tiempos y las limitantes que se ajustaron para el plan de optimización

Tabla 5

Tiempo plan de optimización parte 2

PARAMETROS DETERMINADOS PARA EL PLAN DE OPTIMIZACION						
KPI	LIMITANTE	UND	FASE	BEST IN CLASS	PROMEDIO	TIEMPO MAXIMO
ROP Efectiva	Enbotamiento- Bit Bounce - condiciones de la broca - Top Drive RPM - ft deslizados- velocidad con la que se desliza- tool face direccional	ft-hr	FASE 1	300	260	220
			LEON	300	240	180
			C1	263	213	180
			C2	180	158	129
			C INTERMEDIO	210	187	155
			ARENISCA BASALES	180	140	107
			OBJETIVO	190	150	116
			TD	179	145	120
Tiempo de circulacion	Condiciones del hueco - Calidad del hueco- limpieza del hueco	HORAS	SUPERFICIE	0,25	0,27	0,3
			INTERMEDIO	1	1,25	1,5
			PRODUCCION	1,63	1,83	2
Sacando sarta (VELOCIDAD SALIENDO)	Desempeño de la cuadrilla- surgencia y suabeo- condicion del hueco	MIN	BHA - 12 1/4	15	23	27
			BHA - 8 1/2	23	15	14
			SCRAPER 7	31	30	27
			BHA - 6 1/8	28	25	23
CORRIDA DE REVESTIMIENTO	Condiciones del Hueco - Desempeño de la cuadrilla- herramientas	JUNTASH	SUPERFICIE	8	6	5
			INTERMEDIO	17	16	14
			PRODUCCION	9	8	7
			DRILL PIPE	22	19	16
Arme de sarta direccional	Desempeño de la cuadrilla-Logistica	HORAS	BHA - 12 1/4	0,75	1,25	1,5
			BHA - 8 1/2	1,75	2	2,5
			SCRAPER 7	0,5	0,58	0,72
			BHA - 6 1/8	1,5	1,75	2,25
Desame sarta direccional	Desempeño de la cuadrilla	HORAS	BHA - 12 1/4	0,42	0,67	0,75
			BHA - 8 1/2	1	1,25	1,57
			SCRAPER 7	0,42	0,5	0,63
			BHA - 6 1/8	0,75	1,17	1,25
Arme de registros electricos	Desempeño de la cuadrilla-Logistica	HORAS	PRODUCCION	1,25	2	2,25
Desame de sarta registros electricos	Desempeño de la cuadrilla	HORAS	PRODUCCION	1	1,25	1,25
Ensamblaje ESP	Desempeño de la cuadrilla	HORAS	COMPLETAMIENTO	4	5,36	6,55
Correr ensamble ESP	Control de la velocidad para evitar daños en el cable	FrH	COMPLETAMIENTO	269	241	216
Asentamiento ESP	Desempeño de la cuadrilla	HORAS	COMPLETAMIENTO	1,17	1,5	1,75

Nota: En la tabla 5 se visualizan los tiempos y las limitantes que se ajustaron para el plan de optimización.

3.3 Metodología *drill well on paper*.

La metodología *Drill Well on Paper (DWOP)* consiste en analizar el paso a paso de las fases del proceso de perforación de un pozo y con esto mejorar el rendimiento para reducir costos como con cualquier simulación, el propósito principal del *DWOP* es proporcionar sugerencias para el conjunto de operaciones que se realizan.

Teniendo en cuenta que la operadora Frontera Energy tenía suspendida las operaciones de perforación de la campaña 2020 debido a la crisis que se presentó por la pandemia (COVID-19), para poder llevar parte de la metodología *Drill Well on Paper* a un ambiente de planeación real del pozo, se llevó a cabo este procedimiento mediante una reunión virtual con el equipo de perforación de Frontera Energy donde se expuso el plan de optimización diseñado y como se encontraban en cada *KPI*; seguido a esto cada ingeniero del equipo de perforación proporcionó sugerencias que se tuvieron en cuenta en el plan de optimización para implementar la metodología *DWOP* en el software Project libre.

Considerando la metodología *DWOP*, se implementó la simulación para el mejor escenario propuesto en el plan de optimización (*best in class*), mediante el software Project libre donde se evidencia la discretización de todas las operaciones por fase, los tiempos determinados y la fecha de inicio y de finalización del pozo y de cada una de sus fases. Ver figuras 50, 51, 52, 53 y 54.

Figura 50

Simulación DWOP Project Libre – Secciones de perforación y completamiento.

	Nombre	Duracion	Inicio	Terminado
1	TIEMPO OPERACIONAL SIMULACION	4,678 days	6/10/20 08:00 AM	11/10/20 12:20 AM
2	SECCION DE 12 1/4"	0,533 days	6/10/20 08:00 AM	6/10/20 08:47 PM
25	SECCION DE 8 1/2"	1,795 days	6/10/20 08:47 PM	8/10/20 03:53 PM
58	SECCION DE 6 1/8"	1,5 days	8/10/20 03:53 PM	10/10/20 03:55 AM
84	COMPLETAMIENTO	0,85 days	10/10/20 03:55 AM	11/10/20 12:20 AM

Nota: En la figura 50 se puede apreciar las secciones que componen un pozo en campo Quifa y el tiempo de inicio y de finalización de la simulación.

Figura 51

Simulación DWOP Project Libre- Sección 12 1/4"

	Nombre	Duracion	Inicio	Terminado
1	TIEMPO OPERACIONAL SIMULACION	4,678 days	6/10/20 08:00 AM	11/10/20 12:20 AM
2	SECCION DE 12 1/4"	0,533 days	6/10/20 08:00 AM	6/10/20 08:47 PM
3	Drill Section of 12 1/4"	0,116 days	6/10/20 08:00 AM	6/10/20 10:47 AM
4	Recibir equipo de perforación. Armar BHA y Conectar broca de 12 1/4"	0,031 days	6/10/20 08:00 AM	6/10/20 08:45 AM
5	Perforar de con broca de 12 1/4" desde 0 pies hasta 250 pies.	0,047 days	6/10/20 08:45 AM	6/10/20 09:52 AM
6	Circular Fondos arriba.	0,01 days	6/10/20 09:52 AM	6/10/20 10:07 AM
7	Sacar sarta y quebrar BHA de 12 1/4"	0,028 days	6/10/20 10:07 AM	6/10/20 10:47 AM
8	Run Casing and Cementing Job	0,125 days	6/10/20 10:47 AM	6/10/20 01:47 PM
9	Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 9 5/8".	0,01 days	6/10/20 10:47 AM	6/10/20 11:02 AM
10	Reunión de seguridad.	0,01 days	6/10/20 11:02 AM	6/10/20 11:17 AM
11	Corrida revestimiento de 9 5/8"	0,031 days	6/10/20 11:17 AM	6/10/20 12:02 PM
12	Armar cabezal y equipo de cementación	0,031 days	6/10/20 12:02 PM	6/10/20 12:47 PM
13	Bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear Back Flow.	0,021 days	6/10/20 12:47 PM	6/10/20 01:17 PM
14	Retirar líneas de cementación.	0,01 days	6/10/20 01:17 PM	6/10/20 01:32 PM
15	Limpiar control de sólidos y contrapozo.	0,01 days	6/10/20 01:32 PM	6/10/20 01:47 PM
16	Well Head & BOP's	0,167 days	6/10/20 01:47 PM	6/10/20 05:47 PM
17	Retirar cabeza de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8"	0,01 days	6/10/20 01:47 PM	6/10/20 02:02 PM
18	Reunión pre operacional para el arme de BOP e Instalar sección "A"	0,01 days	6/10/20 02:02 PM	6/10/20 02:17 PM
19	Instalar BOPE	0,104 days	6/10/20 02:17 PM	6/10/20 04:47 PM
20	Prueba de BOPE	0,042 days	6/10/20 04:47 PM	6/10/20 05:47 PM
21	M/U 8 1/2" Drill String, Drill Out	0,125 days	6/10/20 05:47 PM	6/10/20 08:47 PM
22	Reunion pre operacional para el arme del BHA direccional	0,021 days	6/10/20 05:47 PM	6/10/20 06:17 PM
23	Conectar broca PDC, armar BHA direccional y bajar hasta tocar tope de cemento.	0,073 days	6/10/20 06:17 PM	6/10/20 08:02 PM
24	Perforar cemento y equipo de flotación (Collar y zapato)	0,031 days	6/10/20 08:02 PM	6/10/20 08:47 PM

Nota: En la figura 51 se puede apreciar en la sección de 12 1/4" la discretización de la fase paso a paso con los respectivos tiempos determinados.

Figura 52

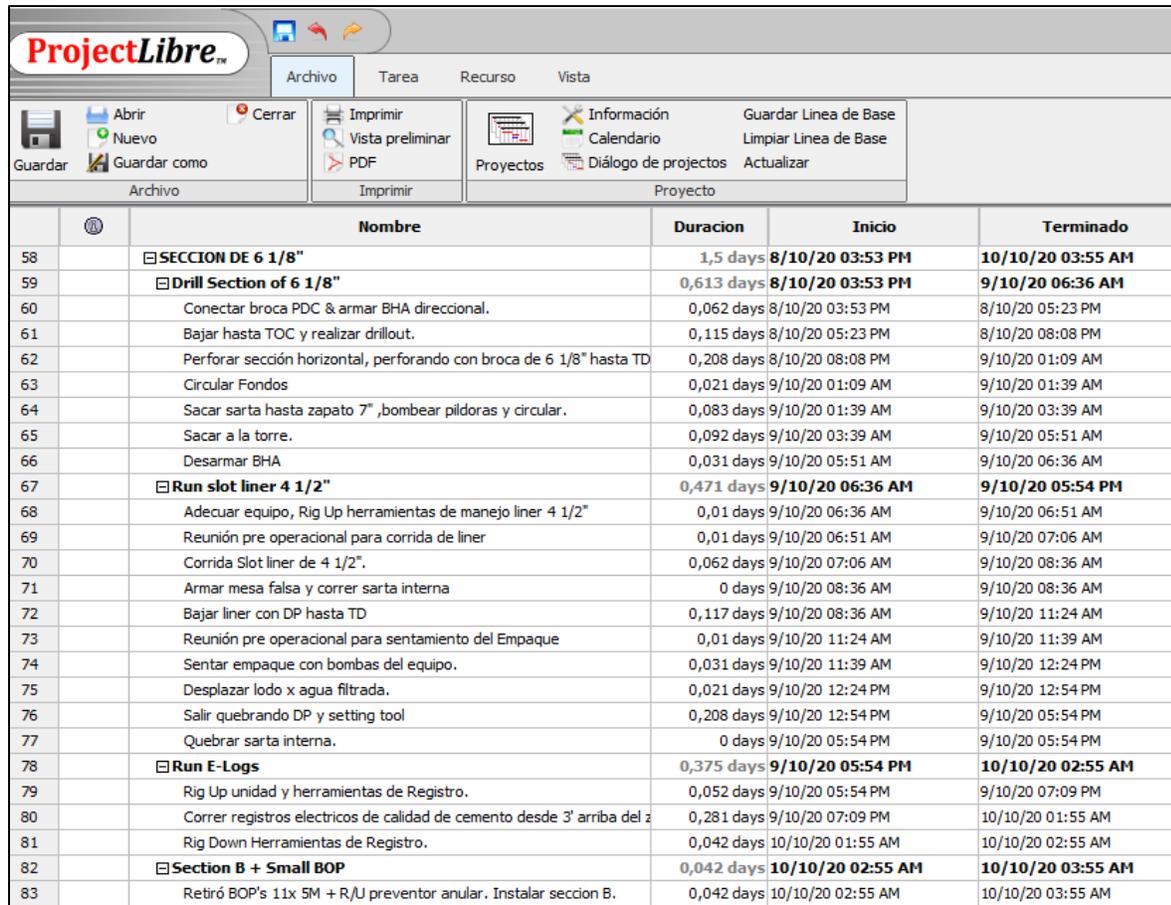
Simulación DWOP Project Libre- Sección 8 1/2"

	Nombre	Duración	Inicio	Terminado
25	SECCION DE 8 1/2"	1,795 days	6/10/20 08:47 PM	8/10/20 03:53 PM
26	Drill Section of 8 1/2"	1,165 days	6/10/20 08:47 PM	8/10/20 12:47 AM
27	Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta Fm. León.	0,317 days	6/10/20 08:47 PM	7/10/20 04:24 AM
28	Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C1.	0,144 days	7/10/20 04:24 AM	7/10/20 07:51 AM
29	Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C2.	0,04 days	7/10/20 07:51 AM	7/10/20 08:49 AM
30	Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C Intermedio	0,026 days	7/10/20 08:49 AM	7/10/20 09:26 AM
31	Perforar hasta tope (100' arriba) de basales según programa direccional y circular fondo arriba	0,348 days	7/10/20 09:26 AM	7/10/20 05:47 PM
32	Perforar hasta Landing Point según programa direccional.	0,061 days	7/10/20 05:47 PM	7/10/20 07:16 PM
33	Sacar sarta hasta sello arcilloso.	0,021 days	7/10/20 07:16 PM	7/10/20 07:46 PM
34	Circular pozo y bombear píldoras baja reología y alta reología	0,021 days	7/10/20 07:46 PM	7/10/20 08:16 PM
35	Sacar sarta hasta base de la tangente y bombear píldoras	0,042 days	7/10/20 08:16 PM	7/10/20 09:16 PM
36	Sacar a la torre	0,105 days	7/10/20 09:16 PM	7/10/20 11:46 PM
37	Desarmar BHA	0,042 days	7/10/20 11:46 PM	8/10/20 12:47 AM
38	Run Casing and Cementing Job	0,476 days	8/10/20 12:47 AM	8/10/20 12:13 PM
39	Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 7".	0,01 days	8/10/20 12:47 AM	8/10/20 01:02 AM
40	Reunión preoperacional y de seguridad (Corrida Casing)	0,01 days	8/10/20 01:02 AM	8/10/20 01:17 AM
41	Corrida revestimiento de 7", retirar herramientas de manejo, bombear píldoras y circular.	0,195 days	8/10/20 01:17 AM	8/10/20 05:58 AM
42	Limpier contrapozo, instalar líneas y cabeza de cementación. Efectuar prueba.	0,042 days	8/10/20 05:58 AM	8/10/20 06:58 AM
43	Circular pozo. Premezda de las lechadas.	0,021 days	8/10/20 06:58 AM	8/10/20 07:28 AM
44	Reunión preoperacional y de seguridad. (Cementación)	0,021 days	8/10/20 07:28 AM	8/10/20 07:58 AM
45	Bombear preflujos, lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear BF.	0,083 days	8/10/20 07:58 AM	8/10/20 09:58 AM
46	Levantar BOPs	0,021 days	8/10/20 09:58 AM	8/10/20 10:28 AM
47	Instalar CSG hanger. Cortar y biselar CSG.	0,021 days	8/10/20 10:28 AM	8/10/20 10:58 AM
48	Reunión preoperacional para arme de BOP	0,01 days	8/10/20 10:58 AM	8/10/20 11:13 AM
49	Armar BOPs	0,042 days	8/10/20 11:13 AM	8/10/20 12:13 PM
50	Drill Out and Condition Casing w/scraper	0,153 days	8/10/20 12:13 PM	8/10/20 03:53 PM
51	Armar herramientas para BHA para Drill out	0,062 days	8/10/20 12:13 PM	8/10/20 01:43 PM
52	Bajar BHA y realizar Drill out w/scraper hasta 3' arriba zapato 7" & sacar hasta superficie	0,042 days	8/10/20 01:43 PM	8/10/20 02:43 PM
53	Desarme broca triconica 6 1/8" y scraper	0,049 days	8/10/20 02:43 PM	8/10/20 03:53 PM
54	Run E-Logs	0 days	8/10/20 03:53 PM	8/10/20 03:53 PM
55	Rig Up unidad y herramientas de Registro.	0 days	8/10/20 03:53 PM	8/10/20 03:53 PM
56	Correr registros electricos de calidad de cemento desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta su	0 days	8/10/20 03:53 PM	8/10/20 03:53 PM
57	Rig Down Herramientas de Registro.	0 days	8/10/20 03:53 PM	8/10/20 03:53 PM

Nota: En la figura 52 se puede apreciar en la sección de 8 1/2" la discretización de la fase paso a paso con los respectivos tiempos determinados.

Figura 53

Simulación DWOP Project Libre- Sección 6 1/8"



	Nombre	Duracion	Inicio	Terminado
58	<input type="checkbox"/> SECCION DE 6 1/8"	1,5 days	8/10/20 03:53 PM	10/10/20 03:55 AM
59	<input type="checkbox"/> Drill Section of 6 1/8"	0,613 days	8/10/20 03:53 PM	9/10/20 06:36 AM
60	Conectar broca PDC & armar BHA direccional.	0,062 days	8/10/20 03:53 PM	8/10/20 05:23 PM
61	Bajar hasta TOC y realizar drillout.	0,115 days	8/10/20 05:23 PM	8/10/20 08:08 PM
62	Perforar sección horizontal, perforando con broca de 6 1/8" hasta TD	0,208 days	8/10/20 08:08 PM	9/10/20 01:09 AM
63	Circular Fondos	0,021 days	9/10/20 01:09 AM	9/10/20 01:39 AM
64	Sacar sarta hasta zapato 7" ,bompear pildoras y circular.	0,083 days	9/10/20 01:39 AM	9/10/20 03:39 AM
65	Sacar a la torre.	0,092 days	9/10/20 03:39 AM	9/10/20 05:51 AM
66	Desarmar BHA	0,031 days	9/10/20 05:51 AM	9/10/20 06:36 AM
67	<input type="checkbox"/> Run slot liner 4 1/2"	0,471 days	9/10/20 06:36 AM	9/10/20 05:54 PM
68	Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo liner 4 1/2"	0,01 days	9/10/20 06:36 AM	9/10/20 06:51 AM
69	Reunión pre operacional para corrida de liner	0,01 days	9/10/20 06:51 AM	9/10/20 07:06 AM
70	Corrida Slot liner de 4 1/2".	0,062 days	9/10/20 07:06 AM	9/10/20 08:36 AM
71	Armar mesa falsa y correr sarta interna	0 days	9/10/20 08:36 AM	9/10/20 08:36 AM
72	Bajar liner con DP hasta TD	0,117 days	9/10/20 08:36 AM	9/10/20 11:24 AM
73	Reunión pre operacional para sentamiento del Empaque	0,01 days	9/10/20 11:24 AM	9/10/20 11:39 AM
74	Sentar empaque con bombas del equipo.	0,031 days	9/10/20 11:39 AM	9/10/20 12:24 PM
75	Desplazar lodo x agua filtrada.	0,021 days	9/10/20 12:24 PM	9/10/20 12:54 PM
76	Salir quebrando DP y setting tool	0,208 days	9/10/20 12:54 PM	9/10/20 05:54 PM
77	Quebrar sarta interna.	0 days	9/10/20 05:54 PM	9/10/20 05:54 PM
78	<input type="checkbox"/> Run E-Logs	0,375 days	9/10/20 05:54 PM	10/10/20 02:55 AM
79	Rig Up unidad y herramientas de Registro.	0,052 days	9/10/20 05:54 PM	9/10/20 07:09 PM
80	Correr registros electricos de calidad de cemento desde 3' arriba del z	0,281 days	9/10/20 07:09 PM	10/10/20 01:55 AM
81	Rig Down Herramientas de Registro.	0,042 days	10/10/20 01:55 AM	10/10/20 02:55 AM
82	<input type="checkbox"/> Section B + Small BOP	0,042 days	10/10/20 02:55 AM	10/10/20 03:55 AM
83	Retiró BOP's 11x 5M + R/U preventor anular. Instalar sección B.	0,042 days	10/10/20 02:55 AM	10/10/20 03:55 AM

Nota: En la figura 53 se puede apreciar en la sección de 6 1/8" la discretización de la fase paso a paso con los respectivos tiempos determinados.

Figura 54

Simulación DWOP Project Libre- Fase completamiento

	Nombre	Duración	Inicio	Terminado
1	TIEMPO OPERACIONAL SIMULACION	4,678 days	6/10/20 08:00 AM	11/10/20 12:20 AM
2	SECCION DE 12 1/4"	0,533 days	6/10/20 08:00 AM	6/10/20 08:47 PM
25	SECCION DE 8 1/2"	1,795 days	6/10/20 08:47 PM	8/10/20 03:53 PM
58	SECCION DE 6 1/8"	1,5 days	8/10/20 03:53 PM	10/10/20 03:55 AM
84	COMPLETAMIENTO	0,85 days	10/10/20 03:55 AM	11/10/20 12:20 AM
85	ESP Running	0,838 days	10/10/20 03:55 AM	11/10/20 12:02 AM
86	Reunión pre operacional.	0,188 days	10/10/20 03:55 AM	10/10/20 08:25 AM
87	Ensamblaje ESP	0,167 days	10/10/20 08:25 AM	10/10/20 12:25 PM
88	Correr ensamblaje ESP	0,425 days	10/10/20 12:25 PM	10/10/20 10:37 PM
89	Retiro de coupling e instalación de tubing hanger	0,046 days	10/10/20 10:37 PM	10/10/20 11:43 PM
90	Instalar colgador, pasar cable plano a través de sección C	0,013 days	10/10/20 11:43 PM	11/10/20 12:02 AM
91	Well Head y BOP	0,013 days	11/10/20 12:02 AM	11/10/20 12:20 AM
92	Well head y BOP	0,013 days	11/10/20 12:02 AM	11/10/20 12:20 AM

Nota: En la figura 54 se puede apreciar en la fase de completamiento la discretización de la fase paso a paso con los respectivos tiempos determinados.

Para la realización de esta simulación se tuvieron en cuenta los mejores tiempos registrados por la operadora Frontera para las operaciones que no fueron analizadas y de esta manera registrar el menor tiempo en la simulación de la operación de perforación y completamiento.

Se puede resumir de la simulación que la perforación del pozo tuvo una duración de 4,6 días iniciando el día 6 de octubre del 2020 a las 8:00 AM y finalizando el 11 de octubre del 2020 a las 12:20 AM.

La simulación se distribuyó de la siguiente manera:

- Sección de 12 1/4" tuvo una duración de 0,533 días es decir 12,7 horas distribuidas de la siguiente manera:
 - ✓ *Drill Section of 12 1/4"*: 0,116 días, es decir, 2,8 h.
 - ✓ *Run Casing and Cementing Job*: 0,125 días, es decir 3 h.
 - ✓ *Well head & BOP's*: 0,167 días, es decir 4 h.

- Sección de 8 ½” tuvo una duración de 1,7 días es decir 40,8 horas distribuidas de la siguiente manera:
 - ✓ *M/U 8 ½” Drill String & Drill Out*: 0,125 días, es decir 3h.
 - ✓ *Drill Section of 8 ½”*: 1,165 días, es decir 28h.
 - ✓ *Run Casing and Cementing Job*: 0,476 días, es decir 11,4h.
 - ✓ *Drill Out and Condition Casing W/Scraper*: 0,153 días, es decir 3,7h.

- Sección de 6 1/8” tuvo una duración de 1,5 días es decir 36 horas distribuidas de la siguiente manera:
 - ✓ *Drill Section of 6 1/8”*: 0,613 días, es decir 14,7h.
 - ✓ *Run Slot Liner 4 ½”*: 0,471 días, es decir 11,3h.
 - ✓ *Run E-Logs*: 0,375 días, es decir 9h.
 - ✓ *Section B + Small BOP*: 0,042 días, es decir 1h.

- La fase de completamiento tuvo una duración de 0,85 días es decir 20,4 horas distribuidas de la siguiente manera:
 - ✓ *ESP Running* : 0,838 días, es decir 20,1h.
 - ✓ *Well Head & BOP*: 0,013 días, es decir 19 min.

3.4 Comparación pozo planeado vs pozo Quifa 731 h

El punto de partida que se tomó para realizar esta comparación fue seleccionar el pozo que había registrado el mejor tiempo en Campo Quifa, el cual fue el pozo QF-731H perforado el día 7 de septiembre del 2019 y compararlo con el pozo simulado teniendo en cuenta el plan de optimización. Las celdas subrayadas de amarillo hacen referencia a los *KPIs* determinados a los cuales se les eliminaron todos los tiempos no productivos invisibles (*NPTs*), los cuales fueron previamente identificados en el análisis técnico-estadístico y que se tuvieron en cuenta para determinar las limitantes de cada operación.

Esta comparación se realizó mediante una hoja de cálculo en el software Microsoft Excel donde se discretizaron todas las operaciones (similar a lo planteado en el software Project

Libre) y así facilitar una mejor interpretación de los resultados obtenidos de la siguiente manera:

Figura 55

Comparación Simulado VS QF 731H sección de 12 1/4"

Tiempo operacional fase de 12 1/4"						
Pozo Tipo Horizontal						
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-	SIMULADO		QUIFA - 731H	
			Drilling -hrs-	Acum -days-	Drilling -hrs-	Acum -days-
Drill Section of 12 1/4"			2,79		3,50	
Recibir equipo de perforación. Armar BHA y Conectar broca de 12 1/4"			0,75	0,03	0,75	0,03
Perforar de con broca de 12 1/4" desde 0 pies hasta 250 pies.		250	1,12	0,08	1,5	0,09
Circular Fondos arriba.			0,25	0,09	0,25	0,10
Sacar sarta y quebrar BHA de 12 1/4"			0,67	0,12	1	0,15
Run Casing and Cementing Job			3,00		3,00	
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 9 5/8".			0,25	0,13	0,25	0,16
Reunión de seguridad.			0,25	0,14	0,25	0,17
Corrida revestimiento de 9 5/8", bombear pildoras y circular.		240	0,75	0,17	0,75	0,20
Armar cabezal y equipo de cementación			0,75	0,20	0,75	0,23
Bombear lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear Back Flow.			0,5	0,22	0,5	0,25
Retirar líneas de cementación.			0,25	0,23	0,25	0,26
Limpiar control de sólidos y contrapozo.			0,25	0,24	0,25	0,27
Well Head & BOP's			4,00		4,25	
Retirar cabeza de cementación, desconectar y retirar landing joint de 9 5/8"			0,25	0,25	0,25	0,28
Reunión pre operacional para el arme de BOP e Instalar sección "A"			0,25	0,26	0,25	0,29
Instalar BOPE			2,50	0,37	2,5	0,40
Prueba de BOPE			1,00	0,41	1,25	0,45
Tiempo Total Fase			9,79		10,75	

Nota: En la figura 55 se visualiza la comparación de la sección de 12 1/4" entre el pozo simulado y el pozo QF-731H.

Para la sección de 12 1/4" se evidencia que el mayor potencial de ahorro se encuentra en la operación de sacar sarta & quebrar BHA y la perforación de los primeros 250 ft del pozo teniendo en cuenta que para este KPI se determinó que el tiempo que debe tardar la operación de sacar la sarta debe ser 15 minutos y el tiempo de desame del BHA debe ser de 25 minutos, logrando un ahorro con el resto de las operaciones para la sección de 12 1/4" de 58 minutos.

Figura 56

Comparación Simulado VS QF 731H Sección de 8 1/2"

Pozo Tipo Horizontal						
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-	SIMULADO		QUIFA - 731H	
			Drilling -hrs-	Acum -days-	Drilling -hrs-	Acum -days-
M/U 8 1/2" Drill String, Drill Out			3,00		3,75	
Reunion pre operacional para el arme del BHA direccional			0,50	0,43	0,5	0,47
Conectar broca PDC, armar BHA direccional y bajar hasta tocar tope de cemento.			1,75	0,50	2,5	0,57
Perforar cemento y equipo de flotación (Collar y zapato)			0,75	0,53	0,75	0,60
Drill Section of 8 1/2"			27,96		42,50	
Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta Fm. León.	120,0	1402,7	7,60	0,85	17,3	1,32
Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C1.	100,0	586,0	3,45	0,99		1,32
Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C2.		125,4	0,96	1,03		1,32
Perforar con broca PDC de 8 1/2" hasta C Intermedio		90,2	0,62	1,06		1,32
Perforar hasta tope (100' arriba) de basales según programa direccional y circular fondo arriba	80,0	1094,9	8,36	1,41		1,32
Perforar hasta Landing Point según programa direccional.	60,0	200,0	1,47	1,47	19,5	2,14
Sacar sarta hasta sello arcilloso.			0,50	1,49	0,50	2,16
Circular pozo y bombear píldoras baja reología y alta reología			0,50	1,51	0,50	2,18
Sacar sarta hasta base de la tangente y bombear píldoras			1,00	1,55	1,00	2,22
Sacar a la torre	1400,0	3.461	2,51	1,66	2,50	2,32
Desarmar BHA			1,00	1,70	1,25	2,38
Run Casing and Cementing Job			11,43		12,00	
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo revestimiento de 7".			0,25	1,71	0,25	2,39
Reunión preoperacional y de seguridad (Corrida Casing)			0,25	1,72	0,25	2,40
Corrida revestimiento de 7", retirar herramientas de manejo, bombear píldoras y circular.	600,0	3.749	4,68	1,91	5	2,61
Limpiar contrapozo, instalar líneas y cabeza de cementación. Efectuar prueba.			1	1,96	1	2,66
Circular pozo. Premezcla de las lechadas.			0,5	1,98	0,5	2,68
Reunión preoperacional y de seguridad. (Cementación)			0,5	2,00	0,5	2,70
Bombear preflujos, lechadas de cemento, desplazar y sentar tapón. Chequear BF.			2	2,08	2	2,78
Levantar BOPs			0,5	2,10	0,5	2,80
Instalar CSG hanger. Cortar y biselar CSG.			0,5	2,12	0,5	2,82
Reunión preoperacional para arme de BOP			0,25	2,13	0,25	2,83
Armar BOPs			1	2,17	1	2,88
Drill Out and Condition Casing w/scraper			3,67		6,50	
Armar herramientas para BHA para Drill out			1,50	2,24	2,5	2,98
Bajar BHA y realizar Drill out w/scraper hasta 3' arriba zapato 7" & sacar hasta superficie	1000,0	3.749	1,00	2,28	1	3,02
Desarme broca triconica 6 1/8" y scraper			1,17	2,33	3	3,15
Run E-Logs			0,0		0,0	
Rig Up unidad y herramientas de Registro.				2,33		3,15
Correr registros electricos de calidad de cemento desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta superficie	1200,0	3.749		2,33		3,15
Rig Down Herramientas de Registro.				2,33		3,15
Tiempo Total Fase			46,06		64,75	

Nota: En la figura 56 se visualiza la comparación de la sección de 8 1/2" entre el pozo simulado y el pozo QF-731H.

Para la sección de 8 1/2" se evidencia que el mayor potencial de ahorro se encuentra en la perforación, teniendo en cuenta que para este KPI se determinó que solo se va a repasar una vez por parada y que se va a trabajar a la máxima ROP de cada formación sumándole el W2W de la fase intermedia de 7.5 min/parada, logrando un ahorro con el resto de las operaciones para la sección de 8 1/2" de 18 horas con 41 minutos

Figura 57

Comparación Simulado VS QF 731H sección de 6 1/8"

Tiempo operacional fase de 6 1/8"						
Pozo Tipo Horizontal						
Descripción de la operación	ROP -ft/hr-	footage -ft-	SIMULADO		QUIFA - 731H	
			Drilling -hrs-	Acum -days-	Drilling -hrs-	Acum -days-
Drill Section of 6 1/8"			14,8		16,5	
Conectar broca PDC & armar BHA direccional.			1,5	2,39	2,25	3,24
Bajar hasta TOC y realizar drillout.	1400,0	3.549	2,75	2,50	2,75	3,35
Perforar sección horizontal, perforando con broca de 6 1/8" hasta TD- No viaje intermedio	90,0	695	5,0	2,71	6	3,60
Circular Fondos			0,5	2,73	0,5	3,63
Sacar sarta hasta zapato 7", bombear pildoras y circular.		695	2,0	2,82	2,5	3,73
Sacar a la torre.		3.749	2,2	2,91	2	3,80
Desarmar BHA			0,75	2,94	0,75	3,83
Run slot liner 4 1/2"			11,2		11,8	
Adecuar equipo, Rig Up herramientas de manejo liner 4 1/2"			0,25	2,95	0,25	3,84
Reunión pre operacional para corrida de liner			0,25	2,96	0,25	3,85
Corrida Slot liner de 4 1/2".	470,0	795	1,5	3,03	2	3,93
Armar mesa falsa y correr sarta interna			0,0	3,03	0	3,93
Bajar liner con DP hasta TD	1200,0	3.644	2,8	3,14	3	4,04
Reunión pre operacional para sentamiento del Empaque			0,25	3,15	0,25	4,05
Sentar empaque con bombas del equipo.			0,75	3,18	0,75	4,08
Desplazar lodo x agua filtrada.			0,5	3,20	0,5	4,10
Salir quebrando DP y setting tool	650,0	3.644	5,0	3,41	5	4,32
Quebrar sarta interna.			0,0	3,41	0	4,32
Run E-Logs			9,0		10,5	
Rig Up unidad y herramientas de Registro.			1,25	3,46	2,50	4,43
Correr registros electricos de calidad de cemento desde 3' arriba del zapato de 7" (fondo) hasta superficie	1200,00	3746,17	6,75	3,74	6,75	4,71
Rig Down Herramientas de Registro.			1,00	3,79	1,25	4,76
Section B + Small BOP			1,0		1,0	
Retiró BOP's 11x 5M + R/U preventor anular. Instalar seccion B.			1,0	3,83	1	4,80
Tiempo Total Fase			36,0		39,8	

Nota: En la figura 57 se visualiza la comparación de la sección de 6 1/8" entre el pozo simulado y el pozo QF-731H.

Para la sección de 6 1/8" se evidencia que el mayor potencial de ahorro se encuentra en el arme del BHA, la perforación y en el Rig up & Rig down de registros eléctricos, teniendo en cuenta que para este KPI se determinó que el arme del BHA debe ser de 45 minutos, la perforación con la máxima ROP sumándole el W2W de la fase de producción de 5.83 min/parada y el Rig up & Rig down de registros eléctricos va a tener un tiempo de 1 hora con 15 minutos y 1 hora respectivamente, logrando un ahorro con el resto de las operaciones para la seccion de 6 1/8" de 3 horas con 48 minutos.

Figura 58

Comparación Simulado VS QF 731H Fase Completamiento

Tiempo Completamiento Pozo Tipo Horizontal						
Descripcion de la operacion	ROP -ft/hr-	footage -ft-	SIMULADO		QUIFA - 731H	
			Drilling -hrs-	Acum -days-	Drilling -hrs-	Acum -days-
ESP Running			20,1		21,5	
Reunión pre operacional.			4,5	4,02	4,5	4,99
Ensamblaje ESP			4,0	4,18		4,99
Correr ensamblaje ESP		2732	10,2	4,61	16,75	5,69
Retiro de Coupling e instalacion tbg Hanger			1,2	4,65		5,69
Instalar colgador, pasar cable plano a traves de seccion C			0,3	4,66	0,25	5,70
Well Head y BOP			0,3		0,3	
Well head y BOP			0,3	4,675	0,25	5,71
Tiempo total fase de 6" y completamiento.			20,3		21,8	

Nota: En la figura 58 se visualiza la comparación de la fase completamiento entre el pozo simulado y el pozo QF- 731H.

Para la fase de completamiento se evidencia que el mayor ahorro se encuentra en el arme y corrida de la bomba *ESP*, teniendo en cuenta que para este *KPI* se determinó que el arme de la bomba *ESP* es de 4 horas y la velocidad de corrida del ensamblaje será de 269 ft/h, logrando un ahorro con el resto de las operaciones para la fase de completamiento de 1 hora con 30 minutos.

Tabla 6

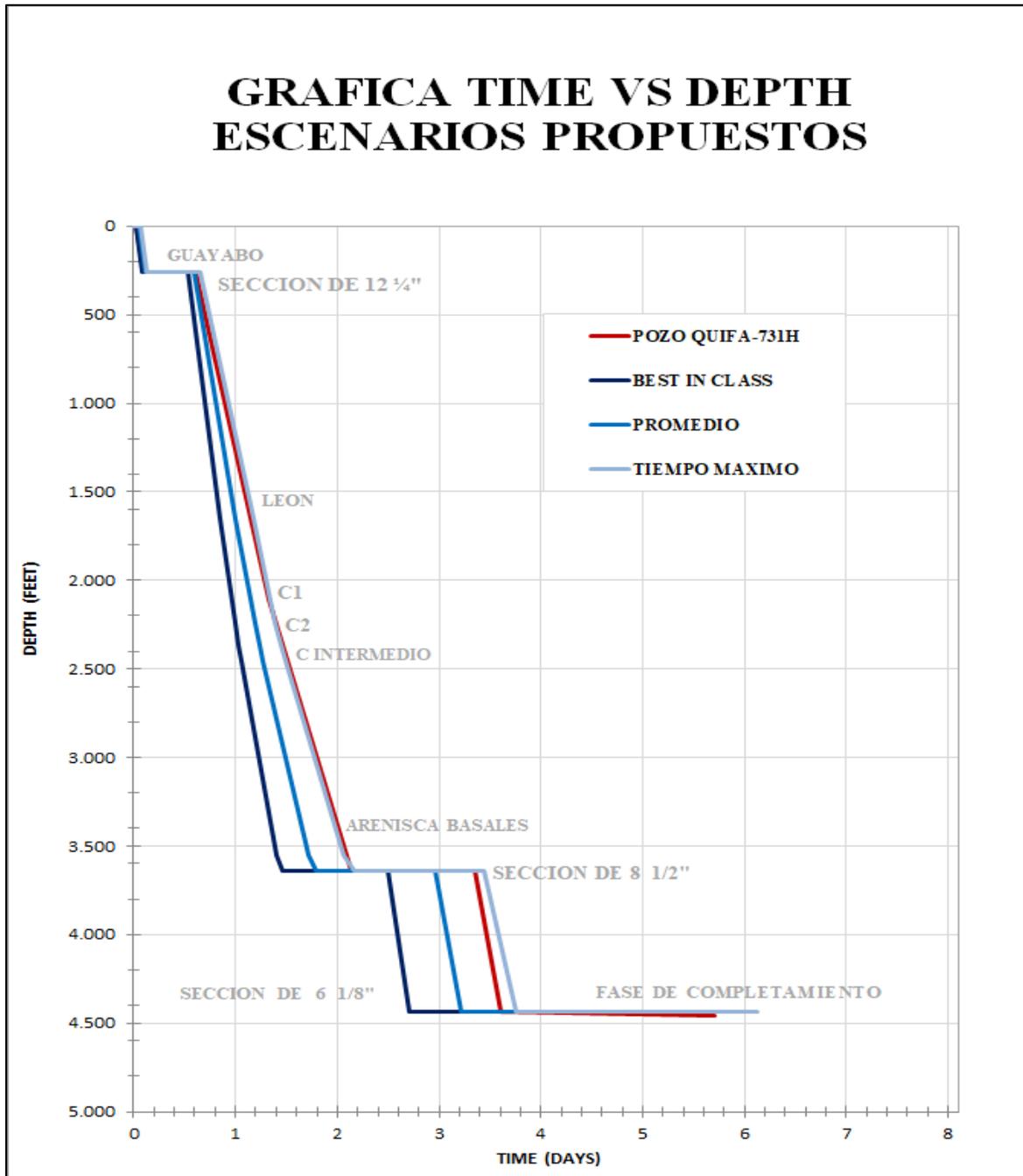
Resumen de la comparación por fases

								
HORIZONTAL WELL - 3 PHASES TIME Vs. DEPTH GRAPH Drilling Operations Time								
	SIMULADO		QUIFA 731 H					
	Hours	Days						
Operational Time 12 -1/4" Phase								
Drill Section of 12 ¼"	2,8	0,12	3,5	0,15				
Run Casing and Cementing Job	3,0	0,13	3,0	0,13				
Well Head & BOP's	4,0	0,17	4,3	0,18				
Total Time Phase	9,8 ✓	0,41	10,8	0,45				
Operational Time 8 -1/2" Phase								
M/U 8 1/2" Drill String, Drill Out	3,0	0,13	3,8	0,16				
Drill Section of 8 ½"	28,0	1,17	42,5	1,77				
Run Casing and Cementing Job	11,4	0,48	12,0	0,50				
Drill Out and Condition Casing w/scrapper	3,7	0,15	6,5	0,27				
Run E-Logs	0,0	0,00	0,0	0,00				
Total Time Phase	46,1 ✓	1,92	64,8	2,70				
Operational Time 6 -1/8" Phase								
Drill Section of 6 1/8"	14,8	0,62	16,5	0,69				
Run slot liner 4 1/2"	11,2	0,47	11,8	0,49				
Run E-Logs	9,0	0,38	10,5	0,44				
Section B + Small BOP	1,0	0,04	1,0	0,04				
Total Time Phase	36,0 ✓	1,50	39,8	1,66				
Total Drilling Time	91,9 ✓	3,83	115,3	4,80				
Operational Time Completion Phase								
ESP Running	20,1	0,84	21,5	0,90				
Well Head y BOP	0,3	0,01	0,3	0,01				
Total Time Phase	20,3 ✓	0,85	21,8	0,91				
Total Time (Drilling & Completion)	112,2 ✓	4,67	137,0	5,71				
<table border="1" style="margin: auto;"> <thead> <tr> <th style="background-color: #2c3e50; color: white;">QUIFA 731H</th> <th style="background-color: #2c3e50; color: white;">SIMULADO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">5,71 days</td> <td style="text-align: center;">4,67 days</td> </tr> </tbody> </table>					QUIFA 731H	SIMULADO	5,71 days	4,67 days
QUIFA 731H	SIMULADO							
5,71 days	4,67 days							

Nota: En la tabla 6 se puede visualizar el resumen de todas las fases de la operación en horas y días. Teniendo en cuenta el resumen de tiempo de todas las secciones, se puede apreciar que el pozo simulado tuvo una duración de 4,67 días vs el mejor tiempo registrado por la operadora Frontera Energy de 5,71 días.

Figura 59

Gráfica Depth VS Time



Nota: En la figura 59 se visualiza gráficamente la profundidad vs tiempo de los escenarios posibles del plan de optimización y el pozo QF- 731H cada uno por fases, donde se observa que para llegar a la profundidad de 4439 ft en el escenario best in class se demoró 4,67 días, tiempo promedio 5,41 días, el tiempo máximo 6,12 días mientras que el pozo QF-731H se demoró 5,71 días.

Esta grafica se construyó teniendo en cuenta la probabilidad de ocurrencia para cada uno de los escenarios, en el caso del *best in class* la probabilidad de que se cumpla con este objetivo es del 28%, para el promedio es del 42% y el tiempo máximo del 30%. Teniendo en cuenta estos resultados el plan de optimización es viable.

3.5 Evaluación económica

Para este indicador se realizó una comparación abarcando el impacto monetario que generan los escenarios propuestos en el plan de optimización (*Best in class*- Tiempo Promedio-Tiempo Máximo) vs el menor tiempo de ejecución actual para el proyecto evaluación de indicadores de desempeño en las etapas de perforación y completamiento de pozos horizontales en el campo Quifa y la implementación de un plan de optimización en los tiempos de operación, identificando las oportunidades de mejora y las condiciones óptimas para lograr una disminución en costos y reducciones de tiempo.

El primer escenario a tener en cuenta es el *best in class*, que hace acotación al mejor tiempo que se debería lograr por parte del personal de la operación de perforación y completamiento, el segundo toma como punto de referencia el tiempo promedio, el cual en los resultados y análisis técnico-estadísticos se determinó que es como se encuentra la operación actualmente, el tercero es el tiempo máximo que se ha registrado en la ejecución de todas las operaciones y finalmente se compara cada escenario con el pozo que en la actualidad ha tenido el menor tiempo de ejecución en Campo Quifa para la operadora Frontera Energy.

3.5.1 Flujo de caja diferencial

Para determinar si un proyecto debe ser realizado, es necesario realizar un análisis que logre medir la rentabilidad mediante un indicador económico, “el cual puede llegar a medirse de las siguientes formas: en unidades monetarias (VAN), en relación (relación costo beneficio), en porcentaje (TIR) o en tiempo que demora la recuperación de la inversión (PRI)” [13]. “Algo en común de todos estos indicadores económicos es la realización de un

flujo de caja diferencial, que es el resultado de las variaciones en los ingresos, costes y ahorro de gastos atribuibles al nuevo activo” [14].

La evaluación económica de este proyecto se realizó teniendo en cuenta el costo por hora en dólares de operación de cada fase del plan de optimización, estos costos por hora abarcan los servicios de perforación que dependen del tiempo tales como, tarifa del taladro, personal, equipos en renta, *mud logging*, entre otros; en vista de estos parámetros se obtuvieron los siguientes resultados para los escenarios propuestos en el plan de optimización:

Figura 60

Costos por Escenarios Propuestos

POZO PERFORADO SIN LA OPTIMIZACION QUIFA-731H			
FASE	TIEMPO (HORA)	COSTO (USD/HORA)	VALOR
12 ¼"	10,8	USD 1.281	USD 13.835
8 ½"	64,8	USD 1.281	USD 83.009
6 1/8"	39,8	USD 1.281	USD 50.984
COMPLETAMIENTO	21,8	USD 1.131	USD 24.656
			USD 172.483

POZO SIMULADO CON LA OPTIMIZACION BEST IN CLASS			
FASE	TIEMPO (HORA)	COSTO (USD/HORA)	VALOR
12 ¼"	9,8	USD 1.281	USD 12.554
8 ½"	46,1	USD 1.281	USD 59.054
6 1/8"	36	USD 1.281	USD 46.116
COMPLETAMIENTO	20,3	USD 1.131	USD 22.959
			USD 140.683

POZO CON TIEMPO PROMEDIO			
FASE	TIEMPO (HORA)	COSTO (USD/HORA)	VALOR
12 ¼"	11,1	USD 1.281	USD 14.219
8 ½"	55,4	USD 1.281	USD 70.967
6 1/8"	40,1	USD 1.281	USD 51.368
COMPLETAMIENTO	23,2	USD 1.131	USD 26.239
			USD 162.794

POZO CON TIEMPO MAXIMO			
FASE	TIEMPO (HORA)	COSTO (USD/HORA)	VALOR
12 ¼"	12	USD 1.281	USD 15.372
8 ½"	65,5	USD 1.281	USD 83.906
6 1/8"	43,5	USD 1.281	USD 55.724
COMPLETAMIENTO	25,9	USD 1.131	USD 29.293
			USD 184.294

Nota: En la figura 60 se visualiza los resultados de los costos por escenarios propuestos

Figura 61

Flujo de Caja Diferencial

FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL BEST IN CLASS	
POZO PERFORADO SIN LA OPTIMIZACION QUIFA-731H	USD 172.483
POZO SIMULADO CON LA OPTIMIZACION	USD 140.683
	USD 31.800

FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL PROMEDIO	
POZO PERFORADO SIN LA OPTIMIZACION QUIFA-731H	USD 172.483
POZO CON TIEMPO PROMEDIO	USD 162.794
	USD 9.689

FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL MAXIMO	
POZO PERFORADO SIN LA OPTIMIZACION QUIFA-731H	USD 172.483
POZO CON TIEMPO MAXIMO	USD 184.294
	-USD 11.811

Nota: En la figura 61 se visualiza el resultado del flujo de caja diferencial.

A partir de los resultados obtenidos en el flujo de caja diferencial para cada escenario se puede apreciar en la figura 58, que para el escenario del flujo de caja diferencial *best in class* se tendría un ahorro de USD 31.800 por pozo, para el escenario flujo de caja diferencial promedio el ahorro disminuiría a USD 9.689 por pozo y finalmente para el escenario flujo de caja diferencial máximo teniendo en cuenta que se está comparando el proyecto con el menor tiempo de ejecución en Campo Quifa no habría un ahorro si no una pérdida de USD 11.811 por pozo. Es decir, es determinante como mínimo mantenerse en el tiempo promedio de ejecución para los pozos de perforación y completamiento en Campo Quifa para lograr un ahorro en las campañas de perforación.

3.5.2 TIR (tasa interna de retorno)

Se determinó para este proyecto evaluar el indicador económico TIR, teniendo en cuenta que es uno de los criterios más usado en las empresas en el momento de evaluar la rentabilidad de un proyecto. El cual indica:

- $TIR < 0$, No es rentable.
- $TIR=0$, Es indiferente para el proyecto.
- $TIR >0$, Es rentable el proyecto.

Para determinar este indicador luego de realizar el flujo de caja diferencial por pozo, se realizó una tabla en la que se efectuó una comparación de precios entre el costo de los pozos sin la optimización y el costo de cada uno de los escenarios planteados pero esta vez para la campaña de perforación del año 2021. Valores que son tomados en cuenta en la programación de la hoja de cálculo en Microsoft Excel para el cálculo de la rentabilidad de la TIR para un año.

El siguiente paso fue precisar el costo de servicios de recolección de *KPIs* en tiempo real por un valor de USD 40.989. Esta sería la única inversión económica que estaría realizando la operadora Frontera Energy para este proyecto, teniendo en cuenta que por condiciones contractuales nuestro trabajo no tiene ningún costo y la información de OpenWells es suministrada por la misma operadora.

Finalmente, para el cálculo de la TIR se realizó la programación en Microsoft Excel para cada uno de los escenarios propuestos anteriormente de la siguiente manera:

Figura 62

TIR con Best in Class

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON EL TIEMPO DE BEST IN CLASS			
INGRESOS	NUMERO DE POZOS A PERFORAR	COSTO SIN EL PLAN DE OPTIMIZACION	COSTO CON EL PLAN DE OPTIMIZACION
ENERO	0	USD 0	USD 0
FEBRERO	1	USD 172.483	USD 140.683
MARZO	1	USD 172.483	USD 140.683
ABRIL	2	USD 344.966	USD 281.366
MAYO	2	USD 344.966	USD 281.366
JUNIO	2	USD 344.966	USD 281.366
JULIO	2	USD 344.966	USD 281.366
AGOSTO	2	USD 344.966	USD 281.366
SEPTIEMBRE	2	USD 344.966	USD 281.366
OCTUBRE	2	USD 344.966	USD 281.366
NOVIEMBRE	2	USD 344.966	USD 281.366
DICIEMBRE	2	USD 344.966	USD 281.366
	20	USD 3.449.664	USD 2.813.664

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON EL TIEMPO DE BEST IN CLASS						
MENSUALIDAD		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
Inversion(+)		USD 0	USD 172.483	USD 172.483	USD 344.966	USD 344.966
Costo de la Operación (-)		USD 0	USD 140.683	USD 140.683	USD 281.366	USD 281.366
Utilidad Bruta (-)		USD 0	USD 31.800	USD 31.800	USD 63.600	USD 63.600
Gastos Administrativos (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Depreciaciones (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Utilidad antes de Impuestos (=)		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Amortizaciones (Abono a capital) (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
COSTO DEL SERVICIO RECOLECCION DE LOS KPI'S	USD 40.989					
Diferidos (Gastos de estudios proyecto)	USD 0					
Flujo Neto de Caja	-USD 40.989	USD -	USD 31.800	USD 31.800	USD 63.600	USD 63.600

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON EL TIEMPO DE BEST IN CLASS							
	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966
	USD 281.366	USD 281.366	USD 281.366	USD 281.366	USD 281.366	USD 281.366	USD 281.366
	USD 63.600	USD 63.600	USD 63.600	USD 63.600	USD 63.600	USD 63.600	USD 63.600
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD	63.600	USD 63.600					

TIR	64,31%
------------	---------------

Nota: En la figura 62 se visualiza la tasa interna de retorno que se tendría si se logra llegar al best in class.

Figura 63

TIR con Tiempo Promedio

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON LOS TIEMPOS PROMEDIOS			
INGRESOS	NUMERO DE POZOS A PERFORAR	COSTO SIN EL PLAN DE OPTIMIZACION	COSTO CON EL PLAN DE OPTIMIZACION
ENERO	0	USD 0	USD 0
FEBRERO	1	USD 172.483	USD 162.794
MARZO	1	USD 172.483	USD 162.794
ABRIL	2	USD 344.966	USD 325.588
MAYO	2	USD 344.966	USD 325.588
JUNIO	2	USD 344.966	USD 325.588
JULIO	2	USD 344.966	USD 325.588
AGOSTO	2	USD 344.966	USD 325.588
SEPTIEMBRE	2	USD 344.966	USD 325.588
OCTUBRE	2	USD 344.966	USD 325.588
NOVIEMBRE	2	USD 344.966	USD 325.588
DICIEMBRE	2	USD 344.966	USD 325.588
	20	USD 3.449.664	USD 3.255.876

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON LOS TIEMPOS PROMEDIOS						
MENSUALIDAD		ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO
Inversion(+)		USD 0	USD 172.483	USD 172.483	USD 344.966	USD 344.966
Costo de la Operación (-)		USD 0	USD 162.794	USD 162.794	USD 325.588	USD 325.588
Utilidad Bruta (=)		USD 0	USD 9.689	USD 9.689	USD 19.379	USD 19.379
Gastos Administrativos (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Depreciaciones (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
Utilidad antes de Impuestos (=)		N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Amortizaciones (Abono a capital) (-)		USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
COSTO DEL SERVICIO RECOLECCION DE LOS KPI'S	USD 40.989					
Diferidos (Gastos de estudios proyecto)	USD 0					
Flujo Neto de Caja	-USD 40.989	USD -	USD 9.689	USD 9.689	USD 19.379	USD 19.379

CAMPAÑA DE PERFORACION 2021 CON LOS TIEMPOS PROMEDIOS							
	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966	USD 344.966
	USD 325.588	USD 325.588	USD 325.588	USD 325.588	USD 325.588	USD 325.588	USD 325.588
	USD 19.379	USD 19.379	USD 19.379	USD 19.379	USD 19.379	USD 19.379	USD 19.379
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0	USD 0
USD	19.379	USD 19.379					

TIR	27,40%
------------	---------------

Nota: En la figura 63 se visualiza la tasa interna de retorno que se tendría si se logra llegar al tiempo promedio.

que el mayor ahorro es evidenciado en la campaña de perforación y no en la perforación de cada pozo; en vista de que la operadora se encuentra cerca del límite técnico dado que desde el año 2012 se encuentran realizando constantes cambios en los procesos de perforación y completamiento en Campo Quifa para la reducción de costos.

Teniendo en cuenta los resultados de la TIR para cada uno de los escenarios planteados se obtuvieron los siguientes resultados:

- En el primer escenario *best in class* se obtuvo una TIR de 64,31% lo cual indica una alta rentabilidad y que el proyecto es viable. Se conseguiría un ahorro en la campaña de perforación de USD 686.000.
- En el segundo escenario tiempo promedio se obtuvo una TIR de 27,40% lo cual indica una buena rentabilidad y que el proyecto es viable. Se conseguiría un ahorro en la campaña de perforación de USD 193.788.
- En el tercer escenario tiempo máximo se obtuvo una TIR de -82% lo cual indica que el proyecto no es rentable y que no se logra ningún tipo de ahorro, se tendrían pérdidas en la campaña por USD 236.214

Es importante resaltar que los tres escenarios planteados en el plan de optimización se están comparando con los mejores tiempos de ejecución que ha registrado la operadora Frontera Energy generando así un evaluación económica más congruente y en el proyecto un ámbito más exigente a los operadores en campo cuando se estén comparando en *real time*.

4. CONCLUSIONES

Se demostró que es posible reducir aún más los tiempos en las operaciones de perforación y completamiento con los escenarios best in class(1.04 días) y tiempo promedio(7 horas) en comparación con el pozo Quifa 731H que registra el mejor tiempo récord en Frontera.

Se estableció que sólo es necesario repasar una vez por parada y mantener la mayor *ROP* (*best in class*) determinada en cada formación para obtener un ahorro de aproximadamente 12 horas.

Los *NPTs* invisibles afectan en 9 horas los tiempos en las operaciones de perforación y completamiento en comparación con el pozo que registra el mejor tiempo récord en Frontera.

El factor humano también es primordial a la hora de optimizar procesos, como en el caso de los indicadores S2S y S2W se logra un ahorro de 40 minutos por pozo.

En el *KPI* corrida de ensamblaje ESP manteniendo una velocidad de 269 ft/hr (*best in class*) se logró un ahorro de 1 hora.

En el *KPI* arme de *BHA* se logra una reducción de tiempo de 1 hora 30 minutos con la ayuda del desempeño de la cuadrilla y el pre-ensamblaje de cada uno.

La probabilidad de que ocurra cada escenario propuesto es: *best in class* 28%, tiempo promedio de 42% y tiempo máximo 30%.

La velocidad de repasada se estableció en 55ft/min.

El plan de optimización logra un ahorro de 1.04 días, es decir un ahorro USD 31.800 por pozo y un ahorro en la campaña de perforación 2021 de USD 686.000.

Teniendo en cuenta la evaluación económica y el plan de optimización propuesto se evidencia que el proyecto es viable con una tasa interna de retorno del 64,3%.

BIBLIOGRAFIA

- [1] S. D. Castillo, Fundamentos básicos de la estadística, Mexico, 2018.
- [2] E. Ballesteros, Cuartiles, deciles y percentiles: calculo, aplicaciones y practicas resueltas para enseñar y aprender, Madrid, 2012.
- [3] Perforador, «Perforador,» 7 Julio 2018. [En línea]. Available: <https://perforador20.wordpress.com/2018/07/07/kpi-como-medir-la-productividad-en-perforacion/>. [Último acceso: 1 Septiembre 2020].
- [4] IBM, «IBM,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.ibm.com/co-es/analytics/spss-statistics-software>. [Último acceso: 1 Septiembre 2020].
- [5] P. Y. P. F. M. Duarte Diaz, «Propuesta de una metodología de análisis causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del pozo A en campo Castilla,» Fundación Universidad de América Facultad de Ingeniería de petróleo, Bogotá, 2016.
- [6] D. Y. G. G. J. Álvarez Díaz, «Análisis técnico-financiero de las estadísticas obtenidas de los reportes de servicio a pozo, de una base de datos en los campos de la Asociación Nare,» Fundación Universidad de América Facultad de ingeniería de petróleo, Bogotá, 2017.
- [7] J. Y. V. M. J. Garzón Beltrán, «Análisis Técnico-Financiero de las operaciones de servicio a pozo en campo Velásquez con base a las estadísticas obtenidas en OpenWells,» Fundación Universidad de América Facultad de ingeniería de petróleo, Bogotá, 2018.
- [8] UPME (Unidad de Planeación Minero-Energetica), «Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales,» Bogotá, 2018.
- [9] D. P. J, Lexíco estratigráfico internacional, Paris: P 160, 1974.
- [10] J. M, Léxico estratigráfico internacional.Colombia, Bogotá: Vol. 5, 1968.

- [11] S. Pérez, «SEFH,» Mayo 2019. [En línea]. Available: https://www.sefh.es/sefhformacion/pdfs/doctorado_estadistica_descriptiva.pdf. [Último acceso: 05 Septiembre 2020].
- [12] R. B. y. B. B. William Mendenhall, iINTRODUCCION A LA PROBABILIDAD Y ESTADISTICA, Cengage Learning, 2010.
- [13] G. Rivas, «Academia,» 24 Junio 2018. [En línea]. Available: https://www.academia.edu/38972727/CONSTRUCCI%C3%93N_DEL_FLUJO_DE_CAJA_DE_UN_PROYECTO_DE_INVERSI%C3%93N. [Último acceso: 18 Octubre 2020].
- [14] Dirección financiera ADE, «Universidad de oviedo,» 24 Octubre 2015. [En línea]. Available: https://www.unioviedo.es/fgascon/DF/T2_Metodologia_evaluacion_proyectos.pdf. [Último acceso: 19 Octubre 2020].

ANEXO 1.

RECOMENDACIONES

Realizar el análisis técnico estadístico a una muestra de pozos en campo Quifa más amplia.

Realizar este estudio técnico-estadístico en otros campos de la operadora Frontera Energy como en pozos verticales e implementar nuevos planes de optimización.

Validar el plan de optimización perforando en la campaña Quifa 2021, teniendo en cuenta que por la crisis (covid-19) no fue posible realizarla.

Para el *KPI* arme de *BHA* es beneficioso traer preensamblado partes del *BHA* y que las herramientas no fueran probadas nuevamente en campo asumiendo que en la base ya fueron probadas y de esta manera eliminar mínimo 20 minutos por cada *BHA*.

Reportar en OpenWells las actividades detalladas de cada operación en intervalos de tiempos exactos de acuerdo con la hora de inicio y finalización, es posible que con esta iniciativa se reporten operaciones de 10 minutos.

Adicional a lo anterior se recomienda llevar un mejor control de *NPTs* que se reportan en la plataforma esto ayudaría a realizar un mejor análisis técnico-estadístico a los *KPIs* y a la cuantificación de los tiempos no productivos invisibles.

Incentivar a las cuadrillas de perforación a mantenerse en el *best in class* usando una metodología motivacional y de liderazgo.

Lograr una mayor velocidad por parte del ingeniero direccional en la determinación del siguiente parámetro de perforación cuando se lee el survey. Teniendo en cuenta que algunas veces no hay una buena sincronización en esta operación y hay retrasos de 1-2 min que en un pozo de 4500 ft (75 paradas) equivaldría alrededor de 1 hora y 2 horas.

ANEXO 2.

GLOSARIO

Estadística Descriptiva: “permite analizar todo un conjunto de datos, de los cuales se extraen conclusiones valederas, únicamente para ese conjunto. Para realizar este análisis se procede a la recolección y representación de la información obtenida” [1].

KPI: “serie de métricas que se utilizan para sintetizar la información sobre la eficacia y productividad de las acciones que se llevan a cabo en un proyecto, proceso o trabajo” [3] .

Limite Técnico: menor tiempo en que se puede realizar una operación.

Limitante: condición que limita el desarrollo y evolución de una operación.

Open Wells: software diseñado para 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.

Percentiles: “es un valor tal que supera un determinado porcentaje de los miembros de la población, los centiles o percentiles (C_m o P_m) 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 $P_1 \dots P_{20} \dots P_{99}$ o $C_1 \dots C_{20} \dots C_{99}$. La mediana es el percentil 50.4.” [2].

Repasada: cantidad de veces que se repasa el hoyo luego de terminar una parada.

S2S: tiempo desde que se instala la cuña hasta que se retira (conexiones).

S2W: tiempo desde se retira la cuña hasta que se aplica peso sobre la broca, se tiene en cuenta operaciones como toma de survey y bombeo de píldoras al vuelo.

SPSS: “SPSS Statistics es el software estadístico líder mundial utilizado para resolver problemas empresariales y de investigación mediante análisis para entender datos, analizar tendencias, prever y planificar para validar las hipótesis y sacar conclusiones precisas” [4].

W2W: tiempo desde que se quita el peso sobre la broca hasta que se vuelve a poner en la siguiente parada para perforar; está compuesto por W2S, S2S Y S2W.

W2S: tiempo desde que se termina de perforar la parada hasta que se instala la cuña, se tiene

en cuenta operaciones como repasadas y tiempo circulando.