

ESTRUCTURACIÓN DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN (DCOP) CON
ALCANCE A LOS CAMPOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE
ORINOQUÍA DE ECOPETROL S.A. ESTABLECIENDO UNA LINEA BASE DE
DESEMPEÑO PARA LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO

ALEJANDRA MARCELA ARDILA ZIPA

NICOLÁS SUÁREZ RUBIANO

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

2019

ESTRUCTURACIÓN DEL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN (DCOP) CON
ALCANCE A LOS CAMPOS DE LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL DE
ORINOQUÍA DE ECOPETROL S.A. ESTABLECIENDO UNA LINEA BASE DE
DESEMPEÑO PARA LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO

ALEJANDRA MARCELA ARDILA ZIPA

NICOLÁS SUÁREZ RUBIANO

Proyecto integral de grado para optar por el título de
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

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

2019

Nota de aceptación

Ing. Laydy Paola Mora Parrado

Ing. Manuel Guillermo Aldana Arévalo

Bogotá D.C., Julio de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro:

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

Si pudiera describir la vida diría que es el mar y por lo tanto que somos simples gotas que siempre están en continuo movimiento, siempre cambiando al pasar el tiempo. Quiero darle gracias a Dios, porque el es quien ha permitido que en este momento este dando este gran paso en mi vida, gracias Dios por permitirme alcanzar esta meta, por estar acá y por todas las bendiciones que tienes conmigo y mi familia día tras día. Nunca me desampares.

Agradezco infinitamente a mi familia, porque son el motor de mi vida y sin ustedes yo no podría estar acá. Para mis abuelos que son dos estrellas que me acompañan siempre desde el cielo, a mis abuelitas quienes son pilares en la familia y concibieron a seres tan maravillosos como mis papás, a mi hermanito Bubu por siempre estar presente en cada momento de mi vida dándome grandes consejos y sirviéndome de apoyo ¡Eres muy grande! A mi papi por ser el héroe de mi vida y dar tanto por nosotros, por tanta dedicación a la familia, por tanto, amor que cada día nos da, por sus sonrisas en los días que está cansado del trabajo, por sus consejos tan sabios, sus anécdotas inolvidables y colmadas de enseñanzas. A mi mami por ser un soporte en mi vida, por cada una de sus enseñanzas, sus palabras de aliento en los momentos indicados, por siempre cubrirme con sus brazos cuando necesitaba seguir adelante, sin ti nada de esto hubiese sido posible. Gracias a los dos por nunca dejarme caer.

Quiero agradecer a cada una de las personas que han estado en este camino de mi vida, que me han ayudado de una u otra manera a ser hoy lo que soy. Finalmente agradecer a lco por cada una de las experiencias a lo largo de toda la universidad, por soportarme y guiarme cuando veía las cosas perdidas, por ser un hombre extraordinariamente único y valioso. Agradezco profundamente tus risas los días que yo solo tenía para ofrecer lágrimas, por nuestras conversaciones a la madrugada debatiendo de tantos temas que al final siempre me hacían sentir invencible, con el poder de cambiar el mundo. Solo puedo desear que tus sueños se cumplan.

Alejandra Marcela Ardila Zipa

DEDICATORIA

A la vida por permitirme llegar a este momento tan importante, por llenarme de fuerza y voluntad en cada uno de esos días en los que pensaba que nada valía la pena, por colocarme al lado compañeros que de una u otra manera aportaron cosas positivas en el desarrollo de esta carrera que elegí como proyecto de vida, y que, sin lugar a duda, me permitió conocer algunos seres humanos que hoy puedo llamar amigos.

A mi mamá que a pesar de todo la amo y jamás olvidaré cuando me esperabas cada noche después de un largo día en la universidad sin importar la hora para contarme todo lo que en su mundo sucedía, porque sin ti no sería el hombre tan fuerte que soy, porque sin ti jamás hubiese entendido la vida. A mi papá, porque sin dudarlo, jamás estaré más agradecido contigo por todo el esfuerzo por sacarnos adelante, entre lágrimas, sudor y dedicación, al igual que mi mamá, me enseñaron que la vida no es fácil, pero que con esfuerzo y responsabilidad puedo llegar tan lejos y brillar con luz propia.

A mi hermano, que has sido esa persona que me ha empujado a salir adelante y no quedarme estancado frente a los problemas, quien me ha apoyado y enseñado que con muy poco se puede llegar muy lejos.

A mis abuelos, quienes han sido el motor de mi vida, me han enseñado que se puede construir familia solo con amor y mucho sacrificio, a ti tata, que nunca me dejaste llorar, y a ti abuelito, porque nunca estuve tan orgulloso de alguien, tus manos han sido la fuerza más grande.

Y finalmente a ti mi Mar, porque me rescataste cuando la vida solo se hacia más difícil y chiquita, porque me enseñaste que ser una hormiga en este mundo de leones no es tan malo, porque me enseñaste a amar el universo y cada estrella, porque me enseñaste a soñar y volar, volar como un pájaro hasta tocar el cielo, porque tú más que nadie jamás sabrá lo increíblemente agradecido y orgulloso que me siento de ti. Nunca olvides lo valiosa que eres, y por favor nunca olvides, amarilla.

Nicolás Suárez Rubiano.

AGRADECIMIENTOS

Gracias a cada una de las personas que contribuyeron a que este proyecto se hiciera realidad, por aportar su grano de arena y ayudar a dos jóvenes con muchos sueños y expectativas de la vida.

A laydy, ¡por ser una mujer, profesora y profesional tan increíble! Por brindarnos su tiempo con tal amabilidad, por ayudarnos a sacar este proyecto adelante, estaremos eternamente agradecidos.

Al comité de grado por apoyarnos y siempre estar pendiente de nuestro proyecto, por cada una de sus palabras de aliento, sus consejos y correcciones. Al director de carrera, Juan Carlos, por siempre recibirnos en su oficina con una sonrisa en la boca, por brindar soluciones ante las adversidades y por sobre todas las cosas gracias por creer en nosotros. A la profesora Adriangela por escucharnos y apoyarnos, por ser un apoyo y por su profunda comprensión y amabilidad, estamos muy agradecidos.

Finalmente damos gracias a la Universidad de America por forjar nuestro camino, el camino que elegimos como proyecto de vida.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	23
OBJETIVOS	24
1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL DE PLANEACIÓN WDP (Well Delivery Process)	26
1.1 GENERALIDADES DEL WDP	26
1.2 PLAN DE MANEJO	26
1.2.1 Objetivos	26
1.2.2 Alcance.	27
1.2.3 Consideraciones especiales	28
1.2.4 Dispensación	28
1.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROCESO	28
1.3.1 Fase de evaluación	28
1.3.1.1 Insumos	28
1.3.1.2 Actividades críticas	29
1.3.1.3 Entregables	29
1.3.2 Fase de selección	30
1.3.2.1 Insumos	30
1.3.2.2 Actividades críticas	30
1.3.2.3 Entregables	30
1.3.3 Fase de detalle	31
1.3.3.1 Insumos	31
1.3.3.2 Actividades críticas	31
1.3.3.3 Entregables	32
1.3.4 Fase de ejecución	32
1.3.4.1 Insumo	32
1.3.4.2 Actividades críticas	32
1.3.4.3 Entregables	33
1.3.5 Fase de cierre	33
1.3.5.1 Insumos	33
1.3.5.2 Actividades críticas	33
1.3.5.3 Entregables	34
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL COMPLETAMIENTO Y LAS VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES	36
2.1 DEFINICIÓN DE COMPLETAMIENTO	36
2.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTO	36
2.2.1 Completamiento hueco abierto	36
2.2.2 Completamiento hueco revestido	37
2.2.3 Completamiento en una sola zona productora	38
2.2.4 Completamiento en múltiples zonas productoras	38

2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPLETAMIENTO.	38
2.3.1 El propósito del pozo	38
2.3.2 Parámetros relacionados al ambiente	38
2.3.3 Parámetros relacionados a la perforación	39
2.3.3.1 Tipo de taladro de perforación	39
2.3.3.2 Perfil del pozo	39
2.3.4 Cementación y casing de producción	39
2.3.5 Parámetros relacionados a las técnicas de completamiento	39
2.3.6 Parámetros de producción	40
2.4 FASES DEL COMPLETAMIENTO.	40
2.4.1 Movilización y Rig Up del equipo de intervención	40
2.4.2 Limpieza de Casing, liner y cambio de fluido	41
2.4.3 Registros calidad de cemento	45
2.4.3.1 Tipo de lechada	45
2.4.4 Cañoneo	46
2.4.4.1 Cañoneo TCP (tubing conveyed perforating)	47
2.4.4.2 Cañoneo Wireline	48
2.4.5 Instalación sistema de levantamiento artificial	48
2.5 ESTRATEGIAS DE COMPLETAMIENTO.	48
2.5.1 Completamiento con Rig	49
2.5.2 Completamiento con workover	50
2.5.3 Completamiento Workover-Coiled Tubing	51
2.6 VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO.	52
3. ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS CON VARIABLES DE CONTROL	61
3.1 POBLACIÓN DE ANÁLISIS.	61
3.2 CLASIFICACIÓN DE LA POBLACIÓN Y CRITERIO DE SELECCIÓN.	61
3.3 ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS	65
3.3.1 Información de entrada	67
3.3.2 Distribución de la base de datos	70
4. ANÁLISIS ESTADISTICO REALIZADO A LA BASE DE DATOS PARA LA ESTRUCTURACIÓN DE DCOP.	72
4.1 DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL DCOP.	72
4.2 ANÁLISIS ESTADISTICO DE LOS DATOS.	72
4.2.1 Medidas de localización	73
4.2.2 Medidas de dispersión	74
4.2.3 Desviación estándar	74
4.2.4 Rango	74
4.2.5 Prueba de normalidad	75
4.3 DESARROLLO ESTADISTICO	75
4.4 ESTABLECIMIENTO DE TIEMPOS LÍNEA BASE DE DESEMPEÑO	95
4.4.1 Tiempo velocidad de corrida de tubería/herramienta	95

4.4.2	Tiempos de arme de equipos y herramientas	96
4.4.3	Tiempos de las demás variables involucradas en operaciones de completamiento	97
4.4.4	Análisis de tiempos no productivos (NPT-Non Productive Time)	105
4.5	EVALUACIÓN DE RESULTADOS LÍNEA BASE DE DESEMPEÑO	110
4.6	CALCULO DE COSTOS OPTIMOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA CRYSTAL BALL	114
4.7	RESULTADOS Y ANÁLISIS SIMULACIÓN DE MONTECARLO	124
5.	DCOP COMO ESTRATEGIA Y HERRAMIENTA EN LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO	131
5.1	ARTICULACIÓN WDP/DCOP	131
5.2	ESTANDARIZACIÓN	132
5.2.1	Creación CWOP programable	132
5.3	CONTROL Y SEGUIMIENTO	137
5.3.1	Tablero de decisión, control y análisis	141
5.3.2	Funcionamiento tablero de decisión, control y análisis	141
5.4	IMPLEMENTACION EN UNA MUESTRA DE POZOS	144
5.4.1	Análisis de la implementación	145
5.4.2	Medición de los indicadores de desempeño	156
6.	CONCLUSIONES	155
7.	RECOMENDACIONES	157
	BIBLIOGRAFÍA	164
	ANEXOS	166

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Fases del proceso WDP	35
Figura 2. Completamiento hueco abierto	37
Figura 3. Completamiento hueco revestido	37
Figura 4. Estado mecánico tipo de los pozos de la muestra de estudio	42
Figura 5. BHA de limpieza #1 y 2 con completamiento Rig Y Rigless-workover	43
Figura 6. BHA de limpieza #1 y 2 con completamiento Coiled tubing-workover	44
Figura 7. Geometría típica de un cañoneo	46
Figura 8. Cañoneo TCP	47
Figura 9. Plataforma con un rig de Nabors	50
Figura 10. Camión equipo de Workover	51
Figura 11. Camión equipo de Coiled Tubing.	52
Figura 12. Esquema general de control de un proceso	59
Figura 13. Criterios de selección base de datos.	62
Figura 14. Data Analyzer	68
Figura 15. Ejemplo pozo A-Query de tiempos ejecutados en la VRO 2018	69
Figura 16. Base de datos	71
Figura 17. Cálculo con los datos para la simulación	120
Figura 18. Cuadro preferencia de simulación	121
Figura 19. Cuadro de condiciones (Objetivos)	122
Figura 20. Cuadro de condiciones (Variables de decisión)	122
Figura 21. Cuadro de condiciones (Restricciones)	123
Figura 22. Cuadro de condiciones (Opciones de simulación).	124
Figura 23. Ventana de Registro CWOP Programado	133
Figura 24. Hoja de cálculo con plantillas de plan de manejo y costos	134
Figura 25. Ventana de Registro CWOP Programado (Compañías)	134
Figura 26. Programación del CWOP Programable	136
Figura 27. Creación de plantilla CWOP por pozo	138
Figura 28. Diagrama de flujo proceso de registro de datos en CWOP	140
Figura 29. Tablero de decisión, control y análisis	142
Figura 30. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por pozo)	143
Figura 31. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por Fase)	143
Figura 32. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por longitud a cañonear y profundidad)	144

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Distribución de los datos de la muestra de estudio	76
Gráfica 2. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rig menor a 55°	98
Gráfica 3. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rig mayor a 55°	99
Gráfica 4. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rigless-Workover menor a 55°....	100
Gráfica 5. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para la fase de registros Rigless-Workover mayor a 55°	101
Gráfica 6. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Workover-Coiled tubing menor a 55°	102
Gráfica 7. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para la Workover-Coiled tubing mayor a 55°	103
Gráfica 8. Diagrama de torta porcentajes de NPT´s	107
Gráfica 9. Histograma costos Rig menor a 55°	127
Gráfica 10. Histograma costos Rig mayor a 55°	127
Gráfica 11. Histograma costos Rig mayor a 55°	128
Gráfica 12. Histograma costos Rig mayor a 55°	128
Gráfica 13. Desempeño de los pozos	146
Gráfica 14. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL1	147
Gráfica 15. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL8	149
Gráfica 16. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL6	151
Gráfica 17. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL7	153

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Registros según la lechada	45
Tabla 2. Clasificación específica de las variables de control	54
Tabla 3. Clasificación general de variables según Béla Lipták	60
Tabla 4. Valores de Za para diferentes porcentajes de confiabilidad	63
Tabla 5. Clasificación de pozos muestra de estudio	64
Tabla 6. Clasificación del tiempo en las operaciones de completamiento	65
Tabla 7. Resultados Prueba de Shapiro Wilk	76
Tabla 8. Datos de las profundidades Rig menor a 55°	77
Tabla 9. Datos de las profundidades Rig mayor a 55°	78
Tabla 10. Datos de las profundidades Rigless-Workover menor a 55°	78
Tabla 11. Datos de las profundidades Rigless-Workover menor a 55°	79
Tabla 12. Datos de las profundidades Workover-coiled tubing menor a 55°	79
Tabla 13. Datos de las profundidades Workover-coiled tubing mayor a 55°	80
Tabla 14. Cálculo de velocidad Rig menor a 55°	82
Tabla 15. Cálculo de velocidad Rig mayor a 55°	83
Tabla 16. Cálculo de velocidad Rigless-Workover menor a 55°	84
Tabla 17. Cálculo de velocidad Rigless-Workover mayor a 55°	85
Tabla 18. Cálculo de velocidad Workover-Coiled tubing menor a 55°	86
Tabla 19. Cálculo de velocidad Workover-Coiled tubing mayor a 55°	87
Tabla 20. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rig menor a 55°	89
Tabla 21. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rig mayor a 55°	90
Tabla 22. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover menor a 55°	91
Tabla 23. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover mayor a 55°	92
Tabla 24. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover-Coiled Tubing menor a 55°	93
Tabla 25. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover-Coiled Tubing mayor a 55°	94
Tabla 26. Tiempos para cada operación de corrida de equipos y herramientas	95
Tabla 27. Tiempos de arme equipos y herramientas	97
Tabla 28. Tiempo duración por cada NPT	106
Tabla 29. Análisis Causa Raíz NPT's	108
Tabla 30. Tabla resumen tiempos de ejecución por fase para cada estrategia	110
Tabla 31. Costos involucrados en la función objetivo	116
Tabla 32. Características operativas cañoneo Wireline y cañoneo TCP	119
Tabla 33. Restricciones por Dog Leg	120
Tabla 34. Valores de previsión estadísticos	125
Tabla 35. Percentiles simulación de Montecarlo y sus respectivos costos	129

Tabla 36. Comparativo costos línea base vs. AFE actual	130
Tabla 37. Lista de pozos implementación	145
Tabla 38. Operaciones adicionales P-IMPL1	148
Tabla 39. Tiempos no productivos P-IMPL1	149
Tabla 40. Operaciones adicionales P-IMPL8	150
Tabla 41. Tiempos no productivos P-IMPL8	151
Tabla 42. Operaciones adicionales P-IMPL6	152
Tabla 43. Tiempos no productivos P-IMPL6	152
Tabla 44. Operaciones adicionales P-IMPL7	154
Tabla 45. Resultados de tiempo y costos producto de la implementación	155
Tabla 46. Puntajes de eficacia y eficiencia	157
Tabla 47. Resultados medición de indicadores de desempeño	158

LISTA DE ECUACIÓN

	pág.
Ecuación 1. Tamaño de Muestra	62
Ecuación 2. Cálculo de media de una muestra	73
Ecuación 3. Cálculo de media de una muestra	73
Ecuación 4. Cálculo de varianza	74
Ecuación 5. Cálculo desviación estándar	74
Ecuación 6. Cálculo de rango	74
Ecuación 7. Cálculo normalidad de Shapiro Wilk	75
Ecuación 8. Cálculo de velocidad	81
Ecuación 9. Formula cálculo de tiempo	95
Ecuación 10. Ecuación de la función objetivo	115
Ecuación 11. Ecuación indicadora de eficacia	156
Ecuación 12. Ecuación porcentaje de eficacia	156
Ecuación 13. Ecuación indicadora de eficiencia	156
Ecuación 14. Ecuación cálculo de efectividad	157

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Tablas	170
Anexo B. Registro CWOP Programable	203

LISTA DE ABREVIATURAS

% Por ciento

º Grados de inclinación

BBL: barriles

BHA: ensamblaje de Fondo

BES: bombeo Electrosumergible

CWOP: complete el pozo en el papel

CCL: localizador de collares de la tubería de revestimiento

CBL: registro de adherencia de cemento

DP: tubería de perforación

DCOP: proceso de Optimización de Perforación y Completamiento

E&P: exploración y Producción

FT: pies

GAL: galones

GPM: galones por minuto

HSE: salud, seguridad y medio ambiente

HRS: horas

INTEX: servicio de evaluación de integridad del cemento

KPI: indicador de rendimiento

LLI: long Lead Ítems

MD: profundidad medida

NPT: tiempo no productivo

OCM: evento de completamiento

P&C: perforación y Completamiento

POOH: sacar tubería/herramienta del pozo

PPG: libras por galón

RIG: taladro de perforación
RIH: correr tubería/herramienta dentro del pozo
SOR: declaración de requisitos
SLA: sistema de Levantamiento Artificial
SBT: herramienta de enlace segmentado
TPP: tiros por pie
TOL: tope del liner
TOC: tope del Landing Collar
USIT: herramienta de imagen ultrasónico
VRO: vicepresidencia Regional de Orinoquía
WDP: proceso de entrega de pozo

GLOSARIO

BHA: es el conjunto de herramientas y tuberías diseñadas con el fin de perforar y completar un pozo

CAÑONEO¹: proceso por el cual se establece una conexión entre el yacimiento y el interior del pozo, mediante la creación de agujeros entre el revestimiento, el cemento y la formación.

CAÑONEO TCP (TUBING CONVEYED PERFORATING): técnica que involucra la corrida de un cañón unido a la tubería de producción.

CAÑONEO CON WIRELINE: técnica que involucra una línea eléctrica con la cual se transporta el cañón de superficie a fondo, mientras transmite señales.

CASING: es un revestimiento que se utiliza con el fin de evitar que las paredes de la formación entren en contacto con el pozo y a su vez mantener la estabilidad entre el pozo y el yacimiento.

CEMENTO: también conocido como lechada, hace referencia a mezcla de cemento, agua y aditivos usada para sellar el espacio entre el anular, el revestimiento y las paredes del pozo.

COMPLETAMIENTO: es el conjunto de procesos que se realizan para acondicionar un pozo con el fin de conectar el yacimiento con la superficie e iniciar la fase de producción.

COILED TUBING²: es una cadena continua de tubería de diámetro pequeño que está conectada a una serie de equipos en superficie de completamiento y reacondicionamiento de pozo.

CLUSTER: es la división que se le da a un campo y donde están agrupados dos o más pozos.

CRYSTAL BALL: aplicación que permite la creación de modelos predictivos, previsión, simulación y optimización.

DATA ANALYZER: herramienta que permite la creación de consultas, a partir de criterios de búsqueda de datos e información almacenada en Open Wells.

¹ BELLABARBA, Mario. BULTE-LOYER, Héléne. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. Clamart, Francia, p. 21.

² ALLEN, Thomas O. Completamiento del pozo, workover y estimulaciones. Tulsa, Oklahoma, p. 302-303.

DENSIDAD DE CAÑONEO: número de disparos por unidad de longitud y que está dada en tiros por pie.

DIÁMETRO DE CAÑONEO: representa el diámetro del agujero de abertura que se crea en el revestidor durante el cañoneo.

DISPENSACIÓN: del inglés Dispensation, que en su definición literaria es la excepción a una regla o requerimiento.

DOG LEG: es la medida del cambio de dirección que tiene un pozo cada 100 pies de distancia.

ESTANDARIZACIÓN: efecto de ajustar varios elementos semejantes a una norma común.

INTAKE: profundidad a la cual se encuentra la succión de la bomba electro sumergible.

KPI: es un indicador de rendimiento el cual evalúa el desempeño de una operación o proyecto.

LLI: equipos y materiales necesarios en un proyecto, los cuales requieren ser comprados con anterioridad.

OPENWELLS: software que permite la administración y registro de las actividades de perforación y terminación de pozos. Además, simplifica y racionaliza la recopilación de datos de informes y análisis.

POWER BI: herramienta que permite el análisis y proporciona información detallada a partir de una base de datos de Excel mediante de la construcción de gráficas y elementos visuales que permiten y facilitan la toma de decisiones.

QUERY: búsqueda de datos consignados en una base de datos.

REAL STATISTICS: complemento de Excel que permite realizar cálculos estadísticos complejos.

RIG UP: proceso de izaje, instalación y arme de equipos de la unidad de completamiento.

RIG DOWN: proceso de desinstalación y desarme de equipos de la unidad de completamiento.

RIH: hace referencia a realizar la corrida de tubería dentro del pozo.

RIGLESS: técnicas para el completamiento de pozo que no emplean un equipo de perforación, como lo son el completamiento con equipo de workover o con equipo de coiled tubing.

POOH (Pull Out Of the Hole): hace referencia a sacar la tubería del pozo.

TIEMPOS NO PLANEADOS: tiempo adicional generado por una operación que no fue planeado en el programa de completamiento, lo cual genera sobrecostos.

TRACTOR: herramienta que utiliza una serie de patines para llevar a cabo operaciones en pozos muy desviados donde es necesario transportar herramientas con cable.

ONSHORE: pozos perforados costa afuera.

OFFSHORE: pozos perforados costa adentro.

OFFSET: hace referencia a un pozo análogo, con características similares.

ROP'S: por sus siglas rate of penetration, hace referencia a la velocidad con la cual se perfora.

SOR: hace referencia a la descripción detallada de un pozo.

SKIDDING: técnica que se utiliza para la movilización del taladro y de los equipos que lo componen cuando este se encuentra aún izado y la reubicación es dentro del mismo cluster.

WDP: proceso empleado como marco y estructura en la planeación de las operaciones de completamiento en Ecopetrol S.A

WORKOVER: son aquellos trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de pozo, entre los que también se encuentra las operaciones de completamiento.

Y-TOOL: herramienta que permite la intervención del pozo a través de dos conductos separados donde una parte se encuentra conectada a la Bomba Electrosumergible y otra parte de la herramienta permite el acceso al yacimiento por debajo de la bomba.

RESUMEN

TÍTULO Estructuración del proceso de optimización (DCOP) con alcance a los campos de la Vicepresidencia Regional de Orinoquía de Ecopetrol S.A. estableciendo una línea base de desempeño para las operaciones de completamiento.

DESCRIPCIÓN

En el siguiente trabajo se estructuró el proceso de optimización DCOP (Drilling and Completion Optimization process) enfocado únicamente a las operaciones de completamiento. Inicialmente se describió el proceso WDP el cual es empleado como marco y estructura para la planeación de las operaciones, concluyendo que el siguiente proyecto contribuirá con el objetivo principal del WDP, el cual es garantizar que un pozo o grupo de pozos se planeen y ejecuten de la forma más eficiente. Una vez descrito esto, se realizó un estudio del completamiento de los pozos convencionales de los campos de la VRO con una muestra representativa de 41 pozos del 2018, en donde se estandarizó el lenguaje de las operaciones por medio de un CWOP programado con el fin de poder generar una relación de toda la información de forma en que pueda ser equiparada la misma entre pozos en función de las variables de control establecidas, estrategia y perfil del pozo.

Posteriormente se depuró la información de la base de datos tomada de Open Wells identificando los tiempos limpios ejecutados, los tiempos no productivos (NPT's) y las operaciones adicionales presentes en cada una de las fases que comprenden el completamiento de un pozo, esto mediante el uso de Data Analyzer. Una vez clasificada y ordenada la información, se realizó un análisis estadístico el cual permitió encontrar los tiempos y costos ideales mediante una línea base de desempeño para cada una de las estrategias de completamiento.

Adicionalmente, se creó un tablero por medio de la herramienta Power BI y se implementó el DCOP a una muestra de 8 pozos, el cual permitió medir, controlar y analizar el desarrollo del completamiento de los pozos, relacionando la información consignada en el CWOP programado, identificando los tiempos asociados a operaciones adicionales y tiempos no productivos que se presentaron en cada uno de los pozos, con lo que se pudo contrastar la línea base con el comportamiento real de los completamientos realizados en el 2019.

PALABRAS CLAVE

CWOP

DCOP

Estrategias de completamiento

Vicepresidencia Regional Orinoquía

INTRODUCCIÓN

El completamiento es una etapa importante en el desarrollo y vida productiva de un pozo debido a que su principal objetivo es producir el mismo de manera controlada mediante la instalación de tuberías y herramientas; la eficiencia del completamiento depende en gran medida de la correcta planeación y ejecución de las operaciones realizadas.

En las operaciones de completamiento de la industria petrolera se maneja una gran cantidad de información que día a día incrementa exponencialmente, esta es utilizada como información de entrada a la hora de tomar decisiones en la planeación de futuros proyectos, sin embargo, la cantidad y variedad de los datos registrados, hacen que el manejo de estos se convierta en un proceso que no garantiza que se extraiga el máximo valor y conocimiento de la información; por esta razón, Pradeep Anand³ sugiere que deben ser empleados procesos que permitan el reconocimiento de patrones y proporcionen un análisis descriptivo, facilitando la toma de decisiones para ofrecer perspectivas y prospectivas con límites estadísticos y científicos.

De acuerdo con lo anterior, el proceso DCOP hace uso de herramientas enfocadas hacia la generación de valor de la información, esto, a través de la planeación acertada producto del análisis del desarrollo histórico de los pozos ejecutados. El uso de las dichas herramientas permite medir, controlar y evaluar la información resultante, esto con el fin de disminuir los tiempos y costos de un completamiento desde su planeación, permitiendo optimizar los tiempos planos (arme de herramientas, pruebas de presión, corrida de tuberías, registros eléctricos, entre otros), fortaleciendo la mejora continua y permitiendo la implementación de procesos de optimización en futuras operaciones.

Este proyecto estructurará el DCOP para las operaciones de completamiento a partir de la creación de una plantilla CWOP programada que permita la estandarización del lenguaje de las operaciones entre la planeación y ejecución de las mismas, y a su vez, permita hacer uso de herramientas, como lo es Power BI, que faciliten la medición, control y seguimiento de cada una de las actividades y operaciones que se realicen en todo el completamiento, generando valor a partir de los resultados y contribuyendo con el proceso WDP, el cual es utilizado como marco y estructura en la planeación de las operaciones.

³ ANAND, Pradeep. Big Data is a Big Deal. SPE-0413-0018-JPT. Estado Unidos, 2013.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Estructurar el proceso de optimización (DCOP) con alcance a los campos de la Vicepresidencia Regional de Orinoquía de Ecopetrol S.A estableciendo una línea base de desempeño para las operaciones de completamiento.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir el proceso implementado actualmente en Ecopetrol para la planeación y ejecución de las operaciones de completamiento, en términos de flujo de información y tratamiento de datos.
2. Describir las variables relacionadas al proceso de ejecución de las operaciones de completamiento para la identificación de las variables de control.
3. Establecer una base de datos con variables de control que permita el manejo correcto del flujo de la información.
4. Estructurar el DCOP como estrategia en la optimización de las operaciones de completamiento, mediante un análisis estadístico realizado con la base de datos.
5. Implementar el DCOP en una muestra de pozos para la evaluación de las eficiencias en términos de tiempo y costo de las operaciones de completamiento.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL DE PLANEACIÓN WDP (Well Delivery Process)

El siguiente capítulo contiene una descripción general del WDP como el proceso implementado en la planeación y ejecución de las operaciones de completamiento, esta se encuentra enfocada al desarrollo del proyecto y contiene información relevante para el desarrollo de este.

1.1 GENERALIDADES DEL WDP⁴

El WDP (Well Delivery Process), es un proceso empleado como marco y estructura para el desarrollo de las actividades y operaciones en los procesos de perforación y completamiento de los pozos “*onshore*” y “*offshore*” a cargo de Ecopetrol S.A; este busca generar valor, aportar claridad y eficiencia a los trabajos realizados con el fin de ejecutar los proyectos de la forma más rentable posible. El WDP se construye a partir de la recolección de datos e información de perforación y completamiento en la industria y expertos a nivel global de los trabajos involucrados, así mismo, este es obligatorio y debe asegurar que su implementación se realice de manera eficiente a partir de una buena planeación.

1.2 PLAN DE MANEJO⁵

Para garantizar la generación de valor y la eficiencia en la planeación y ejecución de las operaciones de perforación y completamiento, el WDP comprende una serie de objetivos y alcances que delimitan el proceso y le dan un horizonte de planeación ideal para el cumplimiento de cada una de las actividades que comprenden las operaciones de P&C.

1.2.1 Objetivos. El objetivo general del WDP es garantizar que los pozos se planeen y ejecuten de forma eficiente asegurando que el diseño ejecutado cumpla con políticas de integridad, HSE y estándares de entorno de Ecopetrol S.A.

Para el cumplimiento del WDP se implementan 6 estrategias claves que sirven como mecanismo de control de todo el proceso:

- Estandarización: esta asegura consistencia en la planeación y ejecución de las operaciones, cumpliendo las políticas de Ecopetrol.

⁴ ECOPETROL. Libro guía proceso de planeación WDP. p. 4-7. Bogotá, Colombia. Observación inédita, 2018.

⁵ Ibid. p 4-6.

- **Relevancia:** convierte el WDP en un proceso que genera valor y a su vez permite que la información pueda ser interrelacionada con los otros procesos claves de la organización para el cumplimiento de los objetivos.
- **Gobernabilidad:** permite identificar con claridad los roles y responsabilidades de todas las partes involucradas dentro del proceso de E&P.
- **Eficiencia y simplicidad:** asegura el cumplimiento de la planificación técnica e integridad de pozos; así mismo, la incorporación de tecnologías y rentabilidad eliminando las actividades de poco valor agregado.
- **Disciplina:** las actividades son monitoreadas mediante KPI's, los cuales deben ser claros y medibles.
- **Multidisciplinariedad:** define los objetivos, insumos y entregables comunes entre las áreas y procesos involucradas en el proceso de P&C.

1.2.2 Alcance. El WDP está diseñado para proporcionar una guía clara en el desarrollo y cumplimiento de las cinco fases que lo componen, las cuales involucran las fases de EVALUACIÓN, SELECCIÓN, DETALLE, EJECUCIÓN y CIERRE para todos los proyectos de la Gerencia General de Perforación y Completamiento, entre los que se incluyen pozos exploratorios, pozos en desarrollo, pozos de estudio, pozos estratigráficos, pozos inyectoros, “*re-entry*”, “*side tracks*”, pozos laterales, pozos de reemplazo, pozos de agua, pozos de alivio, abandono de pozos exploratorios (secos o no comerciales), y en general cualquier tipo de pozo operado por Ecopetrol S.A.

La estructura general del proceso evalúa la factibilidad técnica del pozo, selecciona la opción óptima para el diseño de este y desarrolla la ingeniería de detalle de la opción seleccionada con el fin de llevar a cabo la ejecución del plan de P&C y poder revisar el desempeño en tiempo, costos y cumplimiento de objetivos. Así mismo, el proceso garantiza que en el desarrollo de cada una de las fases se apliquen las lecciones aprendidas y se minimicen los riesgos asociados.

Precisando lo anterior, el WDP asegura que los elementos usados durante la planeación sean fundamentales durante todas las demás fases que involucran la ejecución y cierre de un proyecto, definiendo la gobernabilidad e interdependencia de la información con los demás procesos de exploración y producción asegurando que todo el proceso se encuentre alineado.

1.2.3 Consideraciones especiales. A pesar de que el WDP es un proceso sistemático y continuo, en algunas ocasiones y bajo ciertas causas que hayan sido identificadas en el área de planeación, se toma la decisión de empezar el proceso a partir de una fase diferente a la de evaluación.

1.2.4 Dispensación. Teniendo en cuenta la evaluación realizada por los líderes de Perforación y Completamiento a las bases de diseño del campo, la madurez de este y el desarrollo de ingeniería realizado en el mismo, identifican y proponen la fase sobre la cual debe iniciarse el proceso WDP diligenciando el formato de solicitud de dispensación a un documento de gestión, el cual sirve como soporte para sustentar los motivos por los cuales si inicia en una fase diferente a la de evaluación.

1.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROCESO⁶

El proceso *Well Delivery Process* está compuesto por 5 fases (EVALUACIÓN, SELECCIÓN, DETALLE, EJECUCIÓN y CIERRE), las cuales hacen uso de 6 elementos importantes que soportan el cumplimiento de cada uno de los objetivos propuestos en cada fase.

Estos elementos están divididos en insumos (información de entrada), actividades críticas, áreas responsables, compuerta de decisión, reuniones y entregables (información de salida). Es importante recordar que el fin del presente capítulo es mencionar los elementos que contribuirán en el desarrollo y el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo tanto, no se describirá de manera detallada cada una de las fases que componen el WDP.

1.3.1 Fase de evaluación. Esta fase tiene como objetivo determinar técnicamente la factibilidad de realizar la perforación y el completamiento del pozo/campaña.

1.3.1.1 Insumos. Los elementos de entrada en esta fase están conformados por el "*Well Request*" y los Informes de evaluación de riesgos geológicos; El *Well Request*, es un documento que hace oficial el inicio de la planeación, este contiene datos básicos que permiten al equipo de perforación y completamiento elaborar un plan para el cumplimiento de los objetivos.

El informe de evaluación de riesgos geológicos garantiza que el proceso de evaluación de riesgos de superficie haya sido efectuado y permite identificar los riesgos potenciales que pueden afectar la localización.

⁶ Ibid. 9-95.

1.3.1.2 Actividades críticas. Las actividades críticas son aquellas que por su nivel de importancia se clasifican como tal y hacen referencia a una serie de actividades que se realizan para el cumplimiento de una fase haciendo uso de los elementos de entrada. Las actividades para esta fase están divididas en:

- Elaborar y actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Analizar pozos “*Offset*”.
- Identificar y analizar riesgos.
- Revisar prerrequisitos HSE, entorno, ambiental y seguridad física.
- Definir factibilidad técnica.

Es importante mencionar que el objetivo de analizar los pozos “*Offset*” es identificar tiempos, tendencias, *ROP*'s, riesgos operativos y *NPT*'s ocurridos durante las operaciones junto con el análisis de causas y posibles mitigaciones.

1.3.1.3 Entregables. Elementos de salida que se usan como información de entrada en la siguiente fase.

- Hoja de vida del pozo o campaña: Este documento debe incluir los insumos de las principales áreas involucradas en el plan de trabajo de las 5 fases de planeación y ejecución, adicionalmente, debe incluir las herramientas utilizadas en la gestión del proyecto y a su vez este documento incluye un seguimiento al costos y tiempos por pie de cada fase.
- Matriz riesgos: Esta herramienta de gestión permite determinar y registrar los riesgos de cada una de las áreas presentes en la planeación-ejecución del pozo/campaña. En esta fase no se debe incluir ningún plan de contingencia, por el contrario, se deben incluir los riesgos globales que involucren el cumplimiento de los objetivos del pozo/campaña.
- Acta de factibilidad técnica: Este documento contiene un resumen de la evaluación técnica de ingeniería de P&C de la factibilidad del pozo/campaña, así mismo en este se incluyen objetivos y descripción del pozo/campaña, estado mecánico del pozo, riesgos del pozo/campaña, selección del sistema de levantamiento artificial y tiempos y costos estimados.

1.3.2 Fase de selección. Esta fase tiene como objetivo definir cuál será el plan de proyecto óptimo para el diseño del pozo/campaña teniendo en cuenta los costos, tiempos y riesgos asociados.

1.3.2.1 Insumos. Los elementos de entrada de esta fase deben soportar los requerimientos mínimos de subsuelo en términos de información técnica de subsuelo, pruebas de pozo y servicios asociados a este, esto con el fin de seleccionar el diseño óptimo de perforación y completamiento de este, identificar los riesgos, estimar los tiempos y costos durante el desarrollo de la fase de planeación del proceso WDP.

1.3.2.2 Actividades críticas. Las actividades críticas son aquellas que por su nivel de importancia se clasifican como tal y hacen referencia a una serie de actividades que se realizan para el cumplimiento de una fase haciendo uso de los elementos de entrada. Las actividades para esta fase están divididas en:

- Actualizar hoja de vida del Pozo/Campaña.
- Identificar opciones de diseño de perforación y completamiento.
- Definir costos, tiempos y riesgos de las opciones seleccionadas.
- Seleccionar la mejor opción/opciones por pozo tipo.
- Realizar la base de diseños identificando el perfil direccional, los riesgos y definiendo el estado mecánico.
- Definir requerimientos de entorno, HSE, ambiental y seguridad física.
- Elaborar el “Statement of Requirements” (SOR), el cual es un documento que consolida la descripción detallada del pozo a ejecutar, los requerimientos mínimos de subsuelo, la información general del pozo, y se incluyen a las características de la opción seleccionada en la Fase de Selección.
- Elaborar o actualizar el plan de respuesta a emergencias y el plan de contingencia para el control de pozo.

1.3.2.3 Entregables. Elementos de salida que se usan como información de entrada en la siguiente fase.

- Hoja de vida del pozo/campaña: Este documento debe incluir los insumos de las principales áreas involucradas en el plan de trabajo de las 5 fases de planeación y ejecución, adicionalmente, debe incluir las herramientas utilizadas en la gestión del proyecto y a su vez este documento incluye un seguimiento al costos y tiempos por pie de cada fase.

- Plan inicial de Logística de perforación, completamiento y pruebas: Este documento toma en cuenta los requerimientos de materiales, herramientas y personal considerados en cada fase.
- Bases de diseño: Este documento tiene consignado los resultados de ingeniería establecidos para la ejecución por cada campo. Esta base de diseño debe estar elaborada para los servicios de Casing y Cabezal, perforación direccional, fluidos de perforación y completamiento, cementación y completamiento.
- Estimación de costos LLI: En este documento se encuentran consignados los valores estimados para la compra de los LLI, este se realiza con el fin de obtener los recursos previos a la aprobación de la fase de selección.
- Matriz de riesgos: En esta fase se deben consignar los riesgos que comprometen la entrega o el cumplimiento de los objetivos del diseño de pozo propuesto y seleccionado. Esta matriz NO contiene ningún plan de contingencia o mitigación
- Estimado de Costos Clase 3: Este entregable debe registrar la estimación de los costos requeridos para el desarrollo de las operaciones de perforación, completamiento y pruebas del pozo/campaña.

1.3.3 Fase de detalle. En esta fase se va a desarrollar la ingeniería de detalle de la opción seleccionada durante las anteriores fases de la planeación.

1.3.3.1 Insumos. Los elementos de entrada para el cumplimiento de esta fase deben contener la documentación que demuestra la aprobación del comité de inversiones, así como las bases de diseño, los costos clase 3 que fueron estimados y los demás documentos que fueron consignados en los entregables de la fase de selección.

1.3.3.2 Actividades críticas. Las actividades críticas son aquellas que por su nivel de importancia se clasifican como tal y hacen referencia a una serie de actividades que se realizan para el cumplimiento de una fase haciendo uso de los elementos de entrada. Las actividades para esta fase están divididas en:

- Actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Asignar compañía de servicios: Se realiza la evaluación económica/contractual con base a los recursos del proyecto aprobados con el fin de desarrollar la recomendación de la asignación de compañías de servicios.
- Realizar ingeniería de detalle: En esta se identifican y actualizan los riesgos, incluyendo los planes de mitigación y se califican los riesgos posteriores a la implementación de el plan de mitigación y la gestión de los riesgos de acuerdo con la calificación final.

- Desarrollar un plan detallado de logística de perforación, completamiento y pruebas.
- Actualizar y estimar tiempos, costos y riesgos.

1.3.3.3 Entregables. Elementos de salida que se usan como información de entrada en la siguiente fase.

- Actualizar hoja de vida del pozo.
- Programa P&C y pruebas: Este documento incluye la ingeniería detallada, listado de equipos, recursos y actividades necesarias para la construcción del pozo. Este programa debe incluir el análisis de riesgos.
- Matriz de riesgos: En este punto la matriz SI refleja la estrategia de mitigación y complementa el programa de perforación, completamiento y pruebas.
- AFE: Uno de los documentos más importantes, este contiene las principales partidas de gastos para el desarrollo de las operaciones de perforación, completamiento y pruebas de pozo/campaña.

1.3.4 Fase de ejecución. En esta fase, el equipo de P&C debe asegurar que se cumpla el plan de perforación, completamiento y pruebas con el fin de entregar el pozo.

1.3.4.1 Insumos. Dentro de la información de entrada en esta fase, la matriz de riesgos debe estar actualizada, así como el programa de perforación, completamiento y pruebas debe estar definido con los respectivos costos AFE de los pozos/campañas.

1.3.4.2 Actividades críticas. Las actividades críticas son aquellas que por su nivel de importancia se clasifican como tal y hacen referencia a una serie de actividades que se realizan para el cumplimiento de una fase haciendo uso de los elementos de entrada. Las actividades para esta fase están divididas en:

- Actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Ejecutar operaciones de perforación, completamiento y pruebas: De acuerdo con el programa de perforación y completamiento, el Company Man registra las actividades realizadas y los costos asociados en la herramienta OPEN WELLS.

De igual manera, en caso de presentarse eventos operacionales que tengan un impacto significativo, se debe identificar la causa raíz y lecciones aprendidas para evitar la repetición.

- Registrar las lecciones aprendidas y buenas prácticas: En la documentación de las lecciones aprendidas, el Company Man y el ingeniero de perforación-

completamiento determina si las lecciones aprendidas generan valor y deben ser consignada en la herramienta OPEN WELLS.

- Realizar seguimiento de los costos y desempeño de KPI's: En este reporte se debe registrar el desempeño operativo, estado de avance de los indicadores de tiempo, costo y distribución de NPT's, así como el análisis de desempeño HSE.

1.3.4.3 Entregables. Elementos de salida que se usan como información de entrada en la siguiente fase.

- Hoja de vida del pozo/campaña: En este punto el entregable debe contener todo el plan de trabajo de las 5 fases de planeación y ejecución
- Reporte diario operacional.
- Reporte de incidentes y no conformidades: Reporte control de costos, desempeño y KPI's.
- Formato Proyección Operacional: Con base a las reuniones diarias se recibe el reporte de las operaciones realizadas y se entrega la planeación detallada del día.
- Informe de seguimiento y gestión.

1.3.5 Fase de cierre. esta fase tiene como objetivo realizar una revisión detallada del desempeño de todas las actividades y operaciones del pozo/campaña en términos de tiempo, costo y cumplimiento de todos los objetivos propuestos.

1.3.5.1 Insumos. En esta fase se tiene como información de entrada los entregables que contienen los reportes diarios de operación, costos y desempeño, así mismo, incluye un reporte con el resumen de los hallazgos de incidentes, la causa-raíz, las lecciones aprendidas y los planes de acción frente a estas, entre otros detalles que hayan sido objetivo de investigación durante el evento operacional.

1.3.5.2 Actividades críticas. Las actividades críticas son aquellas que por su nivel de importancia se clasifican como tal y hacen referencia a una serie de actividades que se realizan para el cumplimiento de una fase haciendo uso de los elementos de entrada. Las actividades para esta fase están divididas en:

- Actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Asegurar información y entregables técnicos: En este punto se busca garantizar que cada uno de los entregables de todas las fases del proceso, estén completos y sean verídicos; a su vez, deben estar consignados en Open Wells y se debe asegurar que la información de los reportes diarios y costos de P&C sea útil en la planeación operacional de futuros pozos.

- Estimación final de costo operacional extracontable: Esta estimación se debe realizar al finalizar las operaciones de P&C y pruebas, la cual realiza un ajuste extracontable con base a los costos reales obtenidos y los valores estimados de servicios que han sido cargados en Open Wells.
- Revisar Desempeño del Pozo/Campaña: De acuerdo a los KPI's establecidos durante la planeación se realiza la revisión del desempeño del pozo, así mismo, se revisa el cumplimiento de los objetivos definidos en el SOR.

1.3.5.3 Entregables. Elementos de salida que se usan como información de entrada en la siguiente fase.

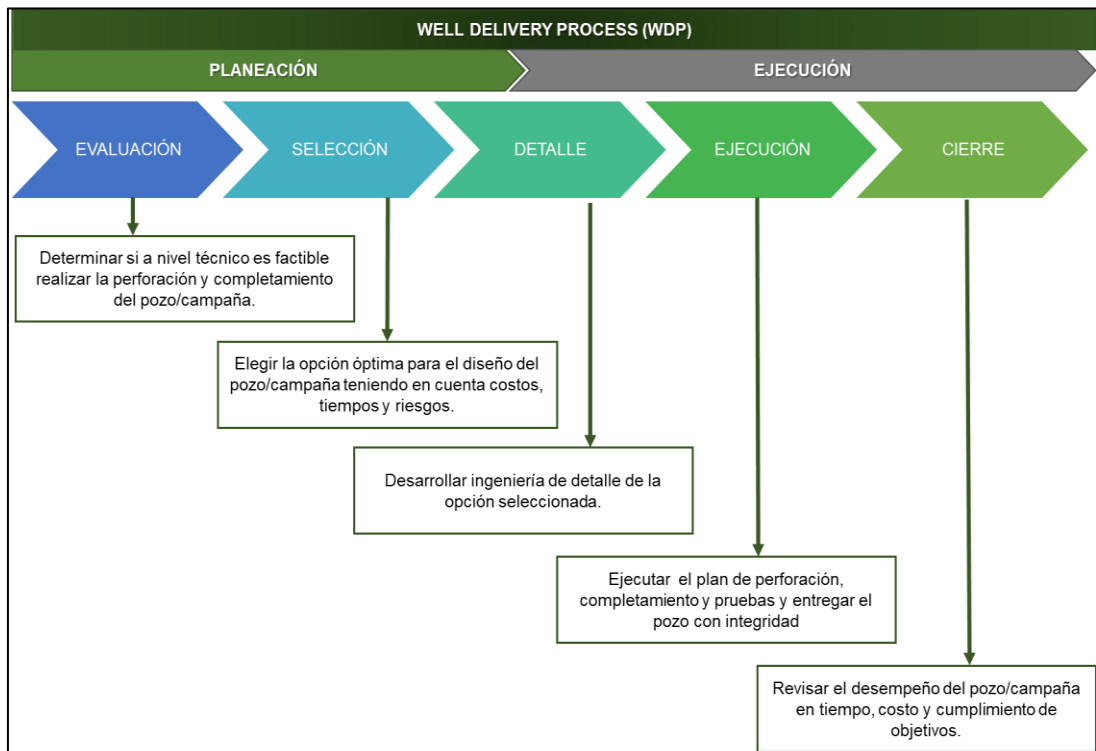
- Actualización hoja de vida del pozo/campaña
- Formato control de costos: En este entregable se realiza un resumen de los costos asociados a las operaciones realizadas en el pozo, desde la movilización de servicios y materiales hasta la perforación y el completamiento; este formato también incluye los cambios presupuestales y las desviaciones en tiempo y costo.
- Reporte final del pozo: Este es uno de los reportes más importantes, debido a que su objetivo es realizar un resumen en el que se comparan los objetivos propuestos en la fase de ejecución con los resultados obtenidos, además incluye los indicadores que proporcionan información sobre el cierre de tiempos y costos, desviaciones y lecciones aprendidas que pueden aplicarse a futuros proyectos de perforación y completamiento.
- Matriz de riesgos: Este formato contiene la información actualizada y cerrada sobre los riesgos que han sido identificados y las acciones de mitigación que han sido evaluadas durante la ejecución del pozo. De igual manera esta matriz incluye aquellos riesgos que se materializaron y no fueron identificados inicialmente desde la planeación.

Resumiendo lo anterior, las operaciones de Perforación y Completamiento en Ecopetrol S.A están gobernadas por el WDP (Well Delivery Process); para garantizar que los pozos se planeen y ejecuten de forma eficiente y, además, se asegure de que el diseño ejecutado cumpla con políticas de integridad y HSE, el WDP hace uso 5 fases generales: EVALUACIÓN, SELECCIÓN, DETALLE, EJECUCIÓN y CIERRE. Cada fase tiene un objetivo como se muestra en la **Figura 1**. Para cumplir cada objetivo del proceso se hace uso de los siguientes elementos:

- Insumos (información de entrada)
- Actividades críticas
- Áreas responsables
- Compuerta de decisión
- Reuniones y entregables (información de salida).

Cada uno de estos elementos se convierte en información valiosa para la planeación de nuevos proyectos, de esta manera, la calidad de los datos y la información es crítica al momento de crear estrategias que permitan establecer una relación en cuanto a tiempo, costos y técnicas de otros completamientos con base a las variables que están directamente relacionadas al proceso mencionado.

Figura 1. Fases del proceso WDP



Fuente: elaboración propia

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL COMPLETAMIENTO Y LAS VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES

En el siguiente capítulo se describirán los tipos de completamiento, sus fases y los factores que influyen en este, con el fin de identificar las variables de control relacionadas a la ejecución de las operaciones de completamiento presentes en la muestra de pozos usados para el estudio.

2.1 DEFINICIÓN DE COMPLETAMIENTO

El completamiento está definido como la fase de diseño, selección y detalle de los equipos y actividades necesarias para poner en producción un pozo, una vez que han concluido las operaciones de perforación, entre los que se incluyen, entre otros, el conjunto de tuberías del fondo de pozo y el equipo necesario para posibilitar la producción segura y eficiente de un pozo de petróleo o gas.⁷ Según Wan Renpu⁸ el completamiento de un pozo es un enlace importante en el desarrollo de un campo petrolero. El nivel de diseño y la calidad de la implementación desempeñan un papel importante en el objetivo de producción esperada y la efectividad económica de un campo.

2.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTO

El tipo de completamiento está definido según el diseño que mejor se adecue a las características geomecánicas del pozo y que su vez garantice la integridad de este durante toda la producción.

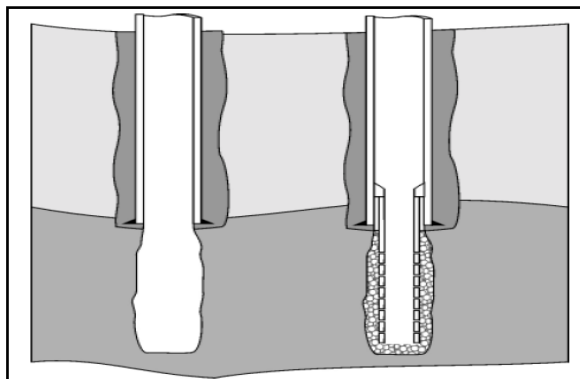
2.2.1 Completamiento hueco abierto. (Figura 2) Los completamientos a hueco abierto son factibles en yacimientos con la suficiente fuerza de formación para evitar el derrumbe o el desprendimiento. En estos completamientos, no hay forma de producir o aislar selectivamente intervalos dentro del yacimiento o de la sección de pozo abierto. La tubería de revestimiento de producción se fija y cementa en la roca sello, dejando el diámetro del pozo hasta el yacimiento abierto. El uso de los completamientos a hueco abierto, están restringidos en algunos pozos horizontales y en pozos donde el daño de formación es severo.⁹

⁷ LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, P.1-2.

⁸ RENPU, Wan. Advanced well completion engineering. Beijing, China, P. 6.

⁹ LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, p.1-4.

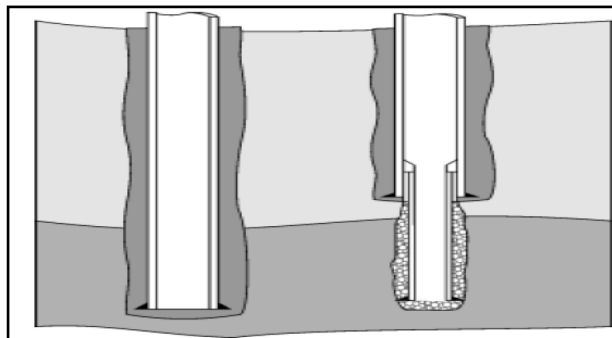
Figura 2. Completamiento hueco abierto.



Fuente: LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, p. 1-5.

2.2.2 Completamiento hueco revestido. (Figura 3) Los pozos revestidos y cementados generalmente requieren un control de presión menos complejo durante las primeras etapas de instalación de los componentes del completamiento. Debido a la eficiencia que tiene frente a la valoración del yacimiento, combinado con un alto grado de control de profundidad, permite la perforación selectiva, esto ayuda a asegurar que exista éxito en el completamiento y la producción de pozos de petróleo y gas modernos, logrando definir con precisión qué zonas pueden aportar el mejor caudal.¹⁰

Figura 3. Completamiento hueco revestido



Fuente: LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, p. 1-6.

¹⁰ LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición. 2003. p.1-6.

2.2.3 Completamiento en una sola zona productora. El completamiento en una sola zona productora se realiza dependiendo los requisitos funcionales y la viabilidad económica. Generalmente, cuando se tiene este tipo de completamiento, es relativamente sencillo producir y controlar el intervalo de interés con el mínimo de pozos o equipos en superficie. Debido a que normalmente se trata de un conducto o de una tubería.¹¹

2.2.4 Completamiento en múltiples zonas productoras. Los completamientos en zonas múltiples están diseñados para producir más de una zona de interés. Sin embargo, hay muchas configuraciones posibles de completamiento, algunas de las cuales permiten una producción selectiva en lugar de simultánea.¹²

2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPLETAMIENTO¹³.

Según D. Perrin el completamiento de pozos se puede ver afectado por factores tales como: el propósito del pozo, el ambiente, la perforación y las técnicas de completamiento, estas se describen a continuación.

2.3.1 El propósito del pozo. El completamiento tendrá variaciones dependiendo el propósito del pozo, esto debido a que la funcionalidad de este debe acomodarse a las especificaciones que el cliente determine. Dentro de los propósitos de un pozo se encuentran los pozos exploratorios, los pozos de evaluación y los pozos de desarrollo, siendo este último los pozos que serán sometidos al estudio y que tiene como prioridad los pozos productores; cabe resaltar que dentro de los pozos de desarrollo también se encuentran los pozos inyectoros y de observación.

2.3.2 Parámetros relacionados al ambiente. Puede haber restricciones en las operaciones debido al lugar o país donde se encuentra el pozo, ya sea en tierra (montaña, desierto, llanura) o en el mar (plataforma flotante entre otras). Las restricciones pueden implicar:

- Dificultades para obtener suministros
- Espacio y servicios disponibles
- Reglas de seguridad que deben ser cumplidas
- Algunas operaciones que pueden o no ser posibles

¹¹ LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, p.1-8.

¹² LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición, 2003, p.1-8.

¹³ PERRIN, D. Well completion and servicing. 1995, Paris, Francia, p. 1-2.

- Algunas operaciones que pueden o no ser cumplidas

Es importante tener en cuenta las condiciones meteorológicas y oceanográficas.

2.3.3 Parámetros relacionados a la perforación. Factores que afectan el completamiento desde las operaciones de perforación.

2.3.3.1 Tipo de taladro de perforación usado. Pese a son pocos los pozos completados con un taladro en específico que reemplace el taladro de perforación, con frecuencia este mismo es usado para la perforación y el completamiento, y para ello es preciso tener en cuenta:

- Las características del taladro
- El tipo de equipo que este contenga
- Cualquier unidad adicional que esté disponible en él.

2.3.3.2 Perfil del pozo. La desviación del pozo está relacionada a un cluster de pozos que producen en superficie (si el pozo está en tierra o en una plataforma si es costa afuera, o se debe a consideraciones de ingeniería de yacimientos, la desviación es un factor importante debido a que puede limitar la elección de un equipo o técnica utilizada para alguna operación del completamiento de un pozo. Los pozos pueden clasificarse según su desviación en:

- Pozos con desviación $>55^\circ$
- Pozos con desviación $<55^\circ$

2.3.4 Cementación y casing de producción. Un sello eficiente obtenido por la cementación realizada entre la formación y el casing de producción es un parámetro importante debido a que este está directamente relacionado con la estabilidad que se va a tener entre el pozo-yacimiento, de esta manera es necesario examinar la calidad de la cementación y el estado del casing realizando una serie de registros eléctricos que permitan observar el estado y la efectividad de estos.

2.3.5 Parámetros relacionados a las técnicas de completamiento. Con base en los criterios mencionados anteriormente, se deben tomar decisiones para el completamiento tales como:

- Tipo de completamiento (Convencional, Dual, entre otros)
- Estrategia de completamiento (Rig, Rigless-Workover, Rigless Workover-Coiled Tubing, etc.)

2.3.6 Parámetros de producción. Los parámetros de producción están enfocados a la forma en que el yacimiento aportará fluidos al pozo, es decir, si se dará de manera convencional o no.

Según Frédéric Schneider¹⁴, se habla de un pozo productor convencional cuando se producen hidrocarburos de buena calidad dentro de un reservorio con buenas condiciones de porosidad y permeabilidad que permiten el flujo de fluidos de manera natural hacia el pozo productor. Por otro lado, los pozos productores no convencionales, son aquellos que, por las bajas condiciones de permeabilidad y porosidad presentes en el reservorio, no son capaces de fluir de manera natural al pozo productor y que debieron ser sometidos durante el completamiento a mecanismos de estimulación hidráulica que mejoren dichas condiciones.

2.4 FASES DEL COMPLETAMIENTO

Según Wan Renpu¹⁵ la ingeniería de completamiento de pozos no solo es conectar la ingeniería de perforación con la de producción, sino que es relativamente independiente a estas y con igual nivel de importancia ya que está involucrado en un sistema que va desde la movilización de los equipos de intervención y colocación de tuberías, la limpieza del hueco, la realización de registros de integridad y el cañoneo hasta la puesta en producción acondicionando el pozo a cualquier sistema de levantamiento. Este sistema se divide en las diferentes fases que lo componen y las cuales están descritas de la siguiente manera:

2.4.1 Movilización y Rig Up del equipo de intervención. La movilización, como su nombre lo indica, es el acto de transportar todo el equipo necesario para el completamiento de un pozo, ya sea del equipo de Workover, el Rig de perforación o la unidad de Coiled Tubing; este se da muchas veces dentro de la misma locación, aunque en algunas ocasiones la movilización debe realizarse desde locaciones fuera del cluster donde se va a realizar una operación de completamiento, por lo cual, los tiempos de ejecución pueden variar, así que se asigna un tiempo de 24 horas por contrato para realizar cualquier movilización. Por otro lado, el rig up es el proceso en el cual se realiza la descarga e instalación de equipos y herramientas para dejarlas operativamente funcionales.

La eficiencia de la movilización y el rig up dependen de dos factores principales:

- Restricciones: En varias carreteras a nivel nacional existen restricciones dominicales, las cuales impiden la movilización de vehículos de carga pesada.

¹⁴ SCHNEIRE, Frédéric. Yacimientos no convencionales. 1 de diciembre 2014. Bogotá, Colombia. Ponencia Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2014. p.10-11.

¹⁵ RENPU, Wan. Advanced well completion engineering. Beijing, China, p. 6.

Por otro lado, también existen restricciones en horarios de movilización de rutas escolares o por cualquier otro contratiempo por protestas o daños en la vía.

- La movilidad en la locación: Esta es más relevante cuando se habla de la movilización de un rig, esto debido a que se verá afectada si el equipo se traslada en skidding o no.

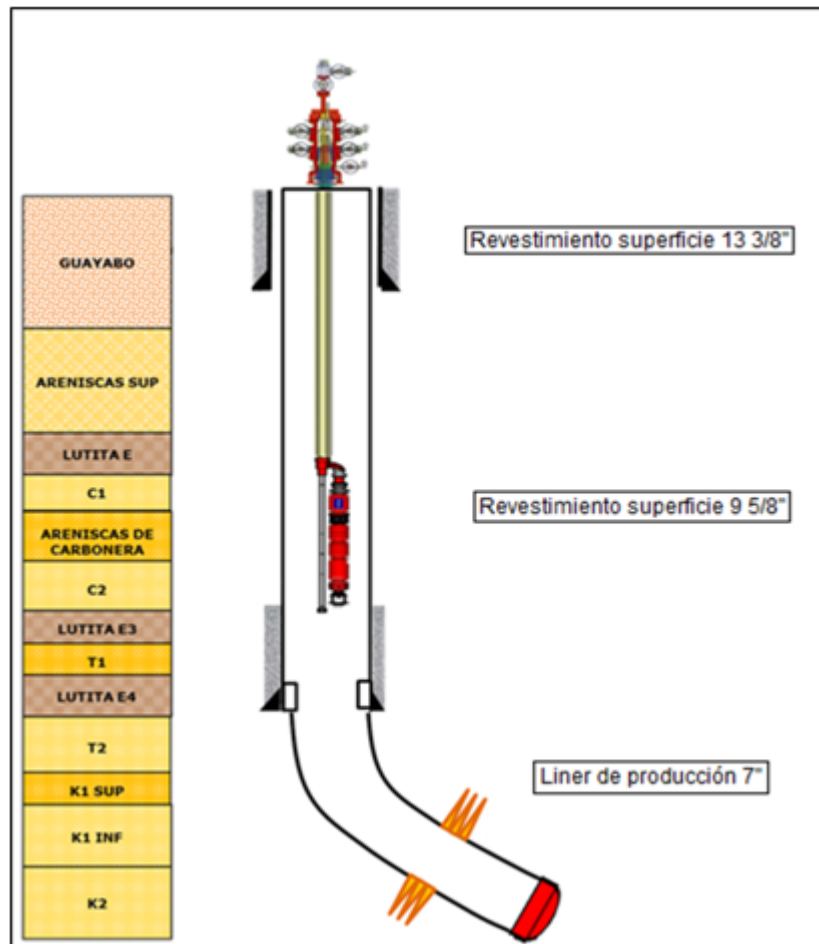
2.4.2 Limpieza de Casing, liner y cambio de fluido. Según George King¹⁶ Es una de las fases más importantes, sin dejar a un lado la importancia de las demás fases del completamiento, ya que, de la eliminación de escombros de un pozo, ya sea que se trate de recortes de perforación, arena, recortes de metal u otro material, garantiza que las ventajas producidas por la estimulación de un sistema de levantamiento se logren y la producción no se vea afectada por la obstrucción de partículas y sólidos en las zonas permeables.

Por tal razón el desplazamiento y limpieza de los revestimientos previo a la etapa de completamiento es crítico para el éxito y producción del pozo. Para el cumplimiento del objetivo se usan herramientas de limpieza de las paredes del pozo, tales como rapadores, cepillos y magnetos, estos ayudan a eliminar sólidos y escombros que se adhieren a las paredes del casing a través de asistencia mecánica¹⁷, además hacen parte de los componentes del BHA de limpieza, el cual varía dependiendo de la profundidad de la zona de interés y por lo tanto el número de revestimientos y su respectivo diámetro. Como se ve en la **Figura 4**, el estado mecánico tipo de la muestra de pozos de estudio está compuesto por un revestimiento de 9 5/8" y un Liner de 7".

¹⁶ KING, George. An introduction to the Basic of Well Completion, Stimulation and Workover. p. 15.

¹⁷ PARDO, Alejandro. BAKER HUGHES, Programa de fluidos de WBCU. Bogota, Colombia. 2019.

Figura 4. Estado mecánico tipo de los pozos de la muestra de estudio.



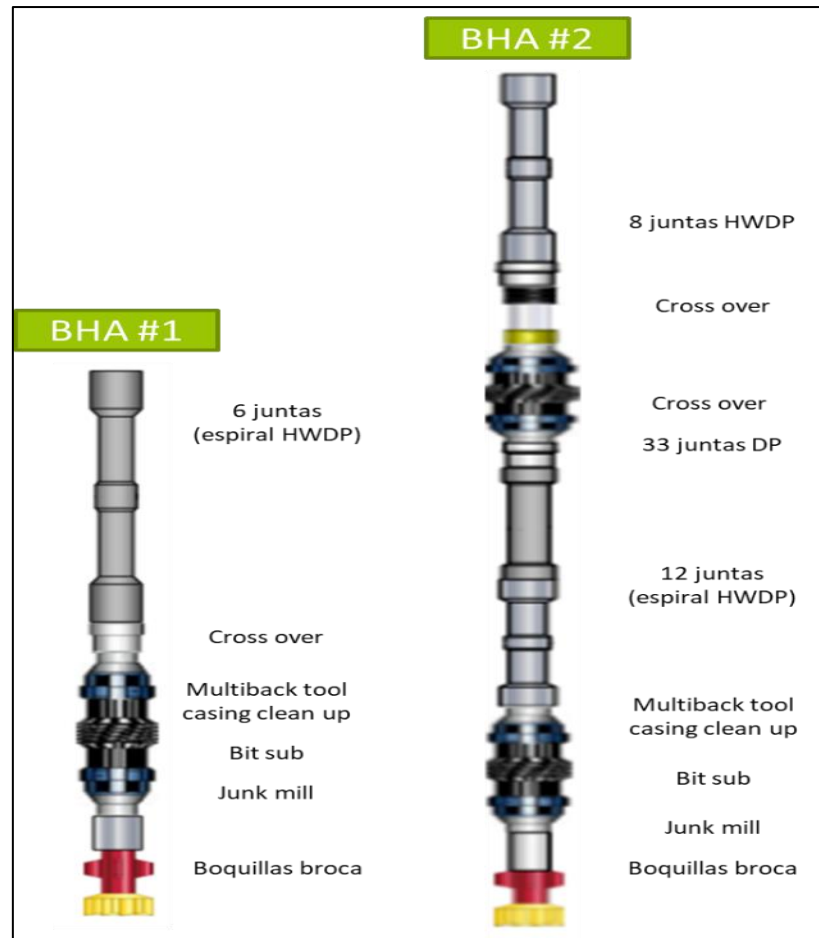
Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

De igual manera, el BHA de limpieza varía según el tipo de estrategia de completamiento, como se observa en la **Figura 5**, en el caso de haberse completado con taladro de perforación (Rig) o con un equipo de intervención (Workover) el BHA es el mismo, sin embargo, si el completamiento se realiza con Coiled Tubing el BHA varía como se ve en la **Figura 6**.

De acuerdo con lo anterior, la limpieza puede lograrse mediante la circulación normal (fluir hacia abajo por la tubería y subir por el anular) o mediante circulación inversa (fluir hacia abajo del anular y hacia arriba por la tubería), esta es una decisión que debe ser tenida en cuenta ya que uno de los factores principales que

afecta el éxito de las limpiezas es la selección del fluido y la tasa de bombeo para limpiar el pozo, lo cual se ve limitado por el tipo de circulación que se desee.¹⁸

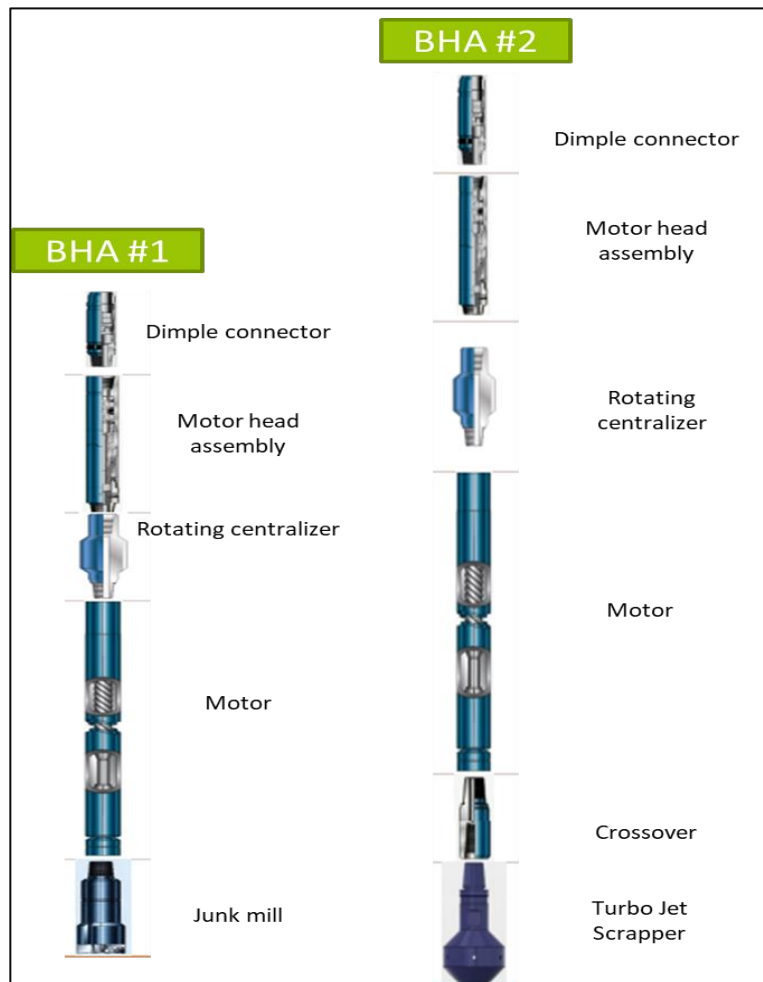
Figura 5. BHA de limpieza #1 y 2 con completamiento Rig y Rigless-workover.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

¹⁸ KING, George. An introduction to the Basic of Well Completion, Stimulation and Workover. p. 15.

Figura 6. BHA de limpieza #1 y 2 con completamiento Coiled tubing-workover.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

2.4.3 Registros calidad de cemento. La calidad del cemento es crucial para la producción de un pozo, por lo que es esencial asegurarse de que el trabajo de cementación cumpla con los estándares requeridos. Sin embargo, la calidad del trabajo varía según el tiempo en el que se toman los registros, por ende, los resultados de una operación de evaluación son válidos solo por el tiempo en el que fueron realizados, ya que las paredes del pozo están sometidas a esfuerzos continuos por parte de la formación.¹⁹

2.4.3.1 Tipo de lechada. Para la correcta medición y selección de las herramientas de registros, se debe tener en cuenta el tipo de cemento empleado en el pozo que se va a evaluar. Este consiste en una mezcla de cemento con agua y aditivos, los cuales dependen de las características geológicas de la formación y las necesidades del pozo. Existen varios tipos de cementos o lechadas, entre ellos están:

- **Lechada convencional:** Su densidad es mayor a 13,5 ppg.
- **Lechada liviana:** Su densidad es menor o igual a 13,5 ppg.
- **Lechada espumosa:** Hace parte de los cementos ultralivianos, consta de una lechada de cemento base gas (normalmente nitrógeno) y surfactantes.

20

Una vez seleccionado el tipo de lechada, se selecciona la herramienta de registros adecuada para su detección. El tipo de herramientas según la lechada se muestra en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Registros según la lechada

MATRIZ DE SELECCIÓN REGISTROS									
	MEDIDAS SONICAS		ULTRASONICO				ATENUACIÓN FLEXURAL		MEDICIONES INDIRECTAS
	CBL-VDL	CBL-VDL CON PRESIÓN	CAST V	URS	USIT	SBT	IBC	INTEX	CAST+ACE DERIVADA
CONVENCIONAL >13,5	X	X	X	X	X	X			
LIVIANA <= 13,5 PPG	X						X	X	X
ESPUMADA (la densidad puede variar max 13,5)	X						X	X	

Fuente: ECOPETROL S.A.

¹⁹ PERRIN, D. Well completion and servicing. 1995. Paris, Francia. P. 45.

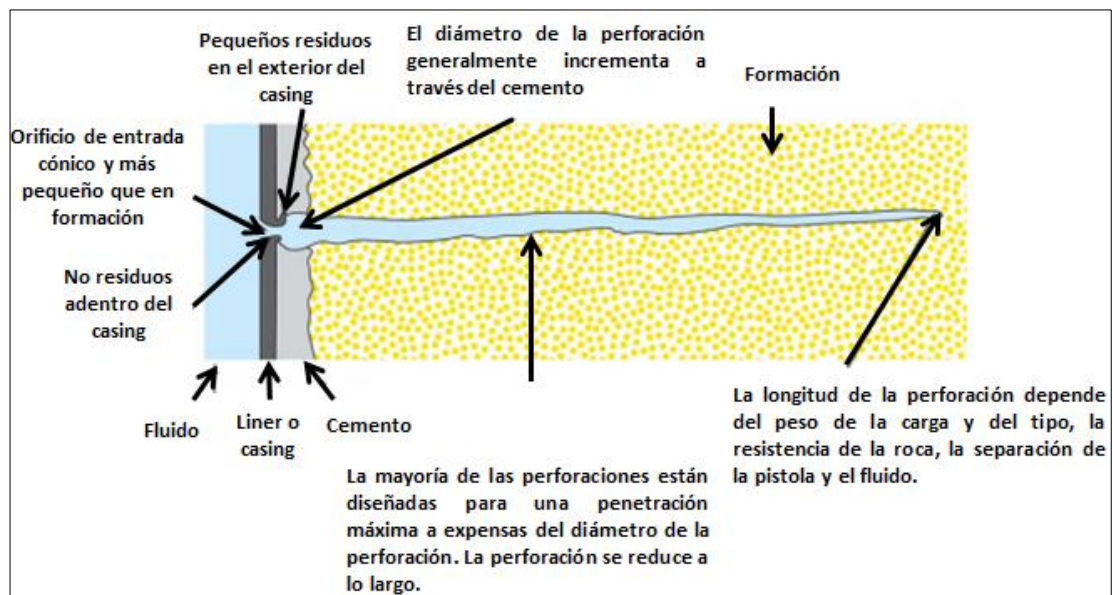
²⁰ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio web]. [Consultado el 23 de abril del 2019] disponible en < https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/foamed_cement.aspx >

Precisando lo anterior, para verificar la calidad del cemento es necesario correr registros de calidad de cemento, entre los cuales se encuentran el registro CBL/VDL, que mide la adherencia del cemento desde el revestimiento hasta la pared de la formación, CCL, que localiza los collares de la tubería y el ultrasónico, que caracteriza la adherencia entre el cemento y la tubería del revestimiento y el relleno del espacio anular a 360°.21

2.4.4 Cañoneo. Según George King22 el objetivo de cañonear es establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y el interior del pozo a través de orificios creados entre el revestidor, el cemento y la formación.

Como se muestra en la **Figura 7** En el cañoneo se deben considerar parámetros como la longitud de la perforación, el ángulo de la fase de disparo, la densidad de perforación, el tamaño del orificio de entrada y la eficiencia del flujo de perforación.

Figura 7. Geometría típica de un cañoneo.



Fuente: BELLARBY, Jonathan. Well completion design. Hungría, 2009, p. 50.

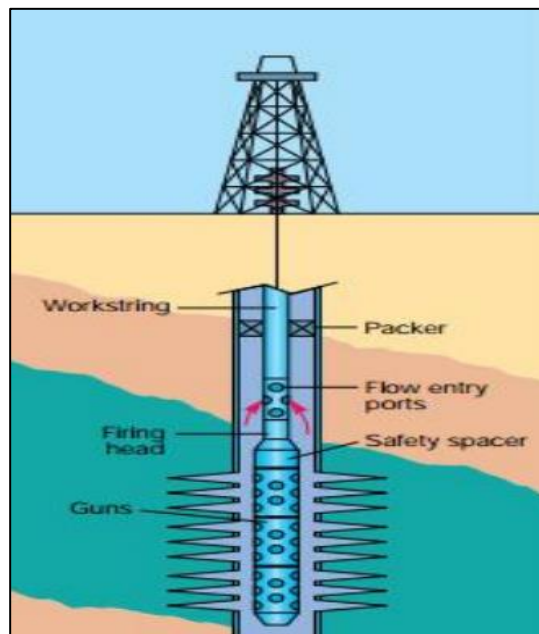
21 BELLABARBA, Mario. BULTE-LOYER, Héléne. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. 2008. Clamart, Francia, p. 21.

22 KING, George. An introduction to the Basic of Well Completion, Stimulation and Workover, p. 8-17.

Dos de los cañoneos más comunes dentro de la muestra que se está analizando son el cañoneo TCP y el cañoneo Wireline, los cuales están descritos de la siguiente manera:

2.4.4.1 Cañoneo TCP (tubing conveyed perforating). (Figura 8) En este método, los cañones son transportados en el extremo inferior de la tubería, esto permite eliminar daños creados por la perforación del pozo, la cementación y la acción de perforación de los cañones haciendo uso de la energía propia del yacimiento. Para poder obtener una buena relación de productividad, es necesario poder combinar una buena penetración en la formación con una alta densidad y fases de disparos a un diferencial de presión a favor de la formación para que las condiciones se cumplan.

Figura 8.Cañoneo TCP.



Fuente: COSAD, Charlie. Schlumberger Testing Services. Oilfield Review. Aberdeen, Escocia, 1992.

2.4.4.2 Cañoneo Wireline. Según Tony Smithson el sistema de cañoneo Wireline se realiza utilizando una unidad de cable eléctrico para bajar los portadores de carga a la zona de interés, el proceso de cañoneo debe ser realizado en condiciones de sobre balance, es decir que la presión hidrostática del pozo sea mayor que la presión de la formación.²³

2.4.5 Instalación sistema de levantamiento artificial. Como su nombre lo indica, es la fase en la cual se hace la instalación del sistema de levantamiento que se requiera, que en su definición teórica se implementa cuando un pozo que fluye por sí mismo deja de fluir o no es capaz de entregar la cantidad requerida de hidrocarburo en superficie, a lo que la se complementa con una energía adicional ya sea por medios mecánicos (Bombeo Electro-sumergibles, Bombeo Hidráulico, Bombeo PCP, etc.) o por inyección de gas comprimido (Gas lift).²⁴ Dentro de la muestra de pozos a estudiar, el sistema de levantamiento empleado es el Bombeo Electro-sumergible, esto debido a su alta eficiencia y su bajo costo operacional.

En lo que se refiere al bombeo Electro-sumergible, es un sistema que consta de una bomba centrífuga sumergible impulsada por un motor eléctrico conectado a través de un cable a una fuente de energía en superficie.²⁵

2.5 ESTRATEGIAS DE COMPLETAMIENTO.

Las fases, a pesar de que describen de manera general el completamiento, están compuestas por operaciones específicas que describen el paso a paso operacional de cada una, sin embargo, las fases que componen un completamiento varían dependiendo el tipo de estrategia utilizada para el cumplimiento de un trabajo, y por ende las operaciones que puedan estar inmersas dentro de cada una.

Según Thomas O Allen²⁶ un factor importante que afecta el costo general del completamiento y también el éxito de este es la selección de un taladro convencional o un sistema de equipo workover para realizar un trabajo. Dentro de la muestra de pozos de estudio se encuentran tres principales estrategias comúnmente utilizadas:

²³ SMITHSON, Tony. Perforating Fundamentals. 2012, p. 24.

²⁴ KUMAR, Niladri. Principles of Artificial Lift. 2012. Nueva Delhi, India. p.7.

²⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio web]. [Consultado el 8 de octubre de 2018] disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/e/electric_submersible_pump.aspx>

²⁶ ALLEN, Thomas O. Well completion, workover and stimulations. Tulsa, Oklahoma, p.293.

- Completamiento con Rig.
- Completamiento con equipo Workover.
- Completamiento con equipo Workover-Coiled Tubing.

A continuación, se describirán las estrategias que pueden ser utilizadas en los diferentes tipos de completamiento:

2.5.1 Completamiento con Rig. (Figura 8) Es un completamiento usualmente utilizado en plataformas donde se requiere la capacidad de mover tubería de producción, además de pozos donde las reparaciones o trabajos necesitan muchos viajes en los que no pueden tener muchas paradas por la complejidad de la operación.²⁷

²⁷ ALLEN, Thomas O. Well completion, workover and stimulations. Tulsa, Oklahoma, p.293.

Figura 9. Plataforma con un rig de Nabors.



Fuente: elaboración propia

2.5.2 Completamiento con equipo workover. (Figura 10) Se conoce como workover a todos los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de un pozo, entre los trabajos de workover también se encuentra completar un pozo. Generalmente se prefiere hacer el completamiento de un pozo con un taladro workover en vez de emplear el taladro de perforación debido a²⁸:

- El costo promedio por día de un taladro de perforación puede ser de 4 a 6 veces mayor a la de una unidad workover diaria de 10 horas.
- El equipo de personas del taladro de perforación a menudo carece de la capacitación suficiente para realizar operaciones de completamiento especializadas.

²⁸ ALLEN, Thomas O. Well completion, workover and stimulations. Tulsa, Oklahoma, p. 293.

Figura 10. Camión equipo de Workover.



Fuente: South American Drilling S.A.E. Galería de foto. [Sitio web]. [Consultado el 24 de marzo del 2019] disponible en <<http://sadrilling.com/#galeria>>

2.5.3 Completamiento con equipo Workover-Coiled Tubing. (Figura 11) El sistema de workover-coiled tubing es una cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completamiento y reacondicionamiento de hoyo.²⁹ Algunas de las ventajas de este sistema son³⁰:

- El peso y el tamaño de los componentes son tales que se facilita el transporte de estos.
- La tubería se puede ejecutar a velocidades relativamente altas (de 100 a 200 pies por minuto), la circulación es posible mientras se baja o corre la tubería.
- Disminución en el tiempo dedicado a los viajes de tubería, esta ventaja se logra mediante la eliminación de numerosas conexiones.³¹

²⁹ SOUTHERN PROCUREMENT SERVICES LTD. SPS Noticias. [Sitio web]. [Consultado el 3 de marzo de 2019] disponible en <<https://www.spservicesltd.uk/es/sps-coiled-tubing/>>

³⁰ ALLEN, Thomas O. Well completion, workover and stimulations. Tulsa, Oklahoma, p. 303.

³¹ RIKE, JL. Humble Oil & Refining Company. API 67-057. 1967

Figura 11. Camión equipo de Coiled Tubing.



Fuente: MMI Service, inc. Galería de foto. [Sitio web]. [Consultado el 24 de marzo del 2019] disponible en <<https://mmi-services.com/coiled-tubing/>>

2.6 VARIABLES RELACIONADAS A LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO.

Según Peter Escobar³², cuando se habla de variables dentro de un proceso, se habla de características o cualidades que pueden ser tratados como valores o magnitudes, y que, además, están sujetas a sufrir cambios; por esta razón, deben ser objeto de análisis, medición y control dentro de una investigación o proyecto.

En síntesis, un proceso puede ser definido como una secuencia de cambios graduales que ocurren en el tiempo y que comprometen una transformación. Simplificando el concepto, el proceso es un fenómeno físico que se puede medir o controlar³³; y que, de acuerdo con esta definición, el completamiento puede ser tomado como un proceso el cual maneja variables que afectan cada una de las operaciones y actividades que se llevan a cabo para el cumplimiento de cada una de las fases que lo comprenden.

³² ESCOBAR, Peter. BILBAO, Jorge. Guía metodológica para la investigación científica. Bogotá, Colombia, 2018., p. 41.

³³ MENDIBURU, Henry. Automatización medioambiental. Edición 1. Lima, Perú, 2003, p. 3.

Según Dennis D. Wackerly³⁴, las variables pueden ser clasificadas como dependientes e independientes, las cuales el investigador categoriza de acuerdo con el objetivo principal de la investigación; Para este caso, la variable dependiente será el ***Tiempo Ejecutado por operación***.

Cabe resaltar que la variable dependiente es aquella que varía dependiendo el cambio en los valores que puedan tomar algunos parámetros y otras variables que pueden afectar el proceso; estos parámetros Dennis Perrin³⁵ los clasifica para el completamiento de la siguiente manera:

1. Propósito del pozo.
2. Tipo de pozo.
3. Perfil del pozo.
4. Estrategia de completamiento.
5. Técnica de cañoneo.
6. Número de pies cañoneados.
7. Profundidad total (MD).
8. Tipo de sistema de levantamiento.
9. Profundidad del intake de la bomba (BES).
10. Dog leg del pozo.

Así mismo, se realizó la clasificación de las variables que tienen impacto en las operaciones de completamiento, como se puede ver en la **Tabla 2**, y a su vez se definieron cuáles serán medidas y controladas en este proyecto.

³⁴ WACKERLY, Dennis. Estadística matemática con aplicaciones. Edición 7. 2008. Florida, Estados Unidos, p. 4.

³⁵ PERRIN, D. Well completion and servicing. 1995. Paris, Francia, p. 1-4.

Tabla 2. Clasificación específica de las variables de control.

		Identificación de las variables de control		
FASE	VARIABLE	ESPECIFICACIONES DE LA VARIABLE		
		GENERAL	EN POZOS MUESTRA	CONTROL
LIMPIEZA	COMPONENTES DEL BHA	<p>Los componentes del BHA son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Broca. • Porta Broca (Bit Sub). • Raspador convencional. • Collares de perforación (Drill Collar). • Tubería de perforación pesada (Heavy Weight Drill Pipe). • Martillo (Jar). • Tubería de perforación (Drill Pipe). 	Se tiene el BHA #1 y BHA#2 de limpieza como se muestra en las Figuras 5 y 6.	NO
	TIEMPO DE ARME DEL BHA DE LIMPIEZA	El tiempo de arme del BHA depende de la experiencia y habilidad de la cuadrilla y del número de componentes del BHA.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	NÚMERO DE VIAJES DE LIMPIEZA	Depende del número de revestimientos del pozo. Y de la estrategia de completamiento.	<ul style="list-style-type: none"> • Rig: Dos viajes. • Equipo de workover: Dos viajes. • Coiled Tubing: Dos viajes 	NO
	TIPO DE FLUIDO DE COMPLETAMIENTO	Los fluidos de completamiento suelen ser salmueras (Bromuros, yoduros y formiatos). Para la selección del fluido se deben tener en cuenta parámetros como la densidad del fluido, su contenido de sólidos, el pH, las características de la formación, la composición iónica, entre otros.	El fluido de completamiento utilizado en todos los pozos de la muestra de estudio es el formiato de sodio (8,4 ppg)	NO
	TIPO Y POTENCIA DE LA BOMBA	La bomba debe garantizar una tasa de circulación de 450gal/min (10.7 bbl/min). Si la bomba no da esta capacidad, se debe hacer uso de una bomba externa.	<ul style="list-style-type: none"> • Bombas triplex • Bombas adicionales 	NO

Fuente: elaboración propia

Tabla 2 (Continuación)

FASE	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE CONTROL			
	VARIABLE	ESPECIFICACIONES DE LA VARIABLE		
		GENERAL	EN POZOS MUESTRA	CONTROL
LIMPIEZA	VELOCIDAD DE CORRIDA DE BHA DE LIMPIEZA	La velocidad de corrida de tubería depende del perfil del pozo, la estrategia de completamiento usada y la habilidad y experiencia de la cuadrilla.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	VOLUMEN DE PILDORAS PARA LIMPIEZA	Las píldoras de limpieza son cantidades relativamente pequeñas (menos de 200 bbl) de una mezcla especial de fluido de perforación y completamiento utilizada para ejecutar una tarea específica.	Se bombea un tren de píldoras compuesto por: <ul style="list-style-type: none"> • 40 bbls de Agua Fresca • 50 bbls de Píldora Viscosa • 50 bbls de Píldora Surfactante. • 50 bbls de Píldora Viscosa • Bombear 1.5 veces el número de barriles de la capacidad del pozo de agua filtrada. Se debe circular el pozo hasta obtener las siguientes propiedades NTU < 50 y % TSS < 0.05. • Volumen de Formiato de Sodio de 8.4 ppg @ 450 gpm asegurando cubrir 2000 ft por encima del tope del Liner. 	NO
	ESTRATEGIA DE CIRCULACIÓN DE FLUJO DE LIMPIEZA	El flujo en el pozo puede ser directo o inverso <ul style="list-style-type: none"> • Circular en directa: se bombea por la tubería y sale el retorno por el anular. • Circulación inversa: se bombea por el anular y retorna por la tubería. 	Circulación en directa	NO
	TIEMPO DE QUEBRAR TUBERÍA	Es el tiempo que tarda en desarmar las conexiones de las tuberías y depende del tipo de tubería y la experiencia de la cuadrilla.	En limpieza cuando se completa con Rig o Workover	SI

Fuente: elaboración propia

Tabla 2 (Continuación)

IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE CONTROL				
FASE	VARIABLE	ESPECIFICACIONES DE LA VARIABLE		
		GENERAL	EN POZOS MUESTRA	CONTROL
REGISTROS	NUMERO DE PIES SECCIÓN REPETIDA	Dependiendo el revestimiento y el tipo de formación se determina la longitud de la sección repetida que se utiliza para medir la respuesta de la herramienta en un mismo tramo dos veces	200 FT SECCIÓN REPETIDA	NO
	NUMERO DE PATINES - CENTRALIZADORES/NÚMERO DE REGISTROS	La sonda de herramientas determinará el número de patines y de centralizadores los cuales podrán o no retardar una operación dependiendo la ficción que tenga la herramienta con la tubería y el número de registros.	GAMMA RAY-CCL-CBL-VDL-ULTRASONICO	NO
	TIPO DE LECHADA	Dependerá de las características geológicas de la formación y de las necesidades del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> • Liviana. • Convencional. • Espumosa. 	NO
	NUMERO DE CORRIDAS	Dependiendo la respuesta de la interpretación de los registros se realizarán una o más corridas	Generalmente solo se hace una corrida por la buena cementación.	NO
	TIPO DE REGISTRO SEGÚN LA LECHADA	De acuerdo con el tipo de lechada, se selecciona la herramienta de registro adecuada para su detección.	Los tipos de registro según la lechada se muestra en la Tabla 1.	NO
	VELOCIDAD DE BAJADA/CORRIDA/SUBIDA DE SONDA	La velocidad de corrida de la sonda depende del perfil del pozo, los parámetros establecidos por las compañías y la habilidad y experiencia de la cuadrilla.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	TIEMPO DE ARME DE SONDA	El tiempo para armar una herramienta depende del número de componentes y numero de registros	Se definirá a partir de este estudio.	SI

Fuente: elaboración propia

Tabla 2 (Continuación)

FASE	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE CONTROL			
	VARIABLE	ESPECIFICACIONES DE LA VARIABLE		
		GENERAL	EN POZOS MUESTRA	CONTROL
CAÑONEO	DENSIDAD DE CAÑONEO	Es el número de cargas por unidad de longitud y está dada en tiros por pie (TPP o SPF).	Es de 12 TPP	NO
	MÉTODO DE CAÑONEO	El cañoneo se puede realizar por medio de diferentes maneras, este se realiza con el fin de comunicar efectivamente la zona productora y el pozo. Los métodos de cañoneo son: TCP, Wireline.	Se usa TCP y wireline. • TCP: Se realiza en una sola operación. • Wireline: Se realiza por corridas de a 20ft cada una.	NO
	TIEMPO DE ARME DE LOS CAÑONES	El tiempo de arme del BHA depende de la experiencia, habilidad de los operadores y del número de pies a cañonear.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	VELOCIDAD DE CORRIDA DE BHA DE CAÑONES CON TUBERÍA	La velocidad de corrida del BHA de cañones depende del perfil del pozo, los parámetros establecidos por las compañías y la habilidad y experiencia de la cuadrilla.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	DESVIACIÓN	La desviación del pozo es un factor determinante en el cañoneo de un pozo porque determina que método de cañoneo emplear	Si el ángulo de desviación es mayor a 55° se emplea TCP, pero si la desviación es menor a 55° se emplea Wireline. • En algunas ocasiones se hace uso de un <i>tractor</i> , el cual es un accesorio que facilita la bajada del Wireline en pozos con desviación.	NO
	CAMBIO DE CABEZA DE DISPARO	El cambio en la cabeza de disparo se debe realizar al hacer cinco corridas	Se realiza cada 3 o 5 corridas	NO
	NÚMERO DE PIES PERFORADOS	El número de pies a perforar es una decisión del área de ingeniería de yacimientos y del análisis de los registros eléctricos y de producción tomados en un pozo.	• Si el número de pies a perforar es mayor a 200ft = TCP • Si el número de pies a perforar es menor a 200ft = Wireline	NO

Fuente: elaboración propia

Tabla 2 (Continuación)

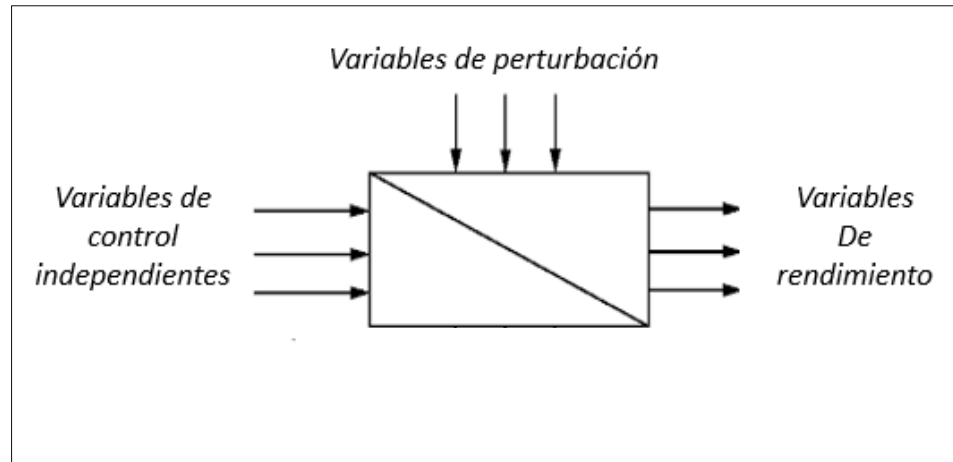
FASE	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES DE CONTROL			
	VARIABLE	ESPECIFICACIONES DE LA VARIABLE		
		GENERAL	EN POZOS MUESTRA	CONTROL
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARFICIAL	PROFUNDIDAD DEL INTAKE	El intake de la bomba electrosumergible es la profundidad a la cual se encuentra la succión de la bomba	Varía dependiendo de la desviación y la profundidad del pozo.	NO
	VELOCIDAD DE CORRIDA DEL SLA	La velocidad de corrida del SLA, depende del dogleg del pozo y los parámetros establecidos por las compañías.	Se definirá a partir de este estudio.	SI
	MEGADAS	Número de pruebas eléctricas que se realizan durante la bajada de la bomba	CADA 1000 FT	NO
	TIPO DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	Dependiendo el sistema de levantamiento, el tiempo de arme y corrida variará en menor o mayor medida dependiendo la complejidad del mecanismo	Bombeo electrosumergible (BES)	NO
	BOMBA PRELLENADA o SERVICIO A BES	El motor eléctrico de la bomba electrosumergible debe estar lleno de aceite dieléctrico, esto con el fin de lubricar y enfriar.	En algunos pozos la bomba viene prellenada, en otros se debe hacer esto en la locación	NO
	TIEMPO DE ARME DEL BHA DEL SLA	El tiempo de arme del BHA de SLA depende de la experiencia, habilidad de los operadores y el número de componentes.	Se definirá a partir de este estudio.	SI

Fuente: elaboración propia

Así mismo, se clasificaron las **variables de control independientes** según el esquema que plantea Béla Lipták³⁶ para un proceso, como se puede ver la **Figura 12**, y teniendo en cuenta las variables establecidas en la **Tabla 2**.

³⁶ LIPTÁK, Béla G. Instrument engineers' handbook, Process Control and Optimization, volumen 2. Edición 4. Florida, Estados Unidos. P.276.

Figura 12. Esquema general de control de un proceso



Fuente: LIPTÁK, Béla G. Instrument engineers' handbook, Process Control and Optimization, volumen 2. Edición 4. Florida, Estados Unidos. P. 276. Fig. 2.20d.

- Variables de control independientes: Son aquellas variables que pueden ser controladas por los operarios, ejemplo de esto son condiciones de presión, temperatura, velocidad de un proceso entre otras³⁷
- Variables de perturbación: Son aquellas variables en las cuales es limitado o escaso el control, estas no dependen del sistema de control ni del operario. Un ejemplo de esto son las condiciones ambientales, la calidad de la materia prima o la fluctuación de la demanda en el mercado.³⁸
- Variables de rendimiento: Estas variables caracterizan el estado del proceso y representan el objetivo o valores objetivos del mismo. Ejemplo de esto son los indicadores KPI definidos para un proyecto.³⁹

Como resultado de la clasificación de las variables que afectan el completamiento de un pozo, se determinaron las variables de control independientes, variables de perturbación y variables de rendimiento como puede observarse en la **Tabla 3**.

³⁷ LIPTÁK, Béla G. Instrument engineers' handbook, Process Control and Optimization, volumen 2. Edición 4. Florida, Estados Unidos, p. 276.

³⁸ LIPTÁK, Béla G. Instrument engineers' handbook, Process Control and Optimization, volumen 2. Edición 4. Florida, Estados Unidos, p. 276.

³⁹ LIPTÁK, Béla G. Instrument engineers' handbook, Process Control and Optimization, volumen 2. Edición 4. Florida, Estados Unidos, p. 276.

Tabla 3. Clasificación general de variables según Béla Lipták.

Variables		
PERTURBACIÓN	CONTROL INDEPENDIENTE	RENDIMIENTO
1. Clima.	1. Velocidad de corrida de herramientas y tubería.	1. KPI'S (Costo por pozo completado)
2. Mantenimiento mecánico y reparación.	2. Tiempo de arme de equipos y herramientas.	-
3. Falla operacional, falla de equipos y actividades no planeadas.	-	-
4. Restricción vial (Por restricciones dominicales, horario de colegios) y restricción de comunidades.	-	-

Fuente: elaboración propia

Para resumir el capítulo, con la definición de la variable dependiente (**tiempo ejecutado por operación**) y la identificación de las variables que afectan el completamiento de un pozo, se lograron establecer variables de control independientes que afectan el tiempo ejecutado de cada una de las operaciones que componen el completamiento, entre las que se encuentra la velocidad de corrida de equipos o herramientas y el tiempo de arme de los mismos. Las demás variables y parámetros que afectan el completamiento de un pozo se definieron teniendo en cuenta que deben ser medidas y monitoreadas independientemente de que no se puedan controlar, ya que estas también tienen impacto en el tiempo total de ejecución de todo el completamiento, por lo tanto, se tendrán en cuenta en el estudio estadístico que permitirá el establecimiento de la línea base de desempeño.

3. ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS CON VARIABLES DE CONTROL

En el siguiente capítulo se presenta el proceso de estructuración de la base de datos con base a las variables establecidas en el capítulo anterior a partir de una muestra representativa de pozos convencionales completados en el año 2018 en los campos de la VRO, pozos cuyas características son análogas; así mismo, un análisis estadístico de estos mismos pozos con el fin de establecer una línea base de desempeño para las operaciones. Por motivos de confidencialidad los nombres de los pozos fueron cambiados.

3.1 POBLACIÓN DE ANÁLISIS

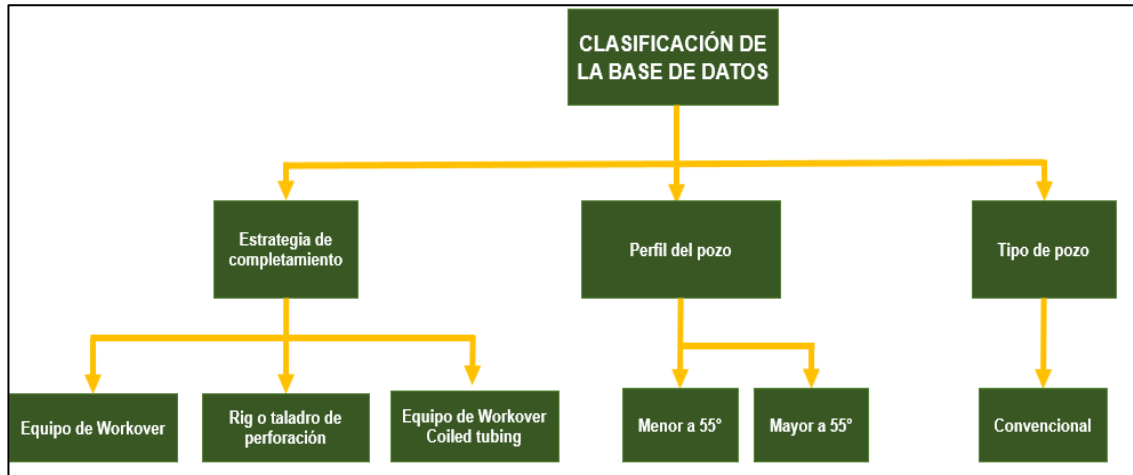
La población requerida para el presente estudio se determinó teniendo en cuenta los siguientes criterios de selección.

- Pozos convencionales completados en los campos de la VRO (Castilla, Chichimene, Acacias).
- Pozos perforados en el segundo periodo del año 2018.
- Pozos con el último formato CWOP establecido en la VRO, esto debido a que es necesario tener establecidas las operaciones de una forma estándar ya que los CWOP utilizados en años anteriores no tenían una estructura definida.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LA POBLACIÓN Y CRITERIO DE SELECCIÓN

Con base al análisis realizado en el capítulo 2, la variable dependiente establecida (***Tiempo Ejecutado por operación***), se verá afectada por variables independientes las cuales serán sometidas a un análisis y un control. Por consiguiente, se clasificó los pozos según la estrategia de completamiento, la desviación y el tipo de pozo como se muestra en la **Figura 13**.

Figura 13. Criterios de selección base de datos.



Fuente: elaboración propia

Según la información suministrada por Ecopetrol S.A, 68 pozos fueron completados en el segundo periodo del 2018.

Para conocer el número de muestras necesarias para obtener un nivel de confianza del 95%, se aplica la formula probabilística de tamaño de Muestra, la cual está expresada de la siguiente manera en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Tamaño de Muestra.

$$n = \frac{N * Z\alpha^2 * p * q}{e^2 * (N - 1) + Z\alpha^2 * p * q}$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. 9 Edición. 2019. p. 296.

Donde,

n: Tamaño de muestra necesaria.

e: Margen de error

N: Tamaño de la población

q: (1-p)

Za: Parámetro estadístico que depende del % de confianza

p: Probabilidad de éxito del estudio

Para poder realizar el cálculo del tamaño de la muestra, se toma un valor de Z_{α} que ya ha sido establecido para un nivel de confianza del 95% y el cual se encuentra clasificado en la **Tabla 4** donde se pueden ver los diferentes valores para diferentes porcentajes de confiabilidad.

Tabla 4. Valores de Z_{α} para diferentes porcentajes de confiabilidad.

$1-\alpha$	90%	92%	94%	95%	96%	97%	98%	99%
α	10%	8%	6%	5%	4%	3%	2%	1%
$Z_{\alpha/2}$	1.645	1.751	1.881	1.96	2.054	2.17	2.326	2.576
Z_{α}	1.282	1.405	1.555	1.645	1.751	1.881	2.054	2.326

Fuente: GORGAS, Javier. Estadística básica para estudiantes. Madrid, España, 2009. p. 240.

Para efectos del análisis realizado a la población, se espera que el nivel de confianza sea del 95%, y que tenga una probabilidad de éxito del 90% con un margen de error del 5%. Estos valores son teóricos y se asignan aleatoriamente dependiendo el nivel de éxito que se desee en un estudio. Por consiguiente, aplicando la **Ecuación 1**.

$$n = \frac{68 * 1.635^2 * 0.9 * (1 - 0.9)}{0.05^2 * (68 - 1) + 1.635^2 * 0.9 * (1 - 0.9)}$$

$$n = 40.08 \approx 41$$

De acuerdo con lo anterior, es necesaria una muestra de 41 pozos (ver tabla 5) para un nivel de confianza del 95% dentro de un tamaño de población de 68 pozos convencionales completados en el 2018; por tal motivo, se escogen pozos con características operacionales similares y con información suficiente para realizar el estudio como muestra en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Clasificación de pozos muestra de estudio.

POZO	DESVIACIÓN	ESTRATEGIA
POZO A	<55°	RIG
POZO B	<55°	RIG
POZO C	<55°	RIG
POZO D	<55°	RIG
POZO E	<55°	RIG
POZO F	<55°	RIG
POZO G	<55°	RIG
POZO H	<55°	RIG
POZO I	<55°	RIG
POZO J	<55°	RIG
POZO K	<55°	RIG
POZO L	<55°	RIG
POZO M	>55°	RIG
POZO Ñ	>55°	RIG
POZO O	>55°	RIG
POZO P	>55°	RIG
POZO Q	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO R	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO S	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO T	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO U	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO V	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO W	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO X	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO Y	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO Z	<55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AA	>55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AB	>55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AC	>55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AD	>55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AE	>55°	RIGLESS WORKOVER
POZO AF	>55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AG	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AH	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AI	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AJ	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AK	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AL	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AM	<55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AN	>55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING
POZO AO	>55°	RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING

Fuente: elaboración propia

3.3 ESTRUCTURACIÓN DE LA BASE DE DATOS

Una vez clasificada la muestra de estudio, se establece una base de datos con variables de control que permita el correcto flujo la información, monitoreo y optimización; esto se logra a partir de la recopilación de datos que se encuentra almacenada en el repositorio oficial de la empresa y el CWOP de cada pozo.

El CWOP (complete the well on paper) es un formato en Excel el cual lleva el paso a paso de las operaciones de completamiento, así como los tiempos planeados y de ejecución de cada una de estas. Estos tiempos planeados son definidos por los ingenieros encargados de la planeación de un completamiento de la VRO. Por otra parte, se encuentra una columna que da seguimiento al tiempo no productivo que se presentaron durante la ejecución de alguna fase del completamiento. De esta manera como se muestra en **la Tabla 6**, en el siguiente estudio se clasificaron de manera independiente dos de los tiempos presentes en las operaciones de manera que se pueda medir el tiempo real de una actividad en específico.

Tabla 6. Clasificación del tiempo en las operaciones de completamiento

CLASIFICACIÓN DE TIEMPO EN LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO	
TIEMPO LIMPIO	TIEMPO NO PRODUCTIVO
Hace referencia al tiempo ejecutado en una operación específica sin tiempos adicionales ni tiempos no productivos.	Se determina por un cambio en el plan debido a eventos inesperados o no planificados, que no llevan al avance debido a actividades operacionales y a desviaciones en el procedimiento. ⁴⁰

Fuente: elaboración propia

Una vez recopilada la información necesaria de acuerdo con la clasificación definida en la **Figura 12**, se evidencia la falta de estandarización entre el lenguaje de las operaciones que son consignadas entre el CWOP y Open Wells, esto hace que se dificulte el proceso de correlación y análisis. Con el fin de estandarizar y lograr obtener el mayor provecho de la información proveniente de las operaciones del completamiento, se definieron operaciones estándar para cada fase. Por lo cual se definió un único formato para cada una de las estrategias seleccionando el que mejor describiese las operaciones del completamiento. (**Ver anexo 1**).

- Plantilla CWOP para completamiento Rig

⁴⁰ ECOPEPETROL. Plantilla 012 Guía DCOP. Bogotá, Colombia, 2019.

- Mayor a 55°
- Menor a 55°
- Plantilla CWOP para completamiento Rigless-Workover
 - Mayor a 55°
 - Menor a 55°
- Plantilla CWOP para completamiento Rigless Workover-Coiled tubing
 - Mayor a 55°
 - Menor a 55°

Con el fin de poder realizar un análisis estadístico de la variable dependiente definida en el capítulo 2 (**Tiempo ejecutado por operación**), se estructuró una base de datos en Excel con las operaciones que involucraban variables que podían ser controladas, clasificando cada una de estas dependiendo la fase en la que se desarrollan y como se puede ver a continuación:

- Limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" y cambio de fluido
 - a) Armar herramientas de manejo de tubería de limpieza.
 - b) Armar BHA # 1.
 - c) Armar Kelly y Swivel
 - d) Bajar BHA # 1.
 - e) Armar BHA # 2.
 - f) Sacar BHA # 1.
 - g) Bajar BHA # 2.
 - h) Sacar BHA # 2
- Registro de calidad de cemento
 - a) Rig up de herramientas y unidad de Wireline.
 - b) Armar sonda de registros.
 - c) Bajar sonda de registros.
 - d) Sacar sonda registrando.
- Cañoneo

- a) Instalar equipo de presión.
- b) Realizar arme de cañones.
- c) Correr BHA de cañones.
- d) Bajar sonda de registros para correlacionar.
- e) Sacar quebrando DP con BHA de cañones.
- Corrida SLA
- a) Instalar tubing hanger.
- b) Armar herramientas de manejo de tubing.
- c) Armar BHA del equipo de sistema de levantamiento artificial.
- d) Armar y conectar Y-TOOL de la bomba.
- e) Bajar equipo BES.

3.3.1 Información de entrada. Para lograr recopilar los datos del tiempo limpio ejecutado de cada una de las operaciones de cada fase, se tomó el formato CWOP de cada uno de los pozos de la muestra de estudio. Sin embargo, se evidenciaron una serie de problemas que no hicieron posible hacer uso de dicho formato como información de entrada en la base de datos. Tales problemas son descritos a continuación:

- a) Formatos incompletos por problema “hoja bloqueada” o simplemente incompletos.
- b) Algunas de las operaciones incluyen más de un proceso y por lo tanto esto impide el análisis del tiempo limpio y la optimización de cada operación.
- c) Se registran tiempos de operaciones en una fase que corresponde a la descrita, debido a esto aumentan tiempos asociados a una fase y en la operación correspondiente a la labor adelantada el tiempo es consignado como 0.
- d) La descripción de los NPTS en Open Wells no es precisa, además de que no se registra en el CWOP la desviación del NPT según Open Wells.

De acuerdo con los problemas evidenciados se plantearon las siguientes soluciones que se llevaran a cabo a lo largo del proyecto:

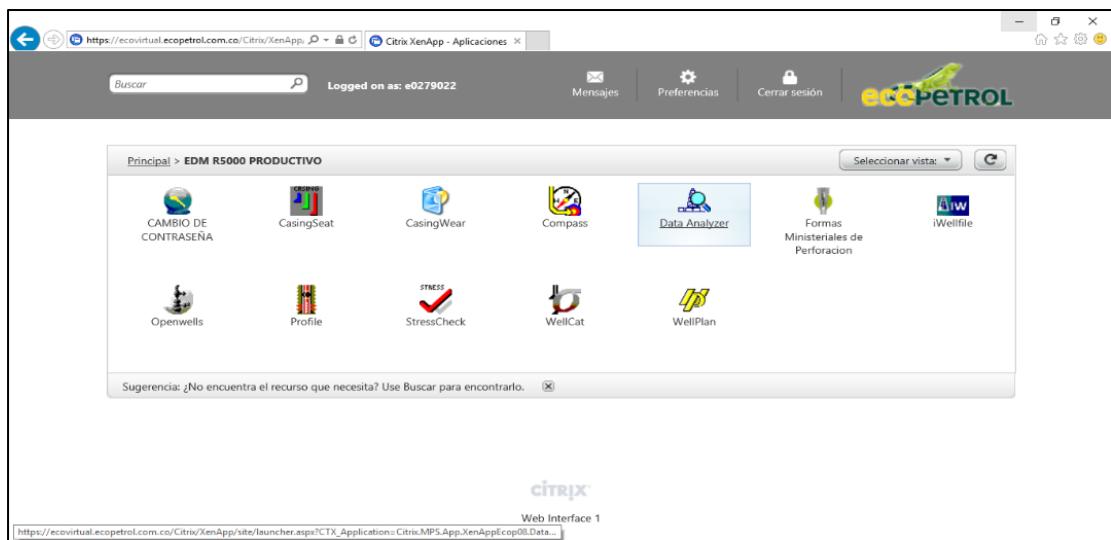
- a) Creación de un CWOP programable de tal forma que se elimine el problema de CWOP’S específicos, palabras adicionales y espacios adicionales entre palabras.

- b) Realizar la depuración de los datos estableciendo tiempos limpios para cada una de las operaciones correspondientes, es decir, el tiempo real que corresponde a cada operación.
- c) Definir los tiempos no productivos para el análisis del estudio.

De acuerdo con lo anterior, para depurar y definir los tiempos limpios de cada operación, se hizo uso del repositorio oficial de la empresa Open Wells, el cual es un software desarrollado por Landmark, cuyo objetivo es la compilación de datos, el seguimiento en tiempo real de la ejecución de las operaciones de diferentes áreas de desarrollo de un pozo de petróleo y/o gas, para su posterior análisis y soporte en la toma de decisiones⁴¹, por lo que se asegura que los datos ingresados a la base de datos sean los reales de cada operación.

Como se muestra en la **Figura 14**, el paquete de software de Open Wells incluye el software Data Analyzer, el cual permite la creación de consultas o Querys, estas almacenan la información requerida de manera estructurada y organizada permitiendo el análisis y aportando valor a la información almacenada.⁴²

Figura 14. Data Analyzer



Fuente: elaboración propia

⁴¹LANDMARK. OpenWells-data-sheet. [Sitio web]. [Consultado el 25 de abril del 2019] disponible en < <https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/Datasheets/OpenWells-data-sheet.pdf>>

⁴² Ibid.

Con el fin de obtener información del tiempo limpio ejecutado en cada operación de completamiento, se creó una Query con los parámetros establecidos en el capítulo 2 y como se ve en establecida en la **Figura 15**.

- Pozo: Nombre del pozo.
- Evento: OCM (evento de Completamiento original).
- Fecha inicio evento: Fecha en la cual iniciaron las operaciones.
- Desde: Hora en la cual empieza la operación.
- Hasta: Hora en la cual termina la operación.
- Prof. (ft): Profundidad (MD).
- P/N: P (operación planeada) y N (operación no planeada).
- Técnica de cañoneo.
- Profundidad intake de la bomba.
- Duración (hr).
- Operación: Descripción de la (s) operación (es) asociadas a un tiempo específico.

Figura 15. Ejemplo pozo A-Query de tiempos ejecutados en la VRO 2018.

POZO	EVENTO	FECHA INICIO EVENTO	CÓDIGO OP.	SUBCODIGO	DESDE	HASTA	PROF. OP. (ft)	P/N	DURACIÓN (hr)	OPERACIÓN
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1600	1602	2/26/2019 10:00:00 AM	2/26/2019 11:00:00 AM	8.038,00	P	1	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL PARA ARME DEL BHA #1 / DIVULGÓ ALERTAS HSE: PELLIZCO EN DEDO INDICE Y GOLPE EN CORONA DE EQUIPO.
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1100	1125	2/26/2019 11:00:00 AM	2/26/2019 1:00:00 PM	8.038,00	P	2	INSTALÓ KELLY SWIVEL Y COLGÓ EN TORRE + KELLY BUSHING.
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1100	1104	2/26/2019 1:00:00 PM	2/26/2019 2:00:00 PM	8.038,00	P	1	MIDIÓ Y CALIBRÓ COMPONENTES DEL BHA #1, CONECTÓ BIT SUB Y JUNK MILL + DC 4 3/4" NC-38; 45#.
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1600	1602	2/26/2019 2:00:00 PM	2/26/2019 2:30:00 PM	8.038,00	P	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD / DIVULGÓ PROGRAMA DE ARME Y CORRIDA DE BHA #1 / CHARLA SOBRE ORDEN Y ASEO / DIVULGÓ ALERTAS HSE: PELLIZCO EN DEDO INDICE Y GOLPE EN CORONA DE EQUIPO.
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1100	1104	2/26/2019 2:30:00 PM	2/26/2019 8:00:00 PM	8.038,00	P	5,5	CONTINUÓ ARME DE BHA #1
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1100	1164	2/26/2019 8:00:00 PM	2/26/2019 10:00:00 PM	8.038,00	P	2	RIH BHA #1 WBCO LINER 7" Y CSG 9 5/8" TÁNDEM CON DP 3 1/2" NC-38, 13.3# EN SENCILLO MIDIENDO Y CALIBRANDO. VAN 34/218 JTS.
CAS A	OCM	2/23/2019 10:00:00 PM	1600	1602	2/26/2019 10:00:00 PM	2/26/2019 10:30:00 PM	8.038,00	P	0,5	REALIZÓ REUNIÓN PREOPERACIONAL Y DIVULGACIÓN DE ALERTAS HSE: PELLIZCO EN DEDO INDICE Y GOLPE EN CORONA DE EQUIPO CON PERSONAL TURNO NOCHE.

Fuente: elaboración propia

De igual forma, se creó una segunda Query con los eventos no planeados o NPT's, con los mismos parámetros establecidos, de la siguiente manera:

- Campo.
- Pozo.
- Evento: OCM (evento de Completamiento original).
- Fecha inicio y fin del evento
- Código y Sub-código NPT según Open Wells.
- Duración (hr).
- Compañía asignada.
- Descripción del evento.

3.3.2 Distribución de la base de datos. Una vez definidos los formatos que servirán como guía para la descripción del completamiento, se separó por hoja de cálculo cada uno de estos formatos dependiendo la estrategia de completamiento y el perfil del pozo. De igual manera, con la información obtenida en la Query, se analizaron e ingresaron los valores de tiempo limpio, es decir, los tiempos que corresponden únicamente a la descripción de la operación y no a operaciones que se realizaron de manera contigua, por otro lado, tiempos asignados a NPT's como se observa en la **Figura 16**.

Figura 16. Base de datos.

POZOS DE LA MUESTRA DE ESTUDIO													
	C	D	E	G	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
	FASE	ITEM	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)
1	1	1	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	1	0.5	0.5	1	1	1	0.5	0.5	0.5	0.5
2	1	2	Armar BHA # 1 para revestimiento de 3 5/8" con DP de 5 1/2".	2	2	0.5	2	0.5	0.5	15	1	2	2
3	1	3	Bajar BHA # 1 y detectar el TOL 7", con 5 Klbs de peso.	5	5.5	6.5	5	6	6	4	6	6	7
4	1	4	4. Bombear 40 bbls de pildora viscosa y circular hasta obtener retornos limpios en superficie @ 450-500 gpm.	1	2	1	1	1	1	1	15	15	1
5	1	5	Sacar BHA #1 a superficie parando en la torre el DP de trabajo.	6	4	4.5	6	5	4.5	5.5	5	4	5.5
6	1	6	Desarmar BHA # 1	1	0.5	1	1.5	0.5	0.5	0.5	0.5	1.5	0
7	1	7	Armar BHA #2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem, Broca de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7"	6	4.5	3.5	3.5	0.5	8.5	3.5	3	3.5	5.5
8	1		Bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9										

Fuente: elaboración propia

4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO REALIZADO A LA BASE DE DATOS PARA LA ESTRUCTURACIÓN DE DCOP

Para que una operación sea eficiente, se deben tener en cuenta datos e información de pozos análogos completados en el pasado con el fin de reducir la incertidumbre durante la planeación de nuevas operaciones, debido a esto, la calidad de los datos es crítica al momento de crear estrategias que permitan establecer una relación en cuanto a tiempo, costos y técnicas de completamiento con base a las variables que están directamente relacionadas al proceso mencionado.

En este capítulo se definió la estructura general del DCOP como estrategia en la optimización definiendo las condiciones de tiempo en la línea base de desempeño para cada estrategia basado en un modelo histórico del comportamiento de los datos.

4.1 DEFINICIÓN Y OBJETIVO DEL DCOP

El DCOP (Drilling and Completion Optimization Process), es un proceso que tiene como objetivo optimizar las operaciones de perforación y completamiento, estableciendo una línea base de desempeño de dichas operaciones, permitiendo identificar y establecer los límites técnicos que sirvan como metas para poder implementar nuevos mecanismos de optimización en un futuro que permitan crear nuevas líneas base de desempeño. Cabe recordar que este estudio solo se enfocó en las operaciones de completamiento debido a que en Ecopetrol ya se encuentra estructurado el proceso para las operaciones de perforación.

4.2 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LOS DATOS

Una vez establecida la base de datos con todas las variables que están involucradas en el completamiento, se realizó un análisis estadístico a las variables que fueron definidas como controlables. El Webster's New Collegiate Dictionary, define como estadística una "rama de las matemáticas que estudia la recolección, análisis, interpretación y presentación de masas de información numérica", así mismo, Stuart y Ord expresan que la estadística es "la rama del método científico que estudia los datos obtenidos por contar o medir las propiedades de una población"⁴³.

Siguiendo lo anterior, se establecieron parámetros para determinar el cambio de las variables que afectan el tiempo ejecutado de las operaciones, algunos de estos parámetros fueron definidos como la estrategia de completamiento, el número de

⁴³ WACKERLY, Dennis. Estadística matemática con aplicaciones. Edición 7. 2008. Florida, Estados Unidos, p. 4.

pies cañoneados, el método de cañoneo, entre otros. El objetivo del análisis es medir la respuesta de la variable dependiente, en este caso definida como **tiempo ejecutado por operación**, en función del cambio de las variables independientes de control que serían la velocidad de corrida y tiempo de arme de las herramientas.

Además de definir el tiempo ejecutado, se obtendrán mediciones sobre las demás variables que están relacionadas con el tiempo ejecutado. Según Wackerly el objetivo es usar información de una muestra amplia que permita inferir la relación aproximada entre las variables independientes la variable dependiente con el fin de encontrar parámetros de relación⁴⁴. Finalmente, el análisis estadístico servirá como puente para determinar las condiciones óptimas de las operaciones, influyendo en el tiempo y por lo tanto el costo de cada operación.

4.2.1 Medidas de localización. Según Walpole⁴⁵, las medidas de localización están diseñadas para brindar al analista algunos valores cuantitativos de la distribución equivalente y la ubicación central los datos de una muestra, esto quiere decir, que la media, será la medida de la suma de las variables de los datos entre el número total de estos, y la mediana, será la medida de tendencia central de los datos que no se verá influenciada por los valores extremos.

Ecuación 2. Cálculo de media de una muestra.

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 11.

Ecuación 3. Cálculo de mediana de una muestra.

$$\tilde{x} = \begin{cases} x_{(n+1)/2}, & \text{si } n \text{ es impar,} \\ \frac{1}{2}(x_{n/2} + x_{n/2+1}), & \text{si } n \text{ es par.} \end{cases}$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 17.

⁴⁴ Ibid. p. 4.

⁴⁵ WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 11.

4.2.2 Medidas de dispersión. Las medidas de dispersión son criterios estadísticos que brindan al investigador información de la variabilidad de los datos, esto quiere decir, que indican si la distribución de los datos tiene o no un comportamiento normal.⁴⁶

4.2.3 Desviación estándar. Según Walpole⁴⁷ la medida muestral de dispersión más común es la desviación estándar de la muestra, para la cual se debe calcular la varianza y por medio de esta la desviación estándar.

Ecuación 4. Cálculo de varianza.

$$s^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n - 1}.$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 17.

Ecuación 5. Cálculo desviación estándar.

$$s = \sqrt{s^2}.$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 17.

4.2.4 Rango. El rango es una medida de dispersión la cual indica entre que rangos se encuentra la muestra, es decir, la diferencia entre los mínimos y máximos de todos los datos.

Ecuación 6. Cálculo de rango.

$$X_{\text{máx}} - X_{\text{mín}}.$$

Fuente: WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p.18.

⁴⁶ WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 17.

⁴⁷ WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. Mexico, 2012, p. 17.

4.2.5 Prueba de normalidad. Las pruebas de normalidad son utilizadas para determinar la homogeneidad de una muestra de datos, por tal motivo, este estudio aplicó la prueba de Shapiro Wilk, la cual consiste en denotar un parámetro estadístico (W) que permite saber si una muestra tiene un comportamiento normal o no.⁴⁸

Ecuación 7. Cálculo normalidad de Shapiro Wilk.

$$W = \frac{\left(\sum_{i=1}^k a_{n-i+1} (u_{(n-i+1)} - u_{(i)}) \right)^2}{\sum_{i=1}^n (u_i - \bar{u})^2},$$

Fuente: DELGADO, Rosario. Iniciación a la probabilidad y estadística. Barcelona, España, 2004, p. 143.

4.3 DESARROLLO ESTADISTICO

Para iniciar con el estudio, se debe determinar el comportamiento de los datos de la muestra, por esta razón, se determinó que la población está representada por la distribución de mediciones de tiempo ejecutado en cada operación, en donde la forma de la distribución está limitada por los valores específicos de las variables independientes de control.⁴⁹

Como se evidencia en la **Gráfica 1**, la distribución de los datos de estudio obedece a una distribución normal, es decir, que cualquier variable que se calcule con la mediana corresponde al comportamiento real de los datos. Para corroborar esta afirmación, se realizó la prueba de normalidad de Shapiro Wilk; esta prueba calcula el valor de p (p -value), el cual mide la compatibilidad de los datos con el modelo estadístico propuesto por Shapiro, y un valor de α (α). Si este valor α es mayor que el valor de p calculado, indica que la muestra tiene un comportamiento normal y los datos no son producto del azar.⁵⁰

Para realizar la prueba de normalidad, se hizo uso de la herramienta Real Statistics, la cual es un complemento de Excel gratuito que complementa las demás

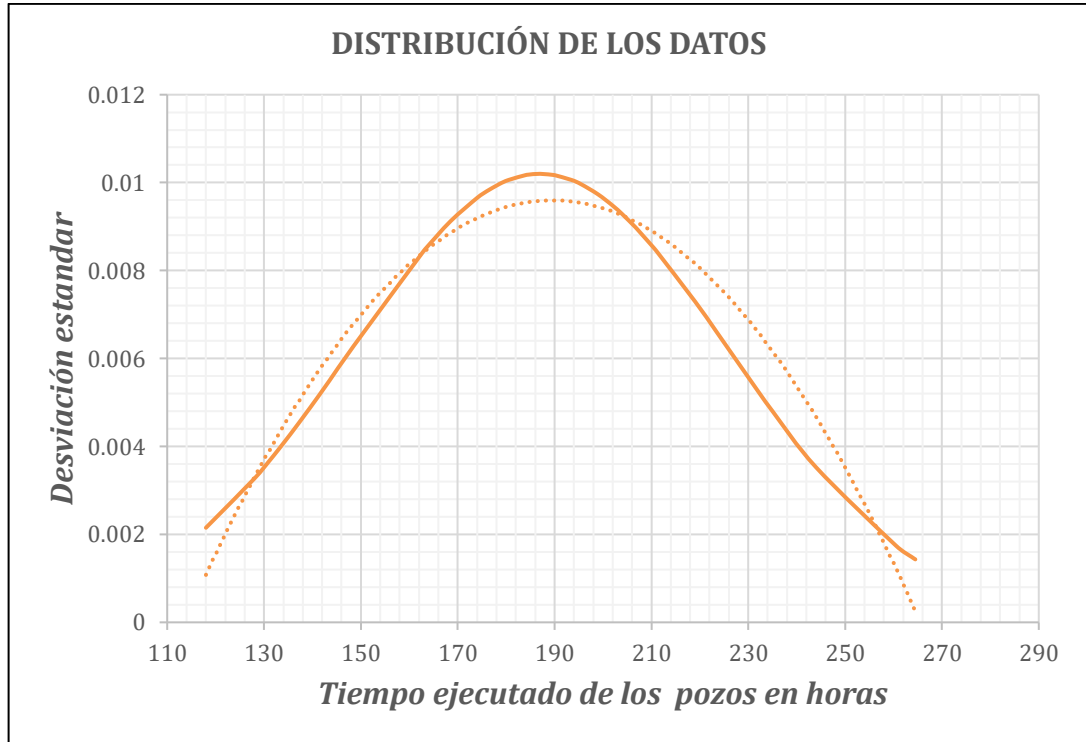
⁴⁸ DELGADO, Rosario. Iniciación a la probabilidad y estadística. Barcelona, España, 2004, p. 143.

⁴⁹ Ibid. p. 143.

⁵⁰ BEHAR, Roberto. Respuestas a dudas típicas de estadística. Madrid, España, 2004, p. 84.

herramientas estadísticas que ofrece el paquete básico de esta aplicación. Los resultados de esta prueba se ven reflejados en la **Tabla 7**.

Gráfica 1. Distribución de los datos de la muestra de estudio.



Fuente: elaboración propia

Tabla 7. Resultados Prueba de Shapiro Wilk.

	RIG MENOR A 55°	RIG MAYOR A 55°	WO MENOR A 55°	WO MAYOR A 55°	CT MENOR A 55°	CT MAYOR A 55°
p-value	0.3039	0.9357	0.4566	0.3052	0.1046	0.3760
alpha	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
normal	yes	yes	yes	yes	yes	yes

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con la prueba de normalidad realizada, los resultados indican que evidentemente la muestra de pozos tiene un comportamiento normal, por lo cual, para el cálculo de los tiempos del estudio a partir del análisis estadístico, se hará uso de la mediana, ya que esta como su definición lo indica, permite encontrar la medida de tendencia central de los datos sin verse afectada por los valores extremos que puedan presentarse, y debido a la normalidad, dichos tiempos corresponderán a valores reales de comportamiento.

Para poder establecer las velocidades de corrida de tubería y herramientas, se establecieron los rangos de profundidad y número de pies perforados de cada una de las estrategias de completamiento usadas en los pozos de la muestra de estudio como puede verse en las **Tablas 8-13**.

Tabla 8. Datos de las profundidades Rig menor a 55°.

Campos vro 2018-ii convencional rig menor a 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO A	7820	229	6007,89
POZO B	7915	182	6372,25
POZO C	7510	288	6075,37
POZO D	7322	181	6009,42
POZO E	7925	160	6010,2
POZO F	8082	88	6845,22
POZO G	7770	120	6171
POZO H	7461	130	6162,2
POZO I	8700	108	5880
POZO J	7845	140	6150
POZO K	6980	102	5960
POZO L	8407	136	5045
MIN	6980	88	5045
MAX	8700	288	6845,22
TOTAL POZOS	12	12	12
PROMEDIO	7811,416667	154,9090909	6066,893
MEDIANA	7832,5	136	6112,685

Fuente: elaboración propia

Tabla 9. Datos de las profundidades Rig mayor a 55°.

Campos vro 2018-ii convencional rig mayor a 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO M	8978	314	6007,9
POZO N	8450	294	6538,69
POZO O	8570	243	5296,402
POZO P	8593	378	6022,02
MIN	8450	243	5296,402
MAX	8978	378	6538,69
TOTAL POZOS	4	4	4
PROMEDIO	8647,75	307,25	5966,253
MEDIANA	8581,5	304	6014,96

Fuente: elaboración propia

Tabla 10. Datos de las profundidades Rigless-Workover menor a 55°.

Campos vro 2018-ii convencional-wo menor a 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO Q	7800	104	4999,75
POZO R	7750	103	4993,13
POZO S	8463	193,4	6992,42
POZO T	7777	94	6039,04
POZO U	7705	192	6008,72
POZO V	8684	172	6581,03
POZO W	7892	102	5472
POZO X	7794	156	4614
POZO Y	8318	143	5419
POZO Z	8407	136	5045
MIN	7705	94	4614
MAX	8684	193,4	6992,42
TOTAL POZOS	10	10	10
PROMEDIO	8059	139,54	5616,409
MEDIANA	7846	139,5	5445,5

Fuente: elaboración propia. 2019.

Tabla 11. Datos de las profundidades Rigless-Workover menor a 55°.

Campos vro 2018-ii convencional-wo mayor a 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO AA	9025	225	6261,2
POZO AB	8562	359	4930,65
POZO AC	8832	230	6066,17
POZO AD	8368	249	6121,16
POZO AE	8380	292	6111,2
POZO AF	8072	233	5989,93
MIN	8072	225	4930,65
MAX	9025	359	6261,2
TOTAL POZOS	6	6	6
PROMEDIO	8539,833333	264,6666667	5913,385
MEDIANA	8471	241	6088,685

Fuente: elaboración propia

Tabla 12. Datos de las profundidades Workover-coiled tubing menor a 55°.

CAMPOS VRO 2018-II CONVENCIONAL-SL-CT-WO MENOR A 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO AG	7675	82	656,56
POZO AH	7870	156	4654,3
POZO AI	7919	159	6612,01
POZO AL	7946	22	6364,39
POZO AM	7820	23	4995
MIN	7675	22	592,59
MAX	7919	159	6612,01
TOTAL POZOS	7	7	7
PROMEDIO	7912,142857	96	4190,488571
MEDIANA	7919	87	4995

Fuente: elaboración propia

Tabla 13. Datos de las profundidades Workover-coiled tubing mayor a 55°.

CAMPOS VRO 2018-II CONVENCIONAL-SL-CT-WO MAYOR A 55°			
POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	TOTAL PIES PERFORADOS (ft)	INTAKE BES (ft)
POZO AN	8000	244	4955.02
POZO AJ	8715	297	6077.89
POZO AK	8003	143	592.59
POZO AO	8152	87	5458.57
VARIANZA	255612.5	1404.5	630418.5184
DESVIACIÓN	505.5813485	37.4766594	793.9889914
MIN	8000	244	4955.02
MAX	8715	297	6077.89
TOTAL POZOS	2	2	2
PROMEDIO	8217.5	192.75	4271.0175
MEDIANA	8077.5	193.5	5206.795

Fuente: elaboración propia

Una vez definidas las profundidades promedio y teniendo en cuenta los tiempos limpios ejecutados de cada una de las operaciones que se encuentran ya consignados en la base de datos, se calculan las velocidades para cada una de las operaciones que comprenden la corrida de herramientas o tubería en las diferentes estrategias de completamiento de la muestra de estudio. Así mismo, se calculó la mediana de la velocidad y el tiempo de arme con el fin de establecer el tiempo en el que las operaciones se están ejecutando normalmente.

Por otro lado, se establecen los mínimos y máximos de velocidad y tiempo de arme con el fin de poder determinar la ventana operativa en la que podría realizarse una operación, ya que con estos se podrá medir en un futuro el rendimiento operativo de cada uno de los pozos y poder establecer metas que puedan ser alcanzadas, ya que como su nombre lo indica, con esta se puede conocer cuáles han sido los pozos con mejores resultados. A continuación, se realiza el cálculo de las velocidades con la **Ecuación 8** y los mínimos y máximos como se puede observar en las **Tablas 14-19**.

Ecuación 8. Cálculo de velocidad.

$$velocidad (ft/hr) = \frac{Profundidad (ft)}{Tiempo ejecutado (hrs)}$$

Fuente: ZEMANSKY, Sears. Física Universitaria. Volumen 1. Mexico, 2009, p. 38.

Tabla 14. Cálculo de velocidad Rig menor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad en ft/hora																
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D	POZO E	POZO F	POZO G	POZO H	POZO I	POZO J	POZO K	POZO L	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
Bajar BHA # 1	1422	1218	1502	1464	N/A	2021	1295	1244	1243	1569	1269	1529	1218	POZO B	2021	POZO F	1422
Sacar BHA #1	1955	1759	1252	1627	1585	1469	1554	1865	1582	1961	1745	1529	1252	POZO C	1961	POZO J	1606
Bajar BHA # 2	1043	1055	715	732	881	1010	1036	785	967	1121	997	764	715	POZO C	1121	POZO J	982
Sacar BHA #2	1738	1439	2146	2092	N/A	1796	1943	1066	1450	1308	1745	1868	1066	POZO H	2146	POZO C	1745
Bajar sonda de registros eléctricos	3910	3958	3755	N/A	N/A	4041	5180	2132	5800	2615	4653	5605	2132	POZO H	5800	POZO I	3934
Sacar registrando calidad de cemento	1955	2261	1878	2092	1219	2309	2220	1244	1740	3138	1551	1868	1219	POZO E	3138	POZO J	1916
Bajar el equipo BES con tubería de producción	250	185	238	240	N/A	268	220	262	261	202	206	266	185	POZO B	268	POZO F	240

Fuente: elaboración propia

Tabla 15. Cálculo de velocidad Rig mayor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad en ft/hora									
	POZO M	POZO N	POZO O	POZO P	POZO E	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIAN A
Bajar BHA # 1	1122	1300	1428	1322	N/A	1122	POZO M	1428	POZO O	1311
Sacar BHA #1	1796	1536	1904	2148	N/A	1536	POZO N	2148	POZO P	1850
Bajar BHA # 2	998	1300	2143	1146	N/A	998	POZO M	2143	POZO O	1223
Sacar BHA #2	1381	1536	1428	1910	N/A	1381	POZO M	1910	POZO P	1482
Bajar sonda de registros eléctricos	2245	4225	2857	2864	N/A	2245	POZO M	4225	POZO N	2861
Sacar registrando calidad de cemento	2245	2817	1558	1719	N/A	1558	POZO O	2817	POZO N	1982
Correr BHA de cañones con tubería	579	N/A	N/A	614	1126	579	POZO M	1126	POZO E	614
Bajar sonda de registros eléctricos cañoneo	1496	N/A	N/A	4297	2092	1496	POZO M	4297	POZO P	2092
Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	561	384	373	1432	1464	373	POZO O	1464	POZO E	561
Bajar el equipo BES con tubería de producción	162	214	235	241	N/A	162	POZO M	241	POZO P	225

Fuente: elaboración propia

Tabla 16. Cálculo de velocidad Rigless-Workover menor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad en ft/hora														
	POZO Q	POZO R	POZO S	POZO T	POZO U	POZO V	POZO W	POZO X	POZO Y	POZO Z	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIA NA
Bajar BHA # 1	538	378	529	432	514	560	509	445	450	601	378	POZO R	601	POZO Z	511
Sacar BHA # 1	1200	816	806	1111	1185	965	928	N/A	1280	1121	806	POZO S	1280	POZO Y	1111
Bajar BHA # 2	780	517	705	N/A	642	695	789	520	520	764	517	POZO R	789	POZO W	695
Sacar BHA # 2	624	574	705	502	497	N/A	544	520	504	N/A	497	POZO U	705	POZO S	532
Bajar sonda de registros eléctricos	2600	1409	2116	N/A	2201	2481	3157	N/A	4159	4204	1409	POZO R	4204	POZO Z	2541
Sacar registrando calidad de cemento	N/A	3875	2418	1944	N/A	2171	2631	1949	3327	4204	1944	POZO T	4204	POZO Z	2524
Bajar el equipo BES	179	156	259	216	204	219	182	156	241	168	156	POZO R	259	POZO S	193

Fuente: elaboración propia

Tabla 17. Cálculo de velocidad Rigless-Workover mayor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad ft/hora										
	POZO AA	POZO AB	POZO AC	POZO AD	POZO AE	POZO AF	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIAN A
Bajar BHA # 1	384	439	552	540	645	521	384	POZO AA	645	POZO AE	530
Sacar BHA # 1	820	901	981	984	1524	1242	820	POZO AA	1524	POZO AE	983
Bajar BHA # 2	368	336	609	465	N/A	850	336	POZO AB	850	POZO AF	465
Sacar BHA # 2	1128	778	768	1116	798	1076	768	POZO AC	1128	POZO AA	937
Bajar sonda de registros eléctricos	N/A	3425	2944	2092	1862	N/A	1862	POZO AE	3425	POZO AB	2518
Sacar registrando calidad de cemento	1641	2854	2208	N/A	2095	N/A	1641	POZO AA	2854	POZO AB	2152
Correr BHA de cañones con tubería	785	778	930	1116	524	598	524	POZO AE	1116	POZO AD	782
Bajar sonda de registros eléctricos cañoneo	2006	1903	N/a	2092	2394	N/A	1903	POZO AB	2394	POZO AE	2049
Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	392	389	570	697	670	461	389	POZO AB	697	POZO AD	516
Bajar el equipo BES	153	173	217	245	231	222	153	POZO AA	245	POZO AD	219

Fuente: elaboración propia

Tabla 18. Cálculo de velocidad Workover-Coiled tubing menor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad en ft/hora									
	POZO AG	POZO AH	POZO AI	POZO AL	POZO AM	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
Bajar BHA # 2	1919	1968	1131	1222	N/A	1131	POZO AI	1968	POZO AL	1571
Bajar BHA # 3	1395	2623	1584	2270	N/A	1395	POZO AG	2623	POZO AH	1927
Continuar bajando lavando	2558	1574	2640	2270	3910	1574	POZO AH	3910	POZO AM	2558
Continuar sacando el CT hasta superficie.	3838	1968	3960	2649	N/A	1968	POZO AH	3960	POZO AI	3243
sacar bha#3	1096	1312	990	1059	1203	990	POZO AI	1312	POZO AH	1096
Bajar sonda de registros eléctricos	1706	2623	1760	1589	1955	1589	POZO AL	2623	POZO AH	1760
Sacar registrando calidad de cemento	2193	1574	1980	2270	1422	1422	POZO AM	2270	POZO AL	1980
Bajar el equipo BES	165	160	194	183	188	160	POZO AH	194	POZO AI	183

Fuente: elaboración propia

Tabla 19. Cálculo de velocidad Workover-Coiled tubing mayor a 55°.

OPERACIÓN	Velocidad en ft/horas								
	POZO AN	POZO AO	POZO AJ	POZO AK	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
Bajar BHA # 2	2000	2179	1600,6	1482,2	1428	POZO AK	2179	POZO AO	2089
Bajar BHA #3	2286	1743	1778,4	N/A	1743	POZO AO	2286	POZO AN	2014
Continuar bajando lavando	1600	1453	N/A	N/A	1453	POZO AO	1600	POZO AN	1526
Continuar sacando el CT hasta superficie.	4000	4358	4179	N/A	4000	POZO AN	4358	POZO AO	4179
Bajar sonda de registros eléctricos	3200	2179	N/A	N/A	2179	POZO AO	3200	POZO AN	2689
Sacar registrando calidad de cemento	2000	1245	3201,2	1630,4	1245	POZO AO	2000	POZO AN	1623
Correr BHA de cañones con tubería	410	646	283	505	283	POZO AJ	646	POZO AO	458
Bajar sonda de registros eléctricos de cañones	2089	2089	2388	1519	1519	POZO AK	2388	POZO AJ	2089
Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	410	498	216,7	165,4	410	POZO AN	498	POZO AO	454
Bajar el equipo BES	202	162	217	165	162	POZO AO	217	POZO AJ	184

Fuente: elaboración propia

A continuación, se establecieron los rangos de tiempo para cada una de las operaciones de arme de herramientas y tuberías para las distintas estrategias de completamiento y los correspondientes datos de mínimos y máximos de cada operación cómo se puede ver en las **Tablas 20-25**.

Tabla 20. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rig menor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas														MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
	POZO A	POZO B	POZO C	POZO D	POZO E	POZO F	POZO G	POZO H	POZO I	POZO J	POZO K	POZO L							
ARMAR BHA#1	2	N/A	2	2	2	1.5	1	2	2	1.5	1	1	1	1	POZO K	2	POZO I	2	
ARMAR BHA#2	4.5	3.5	3.5	3.5	6	3.5	3	3.5	5.5	3.5	4	6	3	POZO G	6	POZO L	3.5		
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE REGISTROS	1	N/A	1.5	1	1	2	1	3.5	1	1	1	2.5	1	POZO A	3.5	POZO L	1		
ARMAR SONDA	1	1.5	N/A	1	2	1.5	1.5	3.5	1	1	1	3	1	POZO D	3.5	POZO L	1.5		
INSTALAR EQUIPO DE PRESIÓN	5	2.5	4.5	N/A	N/A	2	1	2.5	1.5	2	2	2	1	POZO J	5	POZO L	2		
ARMAR HERRAMIENTAS MANEJO DE TUBING	1	1	1.5	1	1	1	1.5	1	N/A	1	2	3	1	POZO F	3	POZO L	1		
ARMAR BHA EQUIPO BES	3	2	8	4.5	4.5	N/A	2.5	3.5	5	2.5	4	6.5	2	POZO B	8	POZO L	4		
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	8.5	3	4	6	6	2	5.5	9	5.5	5	5	5.5	2	POZO F	9	POZO L	5.5		
INSTALAR ARBOL	3.5	2	3.5	2.5	2.5	3	2	3	3	3	2	2.5	2	POZO K	3.5	POZO L	3		

Fuente: elaboración propia

Tabla 21. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rig mayor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas									
	POZO M	POZO N	POZO O	POZO P	POZO E	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
ARMAR BHA#1	0.5	1	2	1.5	N/A	0.5	POZO M	2	POZO O	1.5
ARMAR BHA#2	6.5	4	8.5	5.5	N/A	4	POZO N	8.5	POZO O	6
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE REGISTROS	1.5	2	1	1	N/A	1	POZO P	2	POZO N	1.5
ARMAR SONDA DE REGISTROS	1	1	2	1	N/A	1	POZO N	2	POZO O	1
REALIZAR ARME DE CAÑONES	N/A	7	7.5	4	7	4	POZO P	7.5	POZO O	7
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE	2	1	1.5	1.5	1	1	POZO E	2	POZO M	1.5
ARMAR HERRAMIENTAS MANEJO DE TUBING	1	1	1	1	N/A	1	POZO N	1	POZO P	1
ARMAR BHA EQUIPO BES	4	3	4	6	N/A	3	POZO N	6	POZO P	4
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	4.5	8	4	3	N/A	3	POZO P	8	POZO N	4.5
INSTALAR ARBOL	0.5	2	2.5	3	N/A	0.5	POZO M	3	POZO P	2.5

Fuente: elaboración propia

Tabla 22. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover menor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas														
	POZO Q	POZO R	POZO S	POZO T	POZO U	POZO V	POZO W	POZO X	POZO Y	POZO Z	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
RIG UP DE LA TORRE	10	12	11.5	N/A	5.5	10.5	N/A	9	6	4	4	POZO Z	12	POZO R	9.5
ARMAR HERRAMIENTAS DE LIMPIEZA	0.5	2	1	3.5	0.5	1.5	1	1	3	1.5	0.5	POZO U	3.5	POZO T	1.5
ARMAR BHA #1	1.5	1	2.5	1.5	1.5	3	1	3	2	2.5	1	POZO W	3	POZO X	2
ARMAR KELLY Y SWIVEL	2.5	2	N/A	2	N/A	2	1	1.5	1	2	1	POZO W	2.5	POZO Q	2
ARMAR BHA #2	6	6.5	3	5.5	4	9	5	1.5	4	6	1.5	POZO X	9	POZO V	5.5
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE REGISTROS	3	0.5	2	1.5	2.5	1	1	1.5	1	6	0.5	POZO R	6	POZO Z	1.5
ARMAR SONDA DE REGISTROS	1.5	1	1	2	3	3	1	1	1	1	1	POZO W	3	POZO V	1
INSTALAR EQUIPO DE PRESIÓN	2.5	2	1.5	1	2	2.5	2.5	1.5	2	1.5	1	POZO T	2.5	POZO V	2
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA	0.5	1.5	1	1	1.5	1	1	1	2	1	0.5	POZO Q	2	POZO Y	1
ARMAR BHA BES	8	7	2	2	N/A	4.5	5	2	4	4	2	POZO X	8	POZO Q	4
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	5	2	8.5	2	3	7	15	2	4	6	2	POZO X	15	POZO W	4.5
INSTALAR TUBING HANGER	0.5	2	1	1	1	0.5	0.5	1	1	0.5	0.5	POZO W	2	POZO R	1
INSTALAR ARBOL	3	4.5	2	2	2	2	4.5	2	2.5	10	2	POZO X	10	POZO Z	2.5

Fuente: elaboración propia

Tabla 23. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover mayor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas										
	POZO AA	POZO AB	POZO AC	POZO AD	POZO AE	POZO AF	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIAN A
RIG UP DE LA TORRE	16	6.5	20.5	13.5	7	10.5	6.5	POZO AB	20.5	POZO AC	12
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA LIMPIEZA	1.5	1	1	1	1	1	1	POZO AF	1.5	POZO AA	1
ARMAR BHA #1	2	1	2.5	1.5	3.5	1	1	POZO AF	3.5	POZO AE	2
ARMAR KELLY Y SWIVEL	2	2.5	2	1.5	1.5	2	1.5	POZO AE	2.5	POZO AB	2
ARMAR BHA #2	6.5	6.5	9	6	5	5.5	5	POZO AE	9	POZO AC	6.5
RIG UP DE HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE REGISTROS	N/A	0.5	1	3	1	1	0.5	POZO AB	3	POZO AD	1
ARMAR SONDA DE REGISTROS	1	0.5	1	0.5	1	1	0.5	POZO AD	1	POZO AE	1
ARMAR CAÑONES	7	7.5	7.5	14.5	12.5	15.5	7	POZO AA	15.5	POZO AF	10
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA	11	1	2.5	2.5	1	1.5	1	POZO AE	11	POZO AA	2
ARMAR BHA BES	7.5	4	2.5	1.5	4	2.5	1.5	POZO AD	7.5	POZO AA	3.5
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	3	4	3	3	4	10.5	3	POZO AD	10.5	POZO AF	3.5
INSTALAR TUBING HANGER	0.5	1.5	0.5	0.5	0.5	1	0.5	POZO AE	1.5	POZO AB	0.5
INSTALAR ARBOL	4	3	3	5.5	4	7	3	POZO AC	7	POZO AF	4

Fuente: elaboración propia

Tabla 24. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover-Coiled Tubing menor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas									
	POZO AG	POZO AH	POZO AI	POZO AL	POZO AM	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA
ARMAR EQUIPO DE CT	16	21	15	14.5	24	14.5	POZO AL	24	POZO AM	16
ARMAR BHA #2 DE LIMPIEZA	11.5	1	2.5	2	N/A	1	POZO AH	11.5	POZO AG	2.5
ARMAR BHA #3	5	1	3	3	2.5	1	POZO AH	5	POZO AG	3
RIG UP HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WIRELINE	7.5	1.5	1	1	2	1	POZO AI	7.5	POZO AG	1.5
ARMAR SONDA DE REGISROS	1.5	2	1	2	2	1	POZO AI	2	POZO AM	2
INSTALAR EQUIPO DE PRESIÓN	2	2.5	3	N/A	N/A	2	POZO AG	3	POZO AI	2.5
RIG UP DE LA TORRE	13	12	N/A	9.5	13	9.5	POZO AL	13	POZO AM	11
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA	1	1.5	1	1	0.5	0.5	POZO AM	1.5	POZO AH	1
ARMAR BHA EQUIPO BES	4	4.5	8.5	2	N/A	2	POZO AL	8.5	POZO AH	4.5
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	6.5	5.5	1	1	N/A	1	POZO AL	6.5	POZO AG	3
INSTALAR ARBOL	3.5	3	2	2	6	2	POZO AL	6	POZO AM	3

Fuente: elaboración propia

Tabla 25. Tiempos de arme de equipos y herramientas Rigless Workover-Coiled Tubing mayor a 55°.

OPERACIÓN	Tiempo en horas									
	POZO AN	POZO AO	POZO AJ	POZO AK	MIN	POZO	MAX	POZO	MEDIANA	
ARMAR EQUIPO DE CT	23	18	N/A	11	11	POZO AK	23	POZO AN	18	
ARMAR BHA #2 DE LIMPIEZA	2.5	2	3	1.5	1.5	POZO AK	3	POZO AJ	2.5	
ARMAR BHA #3	1	2	3	3	1	POZO AN	3	POZO AJ	2.5	
R/U HERRAMIENTA CABEZA DE POZO Y REALIZAR STRIPPER	1.5	3	1	1	1	POZO AK	3	POZO AO	1.5	
ARMAR SONDA DE REGISTROS	0.5	1	0.5	2	0.5	POZO AN	2	POZO AK	1	
ARMAR CAÑONES DE TUBERÍA	6.5	2	1	1	1	POZO AK	6.5	POZO AN	1.5	
RIG UP DE LA TORRE	9	4	8	8.5	4	POZO AO	9	POZO AN	8.5	
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA	2	2	2	1	1	POZO AK	2	POZO AJ	2	
ARMAR BHA EQUIPO BES	12.5	10	13	4	4	POZO AK	13	POZO AJ	11.5	
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	4	2	1	4.5	1	POZO AJ	4.5	POZO AK	3	
INSTALAR ARBOL	6.5	3	4	2.5	2.5	POZO AK	6.5	POZO AN	3.5	

Fuente: elaboración propia

4.4 ESTABLECIMIENTO DE TIEMPOS LÍNEA BASE DE DESEMPEÑO

A partir de la base de datos establecida y del análisis estadístico realizado a las variables de control definidas, se definieron tiempos operacionales que se ajusten al comportamiento histórico de los datos con el fin de establecer una línea base de desempeño que permita que lo planeado sea igual a lo que se ejecuta, y a su vez, permita optimizar futuros proyectos en la VRO de Ecopetrol.

A continuación, se explica brevemente el cálculo de los tiempos que representan las velocidades de corrida establecidas y los resultados de la línea base según el estudio realizado por medio de la base de datos.

4.4.1 Tiempo velocidad de corrida de tubería/herramienta. Con el fin de obtener el tiempo óptimo asociada a la velocidad de corrida de una tubería o herramienta, se tomó la velocidad mediana calculada y la profundidad promedio para cada estrategia de completamiento y se calculó de acuerdo con la **Ecuación 9**, obteniendo así un tiempo para cada operación como se puede ver en las **Tabla 26**.

Ecuación 9. Formula cálculo de tiempo.

$$tiempo\ ejecutado\ (t) = \frac{Profundidad\ promedio\ (X)}{velocidad\ promedio}$$

Fuente: elaboración propia

Tabla 26. Tiempos para cada operación de corrida de equipos y herramientas.

Operación	Rig		Rigless workover		Rigless coiled tubing-workover	
	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°
	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)
Bajar BHA # 1 /BHA #2	6	7	16	16	6	4
Sacar BHA #1 /BHA #2	5	5	7	9	3	2
Bajar BHA # 2 /BHA #3	8	8	12	18	5	4

Fuente: elaboración propia

Tabla 26 (continuación)

Operación	Rig		Rigless workover		Rigless coiled tubing-workover	
	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°
	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)	tiempo línea base (hrs)
Continuar bajando lavando	-	-	-	-	3	5
Sacar BHA #2 / BHA#3	4	6	15	9	8	7
Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL	2	3	3	3	5	3
Sacar registrando calidad de cemento	4	4	3	4	5	5
Correr BHA de cañones con tubería	-	14	-	11	-	16
Bajar sonda de registros eléctricos, correlacionar y sacar	-	4	-	4	-	4
Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	-	15	-	17	-	18
Bajar el equipo BES con tubería de producción	25	27	29	27	23	30

Fuente: elaboración propia

4.4.2 Tiempos de arme de equipos y herramientas. Estos tiempos se resumieron de la siguiente manera en la **Tabla 27**.

Tabla 27. Tiempos de arme equipos y herramientas.

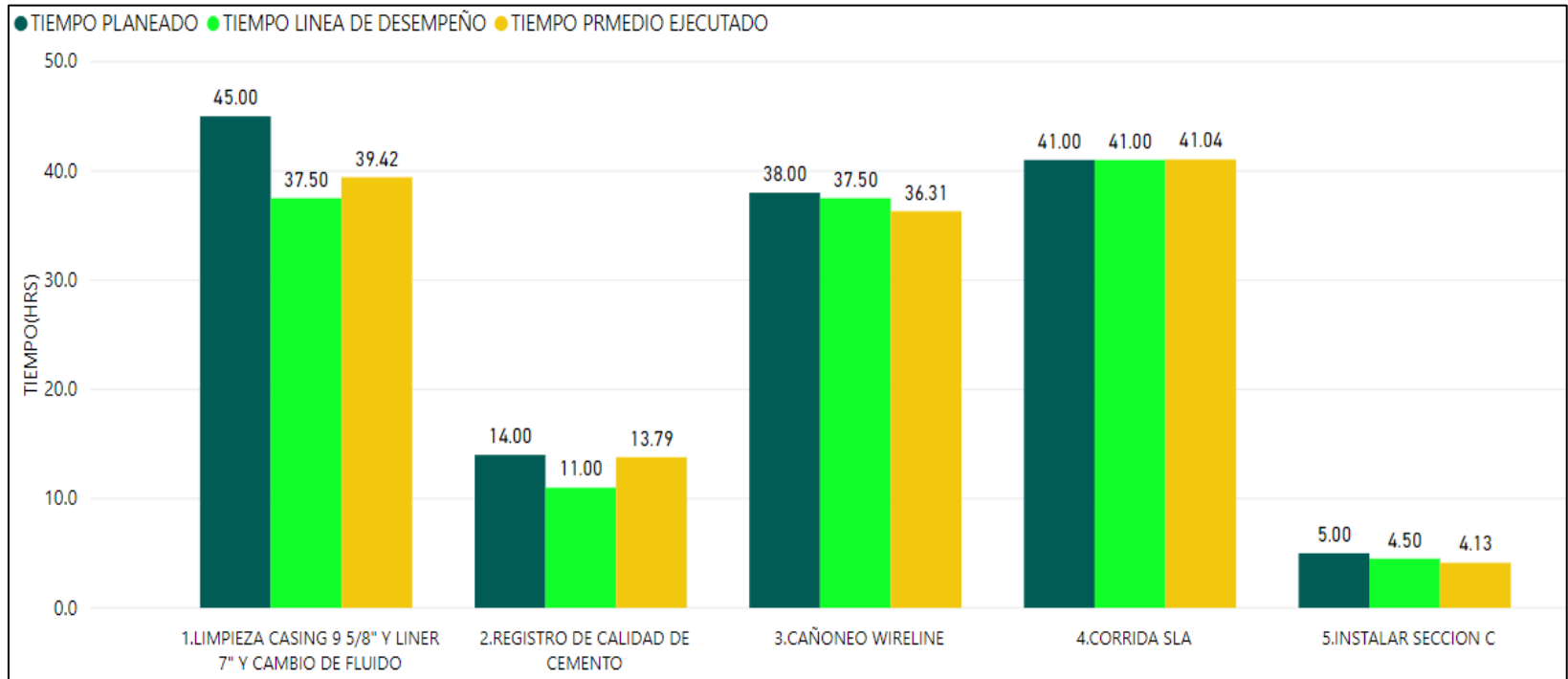
Operación	Tiempo en horas					
	RIG MENOR A 55°	RIG MAYOR A 55°	RIGLESS WO MENOR A 55°	RIGLESS WO MAYOR A 55°	RIGLESS CT MENOR A 55°	RIGLESS CT MAYOR A 55°
RIG UP DE LA TORRE	-	-	9.5	12	11	6.5
ARMAR EQUIPO DE CT	-	-	-	-	15.5	20.5
ARMAR HERRAMIENTAS DE MANEJO DE TUBERÍA LIMPIEZA	-	-	1.5	1	-	-
ARMAR BHA#1	2	1	2	2	2	2.5
ARMAR KELLY Y SWIVEL	-	-	1.5	2	-	-
ARMAR BHA#2	4	6	5.5	6.5	3	1.5
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WL PARA REGISTROS	1	1	1.5	1	1	2.5
ARMAR SONDA DE REGISTROS	1.5	1	1	1	2	1
INSTALAR EQUIPO DE PRESIÓN	2	-	2	-	2	-
REALIZAR ARME DE CAÑONES	-	6.5	-	10	-	5
R/U HERRAMIENTAS Y UNIDAD DE WL PARA CAÑONEO	-	1.5	-	1	-	1
INSTALAR TUBING HANGER	1	1	1	0.5	1	1
ARMAR HERRAMIENTAS MANEJO DE TUBING	1	1	1	2	1	2
ARMAR BHA EQUIPO BES	4	4	4	3.5	4.5	4.5
ARMAR Y CONECTAR Y-TOOL	5.5	4.5	4.5	3.5	3	3
INSTALAR ARBOL	3	3	3	4	3	3

Fuente: elaboración propia

4.4.3 Tiempos de las demás variables involucradas en operaciones de completamiento. La variable dependiente en este estudio, tiempo ejecutado por operación, fue analizada con el objetivo de poder ser monitoreada y optimizada en cada una de las fases del completamiento, es decir, limpieza, registros, cañoneo, el sistema de levantamiento artificial, instalación de la sección C, por tal motivo, se analizaron todos los tiempos ejecutados de la muestra de estudio, y se determinó mediante la medida de localización de la muestra, el tiempo de cada una de las actividades que se realizan para el cumplimiento de cada una de las fases y que deben ser medidas y monitoreadas. Algunas de estas actividades son reuniones, pruebas de presión, circulaciones, entre otras.

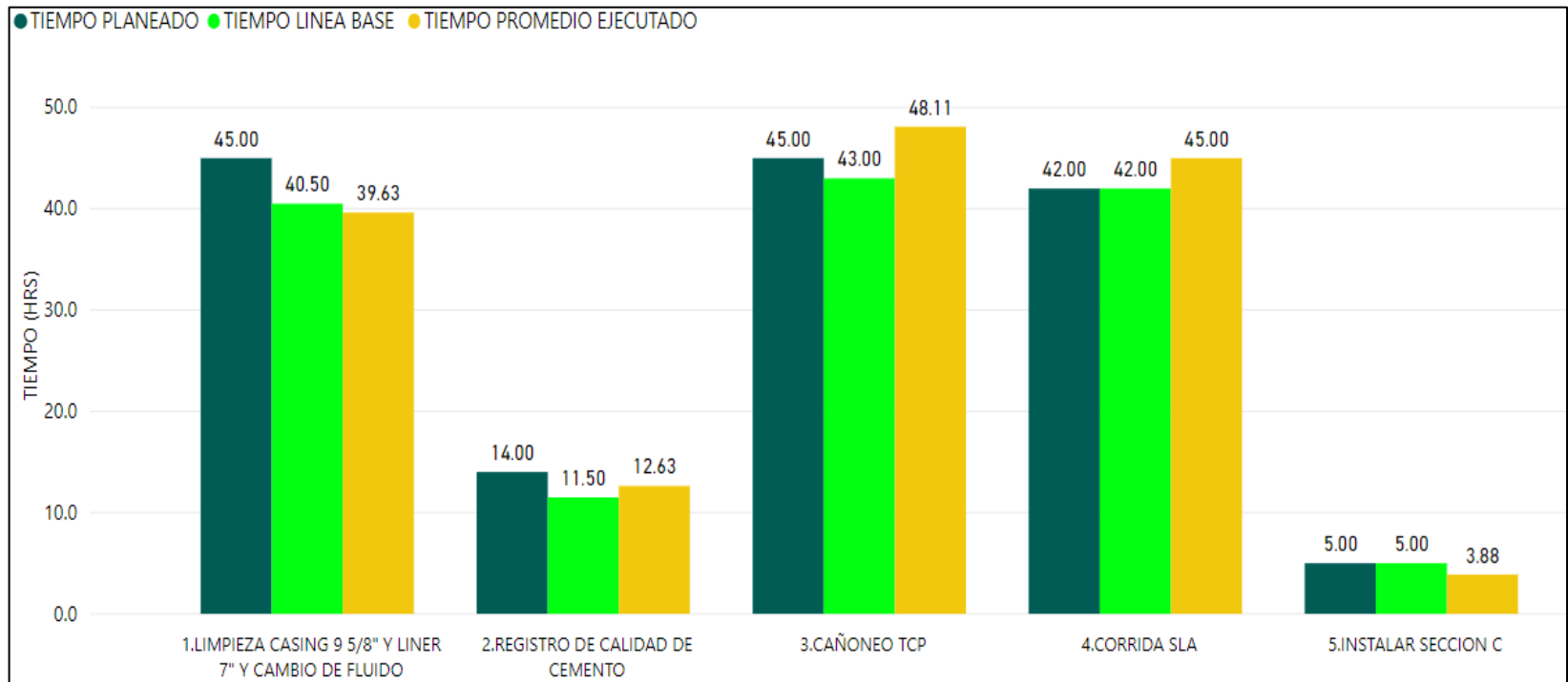
Los tiempos establecidos mediante el análisis estadístico y el estudio de las variables independientes de control, fueron añadidos al formato CWOP estandarizado (**Anexo 1**), adicionalmente fueron comparados con el tiempo planeado anteriormente por los ingenieros de planeación de completamiento de la VRO y el promedio de tiempo ejecutado en la muestra de estudio como se puede observar en las **Gráficas 2-7**.

Gráfica 2. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rig menor a 55°.



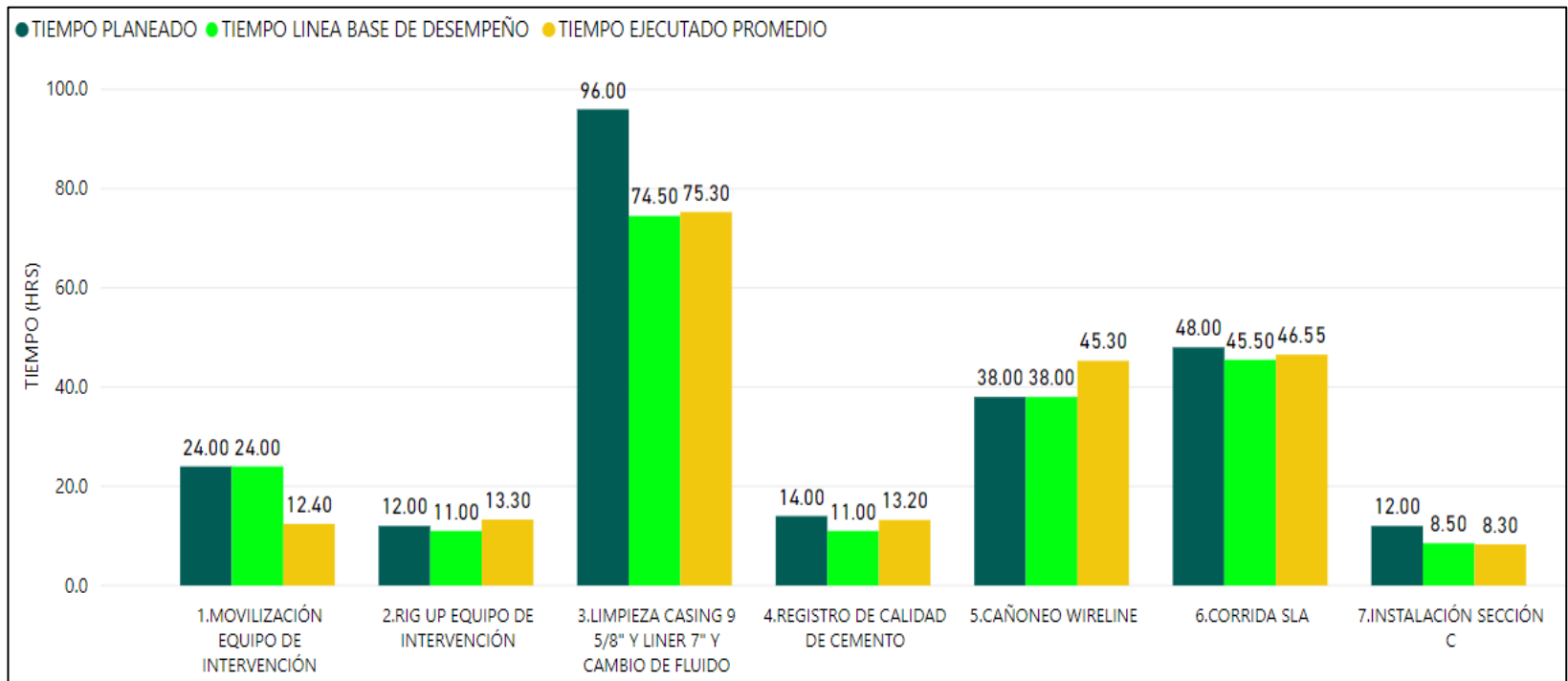
Fuente: elaboración propia

Gráfica 3. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rig mayor a 55°.



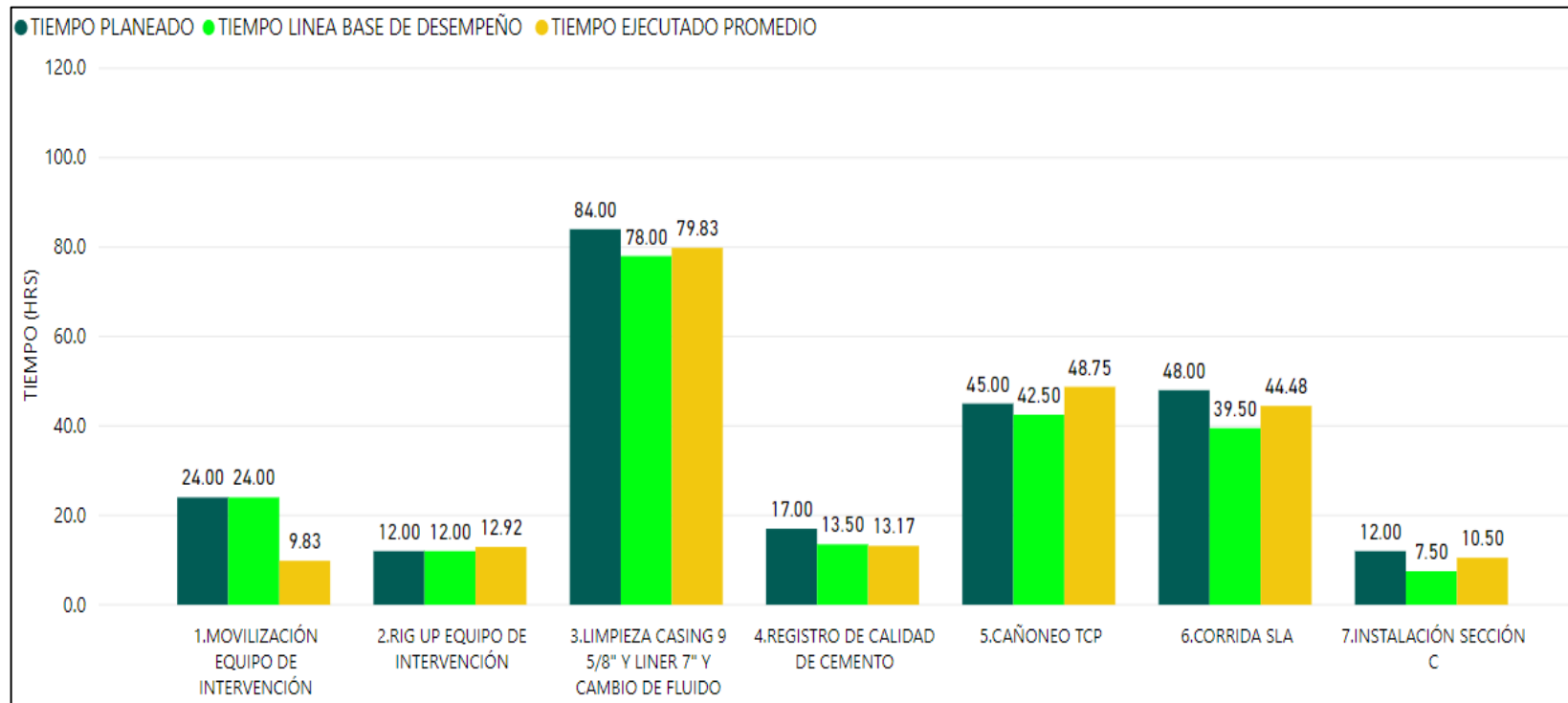
Fuente: elaboración propia

Gráfica 4. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Rigless-Workover menor a 55°.



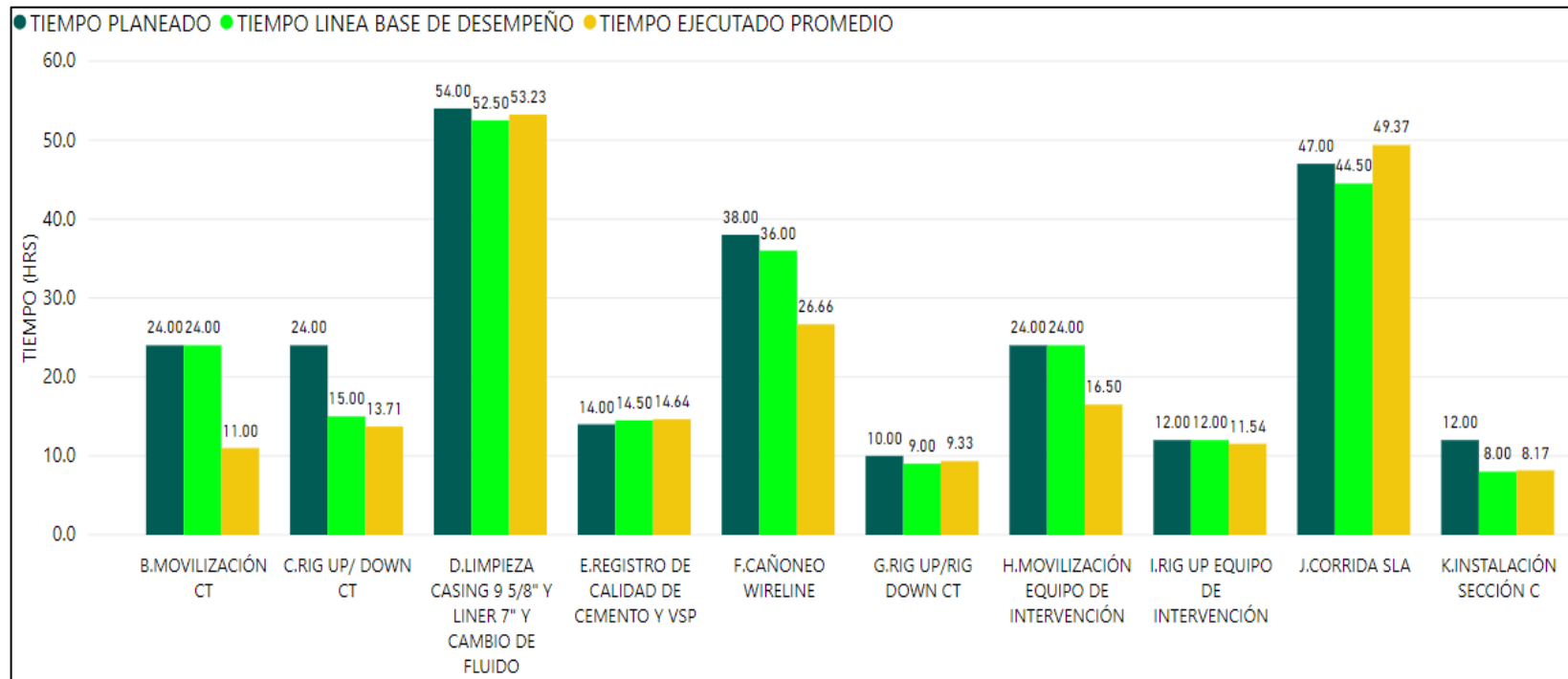
Fuente: elaboración propia

Gráfica 5. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para la fase de registros Rigless-Workover mayor a 55°



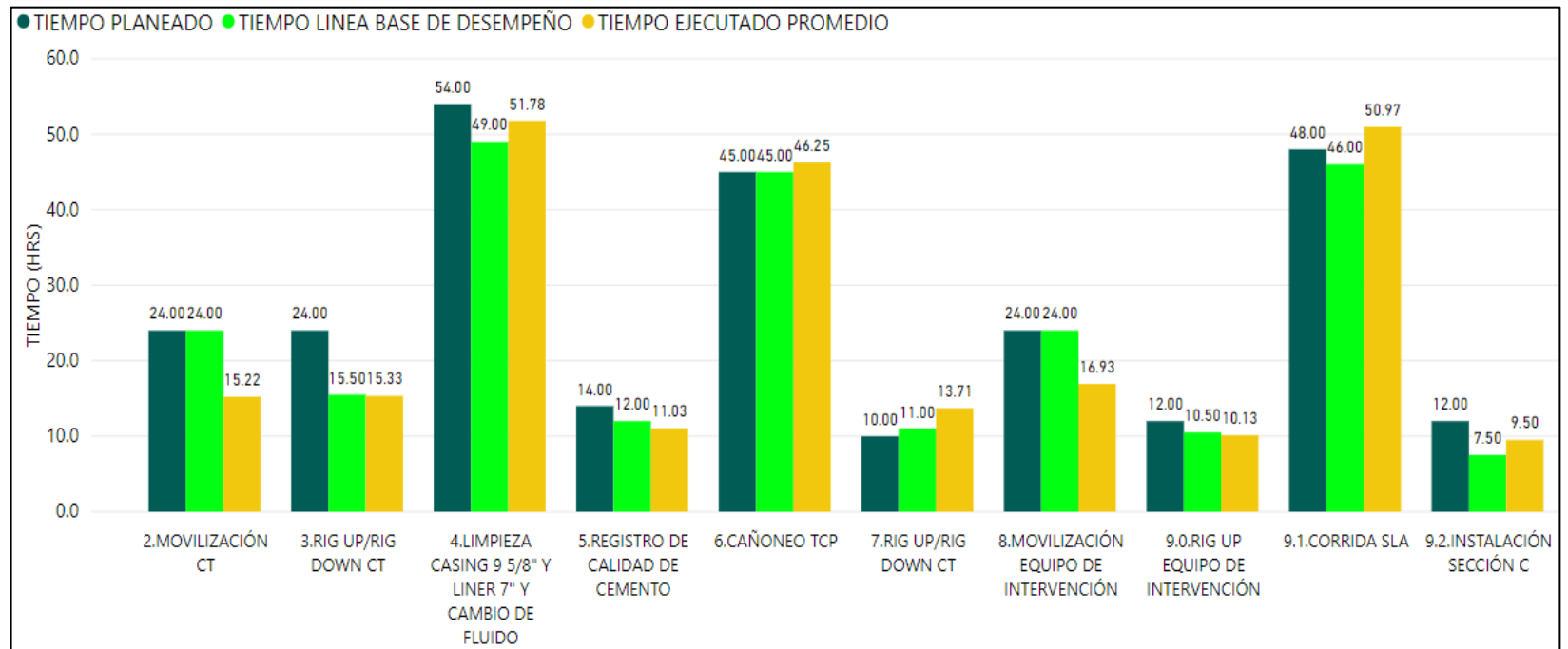
Fuente: elaboración propia

Gráfica 6. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para Workover-Coiled tubing menor a 55°.



Fuente: elaboración propia

Gráfica 7. Comparativo línea base de desempeño, tiempo planeado y tiempo ejecutado promedio del completamiento para la Workover-Coiled tubing mayor a 55°.



Fuente: elaboración propia

Siguiendo con el proceso de optimización DCOP, se deben establecer los límites técnicos de cada operación con el fin de poder establecer metas operativas óptimas. Según Walt Aldred y Jacques Bourque⁵¹, el límite técnico es el mejor desempeño posible para un conjunto de parámetros dado, así mismo, se afirma que se trata de un estándar ideal que requiere un conjunto perfecto de condiciones, herramientas y personas. Partiendo de esta definición, el límite técnico estaría dado por el mejor comportamiento establecido para cada una de las operaciones, es decir, el valor mínimo de tiempo de arme de herramientas y el máximo valor de velocidad de corrida de estas.

De acuerdo con los procedimientos implementados por las empresas Woodside y Shell para identificar el límite técnico, el método de ingeniería que debe realizarse, según Dave Taylor⁵², debe ser el siguiente:

1. Elegir los pozos análogos apropiados (cuantos más pozos, mejor).
2. Dividir el pozo en pequeños grupos de actividades (cuantos más, mejor).
3. Determinar los mejores tiempos para cada operación y para cada conjunto.
4. Componer el mejor pozo con “lo mejor de lo mejor”.
5. Eliminar el tiempo no productivo de los tiempos de cada operación.
6. Eliminar los tiempos invisibles, es decir, aquellos tiempos que se asocian con ineficiencias que ocurren en las operaciones pero que se clasifican como normales (sin NPT).
7. Aplicar nuevas tecnologías y técnicas para predecir los tiempos invisibles.
8. Preguntar a los expertos en campo las técnicas operacionales en las que se puede trabajar de la forma óptima.

Por lo anterior, conceptualmente, los valores propuestos por la línea base pueden lograrse bajo condiciones en las que no se presenten tiempos no productivos asociados a clima, por fallas en equipos, restricciones viales, entre otros. Por lo tanto, se realiza un análisis de los NPT's de la muestra de estudio con el fin de realizar un análisis causa raíz que permita evidenciar las desviaciones que se presentan con más frecuencia.

⁵¹ ALDRED, Walt. Automatización de la perforación. Cambridge, Inglaterra. 2012, p. 19.

⁵² TAYLOR, Dave. NPT and ILT, in the context of technical limit. 2014, p. 1.

4.4.4 Análisis de tiempos no productivos (NPT-Non Productive Time). Según Dave Taylor⁵³ es cualquier ocurrencia que interrumpa el desarrollo de una operación planificada, lo que resulta en un retraso en el tiempo, incluye el tiempo total requerido para resolver el problema hasta que la operación vuelva al punto en el cual ocurrió el evento.

En Ecopetrol los tiempos no productivos se dividen o clasifican en tres grupos descritos a continuación:

- Fallas operacionales: Asociado a eventos operacionales por problemas del hueco (pegas, influjos, pérdidas de fluido a la formación, cementaciones remediales, entre otros).
- Fallas de equipos: Ya sea por mantenimiento y reparación, control de calidad, imperfecciones en el material, mal diseño y selección, factores del ambiente al que están expuestos, entre otros.
- Actividades no planeadas: Clima, entorno, esperas de equipos, entre otros.

Según Brad Lee Hubbard y Shabib Kadri en el paper “Reducción del tiempo no productivo (NPT) entregado a través de investigaciones efectivas de fallas”⁵⁴, el tiempo no productivo más frecuente es causado por fallas de herramientas y equipos en operaciones de perforación y completamiento, estas fallas representan millones de dólares por año que pueden emplearse en el desarrollo de otros proyectos. Por este motivo el presente estudio analizó el tiempo no productivo de los pozos de la muestra de estudio en el segundo periodo del año 2018.

Con la información recolectada en la Query, se evidenció que los pozos de la muestra de estudio durante el 2018-II, 41 de los pozos que fueron completados presentaron algún tipo de NPT, se determinaron 9 causas que describen los NPTS, las cuales están descritas a continuación:

- Esperando por clima
- Esperando por restricción vial o de comunidad
- Falla en el cañoneo
- Esperando por herramientas personal y ordenes
- Fallas y daños en las herramientas
- Pruebas de presión fallidas
- Fallas de cemento
- Operaciones de pesca

⁵³ Ibid. p. 2.

⁵⁴ HUBBARD, Brad. KADRI, Shabib. Non-productive Time (NPT) Reduction Delivered Through Effective Failure Investigations. SPE-128425-MS, 2010.

La **Tabla 28** muestra un resumen de las horas y el número de pozos asociados a cada una de las causas de los NPT.

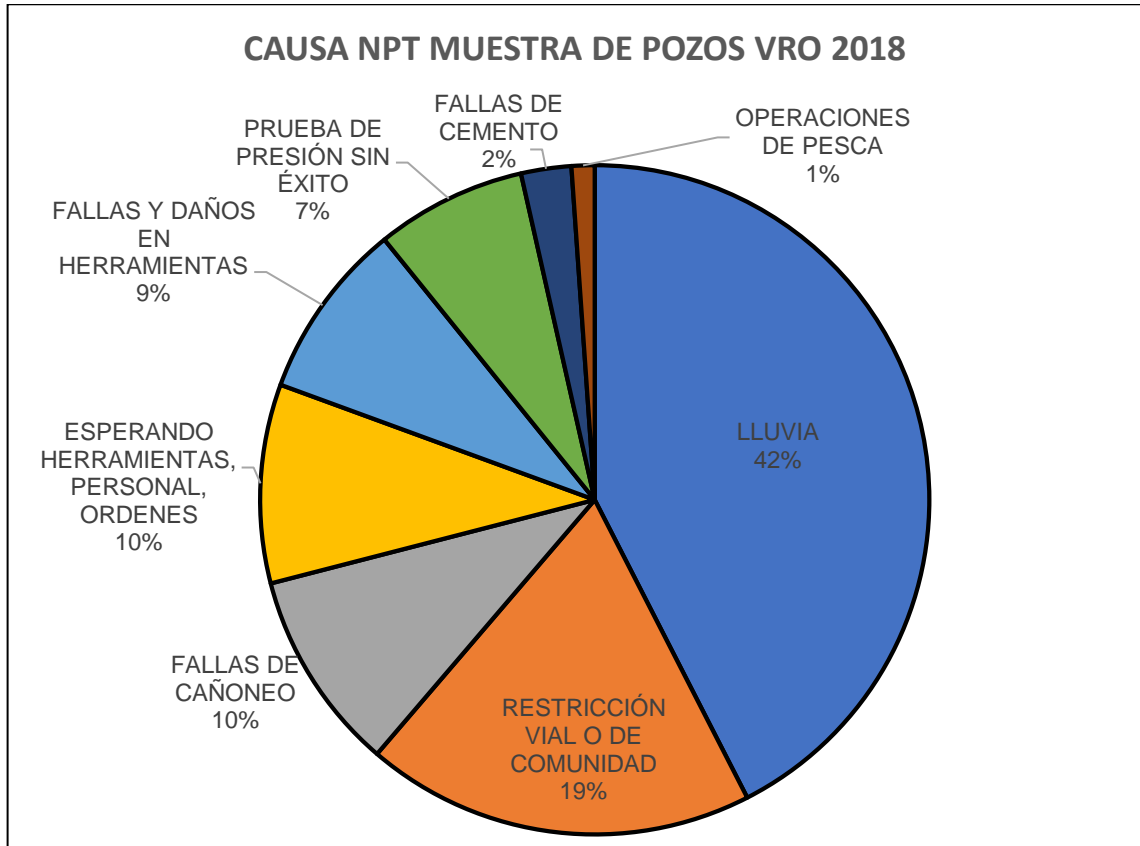
Tabla 28. Tiempo duración por cada NPT.

DESCRIPCIÓN NPT	(HRS)	NÚMERO DE POZOS
TOTAL NPT	494,5	38
LLUVIA	210	34
RESTRICCIÓN VIAL O DE COMUNIDAD/ESPERANDO LUZ	93	12
FALLAS EN EL CAÑONEO	48	10
ESPERANDO HERRAMIENTAS, PERSONAL Y ORDENES	47,5	9
FALLAS Y DAÑOS EN HERRAMIENTAS	42,5	13
PRUEBA DE PRESIÓN SIN ÉXITO	36	5
FALLAS DE CEMENTO	12	3
PESCA	5,5	1

Fuente: elaboración propia

Se evidencia que las horas totales de NPTS en los 41 pozos fueron 495,5 horas. Así mismo, como se muestra en la **Gráfica 8**, se puede observar que el 61% de las horas producto de NPTs corresponden a eventos climáticos y restricciones viales, que como se describió en el capítulo 2 son variables de perturbación que afectan el proceso pero que no se pueden controlar. De igual manera el 10% de los NPTs correspondieron a fallas en el cañoneo, este mismo porcentaje correspondió a esperando herramientas y ordenes, por otro lado 9% concierne a fallas y daños en las herramientas, 7% a pruebas de presión y con menor porcentaje de NPTS se presentaron fallas de cemento y operaciones de pesca.

Gráfica 8. Diagrama de torta porcentajes de NPT´s.



Fuente: elaboración propia

Con el fin de poder mitigar las fallas provenientes de los NPTS en las futuras operaciones de completamiento, se realizó la recopilación de las lecciones aprendidas de Ecopetrol en el año 2018, las cuales son un formato en Excel en el cual se analiza el evento de NPT y se propone un plan de mejora o una acción "Realizable" a ejecutar para no repetir los hallazgos negativos, las lecciones aprendidas son recomendaciones que se generan a partir de la experiencia y que permiten mitigar el impacto.

En la **Tabla 29** se muestra el análisis causa raíz de los eventos con mayor porcentaje en horas sin incluir aquellos que no pueden ser controlados (lluvia y restricciones) presentados en los pozos de la VRO.

Tabla 29. Análisis Causa Raíz NPT´s.

Análisis causa-raíz lecciones aprendidas		
DESCRIPCIÓN	CAUSA/RAIZ	ACCIONES A IMPLEMENTAR
Disparos fallidos en la operación de cañoneo	<ul style="list-style-type: none"> • Falta de conectividad de la línea eléctrica • Los lotes que llegan a las compañías no son de calidad garantizada • Daño en el detonador • El cordón detonante no activó el tren de explosivos. <ul style="list-style-type: none"> • Cable del detonador quemado, sin acople del tren balístico al cañón (activo eléctricamente, pero no balísticamente). • Detonación en otro intervalo diferente al que se quiere • Activación no planeada de los cañones 	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar el arme real de los cañones: es decir, con el carrier expuesto, antes de colocar el housing. Con esto se verifica totalmente que el Schedule de cañoneo se cumpla. • Garantizar conexiones de tipo eléctrica y balística para cada cañón a bajar, por parte de la compañía de servicios. <ul style="list-style-type: none"> • Revisar que los detonadores pertenezcan a un lote numerado para tener el mínimo respaldo de haber usado un producto al que se le haga trazabilidad. • Garantizar la calidad de los componentes que hacen parte del cañón. • Contar con explosivos adicionales para que, en caso de disparo fallidos se puedan reemplazar aquellos dispositivos que resulten deflagrados. • Socializar el procedimiento de disparo fallidos con el personal presente en la locación antes de proceder a ejecutarlo. • Luego de un evento de disparo fallido, cambiar los dispositivos de disparo de fondo (CCL y cabeza de disparo) para intentar nuevamente la corrida del cañón.

Fuente: elaboración propia

Tabla 29 (Continuación)

ANÁLISIS CAUSA-RAÍZ LECCIONES APRENDIDAS		
DESCRIPCIÓN	CAUSA/RAÍZ	ACCIONES A IMPLEMENTAR
Esperando herramientas/personal y ordenes	<ul style="list-style-type: none"> Herramientas no presentes en la ubicación. Demora en la llegada de la unidad de registros. Esperando personal por parte de las compañías prestadoras de servicios y materiales. Espera de órdenes para toma de decisiones del análisis del registro Cemento. 	<ul style="list-style-type: none"> Planificar con anticipación las operaciones con las compañías prestadoras de servicio con el fin de garantizar la disponibilidad de las herramientas y el personal.
Fallas y daños en herramientas	<ul style="list-style-type: none"> Daño en llave hidráulica. Falla en grúa. Falla en motor de unidad básica. Presencia de escamas de oxido en el tubing de 4 1/2". Falla en pipecat. Fuga de aceite en unidad principal Fuga en conexión de crossover con pin del primer tubing 4 1/2". 	<ul style="list-style-type: none"> Realizar seguimiento a las inspecciones diarias de los componentes del equipo. Asegurar mantenimiento preventivo de los equipos por parte de las compañías de servicio. Garantizar que se aplique estrictamente el procedimiento de manejo de tubería, limpieza, aplicación de grasa y torque adecuado para evitar futuros daños en las sartas. Tener en pozo siempre el reporte de inspección de los accesorios a instalar. Tener disponible en pozo back up en caso de requerirse. Validar soportes de inspección y realizar inspección visual antes de realizar conexión y torque de crossover. Tener en pozo siempre el reporte de inspección de los accesorios a instalar. Validar soportes de inspección y realizar inspección visual antes de realizar conexión y torque de crossover

Fuente: elaboración propia

4.5 EVALUACIÓN DE RESULTADOS LÍNEA BASE DE DESEMPEÑO

Los resultados obtenidos del análisis estadístico para el establecimiento de la línea base de desempeño para cada estrategia, se encuentra resumida en la **Tabla 30** y pueden consultarse en el **Anexo 1**. Donde T.A es el tiempo planeado actualmente y T.L.B es el tiempo propuesto para la planeación de nuevos proyectos.

Tabla 30. Tabla resumen tiempos de ejecución por fase para cada estrategia.

Fase	Tiempo en horas											
	RIG				RIGLESS WORKOVER				RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING			
	MENOR A 55°		MAYOR A 55°		MENOR A 55°		MAYOR A 55°		MENOR A 55°		MAYOR A 55°	
	T.A	T.L.B	T.A	T.L.B	T.A	T.L.B	T.A	T.L.B	T.A	T.L.B	T.A	T.L.B
RIG UP EQUIPO DE WO	-	-	-	-	12	11	12	12	12	12	12	12
RIG UP EQUIPO DE CT	-	-	-	-	-	-	-	-	24	15	24	15.5
LIMPIEZA	45	37.5	45	40	96	74.5	84	78	54	52.5	54	49
REGISTROS	14	11	14	11	14	11	17	13.5	14	12	14	14.5
CAÑONEO WL	38	38	-	-	38	38	-	-	38	36	-	-
CAÑONEO TCP	-	-	45	43	-	-	45	42.5	-	-	45	45
SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	41	41	42	42	48	45.5	48	39.5	47	44.5	48	46
INSTALAR SECCIÓN C	5	4.5	5	5	12	8.5	12	7.5	12	8	12	7.5
TOTAL	143	132	151	141	220	188.5	218	193	201	180	209	189.5

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con los resultados de la **Tabla 30**, los datos obtenidos para cada una de las estrategias evidencian que las fases que tienen mayor sensibilidad en el resultado del tiempo ejecutado total de un pozo son las fases de limpieza, cañoneo e instalación del sistema de levantamiento artificial, donde en promedio la limpieza corresponde al 31.5% del total ejecutado para un completamiento con Rig, 46.6% para un completamiento con Workover y 24.2% para un completamiento con Coiled Tubing. La reducción de los tiempos asociados a esta fase, se dan debido al establecimiento de velocidades a las cuales deberían correrse las herramientas de limpieza y los respectivos tiempos de arme de estas; estos tiempos pueden lograrse si se cumplen los parámetros técnicos recomendados por las compañías que prestan los servicios para que no existan desviaciones en los tiempos planeados. Dichos parámetros están descritos de la siguiente manera⁵⁵:

⁵⁵ PARDO, Alejandro. BAKER HUGHES, Programa de fluidos de WBCU. Bogota, Colombia. 2019.

- Tener completamente limpios los tanques donde se almacenarán los fluidos de desplazamiento y finalización del pozo.
- Contar con tanques de almacenamientos listos para la recepción de agua inhibida existente en el pozo y para recuperación de las píldoras.
- Contar con por lo menos una zaranda para realizar la remoción de los sólidos removidos del pozo, con el fin de prevenir su ingreso nuevamente.
- Contar con la suficiente agua para la preparación de píldoras y espaciadores.
- Garantizar operatividad de la unidad de filtración y suficiente stock de cartuchos.
- Hacer uso de herramientas de simulación que permitan elegir la mejor opción para la limpieza, con el fin de determinar las mejores combinaciones de píldoras que aseguren la limpieza y velocidades anulares deseadas.

Como consecuencia de la mala ejecución de las operaciones de limpieza, puede causar bajas ratas de producción al ocasionar daño de formación. Otras consecuencias de un desplazamiento deficiente pueden ser taponamientos de empaques o de las herramientas de completamiento, lo que ocasionaría aumentos en el tiempo de taladro y de filtrado, costos de disposición, corrosión de tanques, e incapacidad para alcanzar la producción esperada⁵⁶.

Los registros eléctricos, son parte fundamental del completamiento ya que de este depende que se pueda realice de manera más inmediata el cañoneo del pozo, por esta razón, se establecieron velocidades de corrida para la toma de registros que se ajustan a la velocidad que recomiendan las compañías, por lo que se puede afirmar que el plan de corrida propuesto puede cumplirse si se cumplen las siguientes recomendaciones⁵⁷:

- Realizar previo a la corrida de registros un viaje de limpieza con broca y raspador para limpiar apropiadamente el Liner.
- Proveer un reporte de la cementación, para conocer los parámetros (peso de cemento y fuerza de compresibilidad).
- Si hay que realizar alguna operación de pesca, la herramienta no deberá exceder los límites de tensión y compresión.
- Utilizar centralizadores en buen estado.

⁵⁶ PARDO, Alejandro. BAKER HUGHES, Programa de fluidos de WBCU. Bogotá, Colombia. 2019.

⁵⁷ HALLIBURTON. Programa de Registro de Evaluación de Cemento para Ecopetrol. Bogotá, Colombia, 2019.

- Revisar el tanque de viaje durante la corrida de registros, la bajada de la herramienta generara desplazamiento de fluido, pero esto no debe suceder durante la sacada de la herramienta.
- Revisar el bloque, continuamente, este debe permanecer estático durante todo el trabajo. Si se presenta desplazamiento hacia abajo revisar si es por alguna acción manual o por problemas con el equipo.
- En operaciones donde la herramienta presente atrapamiento, el cable se trabaja con tensiones altas. Esta tensión no debe superar el 50% de la tensión de rompimiento nominal de cable (en general la tensión de trabajo no supera las 11000 libras, de acuerdo con los cables utilizados en las operaciones de Ecopetrol).

Por otro lado, el cañoneo corresponde a un 29% del tiempo total del completamiento de un pozo para Rig, 17.5% para un completamiento con Workover y el mismo porcentaje para un completamiento con Rigless Workover-Coiled Tubing. Para el cumplimiento del programa de cañoneo TCP propuesto, las compañías recomiendan que se cumplan los siguientes parámetros⁵⁸:

- Antes de bajar el BHA de cañones, se debe confirmar la limpieza, hermeticidad del pozo y garantizar que la tubería a utilizar este completamente limpia, libre de escala, corrosión o cualquier suciedad que pueda perjudicar la operación.
- Ensamblar los cañones de acuerdo con las instrucciones del ingeniero de la empresa encargada.
- Los cañones deben ser ajustados con las llaves especiales de las compañías prestadoras de servicio, y no utilizar las herramientas dispuestas en campo para esta actividad.
- Se debe colocar una tapa en la sarta para evitar que cualquier objeto extraño caiga dentro de esta.
- La tubería debe ser engrasada solo en el pin.
- La velocidad de corrida de la sarta en el pozo debe realizarse con una parada de 2 tubos en 60 segundos.

Algunas consecuencias de cumplirse las recomendaciones establecidas por las compañías, y las velocidades propuestas, pueden generar la activación no planeada de los cañones, lo cual pone en riesgo la integridad del pozo y el daño a la formación, y como consecuencia, un aumento del tiempo ejecutado de esta

⁵⁸ SCHLUMBERGER. Programa de operaciones Testing Services para Ecopetrol. Bogotá, Colombia, 2019.

operación, así como la integridad de todos los operarios que se encuentren en el lugar. Así mismo, los costos asociados al taladro y la unidad de Workover, aumentaran debido al retraso ocasionado por la falta de seguimiento del plan de trabajo establecido.

En el cañoneo Wireline, no se modificó el plan de corrida ya que este se encuentra establecido dependiendo el número de secciones a cañonear, dichas velocidades deben cumplirse en un rango entre 20-30 ft/corrida según el plan de corrida establecidos por las compañías en torno a la seguridad, así mismo, el cambio total de cabezas de disparo no debe tomar más de dos horas, ya que estas deben realizarse simultáneamente al alistamiento de la siguiente tanda de cañones. Cuando se esté alistando la tanda de cañones, debe tomarse el tiempo que se requiera para confirmar que las conexiones eléctricas estén listas para evitar tiempos no productivos asociados a disparos fallidos⁵⁹.

La corrida del sistema de levantamiento artificial es la fase con uno de los tiempos planeados más altos, ya que corresponden al 29% del tiempo total de un completamiento con Rig, 22% para un completamiento con Workover y el mismo porcentaje para un completamiento Coiled Tubing- Workover, por lo que el cumplimiento del plan de trabajo propuesto es de suma importancia ya que el costo del taladro o de la unidad de Workover o Coiled Tubing, puede aumentar de manera significativa. Por esta razón, las compañías establecen las condiciones óptimas en las que se debe realizar cada una de las actividades para el cumplimiento de toda la fase:

- Se debe asegurar la centralización de la torre al igual que la ubicación del carrete del cable de la BES, teniendo en cuenta la dirección de la desviación, con el fin de evitar daños del cable durante la corrida del equipo.
- Se debe evitar golpear el cable durante la corrida de la sarta de la BES y en la movilización que este tenga en la locación. Es importante asegurar que durante la corrida el cable no sea golpeado o contactado por la llave hidráulica que permite conectar las juntas. Igualmente hay que asegurar que el cable no sea golpeado entre las conexiones de los tubos.
- Se debe evitar la vibración al bajar los equipos, la sarta se debe bajar equilibrada (Recomendar al operador de la unidad básica y/o Perforador). Evitar rotar la sarta de producción ESP durante la corrida.

⁵⁹ BOWLER, G.V. SUPARMAN, Dadang. Tubing-Conveyed Perforating: Operating Experience. SPE 17667. 2. Indonesia, 1991.

- En los puntos con Dogleg muy altos, se debe bajar la velocidad hasta pasar o recuperar la pérdida de peso para evitar golpes o arrastres en el cable en los puntos de OD mayores al del equipo.
- Para el buen funcionamiento del conjunto de la bomba, se recomienda ubicar el equipo en la sección donde se presenta un Dogleg uniforme y menor a uno (1).
- Es importante tener en cuenta la velocidad de bajada y la ubicación del cable con respecto a la tubería; se debe garantizar que el cable este ubicado por la cara alta de la desviación para evitar arrastres.
- Se recomienda que durante la corrida se mantenga una velocidad de bajada constante, esto para evitar vibraciones en la sarta de producción y se presenten arrastres.

Para la optimización de los tiempos, se debe acordar con las empresas responsables de cada fase que las metas deben estar enfocadas a realizarse bajo los parámetros establecidos en la línea base, ya que estos tiempos fueron establecidos bajo parámetros teórico-prácticos que establecen que dichos tiempos pueden lograrse dado que su comportamiento histórico así lo refleja. Así mismo, parte fundamental de la optimización del completamiento en general, debe realizarse durante la corrida del sistema de levantamiento artificial, ya que cuando el sensor no se encuentra acoplado al motor y a su vez este, junto con los sellos, no se encuentran prellenados, los costos suelen incrementarse frente a lo planeado debido a los costos asociados al tiempo de las herramientas en superficie que se encuentran paradas.

4.6 CALCULO DE COSTOS OPTIMOS MEDIANTE LA HERRAMIENTA CRYSTAL BALL

Crystal ball es una aplicación creada por la empresa ORACLE, la cual aplica modelos predictivos, previsión, simulación y optimización para poder determinar las variables críticas que afectan un proceso.⁶⁰

Una vez entendida la forma en que funciona Crystal Ball, se realizó la simulación de Monte Carlo. Según Andrés Felipe Calvo Núñez⁶¹, la simulación de Monte Carlo es un método de simulación que busca imitar el comportamiento de variables reales

⁶⁰ ORACLE. Aplicación para la simulación de resultados Crystal Ball. [Sitio web]. [Consultado el 14 de mayo del 2019] disponible en <https://www.crystalballservices.com/Portals/0/CB_Material/CrystalBallUserGuides/es/Crystal%20Ball%20Users%20Guide/frameset.htm?ch06s02s04s01.html>

⁶¹ CALVO, Andres. Evaluación técnico-financiera del diseño de cinco pilotos de inyección de agua para el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle medio del Magdalena. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2018, p. 73.

sujetas a un cambio en un evento con el fin de obtener una secuencia de resultados que permitan analizar, predecir y/o resolver problemas físicos o matemáticos complejos. De igual manera, esta simulación ofrece diferentes escenarios de acuerdo con las variables seleccionadas, así como la probabilidad de que estos sucedan.

Para llevar a cabo esta simulación, se definió como función objetivo el costo por pozo completado, el cual depende de los costos fijos de un completamiento, y otros costos que están directamente asociados al tiempo ejecutado de las operaciones.

Según lo anterior, se definió la función objetivo (Costo por Pozo Completado), como se puede ver en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Ecuación de la función objetivo.

$$\begin{aligned} \text{Costo por Pozo Completado} = & \text{Costos por hora de taladro} * \\ & (\sum \text{Tiempo operaciones de corrida} + \sum \text{Tiempo operaciones de arme} + \\ & \sum \text{Tiempo operaciones de manejo}) + \text{Costo unidad WL o TCP} * \\ & (\sum \text{Tiempo operaciones de registro} + \\ & \sum \text{Tiempo operaciones de cañoneo}) + \text{Costos fijos} + \\ & \text{Costos herramientas de subsuelo} \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia

De acuerdo con la ecuación propuesta para la función objetivo, se establecen los datos de entrada según las variables de control establecidas, los costos fijos, restricciones y otros tiempos adicionales que afectan los costos totales de un proyecto como se pueden ver clasificados en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Costos involucrados en la función objetivo.

	OPERACIONES Y SERVICIOS INVOLUCRADOS	DESCRIPCIÓN
COSTOS FIJOS	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS	Costos asociados a la logística e inspección de todos los equipos y herramientas que serán utilizadas durante el completamiento.
	COMUNICACIONES	Costos asociados a las conexiones inalámbricas de comunicación entre el personal de la base y el equipo en campo
	FLUIDO DE PERFORACION, COMPLETAMIENTO Y FILTRACION	Costos asociados a los fluidos de completamiento y filtración usados durante el completamiento
	LIMPIEZA INTERNA DE REVESTIMIENTO	Costos asociados a los equipos y material utilizado para la limpieza del revestimiento
	PROFESIONALES DE SUPERVISION E INGENIEROS	Costos asociados a los ingenieros de supervisión en campo
	TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES	Costos asociados a los quipos y materiales utilizados para el tratamiento de cortes y fluidos residuales
	ARBOL DE PRODUCCION	Costos asociados a la instalación del árbol de producción
	TUBERIA DE PRODUCCION	Costos asociados a la tubería de producción
	SEGURIDAD	Costos de seguridad
CALIDAD	Costos asociados al control de calidad	

Fuente: elaboración propia

Tabla 31. (continuación)

	OPERACIONES Y SERVICIOS INVOLUCRADOS	DESCRIPCIÓN
COSTOS POR HORA DE TALADRO	TIEMPOS DADOS SEGÚN LAS VELOCIDADES PROPUESTAS	Costos asociados al tiempo que tarda la corrida de los distintos equipos y herramientas que fueron definidos como variables de control
	TIEMPOS DE ARME DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	Costos asociados al tiempo que tarda el arme de los distintos equipos y herramientas que fueron definidos como variables de control
	TIEMPOS DE MANEJO POR CADA FASE	Costos asociados al tiempo que tardan las actividades generales realizadas por cada fase, estos están dados por reuniones, pruebas de presión, circulación de pozo, bombeo de píldoras, tiempos de desarme, entre otros.
COSTO POR HORA UNIDAD DE WL O TCP	TIEMPO OPERACIONES DE REGISTRO	Costo adicional que se da por el equipo en subsuelo de la unidad de Wireline dado que el costo es directamente proporcional al tiempo que tarda cada operación de registro.
	TIEMPO OPERACIONES DE CAÑONEO	Costo adicional que se da por el equipo en subsuelo de la unidad de Wireline o TCP dado que el costo es directamente proporcional al tiempo que tarda cada operación de cañoneo.
COSTO HERRAMIENTAS DE SUBSUELO	EQUIPOS DE SU SUELO PARA COMPLETAMIENTO	Costo asociado a los equipos utilizados para la instalación del sistema de levantamiento artificial.

Fuente: elaboración propia

Una vez identificados los costos que varían dependiendo las variables de control definidas, se definen las restricciones que están dadas por los límites técnicos recomendados por la teoría y algunas compañías para la ejecución de las operaciones. Estas restricciones se definieron en la herramienta Crystall Ball y fueron definidas por las siguientes condiciones:

- **LIMPIEZA**

La limpieza es una operación muy importante en la eficiencia de completamiento de un pozo, debido a que la falta de ella puede ocasionar daños a la formación debido a la migración de partículas dentro de la misma, afectando así la productividad de un pozo. Estas operaciones tienen la mayor atención por parte de las autoridades ambientales porque las operaciones de limpieza se consideran altamente contaminantes durante la perforación y el completamiento de un pozo. Además, la limpieza hace uso de fluidos (píldoras) para asegurar una buena limpieza, por lo que se utiliza un BHA de limpieza el cual posee varias herramientas mecánicas que permiten obtener los resultados deseados. Esto puede ser raspadores o imanes de circulación⁶²; por tal motivo, se debe garantizar mínimo una velocidad de circulación de 450 GPM ya que, si la velocidad excede el valor recomendado, puede ocasionar problemas de migración de finos o erosiones, y si la velocidad es muy baja, puede no limpiar bien el pozo.⁶³

- **REGISTROS**

Según el programa de registros de evaluación de calidad de cemento de Baker Hughes⁶⁴, la velocidad de corrida de una sonda de registros debe estar en un rango cercano a los 1800 ft/hr, por otro lado, la velocidad de adquisición de registros debe realizarse, según el estudio realizado por los ingenieros MacDougall y R.S Fordyce⁶⁵, a una velocidad de 30 ft/min, esto debido a que esta es la velocidad óptima en la que los datos leídos por la sonda serán más precisos.

⁶² CARDENAS, Jorge. Wellbore Cleanup Tools Save Rig Time in Approximately 30% Optimizing Workover and Completion Operations. Colorado, Estados Unidos, 2011.

⁶³ WEHUNT, C.D. SPE, ChevronTexaco Exploration & Production Technology Co. Well Performance with Operating Limits under Reservoir and Completion Uncertainties. Denver, Estado Unidos, 2003.

⁶⁴ PARDO, Alejandro. BAKER HUGHES, Programa de fluidos de WBCU. Bogota, Colombia. 2019.

⁶⁵ MACDOUGALL and FORDYCE, R.S. Logging and Perforating Operations Utilizing Coiled Tubing in a 25,000-ft MD, High-Angle Well. SPE 27602. 1994.

- **CAÑONEO**

Para el cañoneo existen dos tipos de técnicas comunes, una es el cañoneo Wireline, el cual se encuentra limitado en intervalos de 30 pies [9 m] por recorrido, y el cañoneo TCP, que no tiene ningún límite en los intervalos. Esta ventaja es especialmente útil donde la desviación es una limitante y donde se requiere cañonear zonas simultáneamente, a diferencia del cañoneo Wireline, que requiere múltiples recorridos si las zonas caen fuera de la longitud de la pistola⁶⁶. Otros límites, se encuentran dados por las condiciones operativas de cada una de las estrategias tal y como se indica en la **Tabla 32**.

Tabla 32. Características operativas cañoneo Wireline y cañoneo TCP.

Comparación cañoneo tcp y wireline		
CARACTERISTICA	TCP	WIRELINE
Underbalance	Hasta 500psi	Limitado
Tamaño intervalo	Limite mecánico	30ft/corrida
#corridas	1 Sola corrida	Múltiples corridas
Detección de disparo	Limitado	Inspección en superficie
Tamaño de carga	Hasta 37g	Limitado a la tubería

Fuente: BOWLER, G.V. SUPARMAN, Dadang. Tubing-Conveyed Perforating: Operating Experience. SPE 17667. 2. Indonesia, 1991.

- **SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

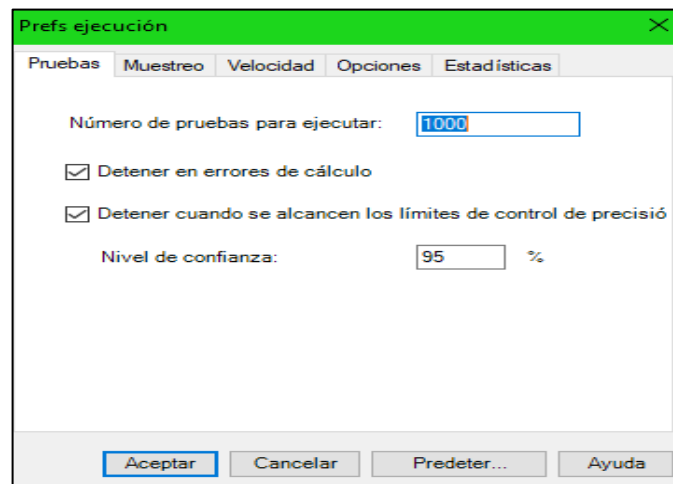
Según el programa de corrida del sistema de levantamiento artificial de Ecopetrol, se establecen velocidades de corrida del BHA de la bomba dependiendo el plan de Survey. De acuerdo con esto se, establecen las siguientes restricciones:

⁶⁶ BOWLER, G.V. SUPARMAN, Dadang. Tubing-Conveyed Perforating: Operating Experience. SPE 17667. 2. Indonesia, 1991.

Las celdas definidas de suposición se definieron como los costos fijos y los costos de manejo en superficie dado que estos datos generalmente no tienen cambios muy grandes entre pozos, pero suelen variar en poca medida. Por otro lado, las celdas de decisión se definieron para las variables de control, dado que estas poseen cambios de un pozo a otro y es necesario establecer bajo qué condiciones óptimas se presentaría el mejor escenario. Finalmente, la celda de previsión se definió como la función objetivo, dado que esta será la celda que estará condicionada bajo las restricciones establecidas con anterioridad para cada una de las operaciones.

- 2) Una vez estructurada la hoja de cálculo, se indica el nivel de confianza que deseamos obtener producto de la simulación como se ve en la **Figura 18**.

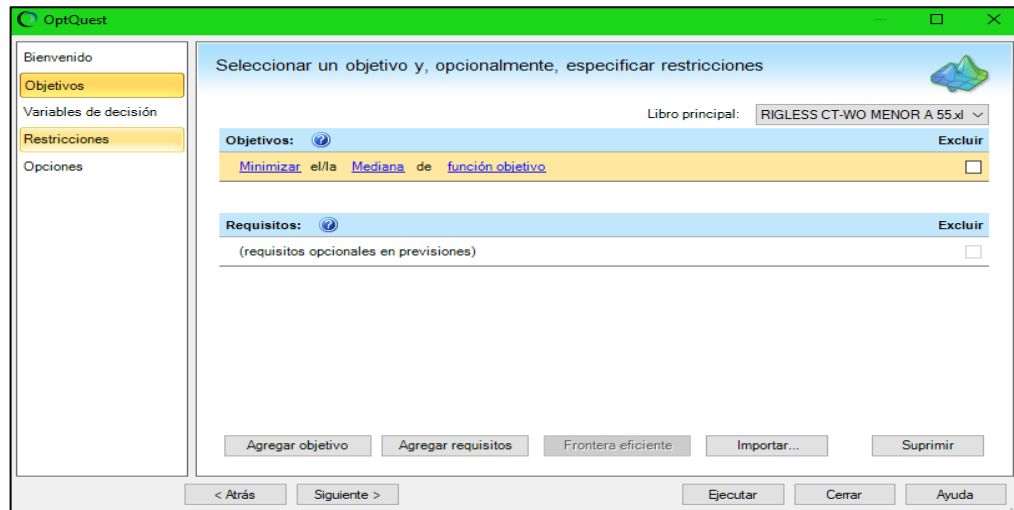
Figura 18. Cuadro preferencia de simulación.



Fuente: elaboración propia

- 3) Posteriormente se establece la condición que se requiere cumplir, en este caso, minimizar el valor de la función objetivo (costo por pozo completado), como se ve en la **Figura 19**.

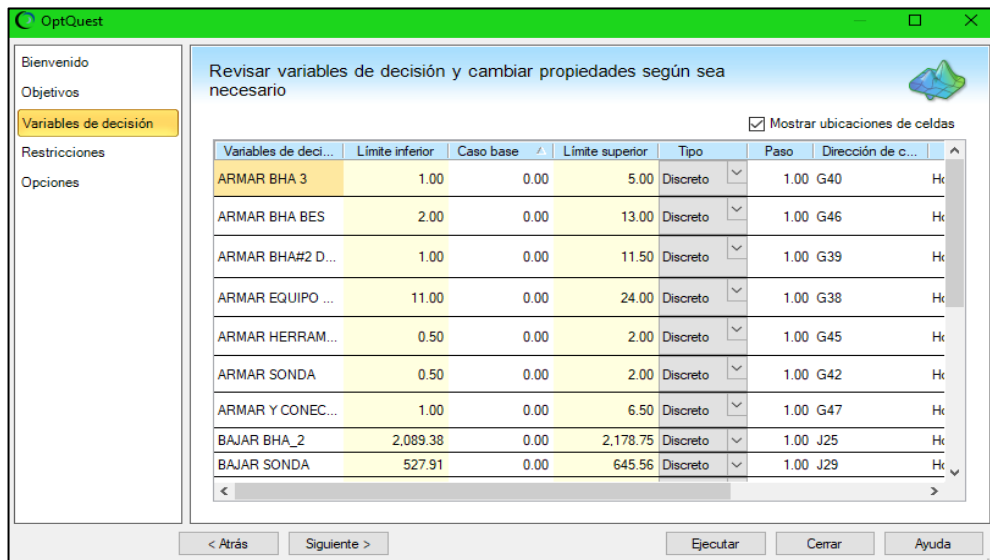
Figura 19. Cuadro de condiciones (Objetivos).



Fuente: elaboración propia

- 4) Posteriormente se confirman las variables de decisión que se incluyen en el estudio como se ve en la **Figura 20**.

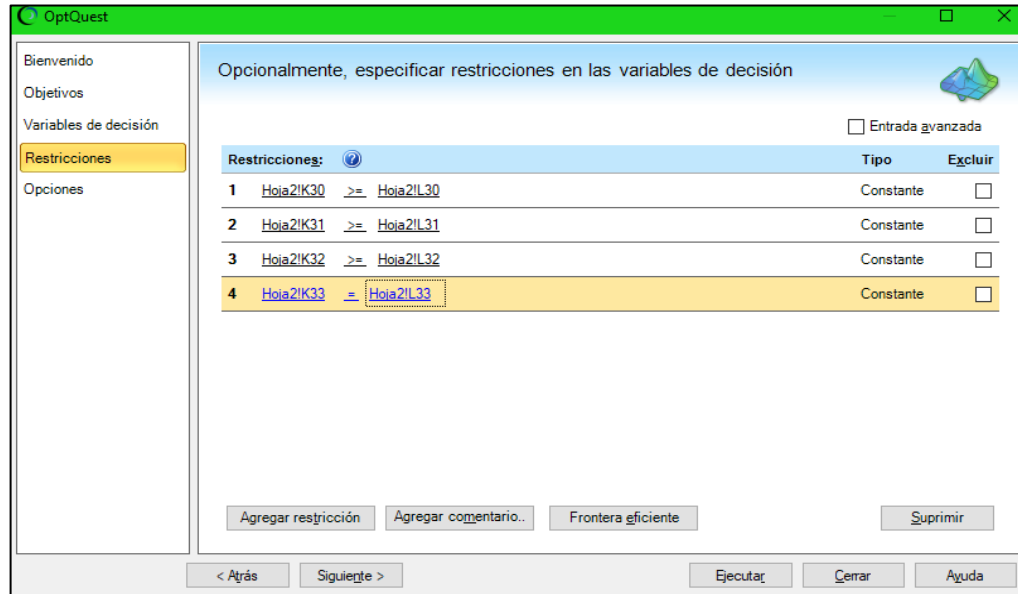
Figura 20. Cuadro de condiciones (Variables de decisión).



Fuente: elaboración propia

- 5) Se establecen las restricciones definidas para cada fase en el estudio como se ve en la **Figura 21**.

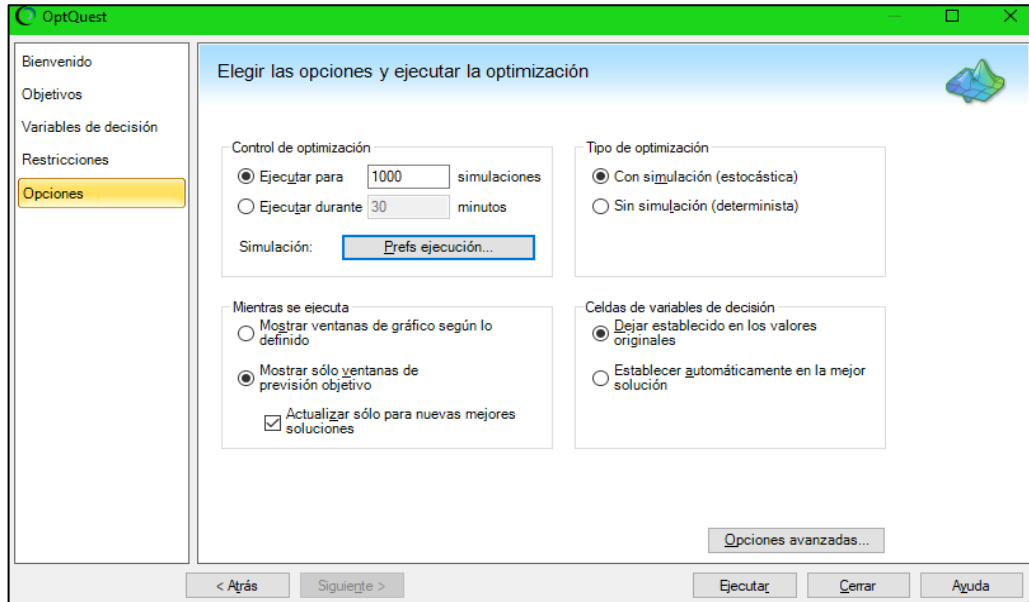
Figura 21. Cuadro de condiciones (Restricciones).



Fuente: elaboración propia

- 6) Finalmente se ejecuta la simulación dependiendo el número de pruebas que se desee realizar. Para este estudio se ejecutaron 1000 pruebas para cada una de las estrategias como se ve en la **Figura 22**.

Figura 22. Cuadro de condiciones (Opciones de simulación).



Fuente: elaboración propia

4.7 RESULTADOS Y ANÁLISIS SIMULACIÓN DE MONTECARLO

Una vez ejecutadas las simulaciones por cada una de las estrategias, se extrajo la información estadística del comportamiento de los datos, así como la gráfica de frecuencias de estos y los percentiles correspondientes a la gráfica, esto con el fin de evaluar el comportamiento de los costos respecto a la propuesta presentada por medio de la Línea Base de desempeño establecida.

De acuerdo con lo anterior, la simulación realizada mediante el método de Monte Carlo permitió realizar un recuento de la frecuencia para cada intervalo de costos presentados en el eje x. Este gráfico de frecuencia se definió para que los percentiles estuviesen dentro del 100% de la probabilidad de estar entre los límites de la ventana operativa de cada una de las operaciones en términos de costos totales para cada estrategia. Por consiguiente, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 34. Valores de previsión estadísticos.

Estadísticas:	Valores de previsión en dólares (USD)					
	RIG		RIGLESS WORKOVER		RIGLESS CT-WO	
	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°
Pruebas	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Media	\$748,087.89	\$879,538.47	\$536,527.29	\$672,199.07	\$604,915.50	\$661,039.61
Mediana	\$748,102.67	\$879,553.26	\$536,549.20	\$672,220.97	\$604,947.81	\$661,036.21
Desviación estándar	\$613.73	\$613.73	\$201.99	\$201.80	\$400.24	\$101.70
Varianza	\$376,659.92	\$376,659.92	\$40,798.63	\$40,798.63	\$160,189.82	\$10,343.46
Sesgo	-0.317	-0.3170	-0.229	-0.229	-0.1174	0.0717
Curtosis	2.71	2.71	2.46	2.46	2.44	2.42
Mínimo	\$746,168.79	\$877,619.37	\$536,016.25	\$671,688.02	\$603,942.20	\$660,800.96
Máximo	\$749,559.62	\$881,010.21	\$536,983.72	\$672,655.50	\$605,857.19	\$661,305.09
Ancho de rango	\$3,390.83	\$3,390.83	\$967.47	\$967.47	\$1,914.99	\$504.12
Error estándar medio	\$19.41	\$19.41	\$6.39	\$6.39	\$12.66	\$3.22

Fuente: elaboración propia

Los valores de previsión obtenidos mediante la simulación evidencian el comportamiento de los costos en función de las variables de control y restricciones establecidas anteriormente. La **Tabla 34**, permite ver que los valores de curtosis son muy similares entre sí por cada estrategia y además están entre los valores de cuarto orden tipificados en la estadística que indican que si el valor de curtosis está entre -3 y 3 lo que significa que el comportamiento de los datos tiene una distribución normal⁶⁷, por lo que nuevamente, confiar en el valor de la mediana como el valor real del comportamiento de los datos puede ser preciso.

Así mismo, podemos evidenciar que los datos de varianza para un completamiento con Rig son muy altos en comparación con la media de los mismo, esto se debe a la variable que más afecta la función objetivo son los costos asociados al taladro ya que suelen incrementar demasiado cuando existen problemas durante las operaciones o cuando sencillamente no se sigue a cabalidad el plan de completamiento y las recomendaciones de las empresas acordados. Por lo contrario, para las otras dos estrategias, la varianza no es muy significativa en comparación con la media de los datos, por lo que se puede deducir que los costos asociados a las operaciones que componen dichas estrategias no tienen cambios muy amplios de un pozo a otro.

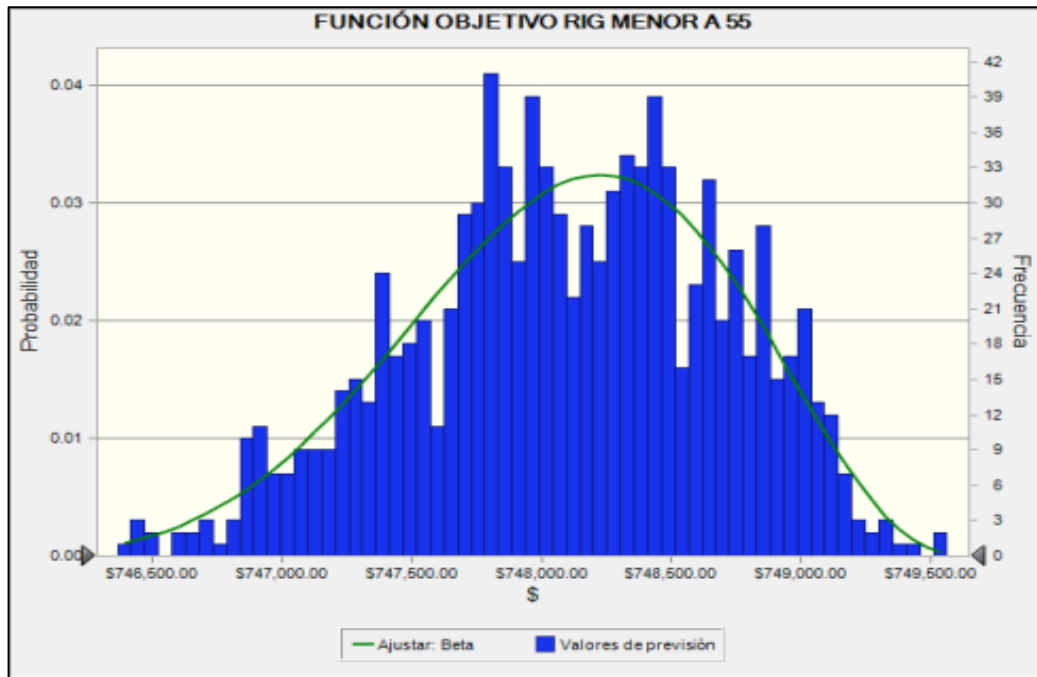
Cabe mencionar, que la variable que más afecta la función objetivo (costo por pozo completado) es el costo asociado al tiempo en el que el equipo de completamiento permanezca funcionando (Taladro o Equipo de intervención), por lo que el uso de estrategias que permitan optimizar los tiempos asociados a cada una de las fases disminuirá el tiempo en el que el taladro permanezca en locación y por lo tanto los costos asociados a este.

Por otro lado, se definieron los percentiles para cada una de las estrategias a partir de las gráficas de frecuencia como puede verse en las **Gráficas 9-12**, y como quedó resumido en la **Tabla 35**, los cuales, establecen la probabilidad de ocurrencia para el caso que se defina como ideal para el proceso⁶⁸ sin obviar los parámetros de seguridad y calidad establecidos por la empresa.

⁶⁷ UNIVERSIDAD DE VALENCIA. Proyecto Ceaces. [Sitio web]. [Consultado el 13 de mayo del 2019] disponible en <<https://www.uv.es/ceaces/base/descriptiva/curtosis.htm>>

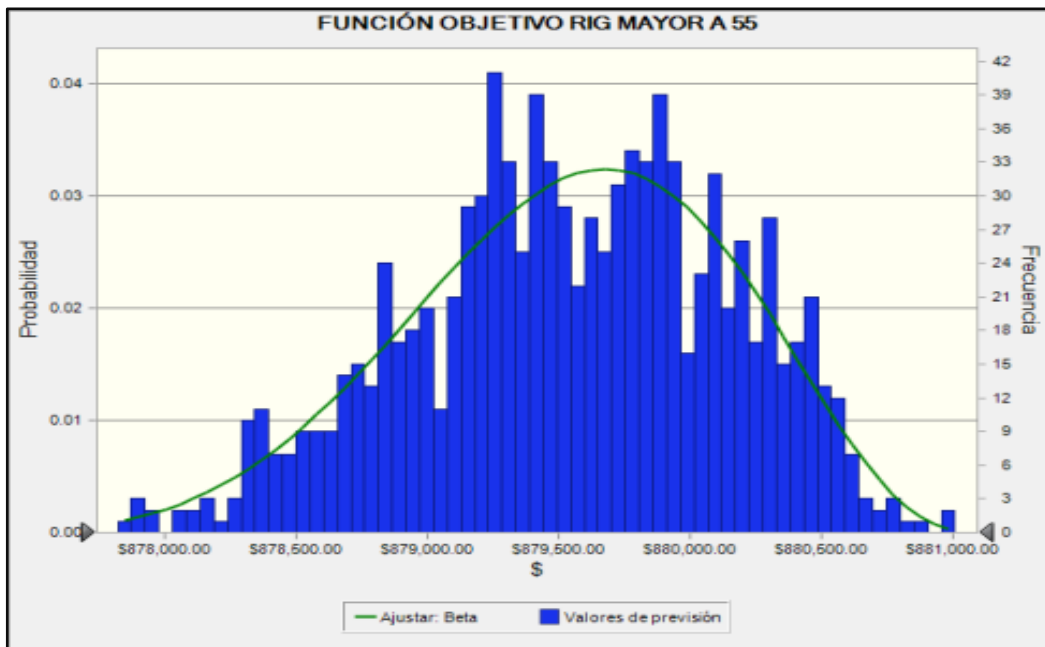
⁶⁸ VILAR, Jose. Control estadístico de los procesos. Editorial F.C. Madrid, España, 2005, p. 175.

Gráfica 9. Histograma costos Rig menor a 55°.



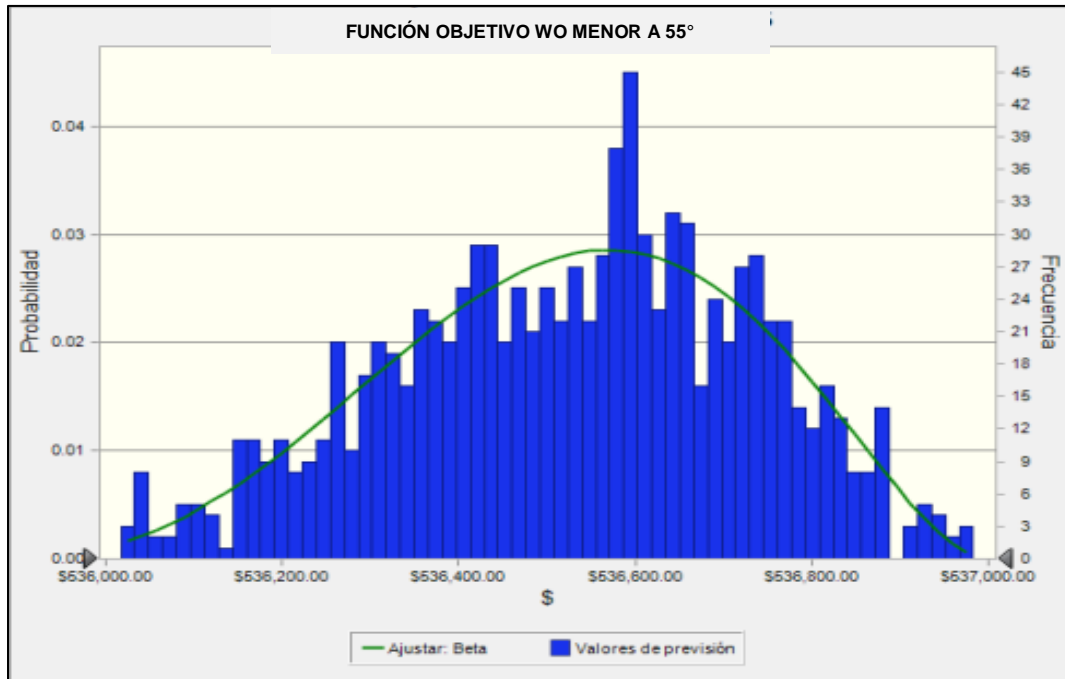
Fuente: elaboración propia

Gráfica 10. Histograma costos Rig mayor a 55°.



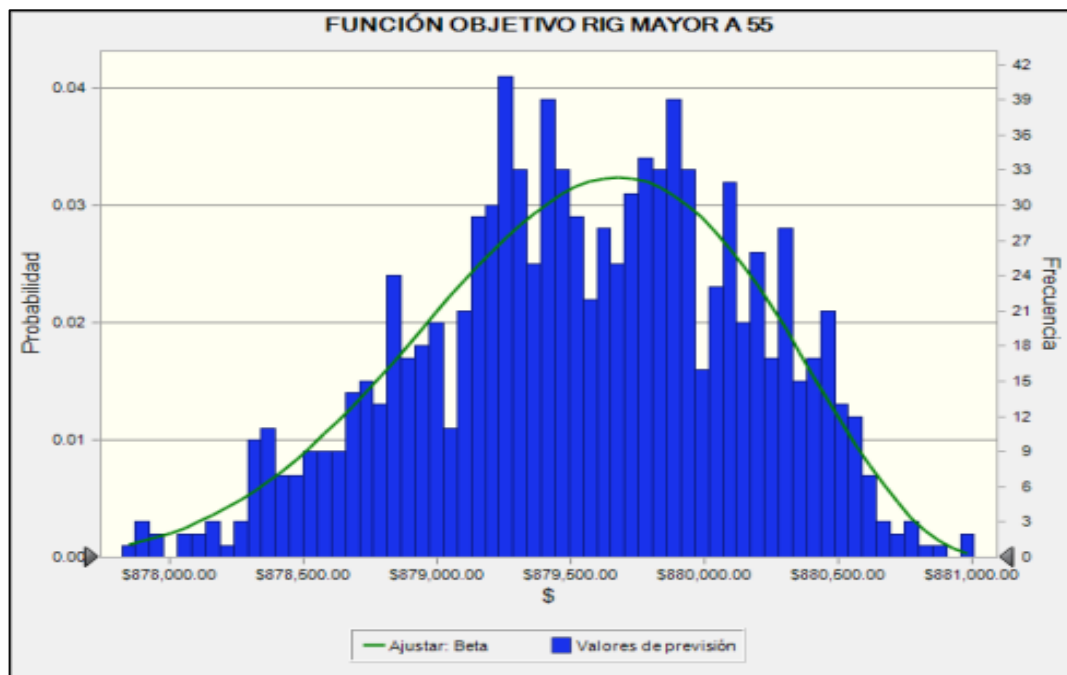
Fuente: elaboración propia

Gráfica 11. Histograma costos Rig mayor a 55°.



Fuente: elaboración propia

Gráfica 12. Histograma costos Rig mayor a 55°.



Fuente: elaboración propia

Tabla 35. Percentiles simulación de Montecarlo y sus respectivos costos.

Percentiles:	Valores de previsión en dólares (USD)					
	RIG		RIGLESS WORKOVER		RIGLESS CT-WO	
	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°	MENOR A 55°	MAYOR A 55°
0%	\$746,168.79	\$877,619.37	\$536,016.25	\$671,688.02	\$603,942.20	\$660,800.96
10%	\$747,262.26	\$878,712.85	\$536,253.96	\$671,925.74	\$604,377.41	\$660,908.57
20%	\$747,560.63	\$879,011.22	\$536,346.91	\$672,018.68	\$604,552.74	\$660,949.16
30%	\$747,788.87	\$879,239.46	\$536,416.36	\$672,088.13	\$604,691.32	\$660,976.38
40%	\$747,951.03	\$879,401.62	\$536,480.71	\$672,152.49	\$604,815.62	\$661,006.98
50%	\$748,102.28	\$879,552.87	\$536,548.95	\$672,220.72	\$604,946.96	\$661,035.80
60%	\$748,301.58	\$879,752.17	\$536,595.06	\$672,266.83	\$605,033.87	\$661,064.72
70%	\$748,454.24	\$879,904.83	\$536,646.45	\$672,318.22	\$605,147.03	\$661,095.43
80%	\$748,649.74	\$880,100.33	\$536,714.77	\$672,386.55	\$605,281.46	\$661,135.65
90%	\$748,870.22	\$880,320.81	\$536,779.56	\$672,451.33	\$605,427.64	\$661,175.51
100%	\$749,559.62	\$881,010.21	\$536,983.72	\$672,655.50	\$605,857.19	\$661,305.09

Fuente: elaboración propia

Finalmente, los resultados indican que dichos percentiles no se alejan demasiado entre sí, por lo que se puede deducir que, si los parámetros establecidos de velocidad y tiempo se cumplen, se puede llegar a lograr los costos óptimos definidos para cada estrategia ya que el costo asociado que se define mediante la línea base y como se puede ver en la **Tabla 36**, no se aleja mucho del promedio de los costos definidos mediante la simulación y que se establecen en la **Tabla 35**.

Tabla 36. Comparativo costos línea base vs. AFE actual.

TIPO DE POZO	TOTAL AFE ACTUAL (USD)	COSTOS LÍNEA BASE (USD)	DIFERENCIA (USD)
RIG<55º	\$839,555.50	\$774,974.31	\$69,962.96
RIG >55º	\$944,955.00	\$882,375.08	\$93,869.70
WO<55º	\$686,588.00	\$588,281.08	\$98,306.92
WO>55º	\$797,135.22	\$686,817.40	\$110,317.82
CT-WO <55º	\$686,588.00	\$624,316.07	\$94,726.83
CT-WO >55º	\$797,135.22	\$702,408.39	\$62,271.93

Fuente: elaboración propia

En la tabla anterior se observa consignado el AFE para cada estrategia, el cual es la autorización de gastos definidos por la empresa e incluye los gastos por riesgos, contingencias y demás valores que pueden materializarse durante un proyecto. Este se menciona debido a que se realiza la comparación de los costos esperados con la línea base respecto al presupuesto entregado por la empresa, observando que la implementación de las variables y parámetros establecidos podrían llegar a reducir en un futuro el flujo de efectivo que se destina para cada operación y proyectar dichas reducciones en otros proyectos que signifiquen mayores activos para la empresa.

5. DCOP COMO ESTRATEGIA Y HERRAMIENTA EN LA OPTIMIZACIÓN DE LAS OPERACIONES DE COMPLETAMIENTO

En Ecopetrol, la Gerencia de Perforación y Completamiento incorpora un modelo de administración y seguridad de procesos, el cual busca que cada una de sus actividades se involucren entre todos sus elementos y componentes. El DCOP es uno de estos elementos el cual permite planear operaciones mejor estructuradas.

Siguiendo lo anterior, el DCOP hace uso de herramientas de optimización enfocadas hacia la generación de valor de toda la información, esto, a través de la planeación acertada como resultado del análisis estadístico de los tiempos reales ejecutados, los tiempos no productivos (NPT) y seguimientos de tiempos adicionales productos de otras operaciones. El uso de las dichas herramientas permite:

- Controlar y evaluar la información resultante.
- Disminuir los tiempos y costos planeados de completamiento.
- Optimización de tiempos planos (arme de herramientas, pruebas, corridas de tubería, registros eléctricos, etc.).
- Fortalecer la mejora continua.

5.1 ARTICULACIÓN WDP/DCOP

Las operaciones de Perforación y Completamiento en Ecopetrol S.A están gobernadas por el WDP (Well Delivery Process), el cual cuenta con 5 fases generales: EVALUACIÓN, SELECCIÓN, DETALLE, EJECUCIÓN y CIERRE. Para que una operación eficiente, se toman en cuenta los datos de pozos completados en el pasado con el fin de reducir la incertidumbre durante la planeación de nuevas operaciones; en este sentido, la calidad de los datos es crítica al momento de crear estrategias que permitan establecer una relación en cuanto a tiempo, costos y técnicas de otros completamientos con base a las variables que están directamente relacionadas al proceso mencionado.

De acuerdo con lo anterior, para que un pozo o grupo de pozos se planeen y ejecuten de forma eficiente, el WDP hace uso de 6 estrategias claves, entre las cuales se encuentra la estandarización, de ahí, el DCOP (Drilling and Completion Optimization Process), contribuye estandarizando los tiempos planeados y el lenguaje utilizado durante el desarrollo y reporte de las operaciones de completamiento que posteriormente son registradas en el repositorio oficial Open Wells. La estandarización permite que la información resultante entre pozos posterior a la ejecución sea equiparable y permita la generación de valor a partir del

establecimiento de una línea base de desempeño que permita optimizar futuros trabajos de completamiento.

Para la estandarización del lenguaje de las operaciones haciendo uso del proceso de optimización DCOP, se elaboró un formato CWOP, el cual posee tiempos estándar planeados que fueron definidos a partir de un análisis estadístico para cada una de las actividades, este debe ser registrado diariamente según sea el avance de las operaciones, lo que permitirá un control de tiempos y costos de las actividades relacionadas a cada una de las operaciones de completamiento durante la fase de ejecución

5.2 ESTANDARIZACIÓN

La creación de una única plantilla CWOP para la estandarización de las actividades y operaciones de completamiento, es importante ya que de esta depende que se pueda realizar un seguimiento de forma ordenada y controlada haciendo uso de herramientas que permitan dicho fin. De acuerdo con lo anterior, se creó una plantilla que tuviese datos medibles, comparables y estándares de modo que cuando se haga uso de herramientas de análisis, la administración y conexión de la información resultante de los CWOP'S de distintos pozos pueda ser medida y relacionada.

5.2.1 Creación CWOP programable. Inicialmente se establece una ventana de registro que contiene la información general de un pozo, en esta, se incluye los parámetros establecidos en el capítulo 2 y contiene ventanillas desplegadas para la selección de los datos de entrada referentes al tipo de completamiento y estrategia como se ve en la **Figura 23**. Dichos parámetros están descritos a continuación:

- Campo
- Pozo
- Fecha de inicio/día/mes/año
- Longitud a cañonear
- Profundidad final (MD)
- Profundidad del intake
- Método de cañoneo
- Desviación
- Tipo de lechada
- Tipo de completamiento

- Estrategia de completamiento

Figura 23. Ventana de Registro CWOP Programado.

The screenshot shows a web-based form titled "REGISTRO CWOP". At the top right, there is a box with the text "Ingrese información de registro". The form contains several input fields and a dropdown menu:

- CAMPO:** CAMPO 1
- POZO:** POZO A
- HORA DE INICIO:** 17
- DÍA:** 31
- MES:** 3
- AÑO:** 2019
- FECHA Y HORA DE INICIO DE COMPLETAMIENTO:** 31/03/2019 17:00
- FECHA Y HORA DE FINALIZACIÓN DE COMPLETAMIENTO:** 06/04/2019 23:36
- LONGITUD A CAÑONAR (ft):** 120
- PROFUNDIDAD FINAL (MD) ft:** 2000
- PROFUNDIDAD INTAKE (ft):** 1200
- DESVIACIÓN:** MENOR A 55'
- TIPO DE LECHADA:** LECHADA ESPUMOSA (dropdown menu with options: LECHADA LIPIANA, LECHADA ESPUMOSA, LECHADA CONVENCIONAL)
- TIPO DE COMPLETAMIENTO:** LECHADA CONVENCIONAL (dropdown menu)
- ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO:** RIG

At the bottom right, there is a button labeled "CARGAR FASES".

Fuente: elaboración propia

Una vez registrada esta información, se da clic en el botón *CARGAR FASE* que aparece en la parte inferior derecha de la **Figura 23.**, este reconocerá los parámetros seleccionados en cada uno de los cuadros de registro y cargará una plantilla CWOP que se ajuste a estos, así como los costos por fase que le corresponden al tipo de completamiento como se puede ver **Figura 24.**

Figura 24. Hoja de cálculo con plantillas de plan de manejo y costos.

	J	K	N	O	P	Q	R	S
	ITEM	DÍA	FASE	COMPAÑÍA ASIGNADA	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)	TIEMPO PLANEADO TOTAL (HRS)	TIEMPO LIMPIO TI EJECUTADO (HF)
2								
3								
4	1	0	MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Movilizar torre de WO hacia el pozo	24		
5								
6	2	1	RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	0.5		
7								
8	3	1	RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	10.5		
9								
10	4	1	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Armar Kelly y swivel	2		
11								
12	5	1	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	0.5		
13								
14	6	2	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Subir y armar herramientas de	1.5		

Fuente: elaboración propia

Por otro lado, en la ventana principal de registro aparecerán simultáneamente cargadas las diferentes fases que componen el tipo y estrategia de completamiento seleccionados como se puede ver en la **Figura 25**, esto con el fin de seleccionar las empresas responsables de cada una de las fases y por medio del botón *ASIGNAR* registrar de manera automática las compañías en el CWOP correspondiente.

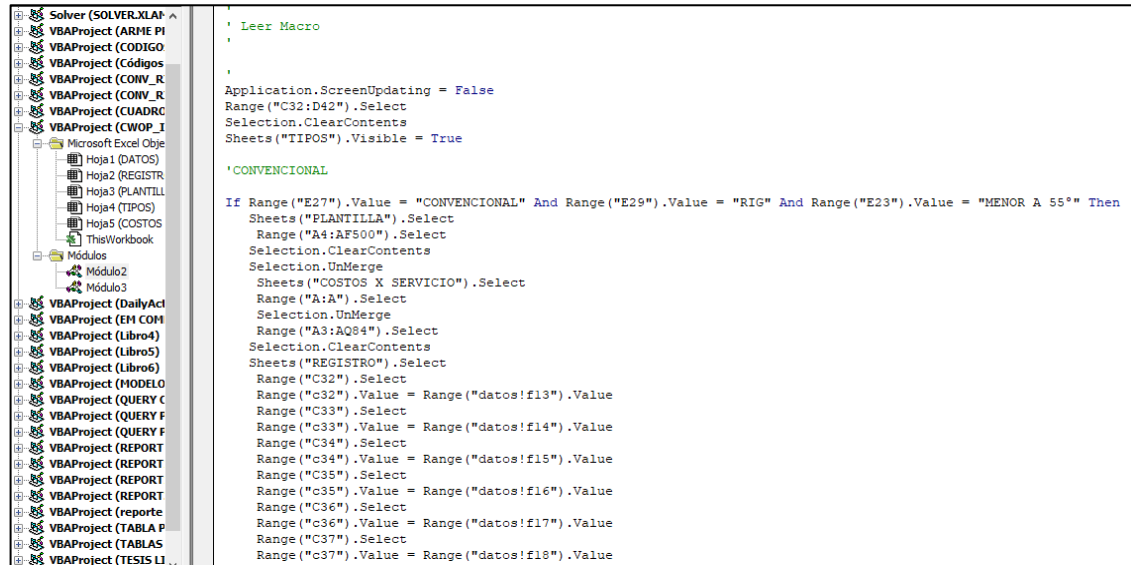
Figura 25. Ventana de Registro CWOP Programado (Compañías).

TIPO DE COMPLETAMIENTO		CONVENCIONAL	
ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO		RIG	CARGAR FASES
FASES	COMPAÑIA		
LIMPIEZA_CASING_Y_LINER_Y_CAMBIO DE FLUIDO	QMAX		
REGISTRO_DE_CALIDAD_DE_CEMENTO			
CAÑONEO_WIRELINE	BAKER SOHLUMBERGER HALLIBURTON		
CAÑONEO_TCP	WEATHERFORD		
CORRIDA_SLA			
INSTALACIÓN_SECCIÓN_C			
			ASIGNAR

Fuente: elaboración propia

El botón de *CARGAR FASES*, así como los demás botones que aparecen dentro de la plantilla, fueron programados haciendo uso de la herramienta básica de Visual Basic que ofrece Excel dentro de la función de programador. Ejemplo de esto puede verse en la **Figura 26**. en la que se ve la relación que establece la programación dependiendo el botón seleccionado.

Figura 26. Programación del CWOP Programable.



```

' Leer Macro
'
'
Application.ScreenUpdating = False
Range("C32:D42").Select
Selection.ClearContents
Sheets("TIPOS").Visible = True

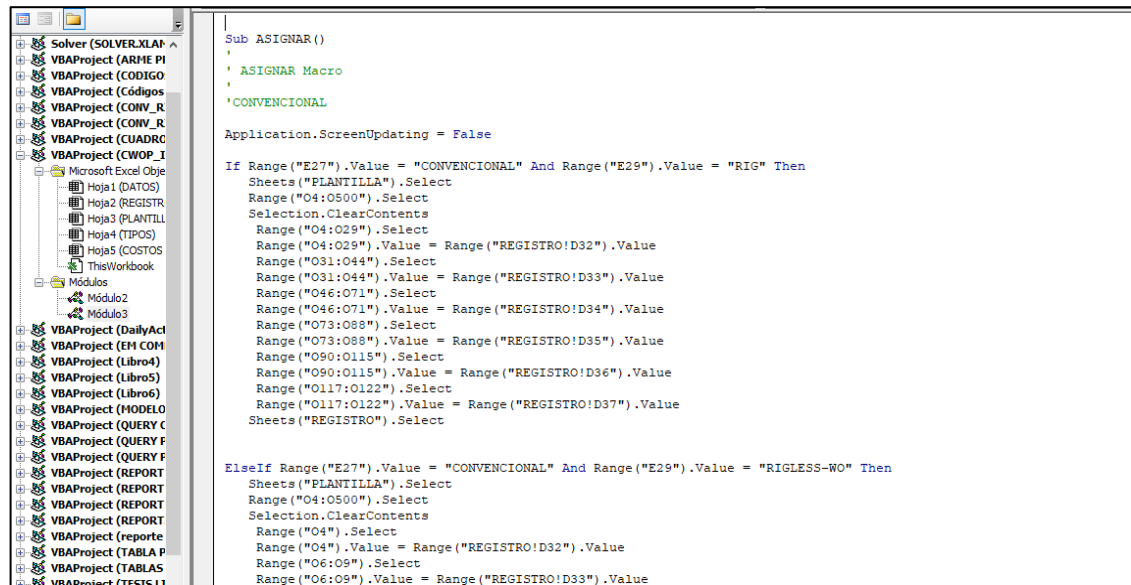
' CONVENCIONAL

If Range("E27").Value = "CONVENCIONAL" And Range("E29").Value = "RIG" And Range("E23").Value = "MENOR A 55" Then
Sheets("PLANTILLA").Select
Range("A4:AF500").Select
Selection.ClearContents
Selection.UnMerge
Sheets("COSTOS X SERVICIO").Select
Range("A:A").Select
Selection.UnMerge
Range("A3:AQ84").Select
Selection.ClearContents
Sheets("REGISTRO").Select
Range("C32").Select
Range("c32").Value = Range("datos!f13").Value
Range("C33").Select
Range("c33").Value = Range("datos!f14").Value
Range("C34").Select
Range("c34").Value = Range("datos!f15").Value
Range("C35").Select
Range("c35").Value = Range("datos!f16").Value
Range("C36").Select
Range("c36").Value = Range("datos!f17").Value
Range("C37").Select
Range("c37").Value = Range("datos!f18").Value

```

Fuente: elaboración propia

Continuación Figura 26. Programación del CWOP Programable.



```

Sub ASIGNAR()
'
' ASIGNAR Macro
'
' CONVENCIONAL

Application.ScreenUpdating = False

If Range("E27").Value = "CONVENCIONAL" And Range("E29").Value = "RIG" Then
Sheets("PLANTILLA").Select
Range("O4:O500").Select
Selection.ClearContents
Range("O4:O29").Select
Range("O4:O29").Value = Range("REGISTRO!D32").Value
Range("O31:O44").Select
Range("O31:O44").Value = Range("REGISTRO!D33").Value
Range("O46:O71").Select
Range("O46:O71").Value = Range("REGISTRO!D34").Value
Range("O73:O88").Select
Range("O73:O88").Value = Range("REGISTRO!D35").Value
Range("O90:O115").Select
Range("O90:O115").Value = Range("REGISTRO!D36").Value
Range("O117:O122").Select
Range("O117:O122").Value = Range("REGISTRO!D37").Value
Sheets("REGISTRO").Select

ElseIf Range("E27").Value = "CONVENCIONAL" And Range("E29").Value = "RIGLESS-WO" Then
Sheets("PLANTILLA").Select
Range("O4:O500").Select
Selection.ClearContents
Range("O4").Select
Range("O4").Value = Range("REGISTRO!D32").Value
Range("O6:O9").Select
Range("O6:O9").Value = Range("REGISTRO!D33").Value

```

Fuente: elaboración propia

5.3 CONTROL Y SEGUIMIENTO

Según Pradeep Anand⁶⁹, el valor de la información de la industria del petróleo es muy importante, por esta razón las soluciones de Big data deben ser aplicadas a los procesos en los cuales se debe organizar la información en una base de datos estandarizada que permita el reconocimiento de patrones y que proporcione un análisis descriptivo y facilite la toma de decisiones, para posteriormente poder ofrecer perspectivas y prospectivas con límites estadísticos y científicos.

A partir de la creación del CWOP programable, el cual funciona como base de datos permitiendo el correcto flujo de la información, se procedió a hacer uso de la herramienta de análisis Power BI, la cual funciona por medio del reconocimiento de patrones, tendencias y eventos ocurridos, y permite establecer relación entre estos de forma dinámica.

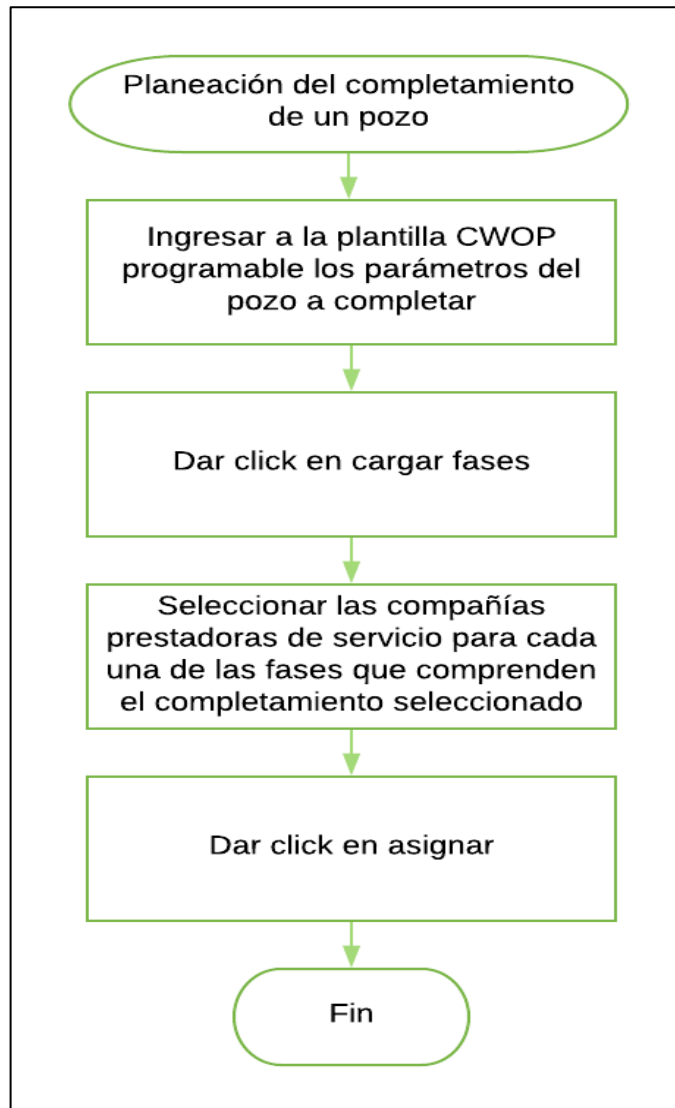
Para este estudio, se construyó un tablero de decisión, control y análisis por medio de la herramienta de análisis que permitiera ilustrar de manera gráfica el comportamiento de las operaciones de completamiento de la VRO de Ecopetrol, y a su vez, sirva como herramienta para la toma de decisiones frente a los futuros proyectos que se realicen en el área de completamiento.

Sub. Recolección de datos por medio del CWOP. Como se mencionó anteriormente, esta plantilla funciona como parte de la recolección de los datos y administración del flujo de estos, ya que por medio de esta se logra organizar de manera jerárquica la información de manera organizada y controlada.

Inicialmente, durante la fase de planeación del completamiento de un pozo, se selecciona la ingeniería de detalle en la cual se define las actividades que comprenden la asignación de compañías, plan detallado de logística, entre otros. Una vez finalizado esto, se estructura el plan de ejecución por medio del CWOP programado con el fin de establecer las operaciones y actividades que se deben llevar a cabo según el diagrama de flujo descrito en la **Figura 27**.

⁶⁹ ANAND, Pradeep. Big Data is a Big Deal. SPE-0413-0018-JPT. Estado Unidos, 2013.

Figura 27. Creación de plantilla CWOP por pozo.



Fuente: elaboración propia

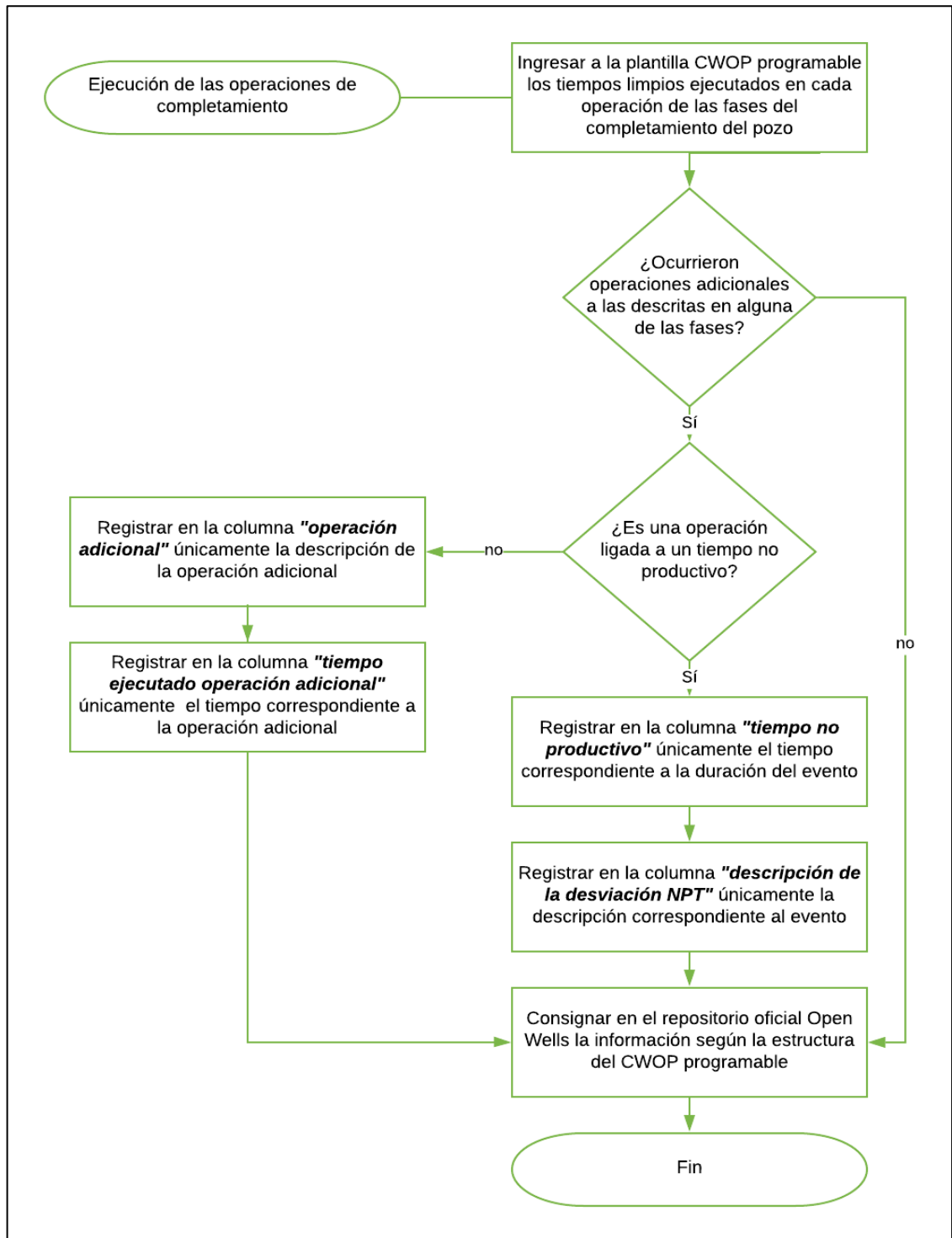
Parámetros:

- Campo
- Pozo
- Fecha de inicio (día, mes, año)
- Longitud a cañonear
- Profundidad final
- Método de cañoneo
- Profundidad del intake de la bomba BES

- Perfil del pozo (menor a 55°, mayor a 55°)
- Tipo de completamiento (convencional, dual, fracturado)
- Estrategia de completamiento (rig, rigless workover, rigless workover-coiled tubing)

Posteriormente, durante la fase de ejecución, el ingeniero encargado en campo debe consignar los datos e información resultante producto de la ejecución de las operaciones de completamiento siguiendo el esquema del CWOP programable como se muestra en diagrama de flujo descrito en la **Figura 28**. Cabe mencionar que el CWOP programado, contiene tres columnas importantes en las que se puede diferenciar el tiempo limpio del tiempo por operaciones adicionales y el del tiempo no productivo, esto con el fin de poder controlar cuanto realmente deberían tardar las operaciones y poder identificar aquellas que no estén siendo tenidas en cuenta durante la planeación. Esta plantilla puede verse en el **Anexo 2**.

Figura 28. Diagrama de flujo proceso de registro de datos en CWOP.



Fuente: elaboración propia

5.3.1 Tablero de decisión, control y análisis. Este tablero tiene como funcionalidad evaluar el comportamiento de las operaciones de completamiento, por lo que se definieron los siguientes parámetros de consulta para poder analizar de manera visual toda la información por medio de la herramienta Power BI:

- Campo
- Nombre del pozo
- Mes de finalización
- Estrategia de completamiento
- Máxima desviación
- Fase
- Operaciones adicionales (Operación y tiempo ejecutado operación)
- Tiempos no productivos (Desviación y tiempos relacionados)
- Longitud a cañonear
- Método de cañoneo

5.3.2 Funcionamiento tablero de decisión, control y análisis. A partir de los datos e información recolectada del completamiento realizada a través del CWOP, esta debe cargada en el repositorio oficial de la empresa Open Wells como se indica al final del proceso de la figura x, esto con el fin de crear una base de datos de todos los pozos que se vayan completando a través del tiempo por medio de una Query, conservando la estructura del CWOP programado ya que esto permitirá que la relación de la información pueda darse independientemente la naturaleza de esta.

Una vez construida la base de datos, esta debe ser cargada a la herramienta Power BI para poder medir y controlar la información con el fin de generar el mayor valor de la información posible. A continuación, se dará ejemplo de la funcionalidad de la herramienta por medio de un pozo tipo.

1. Inicialmente, al abrir la herramienta, se podrá observar en la parte superior de la pantalla todos los comandos de selección que permitirán al ingeniero filtrar la información según lo considere por Campo, tipo de lechada, por pozo, estrategia, desviación o por fase como se ve en la **Figura 29**.

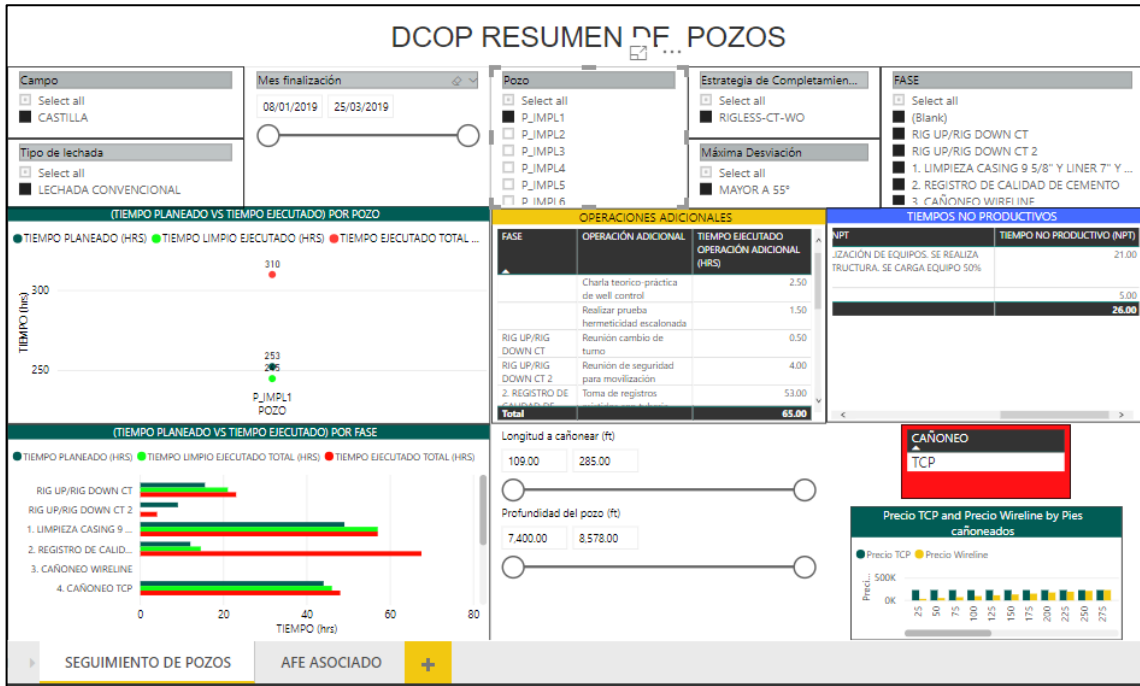
Figura 29. Tablero de decisión, control y análisis.



Fuente: elaboración propia

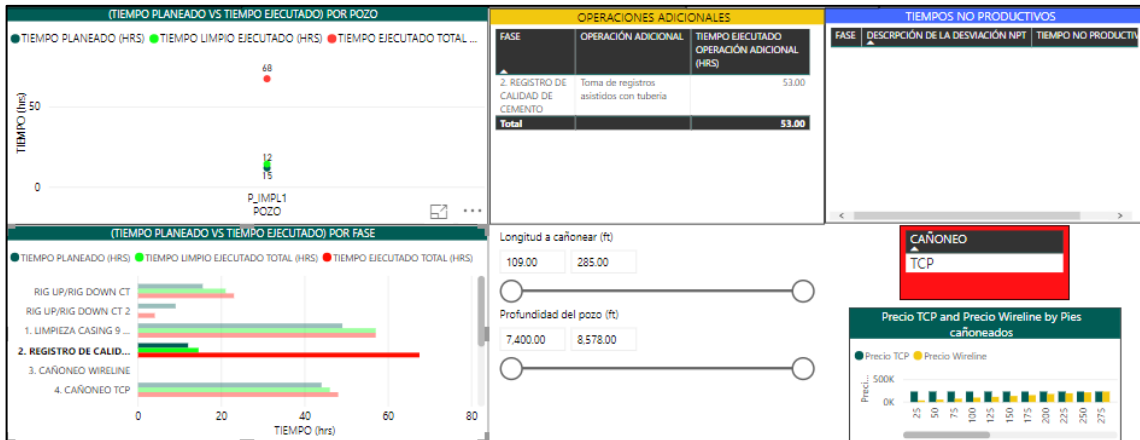
2. Una vez filtrada la información, en este caso el pozo con mayor desviación en el tiempo se puede observar que las demás ventanas filtraron automáticamente el tipo de cañoneo con el que se realizó, las operaciones adicionales y los NPTs que se presentaron, cada uno con el respectivo tiempo que tardaron y la descripción del evento como se puede ver en la **Figura 30**. Por otro lado, se puede observar las fases en las que más se presentaron desviaciones y por medio de esta filtrar la fase que mayor desviación tuvo y observar que eventos se presentaron y cuanto duraron como se puede ver en la **Figura 31**.

Figura 30. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por pozo).



Fuente: elaboración propia

Figura 31. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por Fase).

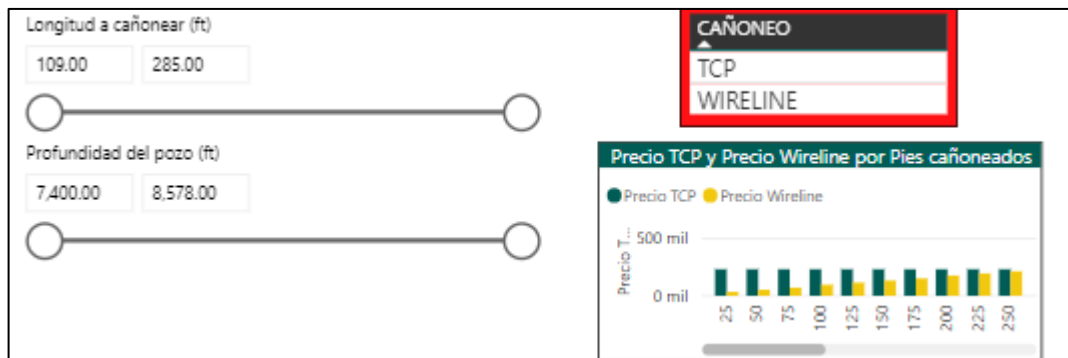


Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, se filtró por fase de registro de calidad de cemento y automáticamente en la ventana de operaciones adicionales se muestra el evento que se presentó con la respectiva duración de este. En este caso no se evidencian tiempos no productivos, pero en caso de haberlos igualmente se verán reflejados en la ventana.

3. Por otro lado, se puede filtrar la profundidad y longitud a cañonear con el fin de poder tener una idea del comportamiento histórico del cañoneo de los pozos y poder evaluar, sin dejar a un lado el filtro por desviación y otros estudios de ingeniería, cual podría ser el más indicado como se ve en la **Figura 32**.

Figura 32. Tablero de decisión, control y análisis. (Filtro por longitud a cañonear y profundidad).



Fuente: elaboración propia

5.4 IMPLEMENTACION EN UNA MUESTRA DE POZOS

Una vez estructurado el DCOP para las operaciones de completamiento, se realizó la implementación del proceso a una muestra de 8 pozos completados en la VRO en el 2019 con el fin de evaluar el desempeño del tiempo de la línea base con respecto al tiempo ejecutado y los costos asociados.

Los pozos seleccionados para la implementación están clasificados en la **Tabla 37**, donde también se especifica las características de desviación, profundidad, y estrategia.

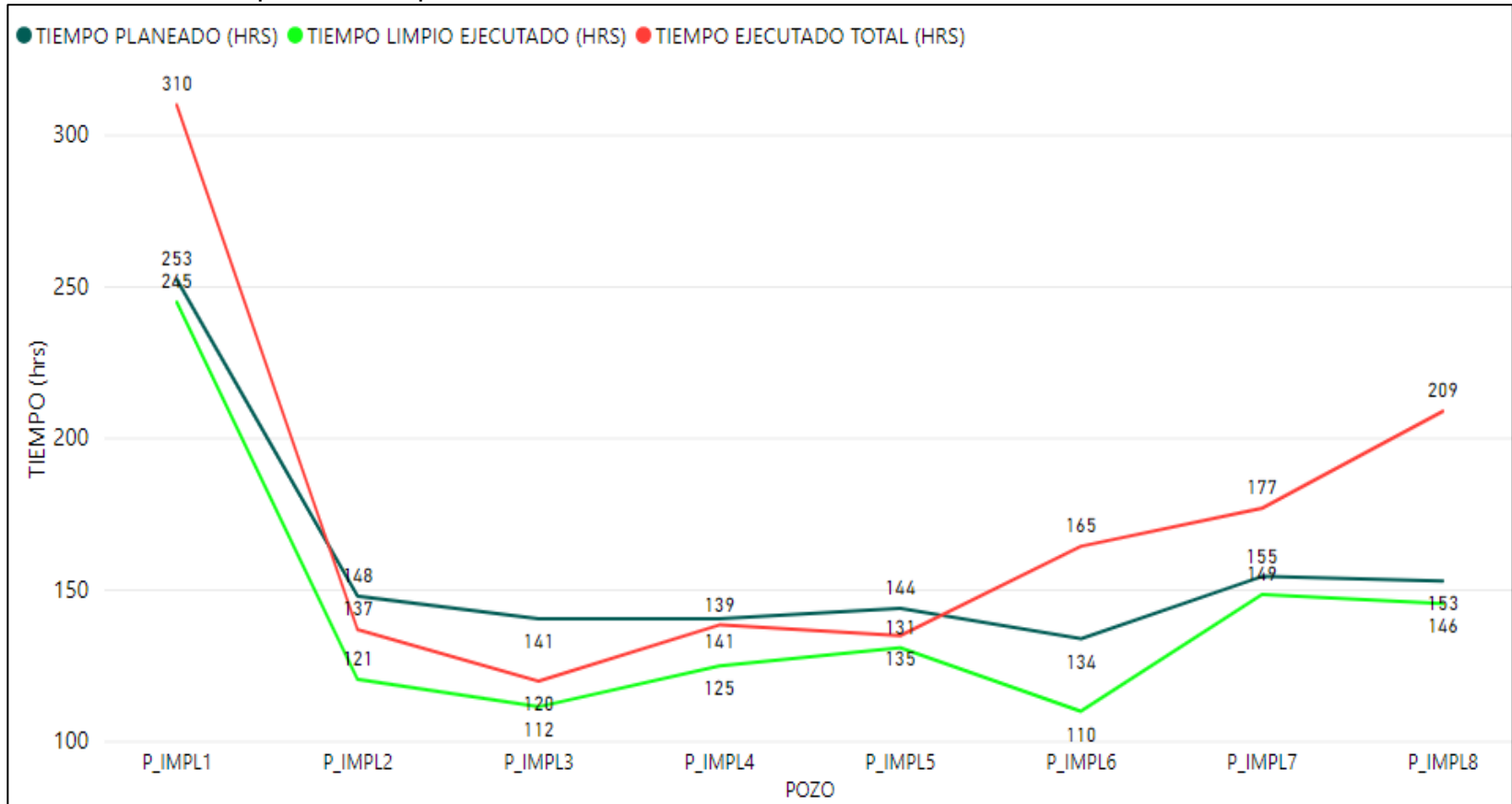
Tabla 37. Lista de pozos implementación.

POZO	ÁNGULO DE DESVIACIÓN	DESVIACIÓN DEL POZO	PROFUNDIDAD MD (ft)	ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO
P-IMPL1	74º	>55º	8416	Rigless workover-coiled tubing
P-IMPL2	34, 56º	<55º	7917	Rig
P-IMPL3	28º	<55º	8043	Rig
P-IMPL4	33º	<55º	8340	Rig
P-IMPL5	55º	<55º	8578	Rig
P-IMPL6	43º	<55º	8100	Rig
P-IMPL7	19, 25º	<55º	7400	Rig
P-IMPL8	51, 9º	<55º	7930	Rig

Fuente: elaboración propia

5.4.1 Análisis de la implementación. Por medio del tablero creado mediante la herramienta de análisis Power BI, se puede observar el comportamiento del tiempo planeado (correspondiente a la línea base propuesta) con respecto a la línea de tiempo limpio ejecutado, así como el tiempo total ejecutado de todo el completamiento. Estos resultados se pueden ver en la **Gráfica 13**.

Gráfica 13. Desempeño de los pozos.



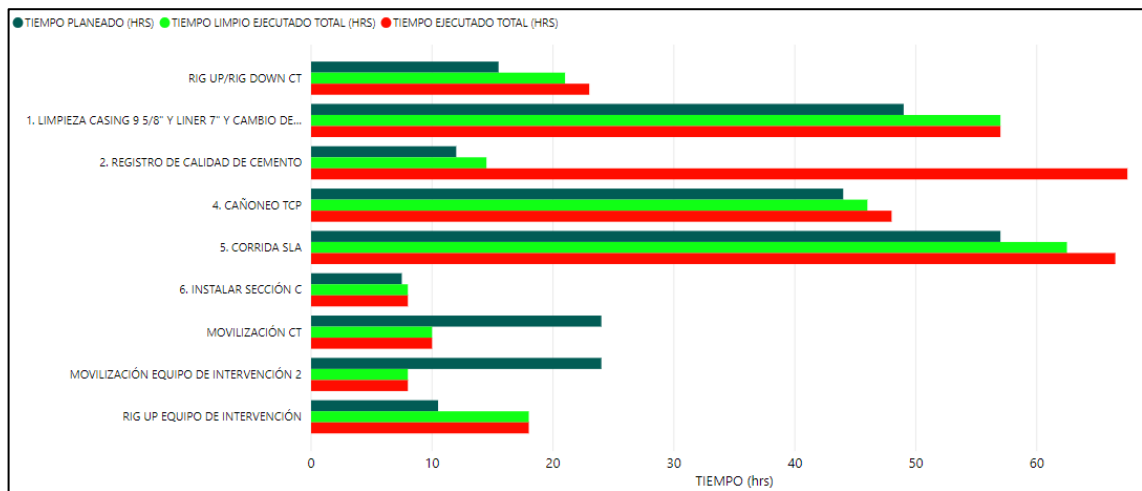
Fuente: elaboración propia

De acuerdo con la **Gráfica 13**, se evidencia que el comportamiento de los pozos implementados P-IMPL2, P-IMPL3, P-IMPL4 y P-IMPL5, estuvieron por debajo de lo planeado, esto debido a que la línea base considera dos corridas de limpieza diferentes, una que se realiza hasta el tope del Liner, y una segunda hasta el tope del Landing Collar, que a diferencia de los pozos que fueron completados con taladro y según el informe presentado, la limpieza fue realizada en Tándem, esto quiere decir, que la limpieza del Casing y del Liner se realizaron en una sola corrida del BHA de limpieza directamente hasta el tope del Landing Collar, lo cual reduce los tiempos asociados a la limpieza, que es una de las fases que más afecta el tiempo total de un completamiento.

Siguiendo el análisis, se evaluó cada uno de los pozos con mayor desviación con el fin de determinar la causa raíz de dichas desviaciones.

De acuerdo con lo anterior, el pozo P-IMPL1 fue el pozo con mayor desviación de todos, con un tiempo planeado de 253 horas, un tiempo limpio ejecutado de 245 horas y un tiempo total ejecutado de 310 horas. La mayor desviación se presenta en la fase de registros, como se muestra en la **Gráfica 14**, debido a que se realizó una corrida de registros asistidos con tubería dado que la desviación del pozo era de 74°, lo que impedía que la sonda se bajara con normalidad. Los demás tiempos adicionales se presentaron debido a algunas actividades que se realizaron entre operaciones como se muestra en la **Tabla 38**.

Gráfica 14. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL1.



Fuente: elaboración propia

Tabla 38. Operaciones adicionales P-IMPL1

FASE	OPERACIÓN ADICIONAL	TIEMPO EJECUTADO (HRS) OPERACIÓN ADICIONAL
Rig up/Rig Down CT	Reunión cambio de turno	0,5
Registro de calidad de cemento	Toma de registros asistidos con tubería	53
Cañoneo TCP	Reunión para la detonación de cañones	0,5
	Reunión para correlacionar	0,5
	Reunión para quebrar BHA de cañones	0,5
	Reunión retirar equipos	0,5
Corrida de SLA	Charla de corrida BES	0,5
	Retirar campana y línea de flujo	1
-	Charla teórico-práctica de Well control	2,5
-	Prueba de hermeticidad escalonada	1,5
Total		61

Fuente: elaboración propia

Así mismo se presentaron 26 horas de tiempo no productivo como se puede ver en la **Tabla 39**.

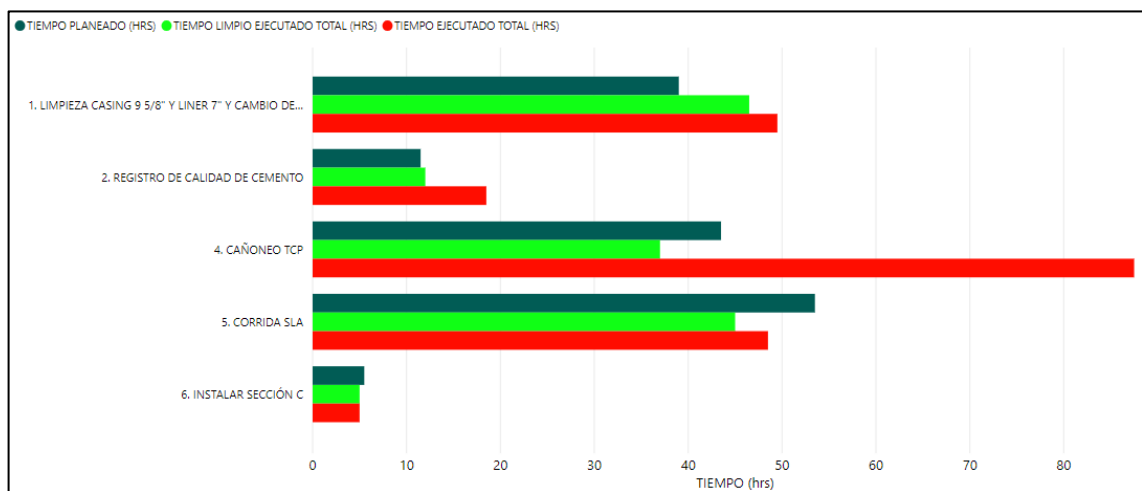
Tabla 39. Tiempos no productivos P-IMPL1.

Tiempos no productivos P-IMPL1	
Causa	Duración (hrs)
Esperando luz día para movilización de equipos.	21
Operaciones suspendidas por tormenta eléctrica	5
Total	26

Fuente: elaboración propia

El siguiente pozo con mayor desviación fue el P-IMPL8, donde el tiempo planeado para el completamiento fue de 153 horas, el tiempo limpio ejecutado fue de 146 horas y un tiempo total ejecutado de 209 horas. La desviación entre el tiempo limpio y el tiempo ejecutado total se presenta debido a que se realizó una corrida de registros especiales VSP (perfil sísmico vertical) durante la fase de cañoneo como se ve en la **Gráfica 15**. Este se tomó debido a que el área de ingeniería de yacimientos lo solicitó una vez emitidos los conceptos del registro de calidad de cemento. Por otro lado, hubo un cambio en la estrategia de completamiento el cual duró 36.5 horas dado que se tenía que movilizar el equipo de Workover desde otra locación. Adicionalmente, se presentaron otras actividades adicionales entre operaciones como se ve en la **Tabla 40**.

Gráfica 15. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL8.



Fuente: elaboración propia

Tabla 40. Operaciones adicionales P-IMPL8.

FASE	OPERACIÓN ADICIONAL	TIEMPO EJECUTADO (HRS) OPERACIÓN ADICIONAL
Limpieza casing 9 5/8" y liner 7" y cambio de fluido	Reunión de desplazamiento de fluido	0,5
	Preparo y bombeo 200 bbl de salmuera	2
	Simulacro de patada de pozo	0,5
Registro de calidad de cemento	Configuración del sistema y corrida de registro VSP	17
	Recuperar wear bushing y armar sarta de prueba con test plug	1
	Operaciones de cambio de estrategia de completamiento	34.5
	Bajar sonda Gamma Ray	3,5
	Registrar sección repetida	1
Cañoneo TCP	Reunión de rig up de herramientas	0,5
	Reunión para continuar bajando BHA de cañones	0,5
	Desarmar herramientas de registros	0,5
Corrida de SLA	Realizar prueba de continuidad y aislamiento eléctrico	0,5
	3 paradas de seguridad	3
Total		64

Fuente: elaboración propia

Así mismo se presentaron 28.5 horas de tiempo no productivo como se puede ver en la **Tabla 41**.

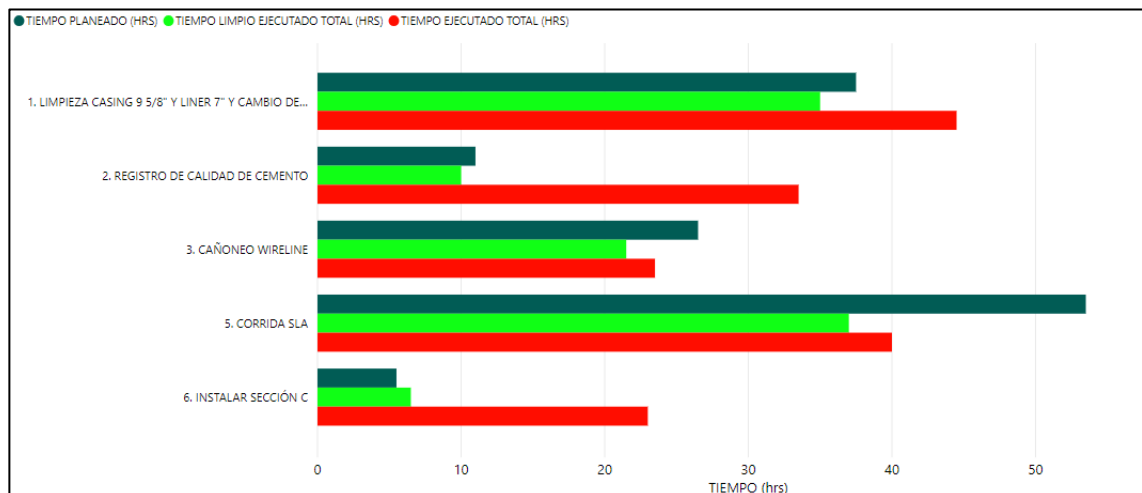
Tabla 41. Tiempos no productivos P-IMPL8

Tiempos no productivos P-IMPL8	
Causa	Duración (hrs)
Medida eléctrica en cable potencia ida a tierra	24
Actividad Sindical	2.5
Espera unidad de registros	2
Total	28.5

Fuente: elaboración propia

En el pozo P-IMPL6 el tiempo planeado para el completamiento fue de 134 horas, el tiempo limpio ejecutado fue de 110 horas y un tiempo total ejecutado de 165 horas. Las mayores desviaciones se presentaron debido a que se realizó una toma de registros VSP en la fase de registro de calidad de cemento y además durante la instalación de la sección c, se tuvieron que desarmar 222 juntas de tubería debido a que no se había realizado con anterioridad. Dichas desviaciones pueden verse en la **Gráfica 16**. y en la **Tabla 42**.

Gráfica 16. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL6.



Fuente: elaboración propia

Tabla 42. Operaciones adicionales P-IMPL6.

FASE	OPERACIÓN ADICIONAL	TIEMPO EJECUTADO(HRS) OPERACIÓN ADICIONAL
Limpieza casing 9 5/8" y liner 7" y cambio de fluido	Reunión para quebrar BHA no 1	0.5
	Reunión para quebrar BHA no 2	0.5
	Quebrar herramientas de limpieza	4
	Instalar adapter y armar e instalar wear bushing	4
	Reunión de seguridad	0.5
Registro de calidad de cemento	Cambio de cabeza giratoria	0.5
	Bajar sonda de registro y sacar registrando de nuevo Configuración del sistema y corrida de registro VSP	18.5
Cañoneo wireline	Llenar pozo	1
	Prueba de presión	1
Corrida de SLA	Charla para instalar tubing hanger	0.5
	Conectar primera junta de tubing	1
Instalar sección C	Quebrar 222 juntas de drill pipe	16.5
Total		53

Fuente: elaboración propia

Así mismo se presentó 1 hora de tiempo no productivo como se puede ver en la **Tabla 43.**

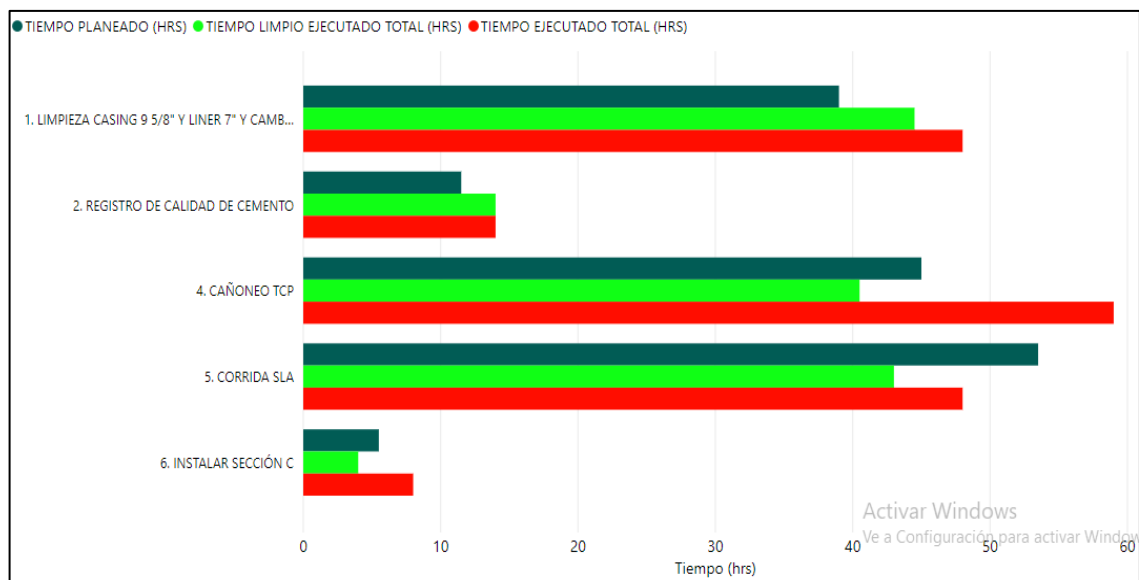
Tabla 43. Tiempos no productivos P-IMPL6.

Tiempos no productivos P-IMPL6	
Causa	Duración (hrs)
Señal atenuada del CCL, se presenta inconveniente para correlacionar por el CCL.	1
Total	1

Fuente: elaboración propia

En el pozo P-IMPL7 el tiempo total planeado para el completamiento fue de 149.5 horas, el tiempo limpio ejecutado fue de 146 horas, a su vez el tiempo ejecutado total fue de 177 horas. La desviación más grande se presentó en la fase de cañoneo, como se puede ver en la **Gráfica 17**, debido a que se suspendió el completamiento dado que no se presentaba buena calidad del cemento ni sellos hidráulicos, como consecuencia, se esperó que fraguara la lechada y paralelo al evento se realiza el cambio de estrategia para finalizar el completamiento con unidad de Workover. Por otro lado, se pueden ver las demás operaciones adicionales que influyeron en la desviación como se ve en la **Tabla 44**. Este último pozo no tuvo tiempos adicionales asociados a NPT's.

Gráfica 17. Gráfica de tiempos por fase para el pozo P-IMPL7.



Fuente: elaboración propia

Tabla 44. Operaciones adicionales P-IMPL7.

FASE	OPERACIÓN ADICIONAL	TIEMPO EJECUTADO (HRS) OPERACIÓN ADICIONAL
Limpieza casing 9 5/8" y liner 7" y cambio de fluido	Reunión de limpieza química	0.5
	Reunión para armar BHA 2	0.5
Cañoneo TCP	Cortó cable	1.5
	Desarmo herramientas de registros	1
	Operación de workover	14
	Prueba de integridad	1
	Reunión detonación de cañones	0.5
Corrida de SLA	Prueba Y-tool	0.5
	Reunión y llenado de tubería	4.5
	Instalo tubing head, adapter y válvulas	4
Total		28

Fuente: elaboración propia

Resumiendo lo anterior, en la **Tabla 45** se encuentran los costos y tiempos ejecutados para cada uno de los de los pozos implementados. Esto con el fin de establecer la relación que existe entre lo planeado y lo ejecutado con el fin poder medir los indicadores de desempeño más adelante.

Tabla 45. Resultados de tiempo y costos producto de la implementación.

POZO	ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO	TIEMPO PLANEADO LÍNEA BASE	TIEMPO LIMPIO EJECUTADO (hrs)	TIEMPO ACTIVIDADES Y OPERACIONES ADICIONALES (hrs)	TIEMPO POR NPT's (hrs)	TIEMPO TOTAL EJECUTADO (hrs)	COSTOS LINEA BASE (USD)	COSTO EJECUTADO (USD)
P-IMPL1	CT-WO >55º	243	245	65	26	336	702,408	762,261
P-IMPL2	RIG<55º	132	120.5	16.5	15.5	152.5	774,974	709,469
P-IMPL3	RIG<55º	132	112	8.5	1.5	122	774,974	701,198
P-IMPL4	RIG<55º	132	125	13.5	8	146.5	774,974	718,406
P-IMPL5	RIG<55º	132	131	4	-	135	774,974	766,538
P-IMPL6	RIG<55º	132	110	54.5	1	165.5	774,974	808,700
P-IMPL7	RIG<55º	132	149	28.5	-	177.5	774,974	747,261
P-IMPL8	RIG<55º	132	146	64	28.5	238.5	774,974	815,484

Fuente: elaboración propia

5.4.2 Medición de los indicadores de desempeño. Según Carlos Alberto Mejía⁷⁰, para evaluar el desempeño de un proceso, se deben medir los indicadores de eficacia y eficiencia, en donde la eficacia, es el grado de cumplimiento de los objetivos y metas de un plan sin tener en cuenta los costos involucrados para un proyecto; por otro lado, la eficiencia es el logro de un objetivo al menor costo posible. Como consecuencia de estas mediciones, se puede medir la efectividad, la cual involucra la eficiencia y eficacia, es decir, el logro de los resultados planeados en el tiempo y con los costos más razonables posibles.

De acuerdo con lo anterior, se evaluaron los indicadores de desempeño del proceso de completamiento, para determinar la eficiencia de este en los pozos implementados. Para esto se hizo uso de las fórmulas planteadas a continuación:

Ecuación 11. Ecuación indicadora de eficacia.

$$\text{Indicador de eficacia} = \frac{\text{Resultado alcanzado}}{\text{Resultado esperado}}$$

Fuente: MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia. 2019.

Ecuación 12. Ecuación porcentaje de eficacia.

$$\text{Porcentaje de eficacia} = \frac{\text{Resultado esperado}}{\text{Resultado alcanzado}} * 100$$

Fuente: MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia, 2019.

Ecuación 13. Ecuación indicadora de eficiencia.

$$\text{Indicador de eficiencia} = \frac{\left(\frac{\text{Resultado alcanzado}}{\text{Costo alcanzado} * \text{Tiempo alcanzado}} \right)}{\left(\frac{\text{Resultado esperado}}{\text{Costo esperado} * \text{Tiempo esperado}} \right)}$$

Fuente: MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia, 2019.

⁷⁰ MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia, 2019.

Ecuación 14. Ecuación cálculo de efectividad.

$$Efectividad = \frac{\left(\frac{Puntaje\ eficiencia + Puntaje\ eficacia}{2} \right)}{Máximo\ puntaje}$$

Fuente: MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia, 2019.

En donde,

Resultado alcanzado = tiempo ejecutado por pozo completado.

Resultado esperado = tiempo planeado por pozo completado.

Costo alcanzado=costo ejecutado por pozo completado.

Costo esperado = Costo planeado por pozo completado.

Así mismo, se emplean puntajes para realizar la evaluación de la efectividad del proceso dependiendo los resultados de cada uno de los indicadores que sean calculados. Para ello Carlos Alberto Mejía establece los puntajes globales que pueden ser utilizados en cualquier proceso como se establece en la **Tabla 46**.

Tabla 46. Puntajes de eficacia y eficiencia.

EFICACIA		EFICIENCIA	
Rangos	Puntos	Rangos	Puntos
0-20%	0	Muy eficiente>1	5
21-40%	1		
41-60%	2	Eficiente=1	3
61-80%	3		
81-90%	4	Ineficiente<1	1
>91%	5		

Fuente: MEJIA, Carlos. Indicadores de efectividad y eficiencia. Documentos Planning. Bogotá, Colombia, 2019.

Una vez realizados los cálculos de cada indicador y haber establecido los puntajes para cada uno, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 47. Resultados medición de indicadores de desempeño.

Pozo	Estrategia de Completamiento	Eficacia	Porcentaje de eficacia	Eficiencia	Puntaje eficacia	Puntaje de eficiencia	Efectividad
P-IMPL1	CT-WO >55°	1.3827	72%	0.9215	3	1	40%
P-IMPL2	RIG<55°	1.1553	87%	1.0923	4	3	70%
P-IMPL3	RIG<55°	0.9242	108%	1.1052	5	3	80%
P-IMPL4	RIG<55°	1.1098	90%	1.0787	4	3	70%
P-IMPL5	RIG<55°	1.0227	98%	1.0110	5	3	80%
P-IMPL6	RIG<55°	1.2538	80%	0.9583	3	1	40%
P-IMPL7	RIG<55°	1.3447	74%	1.0371	3	3	60%
P-IMPL8	RIG<55°	1.8068	55%	0.9503	2	1	30%

Fuente: elaboración propia

A partir de los resultados, se puede observar que el pozo que mejor eficiencia tuvo fue el P-IMPL3, esto debido a que fue el pozo más cercano a los tiempos y costos esperados mediante el planteamiento de estos por medio de la Línea Base, Este pozo a pesar que tuvo 8.5 horas de operaciones adicionales, estas se lograron cumplir dentro del plan de establecido y no generaron como tal horas que pudiesen ser cargadas a los costos asociados al taladro, lo cual hubiese generado un incremento del costo total ejecutado. Por lo contrario, el pozo que no tuvo el mejor comportamiento fue el P-IMPL8, a pesar de que este logró ejecutar las operaciones de completamiento con solo 14 horas de desviación de lo que se tenía planeado con base a la línea de desempeño, este pozo tuvo 95 horas adicionales relacionadas a operaciones adicionales y tiempos no productivos, generando sobre costos de \$405.010 dólares más de lo que se esperaba ejecutar.

Por otro lado, se identificó que 7 de los 8 pozos implementados tenían una eficacia por encima del 70%, esto haciendo relación a los tiempos de acuerdo con la definición que se había establecido inicialmente y por lo que se puede deducir que los tiempos propuestos por la línea base se ajustan a la realidad del comportamiento de los pozos según la implementación realizada. Contrastando la eficacia con la efectividad, se establece que las operaciones no solo deben ser eficaces si no también ser económicamente efectivas dado que esta incluye la eficiencia en términos de tiempo y costos, y para que un proyecto sea exitoso debe cumplir con ambas condiciones buscando la mejora continua en cada proyecto, esto quiere decir que lo que siempre se debe buscar es optimizar los procesos enfocados en realizarlos en el menor tiempo posible bajo las mejores condiciones económicas sin dejar a un lado las condiciones de seguridad y calidad establecidas por la empresa.

Complementando lo anterior, los pozos P-IMPL1 y P-IMPL6, fueron los pozos que a pesar de su eficacia no son los más efectivos, esto debido a que se realizaron operaciones adicionales por más de 50 horas que afectaron los costos del completamiento debido a que no se tuvieron en cuenta desde el inicio.

Para finalizar, se establece que 5 de los 8 pozos a los cuales se les realizó la implementación tuvieron un puntaje de eficiencia de 3, lo que significa que más de la mitad de la muestra tiene un comportamiento eficiente y por lo que se podría presumir que el comportamiento podrá ser similar en futuros pozos si se tiene en cuenta las variables establecidas en el proyecto y además se hace uso del tablero de decisión, control y seguimiento para evaluar la planeación de operaciones adicionales no tenidas en cuenta en el plan de trabajo.

6. CONCLUSIONES

- Las variables que afectan el tiempo de ejecución de cada una de las operaciones de completamiento y que pueden ser controladas son la velocidad de corrida de herramientas y tiempo de arme de equipos y herramientas.
- Para poder crear una relación entre los completamientos, se definieron parámetros que describen los diferentes escenarios en los que una operación puede llevarse a cabo, donde los parámetros más importantes están dados por la estrategia del completamiento, perfil del pozo y método de cañoneo.
- La base de datos establecida permitió el correcto flujo de la información mediante el uso de los parámetros y variables de control definidos, los cuales, permitieron identificar y cuantificar los tiempos limpios de cada una de las operaciones, en donde se discriminaron dichos tiempos de los tiempos totales ejecutados, los cuales incluía tiempos por NTP's y operaciones adicionales.
- Se determinó por medio del análisis estadístico que los tiempos que tienen mayor sensibilidad en el resultado del tiempo ejecutado total de un pozo, son las fases de limpieza, cañoneo e instalación del sistema de levantamiento artificial. En donde la limpieza para un completamiento con Rigless-Workover corresponde al 46.6% del total del tiempo ejecutado, para un completamiento con Rig corresponde en promedio al 31.5%, y 24.2% para un completamiento con Rigless Workover-Coiled Tubing. En el cañoneo, para un completamiento con Rig, corresponde en promedio al 29% del tiempo total ejecutado, 17.5% para un completamiento con Workover y el mismo porcentaje para un completamiento con Rigless Workover-Coiled Tubing. Finalmente, en el sistema de levantamiento artificial corresponde en promedio al 25.5% del tiempo total ejecutado de un completamiento.
- Por medio del análisis estadístico, se establecieron las operaciones generales que deben planearse para cada una de las estrategias, estableciendo el total de tiempo de ejecución de cada una sin tener en cuenta la movilización, en donde un completamiento con Rig con un ángulo menor a 55° debería ejecutarse en 132 horas, con un ángulo mayor a 55° en 141 horas, un completamiento Rigless Workover con un ángulo menor a 55° 188.5 horas y con un ángulo mayor a 55° 193 horas. Finalmente, para un completamiento Rigless Workover-Coiled Tubing, se debería tardar 180 horas para un completamiento con un ángulo menor a 55° y 189.5 para un ángulo mayor a 55° .
- Con base a los resultados se identificó que la estrategia que menos tiempo toma en ejecutar un completamiento es la estrategia realizada con Rig, a pesar de esto, es la estrategia menos eficiente en términos económicos debido a los costos asociados al taladro pueden llegar a costar un 19% más en un completamiento con Rig menor a 55° respecto a un completamiento con Workover-Coiled Tubing.

- El uso del CWOP programable como input de la herramienta Power BI, permitirá la generación de valor de la información ya que este estandariza el lenguaje entre lo que se planea y lo que se ejecuta en campo, lo que, a su vez, permite identificar y discriminar el tiempo asociado a cada operación del resto de operaciones o actividades adicionales que se hayan presentado.
- La implementación del proceso de optimización DCOP desarrollado, logrará por medio de la herramienta Power BI contribuir con la toma de decisiones al momento de planear nuevos completamientos, ya que permite visualizar el comportamiento histórico de los datos y tomar decisiones a partir de estas, aportando claridad y eficiencia a la información producto de la ejecución de las operaciones.
- De acuerdo con la implementación realizada, el mejor pozo fue el P-IMPL3, a pesar de que tuvo 8.5 horas de operaciones adicionales, no se generaron horas fuera de lo planeado que pudieran haber incrementado los costos asociados al taladro. Así mismo, este pozo fue realizado en tándem, por lo que la eficacia llegó al 108% y se puede concluir que la limpieza realizando esta técnica, llega a ser mucho más eficiente que limpiar el Casing y el Liner en dos corridas del BHA diferentes.
- Se identificó que 7 de los 8 pozos implementados tuvieron una eficacia por encima del 70%, lo que da indicio de que la línea base propuesta corresponde al comportamiento real de los pozos. De igual manera, el puntaje de eficiencia (3) indica que la propuesta de tiempo y costos se comporta de manera eficiente en el 5 de los 8 pozos, lo que indica que las operaciones se realizaron de manera eficiente respecto a lo planeado.

7. RECOMENDACIONES

- El control de calidad de la información cargada en el repositorio oficial de Ecopetrol, Open Wells, debe realizarse de forma continúa obteniendo una información confiable para la planeación y toma de decisiones en las futuras operaciones de completamiento.
- Se deben registrar las operaciones en Open Wells según la estructura del CWOP programable, esto con el fin de contribuir en la estandarización del lenguaje entre la planeación y la ejecución de las operaciones de completamiento.
- Actualizar continuamente la base de datos con la que se alimenta Power Bi, permitirá una base de datos más robusta que contribuirá y facilitará la toma de decisiones en la planeación de nuevos proyectos.
- La socialización de los tiempos y velocidades establecidas en este estudio, deben ser realizados mes a mes con el fin de identificar falencias y restricciones más precisas en cuanto a las velocidades y tiempo de arme de las herramientas.
- Solicitar a las compañías involucradas, parámetros restrictivos y condiciones óptimas para cada uno de los servicios que incluyen el completamiento de un pozo, esto con el fin de establecer nuevos límites técnicos.
- Implementar el DCOP a pozos con estrategia de completamiento de Rigless-workover y Rigless workover-coiled tubing menores a 55° con el fin de evaluar los tiempos y costos asociados.

BIBLIOGRAFÍA

- ALLAN, Venkitaraman, J.F Manrique, B.D Poe Jr. A Comprehensive Approach to Completion Optimization. Estados Unidos. 2001.
- ALDRED, Walt. Automatización de la perforación. Cambridge, Inglaterra. 2012, p. 19.
- ALLEN, Thomas O. Completamiento del pozo, workover y estimulaciones. Tulsa, Oklahoma, p. 300-350.
- ANAND, Pradeep. Big data is a big deal. JPT (Journal of petroleum technology). Abril, 2013.
- BELLABARBA, Mario. BULTE-LOYER, Héléne. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. Clamart, Francia, p. 21.
- BELLARBY, Jonathan. Well completion design. Hungría, 2009, p. 50.
- BOWLER, G.V. SUPARMAN, Dadang. Tubing-Conveyed Perforating: Operating Experience. SPE 17667. 2. Indonesia, 1991.
- CALVO, Andres. Evaluación técnico-financiera del diseño de cinco pilotos de inyección de agua para el Campo Ermitaño de la Cuenca del Valle medio del Magdalena. Universidad de América. Bogotá, Colombia. 2018, p. 73
- CARDENAS, Jorge. Wellbore Cleanup Tools Save Rig Time in Approximately 30% Optimizing Workover and Completion Operations. Colorado, Estados Unidos, 2011.
- COSAD, Charlie. Schlumberger Testing Services. Oilfield Review. Aberdeen, Escocia, 1992.
- D. Harris, K. McGee, J. Frick. Completion Optimization: Equipment & Material Qualification. Estados Unidos. 2005.
- GORGAS, Javier. Estadística básica para estudiantes. Madrid, España, 2009. p. 240.
- HALLIBURTON. Programa de Registro de Evaluación de Cemento para Ecopetrol. Bogotá, Colombia, 2019.
- HARRIS, David. MCGEE, Kerr. FRICK, John. LANE, Bryan. Schwind, Brian. Completion optimization: Equipment & Material Qualification. Texas. 2005.
- HUBBARD, Brad. KADRI, Shabib. Non-productive Time (NPT) Reduction Delivered Through Effective Failure Investigations. SPE-128425-MS, 2010.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 97895885673 153 p.

KING, George. An introduction to the Basic of Well Completion, Stimulation and Workover. p. 15.

KUMAR, Niladri. Principles of Artificial Lift. 2012. Nueva Delhi, India. p.7.

LEAL, Tulio. Schlumberger, Completions Primer. Única edición. 2003.

MACDOUGALL and FORDYCE, R.S. Logging and Perforating Operations Utilizing Coiled Tubing in a 25,000-ft MD, High-Angle Well. SPE 27602. 1994.

MACCONNELL, Steve. Software Project Survival Guide. Única edición. Washington: Microsoft Press, 1998.

ORACLE. Aplicación para la simulación de resultados Crystal Ball. [Sitio web]. [Consultado el 14 de mayo del 2019] disponible en <https://www.crystalballservices.com/Portals/0/CB_Material/CrystalBallUserGuides/es/Crystal%20Ball%20Users%20Guide/frameset.htm?ch06s02s04s01.html>

PARDO, Alejandro. BAKER HUGHES, Programa de fluidos de WBCU. Bogota, Colombia. 2019.

PERRIN, D. Well completion and servicing. 1995, Paris, Francia. p. 1-20.

RENPU, Wan. Advanced well completion engineering. Beijing, China, P. 6.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [Sitio web]. [Consultado el 23 de abril del 2019] disponible en <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/foamed_cement.aspx>

SMITHSON, Tony. Perforating Fundamentals. 2012, p. 24.

TAYLOR, Dave. NPT and ILT, in the context of technical limit. 2014, p. 1.

TED, Moon. Progressing Cavity Pumps. Oilfield Review. 2016.

UNIVERSIDAD DE VALENCIA. Proyecto Ceaces. [Sitio web]. [Consultado el 13 de mayo del 2019] disponible en <<https://www.uv.es/ceaces/base/descriptiva/curtosis.htm>>

VILAR, Jose. Control estadístico de los procesos. Editorial F.C. Madrid, España, 2005, p. 175.

WALPOLE, Myers. Probability & Statistics for engineers & scientists. 9 Edición. 2019. p. 296.

WACKERLY, Dennis. Estadística matemática con aplicaciones. Edición 7. 2008. Florida, Estados Unidos, p. 4.

WEHUNT, C.D. SPE, ChevronTexaco Exploration & Production Technology Co. Well Performance with Operating Limits under Reservoir and Completion Uncertainties. Denver, Estado Unidos, 2003.

ZEMANSKY, Sears. Física Universitaria. Volumen 1. Mexico, 2009, p. 38.

ANEXO A

TABLAS

Tabla 1. CWOP Rig menor a 55°.

RIG MENOR 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO LINEA BASE DE DESEMPEÑO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 para revestimiento de 9 5/8" con DP de 5 1/2".	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 1 y detectar el TOL 7" , con 5 Klbs de peso.	6
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bombear bbls de píldora viscosa y circular hasta obtener retornos limpios en superficie @ 450-500 gpm.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA #1 a superficie parando en la torre el DP de trabajo.	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA#1	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA #2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem, Broca de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7"	3,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem con tubería de 5 1/2" desde superficie hasta Landing collar	40 8,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Circular pozo a limpio reciprocando sarta al menos 30 ft. Circular hasta fondos limpios.	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 1 (continuación)

RIG MENOR 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO LINEA BASE DE DESEMPEÑO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	<p>Realizar bombeo y desplazamiento del agua fresca por Salmuera (Formiato de Sodio de 8.4 ppg). Bombear el siguiente tren de píldoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bombear 40 bbls de Agua Fresca @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Surfactante @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear 1.5 veces bbl la capacidad del pozo de agua filtrada @ 500 gpm. <p>Continuar circulando el pozo hasta obtener las siguientes propiedades NTU < 50 y % TSS < 0.05.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bombear Formiato de Sodio de 8.4 ppg @ 500 gpm asegurando cubrir 2000 ft por encima del tope del Liner, dejar el resto de pozo con agua filtrada. (El Company Man deberá realizar cálculo de volumen en sitio). 	3
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 del pozo con 1000 PSI, por 10 min	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA #2 a superficie, parando en la torre el DP 5 1/2" y quebrando DP 3 1/2".	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	R/U de herramientas y unidad de wireline.	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	1,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 1 (continuación)

RIG MENOR 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO LINEA BASE DE DESEMPEÑO (HRS)
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.	4
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Quebrar sonda de registro.	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	0,5
CAÑONEO WIRELINE	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo convencional".	1
CAÑONEO WIRELINE	Quitar campana y flow line	1,5
CAÑONEO WIRELINE	Instalar adapter y equipo de presión	2
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 1 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 2 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 3 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

Tabla 1 (continuación)

RIG MENOR 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO LINEA BASE DE DESEMPEÑO (HRS)
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 4 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 5 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 6 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 7 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 8 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Desarme de equipos de presión, herramientas de WL y unidad de WL.	2,5
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	4
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	5,5
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 1 (continuación)

RIG MENOR 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO LINEA BASE DE DESEMPEÑO (HRS)
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	25
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía y realizar rig down de herramientas de corrida de tubería de producción. Instalar tubing hanger	1
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	1
CORRIDA SLA	Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	1
INSTALAR SECCION C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar BOPs e instalar sección C.	0,5
INSTALAR SECCION C	Retirar campana, Flow line y BOP stack	2
INSTALAR SECCION C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A..

Tabla 2. CWOP Rig mayor a 55°

RIG MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 para revestimiento de 9 5/8" con DP de 5 1/2".	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 1 y detectar el TOL 7" , con 5 Klbs de peso.	6,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bombear 40 bbls de píldora viscosa y circular hasta obtener retornos limpios en superficie @ 450-500 gpm.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA #1 a superficie parando en la torre el DP de trabajo.	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 1	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA #2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem, Broca de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7"	6
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem con tubería de 5 1/2" desde superficie hasta Landing collar	7
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Circular pozo a limpio reciprocando sarta al menos 30 ft. Circular hasta fondos limpios.	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 2 (continuación)

RIG MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	<p>Realizar bombeo y desplazamiento del agua fresca por Salmuera (Formiato de Sodio de 8.4 ppg). Bombear el siguiente tren de píldoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bombear 40 bbls de Agua Fresca @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Surfactante @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear 1.5 veces bbl la capacidad del pozo de agua filtrada @ 500 gpm. Continuar circulando el pozo hasta obtener las siguientes propiedades NTU < 50 y % TSS < 0.05. • Bombear Formiato de Sodio de 8.4 ppg @ 500 gpm asegurando cubrir 2000 ft por encima del tope del Liner, dejar el resto de pozo con agua filtrada. (El Company Man deberá realizar cálculo de volumen en sitio). 	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 del pozo con 1000 PSI, por 10 min	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA #2 a superficie, parando en la torre el DP 5 1/2" y quebrando DP 3 1/2".	6
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	R/U de herramientas y unidad de wireline.	1,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 2 (continuación)

RIG MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo	2,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.	4
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Quebrar sonda de registro.	1,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	0,5
CAÑONEO TCP	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo TCP".	0,5
CAÑONEO TCP	Realizar alistamiento y arme de cañones con tubería	7
CAÑONEO TCP	Correr BHA de cañones con tubería	13
CAÑONEO TCP	R/U de herramientas y unidad de wireline para correlacionar sarta	1
CAÑONEO TCP	Bajar sonda de registros eléctricos, correlacionar y sacar	4
CAÑONEO TCP	Detonar cañones y observar manifestación en superficie	1
CAÑONEO TCP	Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	15

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 2 (continuación)

RIG MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CAÑONEO TCP	Desarme de BHA de cañones	2
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	4
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	4
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	27
CORRIDA SLA	Instalar tubing hanger	1
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía y realizar rig down de herramientas de corrida de tubería de producción.	1
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	1,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 2 (continuación)

RIG MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	1
INSTALAR SECCION C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar BOPs e instalar sección C. Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	0,5
INSTALAR SECCION C	Retirar campána, Flow line y BOP stack	2
INSTALAR SECCION C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 3. CWOP Rigless workover menor a 55°.

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Movilizar torre de WO hacia el pozo	24
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	0,5
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	10,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar Kelly y swivel	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Subir y armar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 de Limpieza Mecánica para revestimiento de 9 5/8" con DP de 3 1/2".	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 1 de Limpieza Mecánica. Detectar el TOL 7", solo con 5-10 Klbs de peso.	15,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bombear 40 bbls de píldora viscosa y circular 1.5 fondos arriba @ 200 gpm (o al máximo caudal permitido por las bombas de la unidad de W.O.)	3,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA # 1 a superficie, parando en la torre el DP de trabajo. (verificar cantidad de solidos recuperados por el magneto y reportarlos)	7,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

Tabla 3 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 1	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem, Junk Mill de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7" (CEPILLO + RASPADOR)	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem con tubería de 3 1/2" desde superficie hasta el Landing collar del liner de 7".	12
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Circular pozo a limpio reciprocando sarta al menos 30 ft. Bombear píldoras viscosas y agua filtrada, circular hasta fondos limpios.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 del pozo con 1000 PSI, por 10 min	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar bombeo y desplazamiento del agua fresca por Salmuera (Formiato de Sodio de 8.4 ppg). Bombear el siguiente tren de píldoras: <ul style="list-style-type: none"> • Bombear 50 bbls de Agua Fresca @ 200 gpm. • Bombear 40 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Surfactante @ 200 gpm. • Bombear 40 bbls de Píldora Viscosa @ 200 gpm. • Bombear capacidad del pozo + 50 bbls de agua filtrada @ 200 gpm, hasta obtener propiedades de NTU < 50 y % TSS < 0.05 • Bombear 200 bbls de Formiato de Sodio @ 200 gpm y desplazar salmuera con 80 bbls de agua filtrada @ 200 gpm. 	4
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA # 2 a superficie, quebrando el DP de trabajo. (verificar cantidad de sólidos recuperados por el magneto y reportarlos)	15
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	2

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 3 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desconectar Kelly y Swivel	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	R/U de herramientas y unidad de wireline.	1,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo	3
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.	3,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Quebrar sonda de registro.	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	0,5
CAÑONEO WIRELINE	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo convencional".	0,5
CAÑONEO WIRELINE	Quitar campana y flow line,	2

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 3 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CAÑONEO WIRELINE	Instalar adapter y equipo de presión	2
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 1 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 1 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 2 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 3 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 4 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 5 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 6 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 7 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 8 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Desarme de equipos de presión, herramientas de WL y unidad de WL.	2
CAÑONEO TCP	Realizar alistamiento y arme de cañones con tubería	0

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 3 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CAÑONEO TCP	Correr BHA de cañones con tubería	0
CAÑONEO TCP	R/U de herramientas y unidad de wireline para correlacionar sarta	0
CAÑONEO TCP	Bajar sonda de registros eléctricos, correlacionar y sacar	0
CAÑONEO TCP	Detonar cañones y observar manifestación en superficie	0
CAÑONEO TCP	Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	0
CAÑONEO TCP	Desarme de BHA de cañones	0
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	4
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	4,5
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 3 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	28,8
CORRIDA SLA	Instalar tubing hanger	1
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía	1
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	1
CORRIDA SLA	Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	1
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar bops e instalar sección C.	0,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Retirar BOP stack y mesa de trabajo.	5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

Tabla 4. CWOP Rigless workover mayor a 55°

RIGLESS WORKOVER MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Movilizar torre de WO hacia el pozo	24
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	0,5
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	11
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar Kelly y Swivel	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" y Liner de 7".	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Subir y armar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 de Limpieza Mecánica para revestimiento de 9 5/8" con DP de 3 1/2".	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 1 de Limpieza Mecánica. Detectar el TOL 7", solo con 5-10 Kilbs de peso.	17
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bombear 40 bbls de píldora viscosa y circular 1.5 fondos arriba @ 200 gpm (o al máximo caudal permitido por las bombas de la unidad de W.O.)	3,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA # 1 a superficie, parando en la torre el DP de trabajo. (verificar cantidad de sólidos recuperados por el magneto y reportarlos)	8,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 4 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 1	1,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem, Junk Mill de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7" (CEPILLO + RASPADOR)	6,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tándem con tubería de 3 1/2" desde superficie hasta el Landing collar del liner de 7".	15,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Circular pozo a limpio reciprocando sarta al menos 30 ft. Circular hasta fondos limpios.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 del pozo con 1000 PSI, por 10 min	0,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar bombeo y desplazamiento del agua fresca por Salmuera (Formiato de Sodio de 8.4 ppg). Bombear el siguiente tren de píldoras: <ul style="list-style-type: none"> • Bombear 40 bbls de Agua Fresca @ 450 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 450 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Surfactante @ 450 gpm. • Bombear 50 bbls de Píldora Viscosa @ 450 gpm. • Bombear capacidad del pozo + 50 bbls de agua filtrada @ 450 gpm, hasta obtener propiedades de NTU < 50 y % TSS < 0.05 • Bombear 210 bbls de Formiato de Sodio @ 450 gpm y desplazar salmuera con 80 bbls de agua filtrada @ 450 gpm. 	4
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Sacar BHA # 2 a superficie, quebrando DC 4 3/4" y parando a la torre el DP de trabajo.	8,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	3,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 4 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desconectar Kelly y Swivel	1,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	R/U de herramientas y unidad de wireline.	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo	3
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.	3,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	•Nota: El pozo tiene una inclinación de 73,2° por lo cual se espera que la sonda de registros eléctricos no llegue a fondo; de esta manera se tomará el registro desde la profundidad a la que se encuentre la restricción hasta TOL 7" y se sacará registrando GR hasta superficie. Se tomará registros de la sección restante con tubería.	
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Quebrar sonda de registro.	1,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 4 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	1
CAÑONEO TCP	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo TCP".	0,5
CAÑONEO TCP	Realizar alistamiento y arme de cañones con tubería	6,5
CAÑONEO TCP	Correr BHA de cañones con tubería	11,5
CAÑONEO TCP	R/U de herramientas y unidad de wireline para correlacionar sarta	1
CAÑONEO TCP	Bajar sonda de registros eléctricos, correlacionar y sacar	4
CAÑONEO TCP	Detonar cañones y observar manifestación en superficie	1
CAÑONEO TCP	Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	16
CAÑONEO TCP	Desarme de BHA de cañones	2,5
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1,5
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	2,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 4 (continuación)

RIGLESS WORKOVER MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	3
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	27
CORRIDA SLA	Instalar tubing hanger	0,5
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía	0,5
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	1
CORRIDA SLA	Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	0,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar bops e instalar sección C.	0,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Retirar BOP stack y mesa de trabajo.	4

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 5. CWOP Rigless Workover-Coiled tubing menor a 55°.

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3
MOVILIZACIÓN CT	Movilizar Unidad de Coiled Tubing hasta locación del pozo _____	24
RIG UP/RIG DOWN CT	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y Prueba de Equipos de CT"	0,5
RIG UP/RIG DOWN CT	Realizar arme de equipos de CT 2". Armar conector de CT y probar equipos. Instalar una válvula de 7-1/16" + Flanche Adapter 11" 5K x 7 1/16" + DSA 13 5/8 5K x 11" 5K sobre la sección B 13 5/8" 5K.	14,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 para limpieza con Junk Mill plano de 5 3/4"+ motor + centralizador no rotativo de 4 3/4". Realizar pruebas.	2,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	RIH con BHA # 1 desde superficie hasta el TOC reportado.	5,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Moler cemento hasta el LC a un caudal de 1,5 bpm, ROP de 0,2 - 0,3 ft/min, bombear píldora de gel 60# cada 30 ft perforados de cemento (Nota: Levantar CT 100 ft por cada 40 ft molidos). Después de que la píldora este en superficie iniciar a sacar el CT hasta el CSG de 9 5/8" (TOL) y detener bombeo 1 hora, para decantación de sólidos a fondo. Sacar el CT hasta superficie.	8
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 2 con herramienta de limpieza hidráulica Rotating wash Tool. Realizar pruebas.	3
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	R/U de la herramienta a cabeza de pozo y realizar prueba al stripper con 500/3000 psi..	2,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 5 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Correr BHA # 2 de limpieza + CT lavando y realizando pull test cada 3000 ft desde superficie hasta 50 ft por encima del tope del liner de 7" (TOL), continuar bajando y lavando a 2.0 bpm hasta 50 ft por debajo del 7" TOL. En este punto bombear 50 bbl de píldora de gel levantando el CT hasta quedar en el 7" TOL y circular la píldora.	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Detener bombeo 1 hora, para decantación de solidos a fondo.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Continuar bajando lavando hasta fondo de pozo a 30 ft/min y 1.5 - 2.0 bpm. Una vez en fondo, bombear tren de píldoras.	3
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar desplazamiento de píldoras bombeando formiato de sodio de 8.4 PPG, simultáneamente, sacar BHA # 3 de limpieza + CT hasta +/- 2000 ft por encima del TOL, asegurando que esta píldora siempre se encuentre por encima de la boquilla durante la sacada. Dejar el pozo con formiato de sodio 8.4 PPG hast 2000 ft por encima del TOL de 7", a partir de este punto, comenzar a bombear agua filtrada	7
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 al pozo con 1000 psi por 30 minutos.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Continuar sacando el CT hasta superficie.	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 3	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Rig Down equipos de CT (R/D parcial de equipos instalados en cabeza de pozo). Nota: -Los equipos de CT quedan en locación hasta después del registro de calidad de cemento como contingencia para una cementación remedial. -La unidad de bombeo queda como contingencia para control de pozo hasta después del cañoneo con WL e instalación de una válvula de 7-1/16" 5K para dejar controlado el pozo.	10

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 5 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	R/U de herramientas y unidad de wireline.	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo	3
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.	3,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Quebrar sonda de registro.	2
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO Y VSP	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	1
CAÑONEO WIRELINE	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo convencional".	0,5
CAÑONEO WIRELINE	Instalar adapter y equipo de presión	2
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 1 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 5 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 2 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 3 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 4 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 5 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 6 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 7 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 8 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Corrida 9 (Izar/Bajar/Correlacionar/Detonar / Sacar cañon)	3,5
CAÑONEO WIRELINE	Desarme de equipos de presión, herramientas de WL y unidad de WL.	2
MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Movilizar torre de WO hacia el pozo _____	24
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A..

Tabla 5 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	11
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	4,5
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	5
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	27
CORRIDA SLA	Instalar tubing hanger	1
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía y realizar rig down de herramientas de corrida de tubería de producción.	1
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 5 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MENOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	2
CORRIDA SLA	Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	1
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar bops e instalar sección C.	0,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Retirar BOP stack y mesa de trabajo.	4,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6. CWOP Rigless Workover-Coiled tubing mayor a 55°.

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
MOVILIZACIÓN CT	Movilizar Unidad de Coiled Tubing hasta locación del pozo _____	24
RIG UP/RIG DOWN CT	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y Prueba de Equipos de CT"	0,5
RIG UP/RIG DOWN CT	Realizar arme de equipos de CT 2". Armar conector de CT y probar equipos. Instalar una válvula de 7-1/16" + Flanche Adapter 11" 5K x 7 1/16" + DSA 13 5/8 5K x 11" 5K sobre la sección B 13 5/8" 5K.	15
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 1 para limpieza con Junk Mill plano de 5 3/4"+ motor + centralizador no rotativo de 4 3/4". Realizar pruebas.	2,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	RIH con BHA # 1 desde superficie hasta el TOC reportado.	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Moler cemento hasta el LC a un caudal de 1,5 bpm, ROP de 0,2 - 0,3 ft/min, bombear píldora de gel 60# cada 30 ft perforados de cemento (Nota: Levantar CT 100 ft por cada 40 ft molidos). Después de que la píldora este en superficie iniciar a sacar el CT hasta el CSG de 9 5/8" (TOL) y detener bombeo 1 hora, para decantación de sólidos a fondo. Sacar el CT hasta superficie.	8
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 1	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Armar BHA # 2 con herramienta de limpieza hidráulica Rotating wash Tool. Realizar pruebas.	1,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	R/U de la herramienta a cabeza de pozo y realizar prueba al stripper con 500/3000 psi..	2,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Correr BHA # 2 de limpieza + CT lavando y realizando pull test cada 3000 ft desde superficie hasta 50 ft por encima del tope del liner de 7" (TOL), continuar bajando y lavando a 2.0 bpm hasta 50 ft por debajo del 7" TOL. En este punto bombear 50 bbl de píldora de gel levantando el CT hasta quedar en el 7" TOL y circular la píldora.	5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Detener bombeo 1 hora, para decantación de solidos a fondo.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Continuar bajando lavando hasta fondo de pozo a 30 ft/min y 1.5 - 2.0 bpm. Una vez en fondo, bombear tren de píldoras.	3
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar desplazamiento de píldoras bombeando formiato de sodio de 8.4 PPG, simultáneamente, sacar BHA # 3 de limpieza + CT hasta +/- 2000 ft por encima del TOL, asegurando que esta píldora siempre se encuentre por encima de la boquilla durante la sacada. Dejar el pozo con formiato de sodio 8.4 PPG hast 2000 ft por encima del TOL de 7", a partir de este punto, comenzar a bombear agua filtrada	6,5
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Realizar prueba de integridad # 1 al pozo con 1000 psi por 30 minutos.	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Continuar sacando el CT hasta superficie.	2
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Desarmar BHA # 2	1
LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO	Rig Down equipos de CT (R/D parcial de equipos instalados en cabeza de pozo). Nota: -Los equipos de CT quedan en locación hasta después del registro de calidad de cemento como contingencia para una cementación remedial. -La unidad de bombeo queda como contingencia para control de pozo hasta después del cañoneo con WL e instalación de una válvula de 7-1/16" 5K para dejar controlado el pozo.	9

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento"	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	R/U de herramientas y unidad de wireline.	0,5
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Bajar sonda de registros eléctricos CBL, VDL, CCL, Ultrasonico de cementación, hasta fondo de pozo	3
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	<p>Sacar registrando calidad de cemento desde fondo de pozo hasta el 7" TOL a 30 ft/min (realizar repetida de aproximadamente 200 ft a tope de liner). Sacar desde 7" TOL hasta superficie tomando GR a 100 ft/min.</p> <p>•Nota: El pozo tiene una inclinación de 73,2° por lo cual se espera que la sonda de registros eléctricos no llegue a fondo; de esta manera se tomará el registro desde la profundidad a la que se encuentre la restricción hasta TOL 7" y se sacará registrando GR hasta superficie. Se tomará registros de la sección restante con tubería.</p>	4
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Quebrar sonda de registro.	1
REGISTRO DE CALIDAD DE CEMENTO	Realizar prueba de integridad # 2 del pozo con 2500 PSI, por 30 min	1
CAÑONEO TCP	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "cañoneo TCP".	0,5
CAÑONEO TCP	Realizar alistamiento y arme de cañones con tubería	7,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CAÑONEO TCP	Correr BHA de cañones con tubería	12,5
CAÑONEO TCP	R/U de herramientas y unidad de wireline para correlacionar sarta	1
CAÑONEO TCP	Bajar sonda de registros eléctricos, correlacionar y sacar	3,5
CAÑONEO TCP	Detonar cañones y observar manifestación en superficie	1
CAÑONEO TCP	Sacar quebrando DP con BHA de cañones detonados	15
CAÑONEO TCP	Desarme de BHA de cañones	3
RIG UP/RIG DOWN CT	Rig Down total equipos de CT	9
MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Movilizar torre de WO hacia el pozo	24
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	0,5
RIG UP EQUIPO DE INTERVENCIÓN	Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	10
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de equipo BES"	0,5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Subir y armar herramientas de manejo de tubing de producción	1
CORRIDA SLA	Realizar arme de BHA del equipo BES.	6,5
CORRIDA SLA	Armar y conectar Y-tool al equipo BES.	3
CORRIDA SLA	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para izaje de rueda guía y cable de potencia y para bajar equipo BES con tubing de producción	0,5
CORRIDA SLA	Levantar rueda guía con cable de potencia y realizar conexión del cable al motor.	1
CORRIDA SLA	Bajar el equipo BES con tubería de producción, según diseño del pozo. La prueba inicial de tubería y cable con la primera parada de tubería, luego ir megando el cable cada 1000 ft y probando integridad del sistema con 1000 psi @ 10 minutos. El intake deberá quedar a la profundidad recomendada en el programa de corrida.	27
CORRIDA SLA	Instalar tubing hanger	1
CORRIDA SLA	Bajar rueda guía	1
CORRIDA SLA	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubing de producción	1

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Tabla 6 (continuación)

RIGLESS WORKOVER-COILED TUBING MAYOR A 55°		
FASE	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)
CORRIDA SLA	Realizar packoff con conector al cable de potencia y ensamble de cable en tubing hanger y equipo BES.	2
CORRIDA SLA	Sentar la sarta en el tubing-head. Retirar tubos de manejo y realizar megado de cable BES.	1
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar bops e instalar sección C.	0,5
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Retirar BOP stack y mesa de trabajo.	4
INSTALACIÓN SECCIÓN C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C.	3

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

ANEXO B

Registro CWOP Programable (Hoja 1)

REGISTRO CWOP

Ingrese información de registro

CAMPO	CAMPO 1						
POZO	POZO A						
HORA DE INICIO	17	DÍA	31	MES	3	AÑO	2019
FECHA Y HORA DE INICIO DE COMPLETAMIENTO	31/03/2019 17:00						
FECHA Y HORA DE FINALIZACIÓN DE COMPLETAMIENTO	10/04/2019 02:48						
LONGITUD A CAÑONEAR (ft)	120						
PROFUNDIDAD FINAL (MD) ft	2000			PROFUNDIDAD INTAKE (ft)	1200		
DESVIACIÓN	MENOR A 55°						
TIPO DE LECHADA	LECHADA ESPUMOSA						
TIPO DE COMPLETAMIENTO	CONVENCIONAL						
ESTRATEGIA DE COMPLETAMIENTO	RIGLESS-WO						

FASES	COMPAÑIA
MOVILIZACIÓN_EQUIPO_DE_INTERVENCIÓN	
RIG_UP_EQUIPO_DE_INTERVENCIÓN	
LIMPIEZA_CASING_Y_LINER_Y_CAMBIO_DE_FLUIDO	
REGISTRO_DE_CALIDAD_DE_CEMENTO	
CAÑONEO_WIRELINE	
CAÑONEO_TCP	
CORRIDA_SLA	
INSTALACIÓN_SECCIÓN_C	

Fuente: elaboración propia

Registro CWOP programable (hoja 2)

ITEM	DÍA	FASE	COMPAÑÍA ASIGNADA	OPERACIONES PASO A PASO	TIEMPO PLANEADO (HRS)	TIEMPO PLANEADO TOTAL (HRS)	TIEMPO LIMPIO TOTAL EJECUTADO (HRS)	OPERACIÓN ADICIONAL	TIEMPO EJECUTADO OPERACIÓN ADICIONAL (HRS)	TIEMPO EJECUTADO TOTAL (HRS)	TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT)	TIEMPO EJECUTADO SIN NPT (HRS)	PROTECCIÓN DE TIEMPOS	DESVIACIÓN	DESCRIPCIÓN DE LA DESVIACIÓN NPT
													31/03/2019 17:00		
1	0	MOVILIZACIÓN EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Movilizar torre de WO hacia el pozo	24					0		0	01/04/2019 17:00		
2	1	RIGUP EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	0.5					0		0	01/04/2019 17:30		
3	1	RIGUP EQUIPO DE INTERVENCIÓN		Realizar RIU de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler.	10.5					0		0	02/04/2019 04:00		
4	1	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Armar Kelly y swivel	2					0		0	02/04/2019 04:30		
5	1	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza de casing 9 5/8" en liner de 7"	0.5					0		0	02/04/2019 06:00		
6	2	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Subir y armar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1.5					0		0	02/04/2019 08:00		
7	2	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Armar BHA # 1 de Limpieza Mecánica para revestimiento de 9 5/8" con DP de 3 1/2".	2					0		0	02/04/2019 23:30		
8	2	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Bajar BHA # 1 de Limpieza Mecánica. Detectar el TOL T", solo con 5-10 Klbs de peso.	15.5					0		0	03/04/2019 03:00		
9	2	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Pompear 4000 lbs de pistones viscosos y circular 15 fondos arriba @ 200 gpm (o al máximo que el equipo permita).	3.5					0		0	03/04/2019 10:30		
10	3	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Subir BHA # 1 a superficie, parado en la torre el DP de trabajo. (verificar cantidad de fondos recuperados por el equipo).	7.5					0		0	03/04/2019 11:30		
11	3	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Desarmar BHA # 1	1					0		0	03/04/2019 12:30		
12	3	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Armar BHA # 2 de limpieza de casing 9 5/8" y liner 7" en tandem, Junk Mill de 6" y bajar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tandem con tubería de 3 1/2" de trabajo.	5					0		0	03/04/2019 17:30		
13	3	LIMPIEZA CASING 9 5/8" Y LINER 7" Y CAMBIO DE FLUIDO		Armar BHA # 2 de limpieza mecánica de casing 9 5/8" y liner 7" en tandem con tubería de 3 1/2" de trabajo. Limpiar pozo limpio	12					0		0	04/04/2019 05:30		

Fuente: elaboración propia

Registro CWOP programable (hoja 3)

	SERVICIOS	DIA OPS 1	DIA OPS 2	DIA OPS 3	DIA OPS 4	DIA OPS 5	DIA OPS 6	DIA OPS 7	DIA OPS 8	DIA OPS 9	DIA OPS 10	TOTAL	TOTAL ARMENIA	
	Fecha	31/03/2019	01/04/2019	02/04/2019	03/04/2019	04/04/2019	05/04/2019	06/04/2019	07/04/2019	08/04/2019	09/04/2019			
PLANEADO	EQUIPO DE PERFORACION Y/O WORKOVER	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 12,419.58	\$ 124,195.78	\$ 124,195.78	
	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS							\$ 1,841.42				\$ 1,841.42	\$ 126,037.20	
	UNIDAD DE SWABBING / SLICKLINE / BRAIDED LINE	\$ 4,462.50										\$ 4,462.50	\$ 130,499.70	
	CAÑONEO CON CABLE - CAÑONEO CON TOP					\$ 45,740.60	\$ 45,740.60					\$ 91,481.20	\$ 221,980.90	
	COMUNICACIONES	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 350.04	\$ 3,500.37	\$ 225,481.27	
	FLUIDO DE PERFORACION, COMPLETAMIENTO Y FILTRACION	\$ 8,219.93	\$ 8,219.93	\$ 8,219.93									\$ 24,659.78	\$ 250,141.05
	LIMPIEZA INTERNA DE REVESTIMIENTO	\$ 8,154.77	\$ 8,154.77	\$ 8,154.77									\$ 24,464.31	\$ 274,605.36
	PROFESIONALES DE SUPERVISIONE ING. DE PERFORACION	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 3,319.57	\$ 33,195.72	\$ 307,801.08
	REGISTROS ELECTRICOS O PRODUCCIÓN				\$ 20,908.30								\$ 20,908.30	\$ 328,709.38
	TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES	\$ 3,137.63	\$ 3,137.63	\$ 3,137.63						\$ 3,137.63	\$ 3,137.63		\$ 15,688.17	\$ 344,397.55
	ARBOL DE PRODUCCION Ó INYECCIÓN												\$ 45,885.81	\$ 390,283.35
	EQUIPO DE SUBSUELO PARA COMPLETAMIENTO												\$ 218,862.92	\$ 609,146.27
	TUBERIA DE PRODUCCION Ó INYECCIÓN												\$ 69,615.00	\$ 678,761.27
	SEGURIDAD	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 500.40	\$ 5,004.00	\$ 683,765.27
	CALIDAD	\$ 705.68	\$ 705.68							\$ 705.68	\$ 705.68		\$ 2,822.73	\$ 686,588.00
	FRACTURAMIENTO Y TESTING												\$ -	\$ 686,588.00
	SERVICIO ADICIONAL PLANEADO 1												\$ -	\$ 686,588.00
	SERVICIO ADICIONAL PLANEADO 2												\$ -	\$ 686,588.00
	SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00
	SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00
SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00	
SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00	
SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00	
SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00	
SERVICIO ADICIONAL PLANEADO												\$ -	\$ 686,588.00	
TOTAL		\$ 41,270	\$ 36,888	\$ 36,102	\$ 37,498	\$ 62,330	\$ 62,330	\$ 18,431	\$ 17,295	\$ 20,433	\$ 354,091	---	---	
REAL	EQUIPO DE PERFORACION Y/O WORKOVER											\$ -	\$ -	
	UNIDAD DE COILD TUBING Y NITROGENO											\$ -	\$ -	
	UNIDAD DE SWABBING / SLICKLINE / BRAIDED LINE											\$ -	\$ -	
	CAÑONEO CON CABLE - CAÑONEO CON TOP											\$ -	\$ -	
	COMUNICACIONES											\$ -	\$ -	
	FLUIDO DE PERFORACION, COMPLETAMIENTO Y FILTRACION											\$ -	\$ -	
	LIMPIEZA INTERNA DE REVESTIMIENTO											\$ -	\$ -	
	PROFESIONALES DE SUPERVISIONE ING. DE PERFORACION											\$ -	\$ -	
	REGISTROS ELECTRICOS O PRODUCCIÓN											\$ -	\$ -	
	TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES											\$ -	\$ -	
	ARBOL DE PRODUCCION Ó INYECCIÓN											\$ -	\$ -	
	EQUIPO DE SUBSUELO PARA COMPLETAMIENTO											\$ -	\$ -	
	TUBERIA DE PRODUCCION Ó INYECCIÓN											\$ -	\$ -	
	SEGURIDAD											\$ -	\$ -	
	CALIDAD											\$ -	\$ -	
	FRACTURAMIENTO Y TESTING											\$ -	\$ -	
CATCH TANK											\$ -	\$ -		

Fuente: elaboración propia