

**EVALUACIÓN DE UN MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN EN PROCESOS DE
INTERVENCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN EL ABANDONO DEFINITIVO DE
LOS POZOS C-1 Y P-1**

**REAL BUSTOS ELKIN SMITH
SANCHEZ TORRES ANDRES FELIPE**

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

Director

**Oscar Armando Arenas Mantilla
Ingeniero de Petróleos**

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

2021

Nota de aceptación:

Nombre
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente del jurado

Nombre
Firma del jurado

Nombre
Firma del jurado

Bogotá D.C., 03 de febrero de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. Julio César Fuentes Arismendi

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Juan Carlos Rodríguez Esparza

DEDICATORIA

Toda gloria, honra y exaltación para el Dios que jamás deja en vergüenza a sus siervos y los honra con su bendición y al que tiene un nombre que es por sobre todo nombre, יהוה.

A mis padres, Rosa María Bustos Anzola y Danilo Real quienes forjaron la persona y el profesional que soy. Su bendición diaria me protegió y me llevó por el camino correcto, permitiéndome honrarlos como hijo. Por eso, ofrezco mi ofrenda como agradecimiento a ustedes este trabajo de grado, y que gracias a su esfuerzo y lucha diaria permitieron que me formara como ingeniero.

DEDICATORIA

“Esta tesis está dedicada Dios por permitirme culminar mi carrera a mis padres y familia por ayudarme a realizar mi sueño de ser ingeniero.

“Porque todas las cosas proceden de él, y existen por él y para él.

¡A él sea la gloria por siempre! Amén.”

Romanos 11:36

Mi madre Sonia Jazmín Torres por ayudarme a levantarme cada día y a luchar por mis sueños, a mi padre Nelson Sánchez por los consejos que me ayuda no solo para mi vida personal sino también profesional.

AGRADECIMIENTOS

A YHWH, Dios altísimo que me bendice con sabiduría para desarrollar con éxito cada uno de mis proyectos.

A mis padres, Rosa María Bustos Anzola y Danilo Real, quienes luchan cada día por mí hermano Iván Saíd Real Bustos y por mí, y logran darnos tranquilidad, paz y sobre todo amor, Infinitas gracias.

A Nicolás Dallam Gaviria Díaz, quien con su amor, paciencia y apoyo me dio alientos en los momentos más complicados.

A Oscar Armando Arenas Mantilla, quien me permitió ser parte de este proyecto y así poder culminar mi carrera como ingeniero, gracias por compartir conmigo sus conocimientos, experiencia y por sobre todo gracias por la confianza.

A cada uno de los ingenieros de la Universidad América quienes, con su paciencia, amor y profesionalismo lograron transmitir sus conocimientos hacia mí, lo que me permitirá desempeñarme en el ámbito profesional.

AGRADECIMIENTOS

“Agradecer primero a Dios por permitirme conocer esta carrera tan maravillosa al lado de mis compañeros, profesores y universidad.

A mi compañero de tesis por cada momento que pasamos para llegar a terminar la carrera.

A los profesores que hicieron parte de mi crecimiento académico, profesional y compartieron además de su enseñanza un granito de arena para crecer como persona desde su experiencia al ámbito profesional.”

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

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO	24
1.1. Intervención a pozos	24
1.2. Tipos de intervenciones	25
1.3. Empresas con un modelo sistemático	28
2. METODOLOGÍA Y DATOS	32
2.1. Diagnóstico de los procedimientos utilizados actualmente en proyectos de intervención	35
2.1.1. Gestión de las operaciones	35
2.1.2. Deficiencias de las operaciones	37
2.1.3. Organización y estrategias actuales	37
2.1.4. Genoma	38
2.1.5. Well Delivery Process	39
2.1.6. IDA – Intervención y desincorporación de los activos de producción. 47	
2.1.7. Diagnostico final de la gestión de operaciones	49
2.2. Gestión de los procesos de intervención	50
2.2.1. Supervisión y monitoreo de pozos	51
2.2.2. Revisión y análisis de pozos	51
2.2.3. Oportunidades de trabajos en pozos	51
2.2.4. Retroalimentación de trabajos en pozo y lecciones aprendidas	51
2.3. Identificación de variables de complejidad para la intervención	51
2.3.1. Variables para la planeación	52
2.3.2. Variables para la ejecución	53
2.3.3. Variables para el cierre	54
2.4. Indicadores de complejidad y aplicabilidad para optimización de la intervención	54
2.4.1. Matriz RAM	55
2.4.2. Costo – Tiempo	55
2.4.3. AFE – Authority For Expenditure	55
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	56

3.1.	Objetivo del modelo sistemático para intervención	56
3.2.	Matriz de complejidad para intervención	57
3.3.	Solicitud y requerimientos de intervención	63
3.4.	Fase de evaluación y desarrollo del alcance técnico	64
3.4.1.	Variables en la fase de evaluación y desarrollo técnico	64
3.5.	Fase de detalle	69
3.5.1.	Variables críticas en la fase de detalle	69
3.6.	Fase de ejecución	71
3.6.1.	Variables críticas en la ejecución	72
3.7.	Fase de cierre	74
3.7.1.	Variables críticas en el cierre	74
3.7.2.	Roles y responsabilidades	78
3.8.	Implementación del modelo sistemático para el abandono definitivo	84
3.8.1.	Pozo C-1	84
3.8.2.	Pozo P-1	104
3.9.	Desempeño del modelo	120
4.	CONCLUSIONES	134
	BIBLIOGRAFÍA	135
	ANEXOS	137

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ciclo de vida de un yacimiento.	27
Figura 2. Ciclo de vida de un pozo.	27
Figura 3. Flujograma de la metodología del proyecto	32
Figura 4. Procesocore de E&P de Ecopetrol	36
Figura 5. Cinco fases del WDP	41
Figura 6. Comité de Perforación y Completamiento	42
Figura 7. Matriz de escalamiento por complejidad	42
Figura 8. Matriz escalamiento y toma de decisión "onshore"	43
Figura 9. Equivalencia organizacional	45
Figura 10. Estructura global del proceso WDP	46
Figura 11. Estructura global del proceso WDP	47
Figura 12. Mapa de procesos VDP	48
Figura 13. Flujograma para el servicio a pozos	49
Figura 14. Flujograma para reacondicionamiento a pozos	50
Figura 15. Estructura WIP fase 1	65
Figura 16. Estructura WIP fase 2	70
Figura 17. Estructura WIP fase 3	72
Figura 18. Estructura WIP fase 4	75
Figura 19. Estructura sugerida para la documentación.	77
Figura 20. Modelo sistemático para la gestión de procesos de intervención	78
Figura 21. Condición actual del pozo C-1	85
Figura 22. Reporte de evaluación de integridad para el pozo C-1	88
Figura 23. Selección de la mejor opción del pozo C-1	89
Figura 24. Comparación de los estados mecánicos propuestos	90
Figura 25. Cronograma de la intervención con WIP	97
Figura 26. AFE al detalle de la intervención del pozo C-1	100
Figura 27. Tabla de contenido del programa final del pozo C-1	102
Figura 28. Forma 7CR del pozo C-1	103
Figura 29. AFE al detalle Pozo P-1	117
Figura 30. Forma 7CR del pozo P-1	118
Figura 31. Cronograma de la intervención con WDP	128
Figura 32. Comparación de tiempos programados	129
Figura 33. Tiempos totales en la planeación con WIP	129
Figura 34. Tiempo Planeado Vs. Real del abandono del pozo P-1	131
Figura 35. NPT en el abandono del pozo P-1	131

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Porcentajes para evaluación de complejidad	58
Tabla 2. Localización, vías y contrapozo	58
Tabla 3. Equipo de Intervención	59
Tabla 4. Profundidad (MD-ft) Pozo a intervenir	59
Tabla 5. Arquitectura pozo productor	59
Tabla 6. Inclinación para pozo inyector selectivo	59
Tabla 7. Dogleg (°/100 ft)	60
Tabla 8. Tipo de fluido	60
Tabla 9. Nivel de concentración H ₂ S	60
Tabla 10. Gradiente de presión	60
Tabla 11. Condiciones del completamiento	61
Tabla 12. Estado mecánico actual	62
Tabla 13. Componentes instalados en completamiento / Pozo	62
Tabla 14. Estado del revestimiento	62
Tabla 15. Calidad del cemento en zona de interés	62
Tabla 16. Costo	63
Tabla 17. Categorización de nivel de complejidad	63
Tabla 18. Estructura de aprobación	68
Tabla 19. Matriz RASCI. Solicitudes y requerimientos	79
Tabla 20. Matriz RASCI – Continuación Tabla 19. Solicitudes y Requerimientos	79
Tabla 21. Matriz RASCI. Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la	80
Tabla 22. Matriz RASCI – Continuación Tabla 21. Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la intervención.	80
Tabla 23. Matriz RASCI. Detalles de la intervención	81
Tabla 24. Matriz RASCI – Continuación Tabla 23. Detalles de la intervención	81
Tabla 25. Matriz RASCI. Ejecución de la intervención	82
Tabla 26. Matriz RASCI – Continuación Tabla 25. Ejecución de la intervención	82
Tabla 27. Matriz RASCI. Cierre de la intervención	83
Tabla 28. Matriz RASCI – Continuación Tabla 27. Cierre de la intervención	83
Tabla 29. Directriz de los roles y responsabilidades	83
Tabla 30. Matriz de complejidad del pozo C-1	87
Tabla 31. Segunda parte de la selección de la mejor opción	91
Tabla 32. Bases de diseño del pozo C-1	92
Tabla 33. Continuación - Bases de Diseño (Fluidos de Completamiento)	92
Tabla 34. Continuación - Bases de Diseño (objetivos del esquema propuesto)	93
Tabla 35. Continuación - Bases de Diseño (Registro y Cañoneo)	94
Tabla 36. Continuación - Bases de Diseño (Abandono definitivo)	95
Tabla 37. Costos y gastos estimados	96
Tabla 38. Matriz RAM para el pozo C-1	98

Tabla 39. Matriz de complejidad para el pozo P-1	106
Tabla 40. Evaluación de Integridad del pozo P-1	107
Tabla 41. Formato de la selección de la mejor opción pozo P-1	108
Tabla 42. Anexos en fase de selección	109
Tabla 43. Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 1	110
Tabla 44. Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 2	110
Tabla 45. Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 3	111
Tabla 46. Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 4	111
Tabla 47. Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 5	112
Tabla 48. Matriz de riesgo para el pozo P-1	113
Tabla 49. Segunda sección de la Matriz de riesgo	114
Tabla 50. Cronograma intervención pozo P-1	119
Tabla 51. Comparación programas de intervención del pozo X respecto al programa desde el WIP	124
Tabla 52. Comparación WIP y Well Planning	125
Tabla 53. Comparación de variables de complejidad	126
Tabla 54. Comparación de los costos finales WDP y WIP	127
Tabla 55. Variables que generaron NPT en el abandono del pozo P-1	132

LISTA DE ABREVIATURAS

ADCO: Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations

AFE: Authority for Expenditure

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

ASP: Administración Seguridad de Procesos

BOP: Blowout Preventer

CT: Coiled Tubing

CWOP: Completion Well On Paper

DLT: Design Life Time

DWOP: Drill Well On Paper

E&P: Exploración y Perforación

ECP: Ecopetrol

EDP: Ecopetrol Desarrollo de Proyectos

EDP: Ecopetrol Desarrollo de Proyectos

EGP: Ecopetrol Gestión de Producción

EPM: Empresas Públicas de Medellín

eWDP: Electronic Well Delivery Process

EXP: Exploración

Ft: Feet

GAA: Gerenciamiento de Activos no Asociados

GOD: Gestión de Oportunidades de Desarrollo

HSE: Health Security Environment

HSEQ: Health Security Environment Quality

IDA: Intervenciones y Desincorporación

IP: Índice de Producción

KPI: Key Performance Indicator

MAASP: Maximum Allowable Annulus Surface Pressure

MAWOP: Maximum Allowance Working Operating Pressure

MD: Measure Deep

MEL: Minimum Equipment Level

MEP: Mejora de Eficiencia en Producción

MOP: Margin Operating Pressure

NPT: Not Productive Time

P&C: Perforación y Completamiento

PDSW: Project Delivery System for Wells

PGS: Project Gate System

PIC: Planeación Integridad de Campos

RASCI: Responsibility Assignment Template (Responsible, Accountable, Supportive, Consulted and Informed)

SLA: Sistema de Levantamiento Artificial

STL: Service The Limit

VAS: Vicepresidencia de Activos con Socios

VDS: Virtual Dedicated Server

VEX: Vicepresidencia de Exploración

VNC: Vicepresidencia de No Convencionales

WDP: Well Delivery Process

WIMS: Well Integrity Management System

WIP: Well Intervention Process

WP: Well Process

WRO: Well Reliability and Optimization

RESUMEN

La empresa tiene una meta en la estandarización de cada uno de sus procesos entre los cuales se encuentra el modelo “Well Delivery Process”, el cual ha demostrado eficiencia en el área de P&C, pero la falta de estandarización e identificación de variables que le permitan reducir los tiempos no productivos y actividades de poco valor agregado en el área de intervención, no le ha permitido crear un flujo de trabajo eficiente en la planeación y ejecución de proyectos de intervención que se consideran especiales. Para ello, se propuso el “Well Intervention Process” que permitió la evaluación como modelo sistemático de gestión, los procesos de intervención en la implementación para el abandono definitivo de los pozos C-1 y P-1.

Se obtiene una matriz de complejidad que permitió la evaluación en dos pozos prospectivos, que después de obtener una evaluación con rangos de complejidad alta, se inició el proceso de solicitud de intervención, lo que llevo a la ejecución del modelo de cuatro fases. De allí se identificaron las variables de complejidad que intervienen en cada una de las fases secuenciales con actividades y entregables específicos. Se comparó con modelos propuestos para la compañía, donde se evidencio la falta de un modelo estandarizado. Esto permitió un flujo de trabajo eficiente entre las áreas encargadas de acuerdo a la definición de roles y responsabilidades, y lo que resulto en la disminución de aproximadamente 565 días de planeación y ejecución del modelo de gestión, además de la estandarización para los procesos de intervención especiales.

La estandarización de una filosofía de trabajo, donde se incluyan todas las áreas y se ejecute de manera sistematizada, permite la optimización de los procesos y reducen los tiempos de ejecución, lo cual aumenta la eficiencia en las operaciones y permite un mejoramiento continuo de los procesos de intervención.

Palabras Clave: Intervención, Modelo Sistemático, Nivel de Riesgo, Planeación, Ejecución, Well Delivery Process, Abandono, Confiabilidad.

INTRODUCCIÓN

En la industria del petróleo, existe una creencia limitante en el área de optimización de entrega de pozo [1] y esto representa una gran oportunidad de mejora para las compañías que han estructurado un sistema de entrega de valor (VDS) y que actualmente es conocido como *Well Delivery Process* (WDP). «Este proceso define las mejores prácticas a lo largo de todo el ciclo de vida, desde el concepto hasta la entrega del producto para la operación de producción de hidrocarburos o la recopilación de datos en el caso de un pozo de exploración o evaluación que no se convierte en un pozo productor. Este documento trata el WDP como un sistema o modelo y no como un proceso a pesar de la nomenclatura aceptada por la industria.» [2]

Las actividades de Intervención a pozos de petróleo y gas, son de vital importancia para el sostenimiento de la curva de producción, [1] desde el diseño y estudios preliminares hasta el abandono final de un pozo. La compañía genera inversiones para mantener los activos y sacarles el mayor provecho. Es por esto que, la eficiencia a niveles económicos y técnicos en dichas operaciones, dependen en gran medida del método en cómo se manejan los ciclos de los proyectos.

“Las compañías que han tomado la iniciativa de construir nuevas formas de optimizar y mejorar las operaciones a manera de recorte en los plazos de producción y optimizando los flujos de caja” [3] se han visto involucradas en los diferentes modelos WDP en la industria.

Ecopetrol S.A., ha sido una de las empresas reconocidas a nivel mundial que han tomado la iniciativa de estandarizar sus operaciones de perforación a través de modelos de gestión, pero aún existe una brecha que no permite optimizar el flujo de trabajo en las intervenciones a pozos, y aún más los pozos catalogados como críticos con un flujo de trabajo independiente y estandarizado en cada una de sus fases. Esto conlleva a tiempos no productivos y gastos no deseados dentro de las intervenciones de la compañía.

Debido a la falta de estandarización en los procesos de planeación, ejecución, cierre y retroalimentación de los trabajos de intervención a pozos, se encuentran oportunidades de mejora en los costos globales de las intervenciones.

Dentro de las variables identificadas en un proceso WDP, se encuentran inicialmente las etapas de: Identificación y evaluación, evaluación y selección, planificación y contratación, ejecución y finalmente, entrega y cierre [1] . Segundo, se describen algunas de las herramientas del modelo: “RASCI Charts (Responsable, Consultado, Informado), bases de diseño (BOP), gestión del riesgo e incertidumbre, programa detallado, proceso del límite técnico, estimación de costos, lista de equipo maestro (MEL), ejercicios sobre papel (DWOP/CWOP), “*pre-spuds*” (reuniones), revisiones y asistencia, lista de verificación y directrices, y finalmente las lecciones aprendidas.” [1]

Adicionalmente, la falta de especificación de las métricas en las variables ya identificadas, específicamente para las operaciones de intervención, hace que se obtengan operaciones con una baja eficiencia, tiempos fuera de lo planeado y demora en el retorno de inversión. En resultado a esto, la compañía identifica en sus planes de negociación aumentos de las inversiones de capital y aumentos en sus gastos operativos. Como consecuencias adicionales a esto, la compañía se ve afectada en la curva del costo del barril de petróleo al momento de su caída, llegando a un límite económico operacional que al final se puede traducir como cierre total de un activo.

Ecopetrol S.A., ha demostrado con el proceso *WDP* grandes beneficios económicos y beneficios en los tiempos operativos, algo que se ha centrado en la etapa de perforación y completamiento, lo que indica que aún existe una brecha que no permite optimizar el flujo de trabajo en las etapas de intervención a pozo, y aun con más impacto en los pozos críticos que llevan un proceso de trabajo independiente, lo que resulta en tiempos no productivos dentro de dichas intervenciones.

La implementación de un modelo sistemático de gestión para intervención y aplicado inicialmente para el abandono, buscaría estandarizar no solo las operaciones de abandono, si no también, de intervención en general para que puedan ser ejecutados de manera confiable y eficiente. El objetivo principal de un modelo de gestión busca reducir tiempos y costos de operación que se puedan generar fuera de lo planeado en el momento de realizar la intervención sin eludir las políticas de seguridad y medio ambiente. Esto le permitiría a la compañía, plasmar una filosofía de trabajo que no solo

identifica los procedimientos dentro de la empresa, sumaría a la optimización en las intervenciones y se tendría una gestión confiable de dichos trabajos u operaciones.

Al inicio de este capítulo, se cita que algunas compañías han tomado la iniciativa en la mejora, optimización y estandarización de sus procesos, compañías de clase mundial que han estado a la vanguardia de la industria petrolera por sus resultados financieros y por la demostración en sus estados de resultados con eficiencia, confiabilidad, integridad y seguridad. Con esto han demostrado que, la falta de estandarización o especificación de los procesos de intervención, sin tener en cuenta el nivel de criticidad del riesgo, ha generado un aumento en los trabajos de intervención a pozos no planeados y por consecuencia un aumento en el personal requerido, y además esto conlleva a realizar trabajos de intervenciones con programas individualizados, lo que resulta en un problema de comunicación y del desarrollo en el ciclo de vida del pozo a intervenir.

Algunos de los escritos publicados y ya mencionados, fueron tomados de referencia con el fin de sumar conocimiento a este proyecto de investigación y de adquirir una visión general de cómo podría ser un modelo sistemático de gestión de intervención y cómo estos aportaron a las operaciones de las compañías. Las publicaciones citadas a continuación se seleccionaron de acuerdo al interés de los investigadores:

La primera publicación a exponer es el escrito: “Service the Limit (Servicio al límite o STL) - Operational Excellence in Well Intervention (Excelencia operativa en la intervención de pozos”.

«El costo de la intervención del pozo, constituye una parte importante del gasto operativo total de Shell EP Asia. La creencia de que las buenas operaciones de servicio están limitadas por el diseño original del pozo y poco se podría hacer en el área de la optimización del servicio ha hecho que no pocos pierdan la oportunidad de entregar excelencia operacional.

STL es un descendiente de la metodología de perforación del límite, ampliamente aplicada por los equipos de *Shell Well Delivery Process*. Hasta hace poco, este enfoque estructurado para la creación y realización de valor sólo existía en las operaciones de perforación. El STL consiste en replicar las prácticas de DLT mientras se presta servicio

a los pozos terminados. El DLT es una metodología y una aplicación que ha sido previamente descrita con gran detalle.» [1]

La siguiente publicación es: Well Delivery Process (Proceso de entrega de pozos) el cual describe que, «un proceso de entrega de pozo define un conjunto de actividades a lo largo de una línea de tiempo para planificar, ejecutar y cerrar un pozo. Las versiones más avanzadas de este proceso incluyen herramientas y técnicas que crean planes robustos, incluyendo la gestión de riesgos e incertidumbres, el enfoque de límite técnico y los objetivos de estiramiento, la estimación probabilística de tiempo y costos, previsión detallada, perforación y completamiento. Las puertas de las etapas se incluyen que proporcionan puntos de revisión que generalmente se ajustan a un Valor de Capital corporativo o Proceso de Realizaciones de Oportunidad. La forma más avanzada del proceso incorpora las mejores prácticas de manufactura ajustada.» [2]

Como tercer antecedente de referencia, se tiene el Delivery Process - “Automatización del proceso de entrega de pozos de ADCO”, donde se define «el proceso de planificación y suministro de pozos que consiste en varios subprocesos conectados y actividades importantes que se llevan a cabo en diferentes funciones y disciplinas organizativas; por otra parte, la demanda de aumentos de energía, y ADCO como organización está buscando nuevas formas de optimizar y mejorar las operaciones, acortando los plazos de producción y optimizando el flujo de caja; teniendo en cuenta esos hechos, ADCO decidió tomar la iniciativa en la construcción de una solución innovadora totalmente y que se beneficia de la experiencia técnica de las diferentes unidades de negocio dentro de la organización y sus divisiones para proporcionar una solución de vanguardia.

Electronic Well Delivery Process (eWDP) proporciona un método estandarizado para gestionar y rastrear fácilmente todas las actividades de pre-perforación, post-perforación, incluyendo tareas, documentos, personas y equipos. Con la publicación de eWDP, se ha observado un impacto positivo mensurable y es mencionado con un conjunto de ahorros diarios que eWDP que contribuye a los objetivos corporativos generales.» [3]

Finalmente se presenta la publicación: El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Este documento «investiga diferentes enfoques utilizados en el manejo del diseño y la aplicación del abandono en la industria teniendo

en cuenta el medio ambiente y minimizar los campos de abandono. La industria petrolera prevé un aumento en la actividad de las operaciones de abandono de pozos y de desmantelamiento de plataformas. A medida que las regulaciones se tornan más estrictas y complejas, los abandonos realizados técnicamente son esenciales para la protección del medio ambiente en el largo plazo. Si bien las nuevas tecnologías y técnicas le dan un nuevo sentido al término “permanente” cuando se habla de abandono, los operadores buscan minimizar los costos de abandono y desmantelamiento ya que estas erogaciones no son recuperables.» [4]

Por el enfoque actual de Ecopetrol, donde se basa en la excelencia operacional de perforación y completamiento, se decidió como objetivo general para este proyecto la EVALUACIÓN DE UN MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN EN PROCESOS DE INTERVENCIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN EL ABANDONO DEFINITIVO DE LOS POZOS C-1 Y P-1 y sus objetivos específicos son:

- Realizar un diagnóstico de los procedimientos utilizados actualmente en la planeación, ejecución y cierre del abandono a pozos.
- Determinar las variables de complejidad dentro del indicador costo-tiempo Vs. AFE para la confiabilidad en la operación de abandono.
- Diseñar un modelo sistemático de gestión por procesos para la planeación, ejecución y cierre en las operaciones de intervención.
- Implementar el modelo sistemático de gestión de intervención propuesto para el abandono definitivo de los pozos C-1 y P-1.
- Evaluar el desempeño del abandono de los pozos C-1 y P-1 con respecto a los pozos X & Y, en función de las variables de complejidad en el modelo sistemático.

De acuerdo a los objetivos mencionados, se pretende validar con este proyecto de investigación, que el modelo sistemático de intervención a pozos, aplicado al abandono, estandarizará los procesos de planeación, ejecución y cierre de los trabajos de intervención. Garantizando un manejo coherente de los formatos y variables críticas de la operación de forma sistemática e integrada, reduciendo los tiempos operativos

implementados, además del costo de la operación de abandono y aportando beneficios a las estrategias corporativas de la empresa.

Durante el avance de la investigación, se demuestra el proceso realizado desde el marco teórico, donde se da a conocer, cómo dentro de la industria petrolera se define la intervención a pozos y sus tipos de intervención. Se identificaron y describieron las distintas empresas, que hasta la fecha registran una estandarización en cuanto a modelos sistemáticos de gestión tanto para intervención como para perforación.

Para la segunda parte del proyecto, los investigadores demuestran la metodología usada durante todo el proyecto, donde se divide el proceso por etapas y sub etapas mediante un flujograma, desde el inicio del diagnóstico usado dentro de la empresa, seguido de la identificación de las variables para los procesos de intervención de acuerdo a las lecturas previas a su desarrollo, lo que permitió dar inicio a la construcción del modelo sistemático de gestión para intervenciones especiales y finalmente, la implementación en el abandono y evaluación de la aplicación del modelo propuesto.

Para el desarrollo del modelo sistemático de gestión de intervención y la identificación de variables críticas para su ejecución y desarrollo. Inicialmente se modificaron los documentos iniciales e identificados, para el desarrollo del programa de intervención y finalmente se seleccionaron los formatos más acordes ya usados dentro de la compañía en el proceso del "*Well Delivery Process*" e "*Intervención y desincorporación de activos*". Con la selección y nombramiento de los documentos a usar por el equipo de ingenieros de la intervención, se presentan las fases de desarrollo, detalle, ejecución y cierre del modelo final propuesto. En cada una de las fases, se describen los documentos asignados y las variables con mayor importancia para la construcción del programa de intervención, el proceso de diligenciamiento y entrega de documentos. Seguidamente, se presenta la implementación del modelo con la demostración del uso y desarrollo de los formatos recomendados. Esto demostró dentro de la compañía, que es posible trabajar de manera sistemática y es posible estandarizar, no solo los procesos de perforación y completamiento, sino también el proceso de intervención y más aún, las intervenciones consideradas especiales de acuerdo a un estudio y análisis del nivel de criticidad actual del pozo.

1. MARCO TEÓRICO

Para este capítulo en el presente proyecto de grado, se abordará en teoría los diferentes tipos de intervenciones que se encuentran en la industria del petróleo, y que se llevan a cabo dentro de Ecopetrol S.A., incluyendo el servicio de abandono, debido a que la aplicación de este proyecto tendrá como fin el abandono de los pozos de interés. El mantenimiento y reparación en las compañías petroleras, tienen una gran importancia para mantener la curva de producción, siendo un gran complemento de las metas en los planes de negociación. Es por esto que, cuando el pozo ya no es lo suficientemente rentable o presenta problemas irreversibles, se implementa el abandono definitivo del mismo.

1.1. Intervención a pozos

Una vez se ha puesto en producción un pozo debidamente perforado y completado. A lo largo de su ciclo de vida, se pueden generar complicaciones que no le permitan mantener los barriles de producción diarios, y una vez se ha identificado la razón del déficit en la producción. La compañía encargada de dicho pozo, planea y programa actividades que permitan remediar el daño o complicación y volver a su estado de producción óptimo del activo.

Se identificaron eventos generales, que cubren las actividades de intervención desarrolladas por la compañía y estos eventos principales son el rediseño, servicio a pozo y workover. [5] A continuación, se define lo que es la intervención a pozos y se hace una definición de los eventos generales de intervención.

«Son las actividades posteriores a un pozo que ha sido completado y ha producido de su yacimiento. Las actividades de servicio al pozo se realizan generalmente para mantener o mejorar la productividad del pozo, aunque en algunas aplicaciones con línea de acero y tubería flexible se efectúan para evaluar o monitorear el rendimiento del pozo o el yacimiento. En las actividades de servicio al pozo, se utilizan, de forma cotidiana, líneas de acero, tubería flexible, equipos de reparación de pozos y de entubación bajo presión o unidades de varilla.» [6] Algunos de los términos importantes por nombrar y que hacen parte de los eventos generales son: rediseño y cambio del SLA, conversión (inyector-productor), falla eléctrica, evaluación de zonas, mantenimiento del SLA,

mantenimiento de sarta (producción-inyección), aislamiento de zonas, cañoneo, re-cañoneo estimulación, pesca, retiro de sarta recuperable y trabajos de cementación o abandono. [5]

Con la definición de intervención, se muestra una clara identificación del tipo de actividad (mantenimiento, mejora, rediseño, restauración, abandono) con la finalidad que permite recuperar o reestablecer la producción del activo, desde el yacimiento hasta las facilidades de producción.

1.2. Tipos de intervenciones

A continuación, se hará una descripción de las actividades que se identifican dentro de un evento principal de intervención y que en el ciclo de vida de un pozo se pueden generar como operaciones de intervención:

1.2.1. Workover o reacondicionamiento

Son trabajos que se efectúan en los pozos, en tiempos posteriores al completamiento inicial, se realiza con el fin de; mantener, restaurar o aumentar la producción del pozo. A continuación, se describen los tipos de workover que se pueden presentar en la industria:

- *Estimulación y optimización de pozos:* Son trabajos aplicados a pozos productores e inyectores, mediante técnicas como lo podrían ser; el fracturamiento hidráulico o estimulación química, esto con el fin de disminuir el daño de formación mediante ácidos o tratamientos que sean orgánicos, para incrementar el índice de producción (IP).
- *Reacondicionamiento y reparación de pozos:* Para las actividades de reacondicionamiento, el objetivo es modificar las condiciones mecánicas actuales del pozo con el uso de técnicas que lo permitan, entre ellos se encuentran; los cañoneos complementarios que se requieran o re-cañoneos de zonas de interés (squeeze), abandono de pozos para aislamiento de zonas a tiempo temporal o definitivo, reparación de zonas con revestimiento y pescas para la productividad o inyectividad.
- *Inducción:* Son operaciones para reestablecer la producción de los pozos mediante dispositivos mecánicos. Su ejecución permite que la presión hidrostática sea mayor a la presión de yacimiento y así mejorar las condiciones estáticas de los pozos y tener el control del pozo y el flujo de los fluidos.

1.2.2. Well service o servicio a pozo

El servicio a pozo comprende actividades de mantenimiento, control de equipos en fondo, instalaciones, pruebas de productividad [7] y adquisición de data necesaria para continuar con los análisis necesarios, con el fin de mantener en manera óptima las condiciones del pozo. A continuación, se demuestran los tipos de servicio a pozo que se pueden encontrar:

- *Pulling & running de sistemas de producción e inyección de subsuelo:* Son las actividades que incluyen la instalación o desinstalación de equipos para la extracción de flujo natural o con sistemas implementados. Como se pueden encontrar los sistemas de levantamiento artificial o equipos para inyección de fluidos y así mantener la productividad operativa.
- *Registros y pruebas de pozo. (well logging & well testing):* Son las actividades para obtener información de las condiciones actuales del pozo, mediante el uso de equipos como; registros eléctricos, gradientes de presión y temperatura, pruebas de presión y pruebas de flujo; con el uso de equipos como unidades de “*slickline*” donde los principales dispositivos de captura de data, contienen sensores de presión y temperatura con el uso de “*memory gauge*”, lo que permite la captura de información en tiempo real.
- *Limpieza:* Como su nombre lo indica, se refiere a la limpieza que se realiza en fondo de pozo, donde comprende la remoción de arena, limpieza de equipos de fondo, limpieza de tuberías y limpieza de la cara de los perforados; dicha limpieza se realiza mediante equipos de “*coiled tubing*”.

Teniendo en cuenta el ciclo de vida de un yacimiento **Figura 1**, la capacidad de analizar y diagnosticar correctamente o prevenir posibles intervenciones, puede presentar resultados positivos como lo podría ser una reducción en costos de operación, pérdida de producción y daño ambiental por falta de integridad que referencia el desarrollo del mismo que se puede representar para el ciclo de la vida del pozo **Figura 2**. Se debe tener en cuenta si se necesita reacondicionar o llegar a un abandono temporal o definitivo.

Figura 1.

Ciclo de vida de un yacimiento.



Nota. Esta figura muestra el ciclo de vida de un pozo y las etapas que lo representan. Tomado de: G. Ortega, "Completamiento de pozos", Escuela Politecnica Nacional, pp. 9, URL: <https://es.slideshare.net/williamcastro790/gov-curso-de-completacion>

Figura 2.

Ciclo de vida de un pozo.



Nota. Esta figura muestra el ciclo de vida de un pozo y las etapas que lo representan. Tomado de: G. Ortega, "Completamiento de pozos", Escuela Politecnica Nacional, pp. 10, URL: <https://es.slideshare.net/williamcastro790/gov-curso-de-completacion>.

1.2.3. Abandono de pozos.

Según el Ministerio de Minas y Energía, el abandono de pozos «es un conjunto de operaciones que se ejecutan en el pozo para asegurar un aislamiento apropiado de las formaciones almacenadoras de gas y/o petróleo, así como de los acuíferos existentes, con el fin de prevenir la migración de fluidos hacia la superficie del terreno o el fondo marino, o entre las diferentes formaciones a través del hueco del pozo o el espacio anular entre el hueco y los revestimientos». [9] Dentro de los tipos de abandono que se describen en la resolución citada, se encuentran; abandonos definitivos y abandonos temporales.

- «*Abandono definitivo*: Operación ejecutada cuando no hay interés de retornar al pozo por parte del contratista y de la compañía operadora, y que incluye no solo la ubicación de tapones mecánicos y de cemento para aislar los diferentes intervalos permeables, sino también, el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción, así como la limpieza y restauración ambiental de las zonas donde se hayan realizado operaciones de exploración, evaluación o producción. En operaciones costa afuera, cuando la lámina de agua sea superior a 1.000 pies (304.8 metros) y el operador haya asegurado apropiadamente el pozo, no será necesario el desmantelamiento de los equipos y facilidades de producción submarina instaladas.» [9]
- «*Abandono temporal*: Operación que se implementa considerando que, por diferentes razones, el operador puede tener interés de reentrar al pozo durante la fase exploratoria. El cierre técnico del pozo, exige la instalación de tapones mecánicos y/o de cemento para aislar intervalos abiertos e impedir la migración de fluidos, pero permite la permanencia del cabezal de pozo para facilitar futuras intervenciones a consideración del operador, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.» [9]

1.3. Empresas con un modelo sistemático

Actualmente en Ecopetrol, se cuenta con un proceso en el área de abandono e intervención a pozo, pero dentro de dicha guía aún no se cuenta con un proceso de estandarización para actividades de intervención y peor aún, de intervenciones

especiales según su nivel de criticidad. Estas se consideran con base en un análisis de criticidad de acuerdo a una matriz RAM diseñada y un rango porcentual, lo que permite identificar un riesgo alto, pero existen algunas compañías que han logrado implementarlo y han demostrado la efectividad del proceso.

Dentro de ese selectivo grupo de empresas que aplican modelos sistemáticos se identifican las siguientes:

- **ADCO**

Empresa prestadora de servicios para pozos de producción y exploración. Ejecuta procesos de ingeniería como planificación y entrega de pozos, esto en subprocesos diferentes que llegan a diferentes funciones y disciplinas que se ejecutan dentro de la compañía. Por lo tanto, la empresa como las unidades de negocio comparten información y datos a través de sistemas manuales y electrónicos.

Se genera el *Proceso electrónico de entrega de pozos (e-WDP)* [3], que proporciona la estandarización de los trabajos de perforación y workover, puesto que permite administrar tareas antes y después de los trabajos de perforación, tales como; documentos, tareas, equipos y personal. Se han determinado cambios medibles en cuanto a disminución de tiempos y trabajos para cumplir con los objetivos diarios del proyecto.

Además, proporciona una base para la automatización de procesos como:

- Requisitos del equipo de activos.
- Preparación y aprobación de planificación comercial.
- Programación de perforación y reacondicionamiento.
- Bien planificación y diseño.
- Pronóstico de materiales.
- Pronóstico de la tasa de producción.

Esta es una contribución innovadora para la entrega de procesos y el cumplimiento de los objetivos estratégicos de la producción de petróleo, y reducción de costos para la posterior mejora en la planificación de los proyectos.

- **TALISMAN D&C**

Desarrolla el “Project Delivery System for Wells o PDSW”, [10] es utilizado para planificar y ejecutar las actividades de la empresa dando la oportunidad de compartir las lecciones aprendidas y experiencia a través de esta organización, registrando la lección para luego ser agendada e implementada, además de una toma de decisiones más eficiente y capacidad cuando sea necesario.

Está basada en 5 etapas:

- a. Evaluación: Se realiza la evaluación si es comercialmente viable ejecutar esta técnica.
- b. Selección: Se selecciona cual es la mejor alternativa y si se cuenta con la capacidad de poder ejecutarla.
- c. Definición: Se define la mejor opción a seleccionar para el uso del proyecto como maquinaria, equipos y personal capacitado.
- d. Ejecución: Implementación del proyecto.
- e. Operación: Se toman informes acerca de la implementación de la técnica y se lleva un registro.

- **HOCOL**

Esta empresa está empezando a desarrollar la división de los procesos para un flujo de actividades de Workover y una matriz de procesos, que cuenta con los riesgos asociados hacia la actividad. Con el fin de hacer un plan de mejora de las actividades que requieran ser optimizadas.

- **CHEVRON**

Desarrolla el WRO, cuyo propósito es optimizar y mejorar la capacidad de los pozos que se están produciendo e inyectando y así poder maximizar su producción.

La empresa estableció una metodología de lecciones aprendidas de los proyectos relevantes, para la identificación de situaciones y la posterior retroalimentación de futuros trabajos, donde se puedan implementar nuevamente en otras etapas del proceso.

- **EPM**

Empresa que genera bienestar y desarrollo con el objetivo de identificar, planear y presupuestar los focos en gestión de procesos en proyectos con planes operacionales como energía, gas, acueducto, entre otros. Según EPM para dar direccionamiento estratégico y corporativo se compromete con el cumplimiento de los objetivos estratégicos a corto plazo [11] . Dando así, resultados de los procesos planificados y que llevan un procedimiento de identificar la información y datos requeridos de forma integral para una optimización de los proyectos. También en la distribución del gas mediante la planeación, ejecución y supervisión de los trabajos para tener un seguimiento y mejoramiento continuo de los procesos.

- **KUWAIT OIL COMPANY (KOC)**

En el 2010 la empresa KOC lanzo el programa Project Gate System (PGS) [12] , desarrollado para los procesos de superficie, sin tener en cuenta los proyectos de subsuelo. A los procesos de perforación y producción que no estaban incluidos, se les solicitó la implementación de la entrega de pozos que concluye como el proceso PGS (WP PGS) desarrollado gracias a la captación de las mejores prácticas y experiencia de la empresa con el proceso desarrollado.

El proceso se implementó para identificar y resolver problemas de los proyectos y poder tener una mayor probabilidad de éxito en la ejecución de los mismos.

El WP PGS, detecta problemas potenciales antes de la implementación del proyecto, llevando a cabo una revisión al finalizar cada etapa de perforación. Teniendo como objetivo dar relevancia a las actividades y así garantizar que se gestionen con éxito las etapas del proyecto y tener la optimización de los procesos, reduciendo los riesgos que afectan los costos de la inversión.

2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se indican los pasos para el diseño y la aplicación del modelo sistemático de gestión mediante el uso de un paquete sencillo de Office para el suministro de datos privados en la identificación y recolección de la información, identificando así las variables de optimización del proceso y que servirán para el desarrollo del proyecto.

La metodología en primer lugar, consistió en diagnosticar cómo se planificaban los procesos de intervención, mediante el uso de indicadores como costo-tiempo, AFE y variables de complejidad; seguido a esto, se realizó la verificación y revisión al detalle para identificar la confiabilidad de la data histórica; en tercer instancia, se diseñó un modelo sistemático de gestión para procesos de intervención que permitiría estandarizar las actividades de las mismas, y finalmente se aplicó en la planificación del re abandono de los pozos C-1 y P-1 con el fin de ser comparados con los pozos X y Y.

En la **Figura 3** se expone de manera gráfica el procedimiento general del diseño y aplicación del proyecto.

Figura 3.

Flujograma de la metodología del proyecto

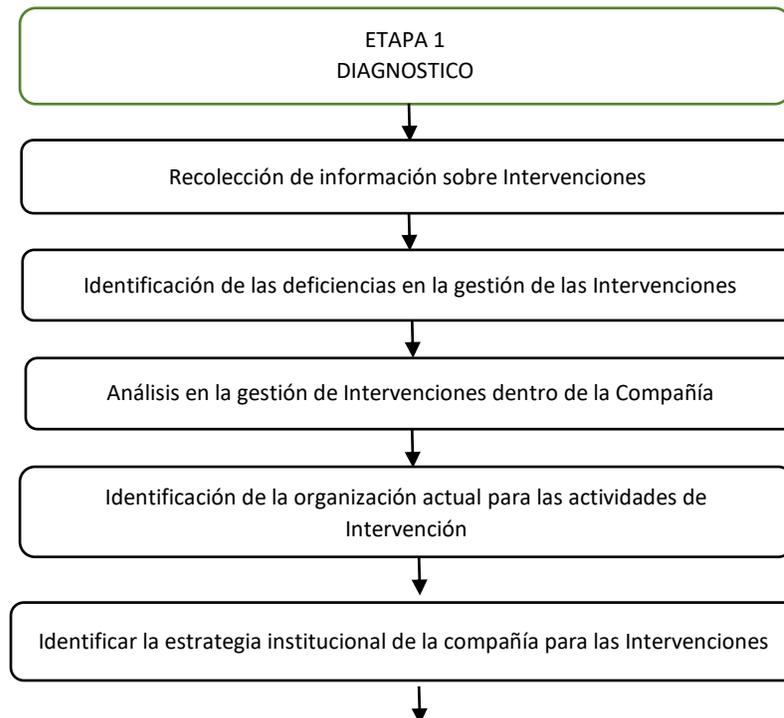


Figura 3. Continuación

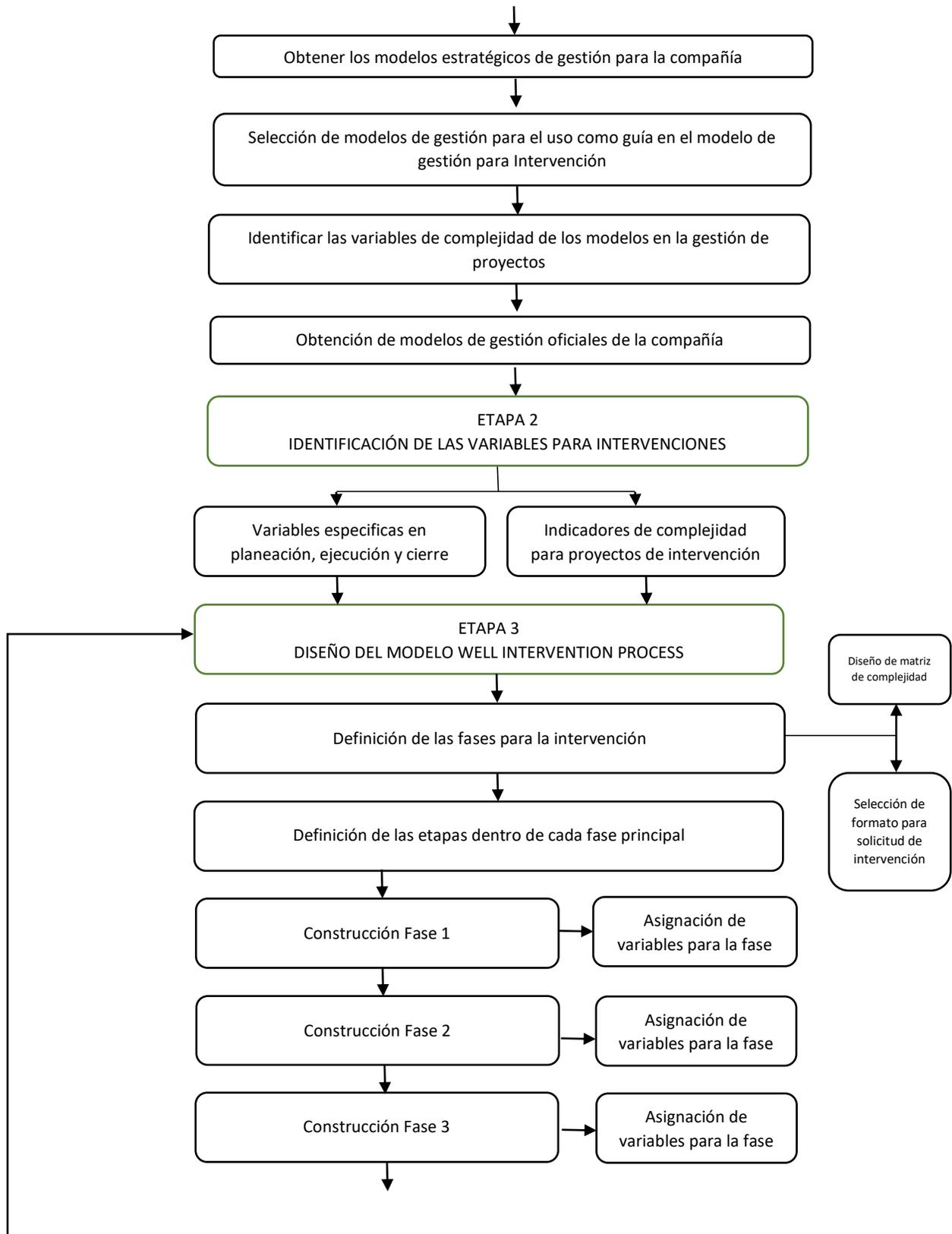
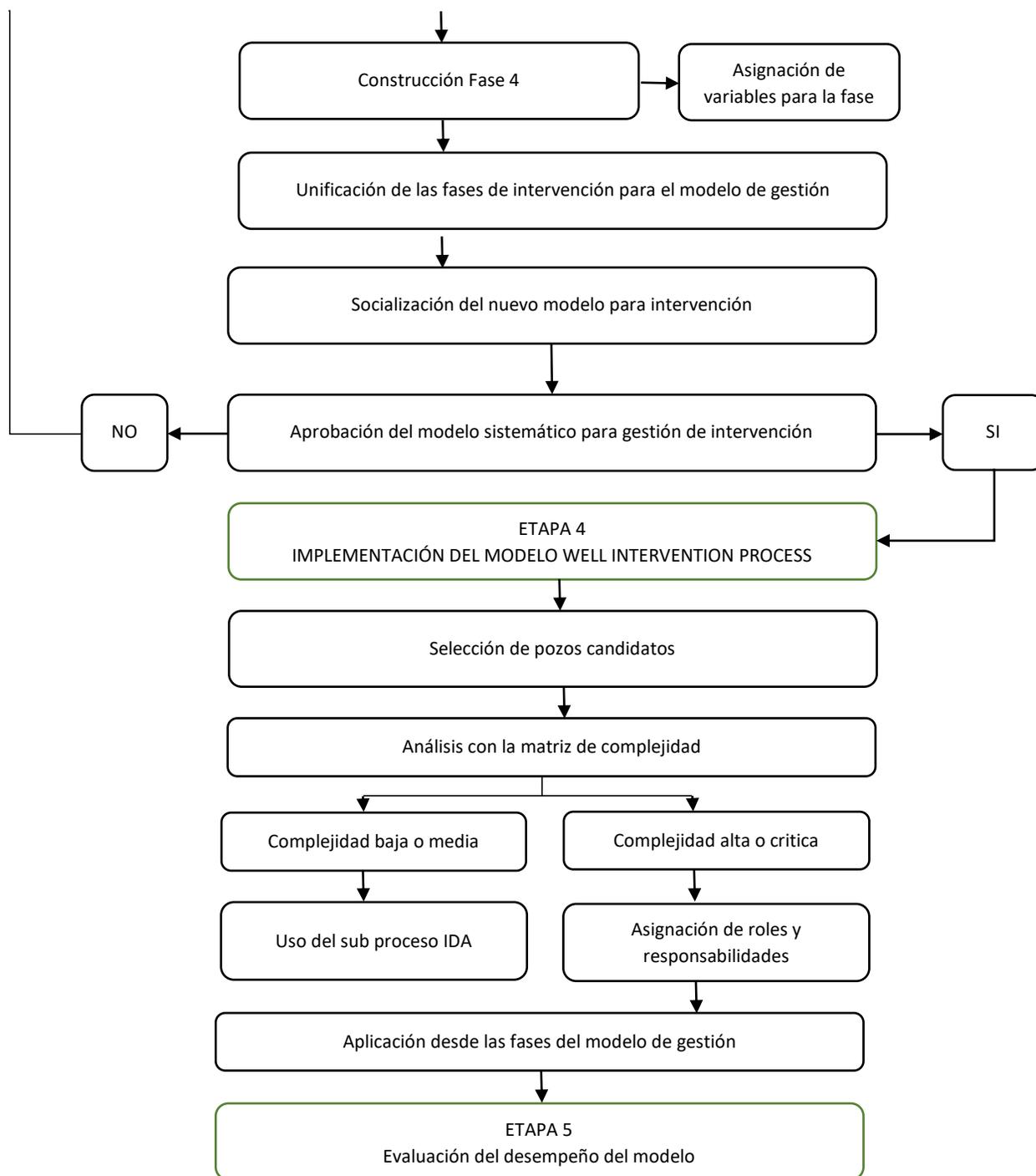


Figura 3. Continuación



Nota. Esta figura muestra cómo se estructuró la metodología de trabajo por parte de los investigadores para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos específicos.

2.1. Diagnóstico de los procedimientos utilizados actualmente en proyectos de intervención

Para entender la visión de diseñar un modelo que estandarice las operaciones de intervención, es necesario retroceder, identificar y saber cómo está definido el ciclo de trabajo de la compañía. Es por esto que, el diagnóstico de los procedimientos utilizados actualmente, permite identificar como se está trabajando y como se ha organizado y/o estructurado la compañía para la ejecución de cada uno de los programas planteados por el área de ingeniería.

2.1.1. Gestión de las operaciones

El panorama actual que se demuestra en la compañía colombiana Ecopetrol, y la manera en cómo se gestionan las operaciones de intervención, no trae del todo una seguridad y una eficiencia deseada para las regionales al momento de desarrollar las operaciones. El número de actividades asignadas a los colaboradores hace que estos busquen estrategias de planeación más cortas con sus conocimientos y experiencia propios, pero olvidando detalles y puntos críticos para desarrollar una intervención. Esto direcciona a la compañía, a no ser identificada como una compañía con un modelo o un proceso estandarizado que guíe sus planeaciones y ejecuciones de intervención, y por consiguiente, no se fortalece una filosofía de trabajo que identifique un programa detallado de planeación y desarrollo de actividades.

A partir de esto, Ecopetrol ha querido fortalecer estas brechas en sus procesos, con modelos de gestión que le permitan desarrollar programas y proyectos de mayor calidad y así como empresa pionera de Colombia, estandarizar sus operaciones de intervención con la eficiencia deseada para cumplir como los requerimientos de los clientes.

Algunos de los procesos que se identifican y que ha venido desarrollando Ecopetrol para la generación de valor en sus procesos core de E&P [13] son:

Figura 4.

Procesos core de E&P de Ecopetrol



Nota. Esta figura muestra cada proceso de E&P desarrollado por Ecopetrol S.A., para la generación de valor en sus operaciones. Tomado de: “Libro de proceso: Intervenciones y desincorporación de activos de producción”. ECOPETROL S.A. versión 1.0. 2019. pp, 6.

Cada una de las siglas citadas, hacen parte de los procesos que ocurren dentro del ciclo de vida de un activo, y se tienen objetivos representativos para cada uno, lo que permite estandarizar cada una de las actividades y gestionar las actividades con una mayor eficiencia.

Para efectos de este trabajo de grado, se tomó como base de recolección de conocimiento y referencia para el desarrollo del modelo sistemático de gestión los procesos WDP (*Well Delivery Process*) e IDA (*Intervenciones y Desincorporación*), debido a su vinculación con los procesos de workover, well service e intervención, pero aún existe una brecha en las intervenciones que se catalogan con un nivel de riesgo Alto o Critico, que permitan planificar y ejecutar de manera más eficiente los pozos con este nivel de riesgo.

2.1.2. Deficiencias de las operaciones

Con la falta de estandarización en las operaciones de intervención, cabe resaltar que uno de los puntos más importantes para solucionar la baja eficiencia en las operaciones es el identificar los problemas que han surgido por una falta de planeación y ejecución de las operaciones en los pozos de interés, algunos de los problemas que se logran evidenciar son:

- Historial del campo o del pozo incompleto.
- Reportes diarios de operación incompletos.
- Descripción incompleta de herramientas en fondo.
- Aplicación de programas antiguos para dar solución a un problema actual.
- Programas desarrollados para intervención con escasa información.
- Planeación temprana sin un análisis enfocado en el problema actual y más relevante.
- Perdidas monetarias por la falta de análisis de factibilidad económica de la actividad.
- Tiempos no productivos y aumento de costos, por eventos inesperados en las operaciones.
- Desviación negativa en tiempos y costos del programa original no mayor a un 30%.
- No se tiene un historial de seguimiento para lecciones aprendidas.
- No se ha estandarizado la información de las recomendaciones para el mejoramiento continuo.
- Problemas al ingreso del área a intervenir.

2.1.3. Organización y estrategias actuales

Existen dos grandes superficies de desarrollo que representan todo un equipo de trabajo y que, a determinadas cuentas cumplen con el desarrollo de las actividades propuestas en la intervención a pozo. En estos grupos de desarrollo se encuentran el Departamento de Producción, que se constituye por un equipo de ingeniería y uno de coordinación de producción; estos son quienes elaboran los programas detallados de intervención y como segundo segmento; se encuentra el equipo de coordinación de ejecución, quien finalmente ejecuta el programa elaborado por el departamento de producción.

Ecopetrol S.A., quiso implementar para su equipo de trabajo, con base en información adquirida de varias compañías que se encuentran dentro de las mejores a nivel mundial en el manejo de operaciones y por los resultados descritos por dichas compañías donde, afirman la eficacia al implementar un sistema que les permita manejar sus operaciones de forma óptima y los beneficios en costos y tiempos para sus operaciones; un modelo de gestión para cada una de sus operaciones con el fin de estandarizar sus actividades diarias y que le permita mejorar su proceso de negociación. Es por esto que, Ecopetrol ha venido implementando los procesos GENOMA, Well Delivery Process y posteriormente el Proceso de Intervenciones y Desincorporación de Activos.

En los siguientes apartados se describen los procesos que se han desarrollado como estrategia de actividades en los últimos años.

2.1.4. Genoma

Como primera estrategia que busco una orientación a un desarrollo integral de las operaciones, GENOMA fue un programa de procesos por gestión en el que tenía como objetivo; el aseguramiento de los resultados de cada una de las actividades ejecutadas por la empresa. Allí se empezó a conocer el termino de disciplina operacional dentro de los grupos de trabajo, y se inició la promoción para llevar así la estandarización de procesos y/o trabajos a realizar.

Cuando Ecopetrol comenzó a desarrollar los procesos del programa GENOMA para las actividades de la compañía, se realizaron estructuraciones por secciones en exploración, perforación y producción. Lo que se buscaba era estandarizar o crear un tipo de cultura organizacional. De allí partían los procesos integrales, entendimiento eficaz, información adecuada y una estandarización donde las regionales cooperaban de la misma manera entre sí, para el cumplimiento de los objetivos como compañía.

«A raíz de los cambios organizacionales y de las nuevas metas corporativas se ha definido la necesidad de alinear la planeación estratégica de las diferentes áreas de la organización con el nuevo horizonte planteado por Ecopetrol S.A. Esto permite que mediante el diseño de la planeación estratégica se logre definir una estructura de gestión que permita el logro sistemático y sostenible de las metas pactadas por la organización.»

[14]

2.1.5. Well Delivery Process

Para la compañía el proceso WDP, ha demostrado resultados satisfactorios por su procedimiento en el desarrollo de las operaciones de perforación y completamiento. En cuanto a la industria petrolera, las operaciones de Workover son inevitables en la vida productiva de un pozo y dentro de los métodos que han sido probados por algunas compañías de clase mundial, con respecto a la entrega y gestión de pozos, como en el caso de Ecopetrol con el uso del Well Delivery Process (WDP), el cual se basa en un modelo de estandarización sistemático para las actividades de perforación y completamiento que comprenden un gran porcentaje de gastos y costos operativos, donde se pretende mantener la confiabilidad del proyecto y donde se incluye el proceso de entrega y sistema de gestión de los pozos, que al ser probados mejoraron en valor y rendimiento al tiempo que se redujeron costos.

2.1.5.a. Objetivo del WDP. «El proceso de entrega de pozos es definido como el sistema y/o conjunto de actividades a lo largo de un proceso de intervención para su correcta planificación, ejecución, cierre y finalización de un pozo o una serie de pozos. Para la compañía el objetivo global se debe lograr mediante seis palancas claves:

- *Estandarización:* Asegurando consistencias en la manera como se planean y se ejecutan las operaciones de P&C y garantizando el cumplimiento de las políticas de Ecopetrol. El WDP es la guía única para todos los pozos de Perforación y Completamiento “onshore” y “offshore”, exploratorios y de desarrollo.
- *Relevancia:* Siendo el WDP un proceso core de E&P, se interrelaciona con otros procesos claves de la organización para el cumplimiento de los objetivos.
- *Gobernabilidad:* Definiendo el mecanismo de toma de decisiones en la planeación y ejecución de pozos/campañas, proporcionando claridad sobre roles y responsabilidades.
- *Eficiencia y simplicidad:* Asegurando un foco en planificación técnica e integridad de pozos, incorporación tecnológica y rentabilidad, y a su vez eliminando las actividades de poco valor agregado.
- *Disciplina:* Monitoreando las actividades mediante indicadores (KPI's) claros y medibles.

- *Multidisciplinariedad:* Definiendo objetivos, “inputs” y entregables comunes entre las áreas y procesos involucradas en el proceso P&C.» [15]

2.1.5.b. Alcance del WDP. “El modelo de WDP es aplicado en los proyectos de Gerencia en Perforación y Completamiento, asegurando que los elementos claves en el cumplimiento de una estrategia sean incorporados correctamente desde la etapa de planeación, ejecución y cierre para cualquier tipo de pozo a ser operado por Ecopetrol.” [15]

2.1.5.c. Dispensación. «De acuerdo al alcance, complejidad, objetivos y requerimientos solicitados en una campaña, el proceso WDP se puede iniciar desde la fase de Selección o Detalle. Allí intervienen los ingenieros encargados o líderes de Perforación y Completamiento, donde realizan un diagnostico teniendo en cuenta las bases de diseño definidas para el campo, estado de madurez del campo, desarrollo de ingeniería de las campañas maduras previamente en el proceso WDP, cumplimiento de políticas de integridad de riesgos, cumplimiento de metas y KPI’s entre otras.»[15]

2.1.5.d. Estructura general del proceso. «Al finalizar cada fase se realiza la Compuerta de Decisión, donde se realiza una reunión de cada fase basado en la revisión de entregables y el cumplimiento de objetivos por parte del comité de Perforación y Completamiento. El comité de P&C, es un comité multidisciplinario encargado de aprobar el avance del pozo o campaña y las decisiones clave durante la fase de ejecución, y se define de acuerdo al modelo de gobernabilidad. Basados en las revisiones de los entregables y cumplimiento de los objetivos en cada fase, la estructura del modelo WDP asegura coordinación, eficiencia y solides en la toma de decisiones del proceso.» [15]

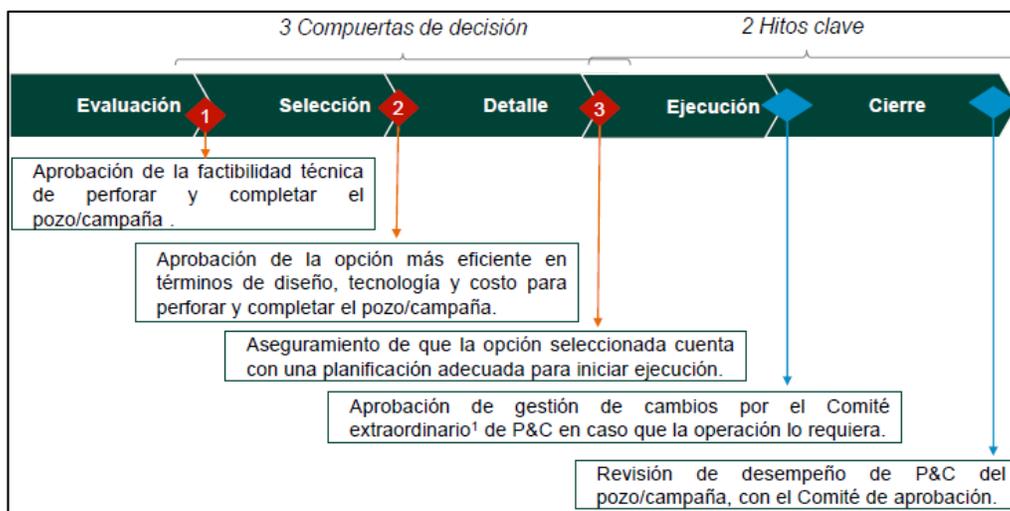
Por lo tanto, el proceso de entrega y sistema de gestión del modelo Well Delivery Process (WDP), no describe un “paso a paso” del trabajo a realizar, se identifica como un “proceso o modelo” que estandariza el desarrollo de las funciones que se deben llevar a cabo dentro de la empresa y que agrega mayor valor a sus procesos; este incluye 5 fases como se observa a continuación:

2.1.5.e. Gobernabilidad. *Dentro de la estructura se encuentran áreas definidas, quienes se encargan de la aprobación, ejecución, moderación y dar soporte a las operaciones. Estas áreas se identifican en la **Figura 6.***

2.1.5.f. Matriz de escalamiento y toma de decisión. Dentro de las políticas en los programas para el WDP, la participación de las áreas aprobadoras en el comité de P&C, depende del estimado de costos y de la complejidad técnica de la operación, como se identifica en la **Figura 7**. La matriz de complejidad existe en versiones específicas para proyectos “onshore” y para proyectos “offshore”, y que para efectos de este trabajo de grado se citara únicamente la matriz para los proyectos “onshore” **Figura 8** y donde se describe que «durante la fase de Ejecución la toma de decisiones se escalará teniendo en cuenta el cumplimiento de las siguientes premisas: costo total derivado de la decisión, tiempo y riesgo asociado al pozo, en caso de tener diferentes valoraciones para cada aspecto, prevalecerá la premisa con la valoración más alta de los tres. El esquema aplica solo si el dinero está disponible en el costo aprobado para el pozo.»[15]

Figura 5.

Cinco fases del WDP



Nota. Esta figura muestra el programa de transformación empresarial de Ecopetrol, el cual identifica las primeras compuestas de decisión y los dos hitos claves en el proceso WDP. Tomado de: “*Libro de proceso: Well Delivery Process*”. *ECOPETROL S.A. versión 3.0. 2019. pp, 10.*

Figura 6.

Comité de Perforación y Completamiento



Nota. Esta figura muestra las áreas encargadas de los programas de P&C en el proceso WDP. Tomado de: *“Libro de proceso: Well Delivery Process”*. **ECOPETROL S.A.** versión 3.0. 2019. pp, 11.

Figura 7.

Matriz de escalamiento por complejidad

		ESTIMADO DE COSTOS DE P&C ² (MUSD)					
		Estimado de costos hasta 50 MUSD		50 MUSD < Estimado de costos < 100 MUSD		Estimado de costos >= 100 MUSD	
		Aprobador	Informado	Aprobador	Informado	Aprobador	Informado
COMPLEJIDAD POZOS (MRI)¹	Baja-Media MRI < 2000	1. Gerente P&C "Offshore"	1. Gerente General de P&C	1. Gerente P&C "Offshore"	1. Gerente General de P&C	1. Gerente General de P&C	
		2. Gerente "Offshore" VEX	2. VP Exploración	2. Gerente "Offshore" VEX	2. VP Exploración	2. Gerente "Offshore" VEX	1. VP Exploración
	Alta 2000 < MRI < 6000	1. Gerente P&C "Offshore"	1. VP Exploración	1. Gerente "Offshore" VEX		1. Gerente "Offshore" VEX	
	2. Gerente "Offshore" VEX		2. Gerente General de P&C		2. Gerente General de P&C		
	3. Gerente General de P&C		3. VP Exploración		3. VP Exploración		
	Critica MRI > 6000	1. Gerente P&C "Offshore"	1. VP Exploración	1. Gerente "Offshore" VEX		1. Gerente General de P&C	
		2. Gerente "Offshore" VEX		2. Gerente General de P&C		2. VP Exploración	
		3. Gerente General de P&C		3. VP Exploración			

1. Definida de acuerdo al formato "Mechanical Risk Index", aplica para pozos manejados por la Gerencia P&C "Offshore".
 2. Estimado de costos de la fase (Movilización, P&C, Desmovilización (Si aplica), Contingencia, Escalación, IVA) del pozo/campaña. En caso de cambiar el estimado de costos de una fase a otra, se debe re-evaluar los aprobadores del comité de P&C.

Nota. Esta figura muestra la matriz de escalamiento por complejidad técnica en los pozos y el estimado en costo de la operación en el proceso WDP. Tomado de: *“Libro de proceso: Well Delivery Process”*. **ECOPETROL S.A.** versión 3.0. 2019. pp, 14

2.1.5.g. Gestión de cambio. «En las fases de planeación y ejecución del modelo WDP, la compañía puede presentar cambios que deben ser documentados según el caso, y entre estos se identifican como cambios menores, cambios mayores y cambios en sitio.

Figura 8.

Matriz escalamiento y toma de decisión "onshore"

		COSTO & TIEMPO		RIESGO ¹	INFORMADO	MEDIO
DECISOR	Company Man	0- 20 KUSD	Hasta 3 horas de operación	Bajo	Senior P&C (Rol Operaciones).	Reunión Seguimiento Operacional diaria
	Senior P&C (Rol Operaciones)	20 KUSD < Costo ≤ 50 KUSD	Hasta 6 horas de operación	Bajo	Jefe Regional P&C	Verbal o Correo Electrónico
	Jefe Regional P&C	50 KUSD < Costo ≤ 150 KUSD	Hasta 1 día de operación	Bajo / Medio	Gerente P&C "Onshore"	Verbal o Correo Electrónico
	Gerente P&C "OnShore" / Gerente P&C Exploración & Filiales	150 KUSD < Costo ≤ 300 USD	Hasta 2 días de operación	Medio / Alto	Gerente General P&C.	Verbal y Correo Electrónico
	Gerente General P&C	300 KUSD < Costo ≤ 500 KUSD	Hasta 4 días de operación.	Alto / Muy Alto		Verbal y Correo Electrónico
	Comité Extra P&C	>500 KUSD		Muy Alto		

1. Calificación del riesgo a acción valorada de acuerdo con la matriz RAM sobre el pozo.
Nota: Para proceder con la decisión, no se requiere aprobación del informado.



Nota. Esta figura muestra la matriz de escalamiento por complejidad técnica en los proyectos "onshore" y según costos y riesgos se identifica el área encargada en la toma de decisiones en el proceso WDP. Tomado de: "Libro de proceso: Well Delivery Process". *ECOPETROL S.A. versión 3.0. 2019. pp, 15*

- **Cambios menores:** Estos cambios se refieren a los que no cambian el hito de entrega final del proyecto o el estimado de costos en más de un 5%. Estos cambios se documentan en el formato de control de cambios WDP de acuerdo al *procedimiento de gestión y control de cambios para perforación y completamiento de pozos.*
- **Cambios mayores:** Estos cambios se refieren a los que cambian por completo el hito de entrega final del proyecto o el estimado de costos en más de un 5% o comprometen la integridad del pozo. Este cambio puede presentarse en las fases de planeación y ejecución, y dependiendo del lineamiento de EDP/VEX debe ser

formalizado mediante un *manejo de cambio* o *control de cambio* de acuerdo al *procedimiento para cambios en proyectos*.

- *Cambios en sitio*: Se refiere a los cambios a las operaciones de perforación o completamiento derivados de la *materialización de un riesgo en ejecución* y que requieren de forma inmediata autorización para la toma de decisión y que se formaliza mediante documentos ante el proyecto/VEX, mediante un manejo del *control de cambio* de acuerdo al *procedimiento para cambios de proyectos*.»[15]

“El manejo del cambio dentro de ECOPETROL, se identifica en la fase de ejecución, es el escenario en el que la campaña o pozo tiene recursos –ahorros- suficientes para costear el cambio al momento de activar un protocolo de contingencias, debido a la materialización de un riesgo previamente identificado en la etapa de planeación.”[15]

“El control de cambio es el escenario en el que el proyecto tiene que solicitar recursos adicionales al comité de inversión, al no tener saldo suficiente disponible para la contingencia y dependiendo de un impacto de tiempo y costos, se realizará un análisis de rentabilidad”. [15]

2.1.5.h. Estructura organizacional. “En la matriz **Figura 9**, se demuestra la equivalencia de roles del personal en el proceso WDP, de acuerdo con los tipos de proyectos que se desarrollan en la gerencia. Esta equivalencia se tiene en cuenta para la validación de los responsables en cada una de las actividades a lo largo del proceso.”[15]

2.1.5.i. KPI – Key Performance Indicator. Dentro del marco del WDP se definieron indicadores, con el objetivo de cuantificar los resultados en función de los objetivos de cada proyecto o pozo y se encuentra estructurado como se muestra en la **Figura 10**.

Figura 9.

Equivalencia organizacional

		TIPO DE POZO			
		CARGO GENÉRICO WDP	Desarrollo "Onshore"	Exploratorio "Offshore"	Exploratorio "Onshore"
ÁREA	Subsuelo	Geólogo	Geólogo	Geólogo GOF	Geólogo GON
		Ingeniero Yacimientos	Ingeniero de Yacimientos	Ingeniero de Yacimientos POG	Ingeniero de Yacimientos POG
		Líder Yacimientos	Jefe Regional de Yacimientos	Líder técnico de cuenca	Líder técnico de cuenca
		Gerente Subsuelo	Gerente de Yacimientos / Recobro	Gerente "Offshore" VEX	Gerente "Onshore" VEX
	Ing. Perforación/ Completamiento	Ingeniero de Perforación / Completamiento	Ingeniero de Perforación / Completamiento	Ingeniero de Perforación / Completamiento	Ingeniero de perforación / Completamiento
		Líder de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Líder de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Líder de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Líder de Ingeniería de Perforación / Completamiento
		Jefe Departamento de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Jefe Departamento de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Jefe Departamento de Ingeniería de Perforación / Completamiento	Jefe Departamento de Ingeniería de Perforación / Completamiento
		Líder de Operaciones Perforación / Completamiento	Líder de Operaciones Perforación / Completamiento	Líder de Operaciones de Perforación (Rol Superintendente de Perforación).	Líder de Operaciones Perforación / Completamiento VEX
	Senior P&C (Rol Operaciones)	Senior P&C (Rol Operaciones)	Jefe Departamento Operaciones de Perforación		
	Operaciones Perforación	Jefe Departamento Operaciones de Perforación	Jefe Departamento Operaciones de Perforación	Gerente Offshore P&C	Líder de Operaciones Perforación / Completamiento VEX.
		Jefe P&C Regional	Jefe P&C Regional	Gerente P&C "Offshore"	Gerente P&C Exploración & Filiales
	Gerencia	Gerente	Gerente P&C "Onshore"	Gerente General P&C	

Nota. Esta figura muestra la matriz de equivalencia organizacional quienes se responsabilizan por cada actividad a lo largo del proceso WDP. Tomado de: *“Libro de proceso: Well Delivery Process”*. *ECOPETROL S.A. versión 3.0. 2019. pp, 19*

2.1.5.j. Estructura global del proceso. A continuación, se identifica cómo el proceso WDP ha sido detallado con el fin de lograr y cumplir de manera eficiente cada uno de los proyectos encargados por el área de P&C. Allí se identifican los “inputs” y “outputs” del proceso WDP.

Figura 10.

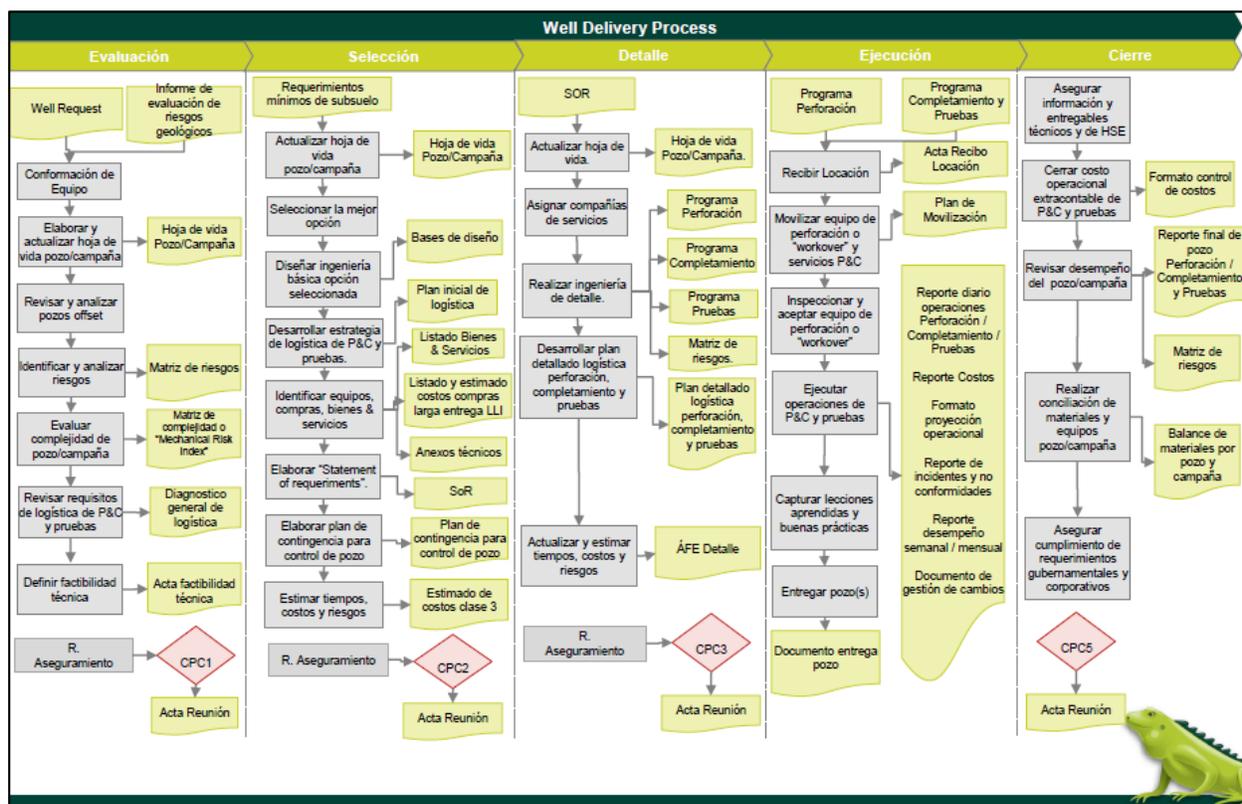
Estructura global del proceso WDP



Nota. Esta figura muestra los indicadores establecidos en el proceso WDP para cuantificar los resultados de ejecución. Tomado de: “*Libro de proceso: Well Delivery Process*”. ECOPETROL S.A. versión 3.0. 2019. pp, 20

Figura 11.

Estructura global del proceso WDP



Nota. Esta figura muestra la estructura global del proceso WDP, donde se identifican las variables de cada fase en el proceso. Tomado de: *“Libro de proceso: Well Delivery Process”*. *ECOPETROL S.A. versión 3.0. 2019. pp, 23*

2.1.6. IDA – Intervención y desincorporación de los activos de producción.

Por otra parte, el proceso IDA, es actualmente el proceso que define los procedimientos de intervención. La descripción que se puede obtener de dicho proceso es: «Proceso encargado de conservar los activos de producción en su etapa operativa bajo criterios de seguridad industrial, integridad y confiabilidad para lograr los objetivos del negocio, hasta realizar su desincorporación al final del ciclo de vida.

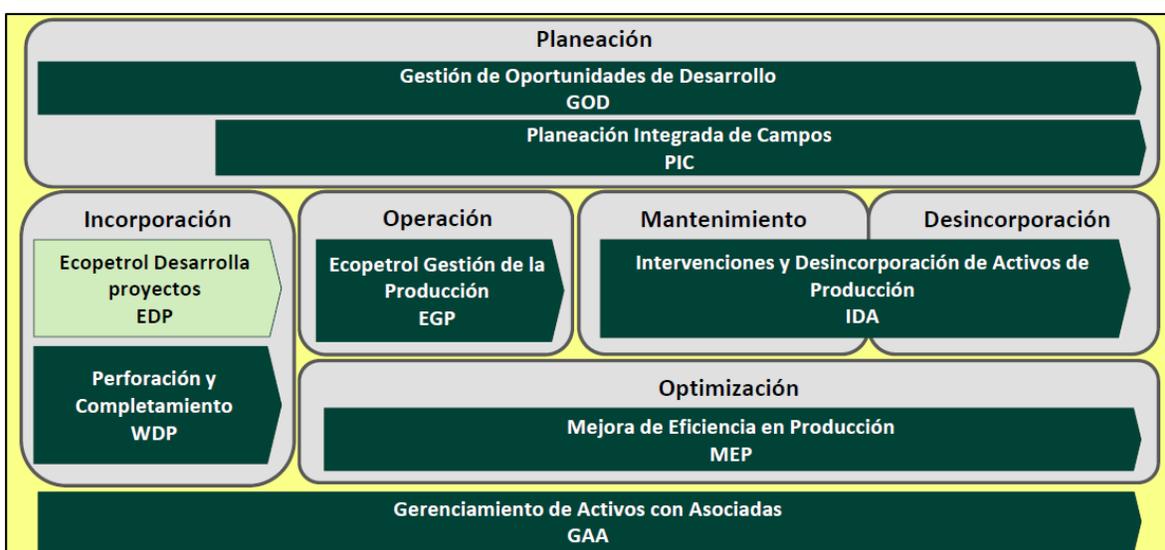
Un proceso IDA exitoso permite conservar los activos industriales utilizados en el segmento de producción en las mejores condiciones, para garantizar su seguridad, integridad y confiabilidad, ejecutando las intervenciones a facilidades y pozos de tal forma que puedan desempeñar su función adecuadamente para el cumplimiento de los

objetivos y metas establecidos; hasta realizar su desincorporación al final del ciclo de vida.» [13]

El proceso IDA se puede representar en un mapa de procesos, el cual permite identificar como ha sido su estructuración para la aplicación de los programas planteados y construido bajo la norma ISO 55000, norma que provee aspectos generales para el sistema de gestión de activos y basado en la filosofía de buenas prácticas. [16]

Figura 12.

Mapa de procesos VDP



Nota. La figura muestra cómo se planteó el desarrollo integrado de un margo de gestión de activos de acuerdo a los aspectos generales de la norma ISO 55000. Tomado de: *“Libro de proceso: Intervenciones y desincorporación de activos de producción”*. ECOPETROL S.A. versión 1.0. 2019. pp, 4.

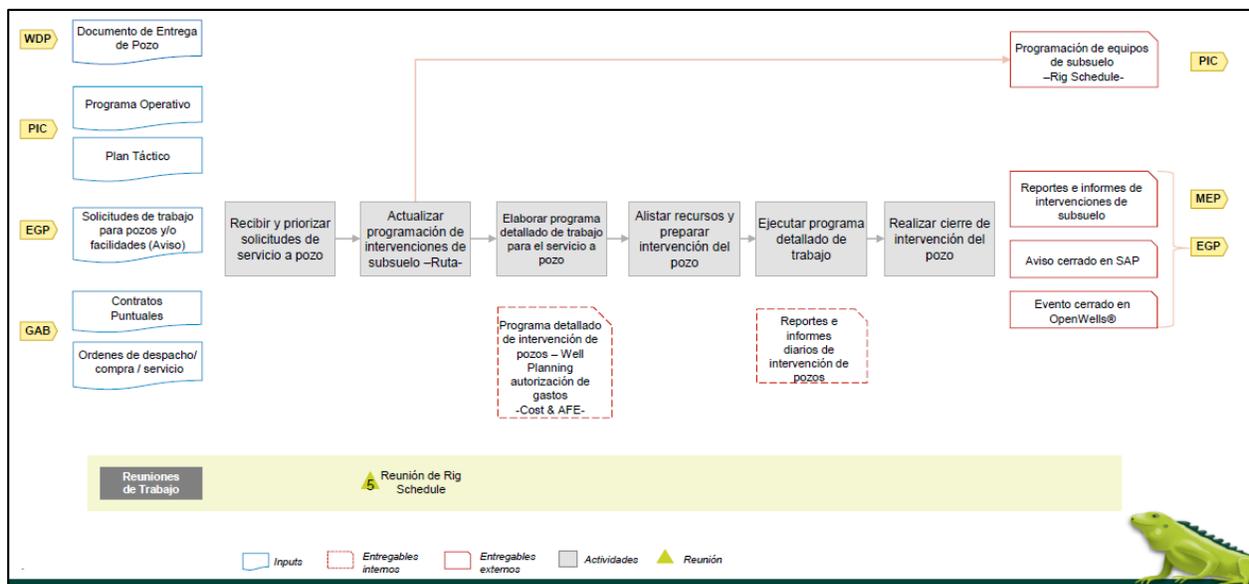
En el marco general del proceso IDA, se identificaron los flujogramas diseñados para la correcta gestión de sus programas de intervención **Figura 13** y **Figura 14**, donde se representa en subprocesos y los cuales sirvieron para extraer las variables destacadas en los diseños, y que para efectos de este trabajo de investigación se decide crear un nuevo subproceso, partiendo del estudio del nivel de criticidad del pozo y así cerrar la brecha que sufre hoy día la empresa Ecopetrol.

Los subprocesos identificados son:

- Integridad y confiabilidad de activos de producción.
- Mantenimiento rutinario.
- Intervenciones.
- Servicio a pozo.
- Reacondicionamiento de pozos.
- Desincorporación de activos de producción.

Figura 13.

Flujograma para el servicio a pozos



Nota. La figura muestra cómo se planteó el flujograma inicial para el servicio a pozo con cada una de las etapas dentro de una intervención. Tomado de: *“Libro de proceso: Intervenciones y desincorporación de activos de producción”*. *ECOPETROL S.A. versión 1.0. 2019. pp, 80.*

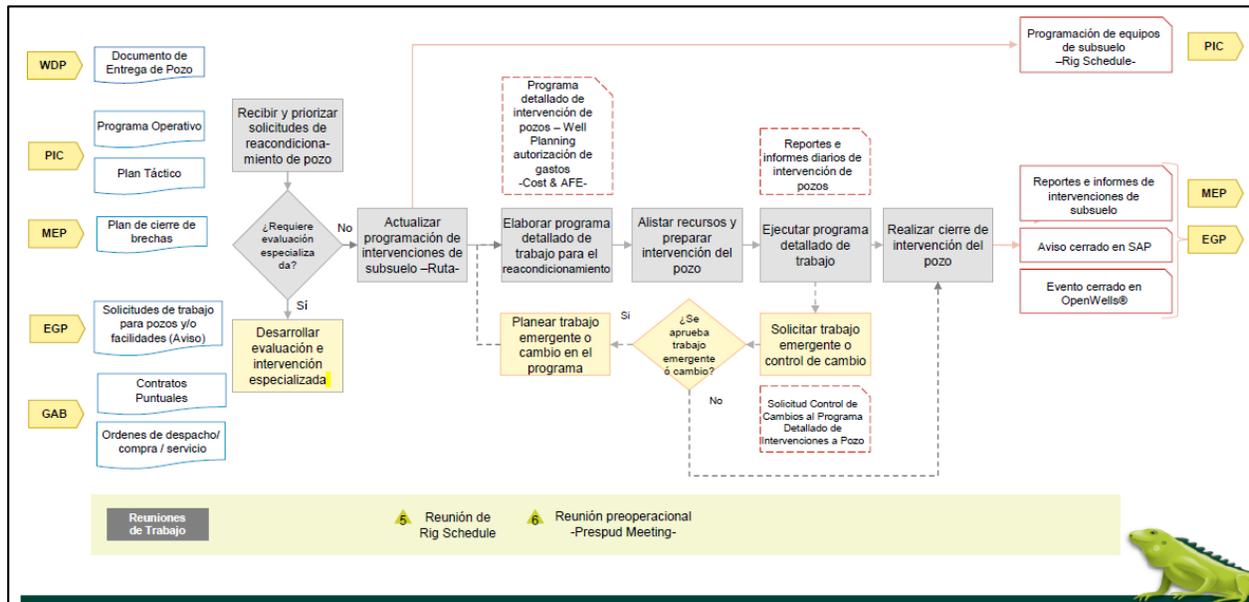
2.1.7. Diagnostico final de la gestión de operaciones

Hasta la fecha, dentro de la compañía aún existe una brecha en el subproceso de intervenciones para la identificación de la criticidad de los pozos. Debido a esto, se decide en el presente trabajo de investigación, crear un nuevo subproceso que le permita a la compañía superar las actividades no programadas dentro de la intervención en pozos con un nivel de riesgo alto o crítico. Para ello, es necesario identificar las variables críticas

que intervienen en una intervención a pozo, de forma tal, que se pueda representar numéricamente el nivel del riesgo en el que se encuentra el pozo para su correcta identificación, planeación y ejecución dentro de un marco específico de la intervención.

Figura 14.

Flujograma para reacondicionamiento a pozos



Nota. La figura muestra el flujograma para el reacondicionamiento a pozos para el área de intervenciones en cada una de sus etapas y la intervención de la sección de evaluación y desarrollo para intervenciones especializadas o intervenciones “especiales”. Tomado de: *“Libro de proceso: Intervenciones y desincorporación de activos de producción”*. *ECOPETROL S.A. versión 1.0. 2019. pp, 89.*

2.2. Gestión de los procesos de intervención

En el ciclo de vida que tiene un pozo, los trabajos de intervención tienen en cuenta los costos tanto operativos como de capital. Por ello, la eficiencia a nivel económico y técnico de los proyectos depende de la forma sistemática en cómo se manejen y obtener la optimización de los trabajos, demostrado a nivel internacional que cumplen con los resultados de confiabilidad de los datos y también resultados financieros para la disminución de tiempos de operación.

Lo que busca el proceso de gestión es maximizar el valor de los activos mediante la confiabilidad de las intervenciones. Aplicándolo a todos los equipos y pozos de Ecopetrol

S.A. De esta forma, el proceso define requerimientos y establece expectativas a nivel de pozos bajo varios procedimientos:

2.2.1. Supervisión y monitoreo de pozos

Hace referencia a la realización de un plan de supervisión de los pozos y actividades de monitoreo en la producción y/o inyección que requieran intervención, además del monitoreo de rutinas de mantenimiento para establecer las condiciones del pozo.

2.2.2. Revisión y análisis de pozos

En esta sección, se inicia el procedimiento con el aseguramiento de la producción y revisión anual de los pozos, optimización del desempeño de los mismos, documentado el mantenimiento realizado desde el cabezal del pozo, esto con el fin de realizar un análisis de la confiabilidad del pozo para lograr la producción e inyección en su máxima producción.

2.2.3. Oportunidades de trabajos en pozos

Las actividades principales son la conformación de grupos de trabajo interdisciplinario para garantizar el cumplimiento de las oportunidades, administración de recursos, uso de software para el modelamiento de los pozos y para las metas del *Plan de Negocio* y aseguramiento, además de la disponibilidad de recursos para ejecutar los proyectos.

2.2.4. Retroalimentación de trabajos en pozo y lecciones aprendidas

Se inicia con la definición de la clasificación de Intervenciones a pozo, definición de métricas, retroalimentación de los casos de oportunidades de optimización que requieran un estudio económico para su aprobación, se corre un análisis económico tipo “*look back*” para efectos de comparación y, por último, la identificación de lecciones aprendidas que se incorporarán en trabajos futuros.

2.3. Identificación de variables de complejidad para la intervención

En los proyectos del proceso IDA presentado anteriormente, se identifican las variables generales que se tienen en cuenta tanto en subsuelo como en superficie, para obtener mejores condiciones de seguridad y de confiabilidad para los trabajos que se requiera

realizar y de manera más óptima, hasta el final del proyecto como se observa en los ciclos de la **Figura 2**, de los proyectos gestionados por Ecopetrol S.A.

2.3.1. Variables para la planeación

2.3.1.a. Recolección de data histórica. Es la primera actividad a realizar donde se recolecta la información general del pozo de acuerdo a su informe histórico. En dicho reporte se registra la locación del pozo, resúmenes de operaciones pasadas, características, equipos y materiales contenidos en el pozo, resumen de pruebas realizadas, registros y seguimientos, curvas de evaluación, etc.

2.3.1.b. Resumen de la información histórica. Es un formato único y resumido con la información más importante de acuerdo a la intervención que requiera el pozo y donde se plasman los eventos que llevaron a dicha intervención.

2.3.1.c. Documentos y entregables. Son los reportes finales y oficiales del estado actual del pozo de acuerdo al resumen histórico y donde se inicia la solicitud a gerencia para la intervención y su justificación.

2.3.1.d. Reuniones de arranque. Reunión para definir la conformación del equipo de ingenieros que serán encargados, según el tipo de intervención y según la complejidad de la misma.

2.3.1.e. Reuniones evaluativas. Es la evaluación por parte del equipo de ingenieros encargados, para realizar las evaluaciones de riesgo del pozo de acuerdo a su estado actual.

2.3.1.f. Propuestas de diseño. Es la presentación de varias propuestas diseñadas para seleccionar la mejor opción e iniciar la aprobación del alcance técnico.

2.3.1.g. Bases de diseño. Una vez definida la propuesta se presenta el diseño o estado final en el que se encontraría el pozo después de la posible intervención.

2.3.1.h. Solicitud de presupuesto. Documento oficial donde se presenta a gerencia el presupuesto calculado y que se requiere para la intervención.

2.3.1.i. Diseño de documentos. Se inicia el diseño de los documentos finales que serán entregados para la elaboración oficial del programa de intervención

2.3.1.j. Factibilidad del proyecto. Presentación completa del alcance técnico con diseño y propuesta para la intervención, y donde se espera la aprobación final por parte del área de gerencia encargada y se realiza la gestión de riesgos en la factibilidad económica. En dicha reunión se tiene en cuenta la información importante para el ingreso a locación y los análisis de riesgos que se deben tener en cuenta para el equipo que será dirigido a la locación.

2.3.2. Variables para la ejecución

2.3.2.a. Plan de movilización. Documento oficial que especifica las actividades de movilización y donde se identifican los aspectos relevantes que se pueden presentar durante la movilización y se realiza una vez aprobado el programa en la fase de planeación.

2.3.2.b. Entrega de locación. Entrega por parte de la compañía operadora del pozo o campo al líder encargado de la operación de la empresa contratista quien realizará los trabajos de intervención, dicho líder recibe información detallada sobre la locación.

2.3.2.c. Autorizaciones. Documentos para el ingreso de los equipos necesarios y documento oficial para la autorización del plan de izaje de los equipos.

2.3.2.d. Reuniones de arranque. Socialización del programa de intervención, recomendaciones y cuidados HSE que se deben tener para la intervención.

2.3.2.e. Reporte de operación. Se registra en Open Wells las operaciones de las intervenciones en un reporte diario de los eventos que se implementen tales como: indicadores, avances, registro de tiempos, costos, equipos, entre otros.

2.3.2.f. Control de cambios. En caso de presentarse un cambio en el programa oficial de la ejecución de la intervención se deben tener todos los documentos necesarios para hacer una correcta gestión de cambio de operación y/o intervención.

2.3.2.g. Entrega de pozo. Es la entrega del pozo a la compañía operadora para la puesta en marcha de producción junto con la documentación del arranque de pozo a intervenir según el sistema de levantamiento.

2.3.3. Variables para el cierre

2.3.3.a. Trabajos de cierre. Trabajos posteriores necesarios para dar por cumplida la intervención, en dado caso de ser un abandono, se realizan pruebas de integridad y seguridad con el fin de entregar un informe final ante las autoridades gubernamentales.

2.3.3.b. Informe de locación. Una vez definida la conformación de las condiciones de la locación, esta es entregada al área solicitante para los posteriores trabajos y la debida documentación de la entrega de locación.

2.3.3.c. Informes de los contratistas. Entrega de informes finales por parte de las empresas contratadas para la intervención con resumen de las actividades y conclusiones, incluyendo un reporte final de las lecciones aprendidas durante la ejecución del programa.

2.3.3.d. Formatos de seguridad. Formatos finales propuestos por el ejecutor de la intervención de los riesgos previstos y las acciones de tratamiento de la misma.

2.3.3.e. Informe final. Informe donde se consolida el resumen de la intervención con la información relevante del pozo, tales como el estado del pozo y su integridad según los formatos establecidos, entre otros anexos requeridos para dar finalización al proyecto.

2.4. Indicadores de complejidad y aplicabilidad para optimización de la intervención

Anteriormente se mencionó, que dentro del marco general del WDP se definieron indicadores específicos con el objetivo de cuantificar los resultados, en función de los objetivos de cada proyecto o pozo estructurado para las compañías de perforación y completamiento. Los indicadores que a continuación serán nombrados, permiten a la compañía cuantificar los resultados en función del programa final de intervención.

2.4.1. Matriz RAM

La Matriz RAM, se define como una herramienta que permite identificar el nivel de riesgo con respecto a la actividad que se desee realizar. La matriz RAM toma en cuenta aspectos técnicos, aspectos de seguridad y dependiendo de su diseño se identifican aspectos financieros, que se identifican de acuerdo al riesgo identificando la gravedad o magnitud de frecuencia en ocurrencia y el nivel de impacto en cuanto a la materialización de dicho riesgo.

2.4.2. Costo – Tiempo

El costo - tiempo es una herramienta de representación gráfica, donde se identifica la reducción o aumento de los costos y tiempos estimados frente a los ejecutados reales y permite su análisis a manera visual y para un fácil análisis y entendimiento.

2.4.3. AFE – Authority For Expenditure

Documento oficial establecido por ingeniería en la fase de detalle, donde se realiza una estimación de costos con porcentajes de precisión para la intervención programada. El informe final o AFE final, encierra cada una de las estimaciones del proyecto desde movilizaciones hasta materiales solicitados totalizando y a la espera de ser firmado para su aprobación.

Estos se implementan para el desarrollo del proyecto después de la ejecución del modelo mediante el uso de la herramienta de Open Wells, para la posterior evaluación del desempeño de los indicadores de complejidad del abandono con respecto a los pozos x & y.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presenta la propuesta del modelo sistemático de gestión para la intervención, el cual fue estructurado, diseñado y planteado para su aplicabilidad en las operaciones de intervención con un resultado en el análisis de complejidad como alto o crítico, y el cual se diseñó tomando como referencia principal el modelo sistemático Well Delivery Process “WDP” y el proceso de intervenciones y desincorporación de activos de producción “IDA”. El modelo sistemático presentado es el resultado obtenido gracias al apoyo y colaboración prestadas al Ingeniero a cargo de la presentación del modelo sistemático de gestión y quien es el director de este proyecto de grado en representación de la empresa Ecopetrol S.A., y quien, a su vez planteo inicialmente la idea y propuesta dentro del equipo de intervención para Ecopetrol S.A.

3.1. Objetivo del modelo sistemático para intervención

El objetivo del modelo sistemático “Well Intervention Process”, dentro de las fases de planeación, ejecución y cierre, es estandarizar, asegurar y mejorar cada intervención de pozo o campaña, como resultado de una correcta planeación y ejecución de la intervención por sus análisis evaluativos, planeaciones técnicas, análisis de integridad y elaboración del programa detallado, lo que le permite a la compañía eliminar las actividades de poco valor agregado, asegurar sus procesos, mejorar su eficiencia de ejecución y hacer un correcto análisis de tiempo y costo para la intervención del pozo o campaña de pozos. El modelo sistemático de intervención a pozos aporta beneficios a las estrategias corporativas de la empresa y cumple con los compromisos de mejoramiento de HSEQ.

La Vicepresidencia de Desarrollo y Producción, incorpora el Modelo de ASP (Administración Seguridad de Procesos) en cada una de sus actividades, estableciendo un engranaje entre sus elementos y componentes. Este modelo sistemático de intervención forma parte del Proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción (IDA) y de la guía para la planeación y ejecución de intervenciones especiales (WIP).

En resumen, con el modelo sistemático de gestión para procesos de intervención, se espera asegurar que una intervención considerada “especial” por su evaluación de

criticidad, se planifique y ejecute de la forma más eficiente y sistemática u ordenada, y que además asegure el objetivo planteado en la planeación técnica, integridad del pozo y rentabilidad de la intervención. Como valor añadido se plantea eliminar las actividades o tareas de poco o bajo valor agregado y eliminar el trabajo autónomo e individualizado.

3.2. Matriz de complejidad para intervención

La aplicabilidad del modelo sistemático de intervención se debe a un análisis previo hecho por el área solicitante para su planeación y ejecución, donde se busca categorizar mediante una cuantificación, el nivel de criticidad o riesgo en la que se encuentra el pozo o campaña, y de allí, el punto de partida en la aplicación del modelo “Well Intervention Process”.

Esta categorización de criticidad es el resultado de un análisis de variables de acuerdo a los riesgos, integridad, tipo de pozo, tipo de intervención, estado mecánico y otros factores operativos establecidos, lo que permitirá definir responsabilidades, tipo de ingeniería durante la planeación y clasificación de la intervención. Esta evaluación de riesgo en un nivel de complejidad alto, le permite a la compañía asegurar que la planeación, ejecución y cierre de la intervención se lleve a cabo de manera más eficiente gracias al correcto seguimiento de la guía o modelo sistemático de gestión para intervenciones.

La matriz de complejidad es una programación hecha en Microsoft Excel, donde participan consideraciones específicas de complejidad con tres valoraciones entre Baja, Media y Alta y una cuantificación de 1, 5 y 10. Allí se busca determinar, en qué rango de criticidad se encuentra el pozo, en dado caso que la valoración final sea Alta o Critica se procede a utilizar el modelo sistemático para intervenciones de alta complejidad. Para la categorización final del nivel de criticidad se realiza una sumatoria final de la puntuación dada por cada variable dentro de la matriz de complejidad como se muestra en la **Ecuación 1**, y de acuerdo a su puntuación se le asigna una categoría dentro de la complejidad, que le permitirá a los ingenieros identificar de forma sencilla y concisa el nivel de criticidad en el que se encuentra el pozo, esta puntuación final se puede observar en las tablas **Tabla 1** y **Tabla 17**.

Ecuación 1.

Sumatoria de variables en matriz de complejidad

$$\sum_{i=1}^{15} x_{total} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + \dots + x_{15}$$

Nota. En la ecuación se muestra la sumatoria que se tomó en consideración para la construcción de la matriz de complejidad y poder obtener numéricamente el nivel de complejidad en el análisis.

Tabla 1.

Porcentajes para evaluación de complejidad

Porcentaje	20%	50%	70%	100%
Puntuación	30	75	105	150

Nota. En la tabla se muestran los porcentajes asignados para la evaluación del nivel de complejidad del pozo en el análisis de riesgos.

A continuación, se presentan las consideraciones o variables específicas que permiten el análisis en la matriz de complejidad para intervenciones la cual se presenta de manera completa en el **ANEXO 1**.

Tabla 2.

Localización, vías y contrapozo

Localización, vías y contrapozo	Complejidad	Puntuación
Fácil acceso y en condiciones para la intervención	Baja	1
Requiere Adecuaciones en vía, locación o contrapozo	Media	5
No Existen condiciones de vía, ni locación y/o contrapozo para la intervención	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en localización, vías y contrapozo con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 3.*Equipo de Intervención*

Equipo de Intervención	Complejidad	Puntuación
Unidades de cable (slick line, braided line, electric line), Unidades de Coiled Tubing, Unidades de bombeo y equipos de fractura	Baja	1
RSU y/o Flush by	Medio	5
Snubbing Unit / Equipo de Workover / Combinación de equipos	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en equipo de intervención con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 4.*Profundidad (MD-ft) Pozo a intervenir*

Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	Complejidad	Puntuación
6000 < Profundidad	Baja	1
6001 < Profundidad < 12000	Media	5
Profundidad > 12000	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en profundidad del pozo con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 5.*Arquitectura pozo productor*

Arquitectura pozo productor	Complejidad	Puntuación
Desviado con Inclinación < 65°	Baja	1
Desviado Alto ángulo - Horizontal - Geonavegado	Media	5
Multilateral	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en arquitectura del pozo productor con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 6.*Inclinación para pozo inyector selectivo*

Inclinación para pozo inyector selectivo	Complejidad	Puntuación
Inclinación < 40° inyector selectivo	Baja	1
Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Media	5
Inclinación 51° - 55° inyector selectivo	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en inclinación para pozo inyector selectivo con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 7.*Dogleg (°/100 ft)*

Dogleg (°/100 ft)	Complejidad	Puntuación
0,5 < DLS < 2,0	Baja	1
2,0 < DLS < 3,0	Media	5
DLS > 3,0	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en grados de desviación con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 8.*Tipo de fluido*

Tipo de fluido	GOR (SCF/STB)	Complejidad	Puntuación
Aceite Negro (black oil)	GOR < 2000	Baja	1
Aceite Volátil	2001 > GOR < 3500	Media	5
Gas Retrogrado / Gas Humedo / Gas seco	GOR > 3500	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en tipo de fluido con las puntuaciones según de 1, 5 y 10 su complejidad.

Tabla 9.*Nivel de concentración H₂S*

Nivel de concentración (según TVL) en la atmósfera	Complejidad	Puntuación
< 5 ppm	Baja	1
5 ppm < H ₂ S < 15 ppm	Media	5
H ₂ S > 15 ppm	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en concentración de H₂S con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 10.*Gradiente de presión*

Gradiente de presión	Complejidad	Puntuación
Normal (0,433 psi/pie)	Baja	1
Subnormal	Media	5
Subnormal con flujo cruzado /Anormal	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en presión con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 11.

Condiciones del completamiento

Condiciones		Complejidad	Puntuación
Condicion del completamiento inferior	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Baja	1
	Completamiento Open Hole.	Media	5
	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena	Alta	10
Condición del completamiento Superior	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Baja	1
	Completamiento Múltiples / Dual / Concentrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales.	Media	5
	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en sus condiciones de completamiento con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 12.*Estado mecánico actual*

Estado Mecánico Actual	Complejidad	Puntuación
Sin restricción de acceso a fondo de pozo	Baja	1
Con restricción de acceso a fondo de pozo - Con pescado en fondo	Media	5
Con restricción de acceso a fondo de pozo - Presenta Colapso	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en estados mecánicos con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 13.*Componentes instalados en completamiento / Pozo*

Componentes Instalados en completamiento / Pozo	Complejidad	Puntuación
Sin componentes de subsuelo ni superficie	Baja	1
Con componentes de subsuelo y/o superficie	Media	5
Con componentes de subsuelo y superficie	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en componentes e completamiento con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 14.*Estado del revestimiento*

Estado del Revestimiento	Complejidad	Puntuación
No presenta agujeros	Baja	1
Un agujero	Media	5
Más de un agujero, no se conoce condición del revestimiento	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en estado del revestimiento con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 15.*Calidad del cemento en zona de interés*

Calidad del Cemento zona de interés	Complejidad	Puntuación
Calidad Buena de cemento	Baja	1
Calidad Regular de cemento	Media	5
Mala (Requiere cementación Remedial) o no se conoce condición de cemento	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en calidad del cemento con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

Tabla 16.

Costo

Costo	Complejidad	Puntuación
AFE < \$1MM	Baja	1
\$1MM < AFE < \$5MM	Media	5
AFE > \$5MM	Alta	10

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones específicas para una intervención en costos con las puntuaciones de 1, 5 y 10 según su complejidad.

El formato diligenciado por el área ejecutora de la intervención, en apoyo con el área de ingeniería y operaciones, hace oficial el análisis de complejidad con sus resultados de criticidad. En dado caso de obtener valoraciones en las categorías Altas o Criticas, la intervención es considerada especial y debe desarrollarse con el modelo sistemático de gestión para procesos de intervención en pozo.

Tabla 17.

Categorización de nivel de complejidad

Clasificación	Complejidad	Puntuación	CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCION
Categoría 1	Baja	<30	BAJA, MEDIA, ALTA O CRÍTICA
Categoría 2	Media	30-75	
Categoría 3	Alta	75-105	
Categoría 4	Critica	>105	

Nota. Esta tabla muestra la categorización de complejidad de la intervención, la cual se obtiene del desarrollo de la matriz de complejidad para determinar el nivel de criticidad de la intervención.

3.3. Solicitud y requerimientos de intervención

A partir de la clasificación de la intervención como especial y de la elaboración y recepción del formato de Solicitud y requerimientos de la intervención **Figura 2**, se evaluará la factibilidad de la intervención y se definirá el equipo de soporte de planeación y ejecución de la misma. Se evaluará el aseguramiento de los recursos necesarios para la ejecución, estimado de tiempo y costo, y la opción más eficiente de acuerdo a la evaluación del riesgo y objetivos planteados en la intervención, para posteriormente elaborar el programa detallado, ejecutarlo y realizar el cierre con la información relevante del desempeño, lecciones aprendidas y entrega de pozo intervenido.

Se debe adjuntar cualquier otra información, registro, reporte, documento que sea relevante para la planeación de la intervención. La información dentro de este documento

y anexos relevantes, constituye un trabajo conjunto entre el área que solicita la intervención; quienes elaboran el formato, y el área de planeación y ejecución. En caso que se solicite la modificación de algún requerimiento que afecte el alcance técnico de la intervención se debe realizar mediante el formato solicitud de control de cambios al programa detallado de intervenciones a pozo EGP-F-006, redactado y radicado por el área generadora del mismo. Este documento debe ser entregado al Gerente de completamiento o al coordinador de subsuelo, quien aplica según sea el caso.

3.4. Fase de evaluación y desarrollo del alcance técnico

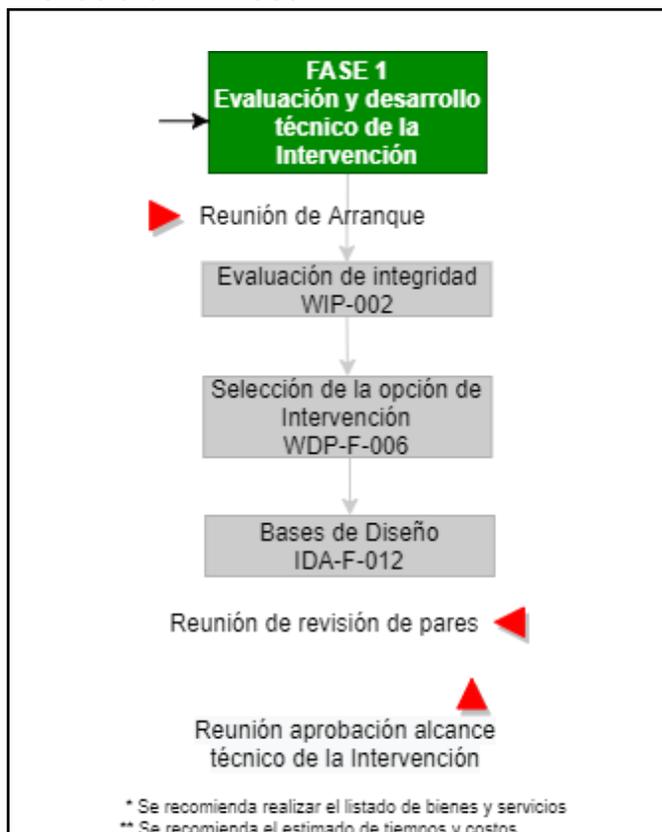
A partir de la evaluación y categorización como criticidad alta o crítica de un pozo con la matriz de complejidad y la radicación del formato de solicitud de intervención, se procede a la elaboración del programa en la primer fase denominada fase de evaluación y desarrollo del alcance técnico. A continuación, se hará una descripción de cada una de las variables que integran la fase 1 del modelo sistemático de gestión para intervención.

3.4.1. Variables en la fase de evaluación y desarrollo técnico

3.4.1.a. Reunión de arranque. Una vez se haya aceptado el documento de solicitud y requerimientos de la intervención y la información de anexos requeridos, se conforma el equipo quien se encargará de la planeación y ejecución de la intervención. Equipo interdisciplinario conformado por profesionales de las áreas involucradas, que será definido de acuerdo a la complejidad y tipo de intervención. Este equipo estará encargado de desarrollar las actividades que en este modelo se describen.

Figura 15.

Estructura WIP fase 1



Nota. Esta figura muestra la estructura de la fase 1 del modelo WIP, desarrollado en colaboración al director de este trabajo de grado.

En una primera instancia el equipo de intervención cita al personal de áreas de soporte como gerencia de yacimientos, gestión de entorno, profesionales de HSE y seguridad física, profesionales de proyectos y obras civiles, abastecimiento, yacimientos, geología y cualquier otra área adicional que preste un soporte en la planeación o ejecución. En esta reunión se revisan las actividades planteadas, requerimientos de entorno, locativos, entre otros, para la ejecución de la intervención. También se acuerdan compromisos para dar cumplimiento a las actividades a las cuales se hará seguimiento mediante el acta de reunión.

3.4.1.b. Evaluación de integridad. Se debe realizar la evaluación de integridad para cada uno de los pozos de la intervención usando los siguientes criterios:

- Si el pozo no tiene presión anular o no tiene presencia de fluidos en superficie. Se realizará la evaluación de integridad de acuerdo a la metodología de valoración de riesgo de subsuelo vigente bajo la guía para el manejo de integridad de pozos WIMS.
- Si el pozo tiene presión en anular o presencia de fluidos en superficie, se deberá usar el formato de evaluación de integridad de pozo ilustrado en el **ANEXO 3**.

En esta actividad el equipo de intervención evalúa la condición de los elementos de las barreras primaria y secundaria con base en los resultados de la valoración de riesgo; el estado mecánico actual, evidencias de registros y simulaciones de esfuerzos. Esta evaluación debe ser revisada por la autoridad técnica de integridad o por la Vicepresidencia Regional o por quien corresponda, según los roles del equipo de intervención, para el que sea aprobada.

Los objetivos de realizar esta evaluación de integridad son:

- Verificar la condición de un pozo a intervenir o un pozo activo, evaluando las barreras, condición y prueba de las mismas (MAWOP) definiendo si el pozo tiene buena integridad.
- Identificar el nivel de riesgo del pozo (alto, medio o bajo).
- Identificar las acciones para evitar la pérdida de integridad, ya sea para intervenirlo o en definitiva proceder a su abandono.
- Brindar parámetros operativos de monitoreo de presión anular (MAWOP, MOP, MAASP), para una condición de operación segura.

3.4.1.c. Selección de la mejor opción de intervención. La selección de las opciones factibles para la ejecución de la intervención por parte del equipo de planeación, es realizada mediante una reunión en participación de un equipo especializado en las diferentes áreas de la ingeniería y que son claves para el desarrollo de la misma. Es liderada por el equipo de intervención encargado, donde se presentan las diferentes opciones identificadas, definiendo sus ventajas y desventajas, tiempos, equipos,

herramientas, servicios, riesgo y estimación de costos, clasificando las opciones y encontrando la mejor opción, permitiendo el alcance técnico de la intervención.

Este modelo tiene como referencia para la selección de la mejor opción un proceso de análisis llamado “análisis pareado” el cual permite el apoyo a dicha selección y es documentada en el formato para la selección de la opción ilustrado en el **ANEXO 5**.

3.4.1.d. Bases de diseño. Una vez el equipo de intervenciones desarrolla el alcance técnico de la intervención, se presenta el formato de bases de diseño de la intervención ilustrado en el **ANEXO 6**, documento que consolida los resultados de la ingeniería y establece las bases para la ejecución. Se requiere que las bases de diseño, no se limite en presencia de fluidos, diferentes tipos de cementación remedial, conectividades, SLA y tubería según su objetivo tanto producción como inyección, estimulación, abandonos temporales o definitivos y los análisis en las simulaciones de esfuerzos.

3.4.1.e. Reunión de revisión de pares. Reunión donde se presenta el estado de resultados mediante el análisis y el desarrollo del alcance técnico. Esta reunión es presentada al equipo de coordinadores de Ingeniería, equipo de ingenieros de completamiento, autoridades técnicas, gerente regional de intervención, entre otros, que serán presentados y seleccionados de acuerdo a su experiencia en el área y en operaciones con niveles de similitud a la que se enfrentan. El equipo de intervención presenta el objetivo de la intervención, los puntos más importantes de la evaluación del proyecto y alcance técnico, bases de diseño obtenido a partir del análisis pareado y el estimado de tiempo y costos. El objetivo de dicha reunión es la recolección de las recomendaciones, mejores prácticas por experiencia, o hallazgos por ingeniería, que son aspectos a tener en cuenta para la revisión final de sección y sus posibles ajustes, antes de la presentación en la reunión de aprobación del alcance técnico.

3.4.1.f. Reunión aprobación del alcance técnico. Una vez el equipo encargado del diseño de la intervención ha realizado los posibles ajustes del programa con los puntos más importantes de la intervención, se procede a la reunión de aprobación del alcance técnico donde se espera sea aprobado tanto técnica como económicamente el proyecto planteado.

La participación de las áreas aprobadoras será regida como se ilustra a continuación:

Tabla 18.

Estructura de aprobación

		COSTO DE LA INTERVENCIÓN*					
		AFE < 10.000 SMMLV		AFE ENTRE 10.000 Y 20.000 SMMLV		AFE > 20000 SMMLV	
		Aprobador**	Informado**	Aprobador**	Informado**	Aprobador**	Informado**
ALTA	Tecnico	*Gerente de Completamiento		*Gerente de Completamiento		*Gerente de Completamiento	
	Economico	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente tecnico y operativo VNC *Coordinador de Producción/Subsuelo /Ingeniería *Lider de proyecto	*Jefe Regional de Yacimientos *Lider de operación Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento Regional	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente tecnico y operativo VNC *Lider de yacimientos *Lider de Proyecto *Jefe de Departamento Activo	*Jefe Regional de Yacimientos *Lider de operación Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento Regional	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente Activo *Gerente tecnico y operativo VNC *Gerente de Yacimientos	*Gerente General de Perforación y completamiento *Jefe Regional de Yacimientos *Lider de operación Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento regional *Vicepresidente VNC
CRITICA	Tecnico	*Gerente de Completamiento	*Gerente de Perforación *Jefe Regional de Yacimientos *Lider de operación	*Gerente de Completamiento	*Gerente de perforación *Jefe Regional de Yacimientos *Lider de operación	*Gerente de Completamiento	*Vicepresidente Exploratorios VEX *Vicepresidente No Convencionales *Gerente General de Perforación y completamiento
	Economico	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente tecnico y operativo VNC *Coordinador de Producción/Subsuelo /Ingeniería *Lider de proyecto	Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento Regional *Lider de planeación y ejecución Vicepresidencia Regional (Incluye VEX y VAS)	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente Activo *Gerente tecnico y operativo VNC *Gerente de yacimientos *Lider de Proyecto	Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento Regional *Lider de planeación y ejecución Vicepresidencia Regional (Incluye VEX y VAS)	*Gerente Onshore VEX *Gerente VAS *Gerente Activo *Gerente tecnico y operativo VNC *Gerente de Yacimientos	*Jefe Regional de Yacimientos *Lideres de planeación y de operación Vicepresidencia Regional (Incluye VAS y VEX) *Jefe departamento regional *Vicepresidente VNC

*Tomado del proceso de gestión de abastecimiento GAB (Modelo de gobierno y control de la función)
 **Según el área del solicitante se debe seleccionar los aprobadores que correspondan de la matriz de gobernabilidad

Nota. Esta figura muestra cómo está estructurada el área de aprobación de intervenciones con nivel de riesgo alto o crítico, con límites económicos y seccionado por equipo aprobador y equipo informado.

3.4.1.g. Listado de bienes y servicios. Se recomienda, elaborar el listado de equipos, servicios, materiales y tecnologías para ejecutar la opción seleccionada por el análisis pareado. Este listado incluye especificaciones y cantidades de los ítems requeridos. Se deberá socializar y gestionar los materiales y/o servicios en mención con abastecimiento, logística y proyectos para identificar los medios contractuales vigentes y asegurar su viabilidad o en caso de requerir nuevas tecnologías, proveedores especializados o ajustes a algún contrato se deberán realizar los anexos técnicos correspondientes.

Adicionalmente si se requiere de compras de materiales de larga entrega, se debe iniciar proceso de compra temprana para garantizar que se encuentren disponibles para la ejecución de la intervención.

Teniendo como base el listado de bienes y servicios, las Bases de diseño y la viabilidad contractual, el equipo de intervenciones realiza la evaluación técnico-económica de las compañías de servicio, para junto con los interventores y

administradores de contrato e iniciar la asignación de compañías y contar con el soporte desde el inicio de la siguiente actividad.

3.4.1.h. Estimado de tiempo y costo. Se recomienda que el equipo de intervenciones elabore una estimación de actividades, tiempos y costos que contenga los principales rubros de gasto de la intervención del pozo(s) por sus diferentes categorías (Estimado de costos). Este estimado debería incluir contingencia y escalación, con el fin de contemplar el costo con un estimado de las consecuencias económicas de una materialización de riesgos, para que aprobadores de la intervención tengan en cuenta estos costos para su aprobación. El costo total de la intervención debe ser presentado en la reunión de aprobación.

Una vez cumplida la fase 1 de evaluación y desarrollo del alcance técnico de la intervención, se procede al desarrollo de la siguiente fase que es la fase de detalle.

3.5. Fase de detalle

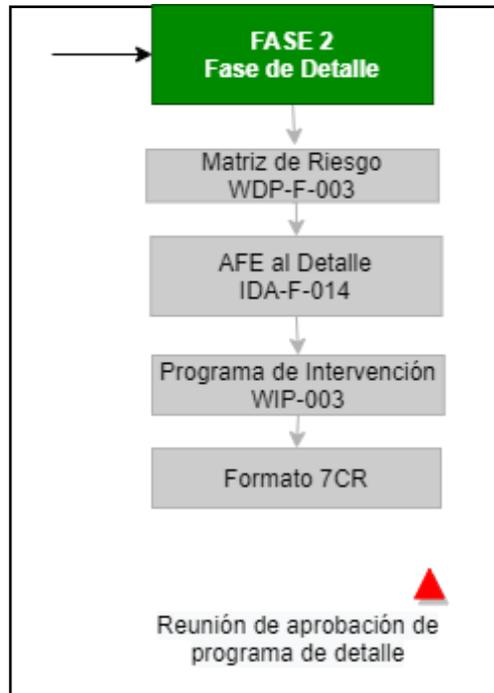
Esta actividad se enfoca en el detalle del alcance técnico, con base en las especificaciones valoradas en la fase de evaluación, etapa en la que la intervención es aprobada para su ejecución. A continuación, se definirán las variables que hacen parte de la fase de detalle para el modelo sistemático de gestión para la intervención.

3.5.1. Variables críticas en la fase de detalle

3.5.1.a. Matriz de riesgo. Se definen los riesgos a tener en cuenta incluidos los ya tenidos en cuenta en las actividades anteriores y sumado a esto, la revisión de la historia de intervenciones a pozo que mantengan coincidencia o similitud mediante la plataforma Open Wells o reportes finales (reportes de intervenciones), además de analizar las lecciones aprendidas y actividades no planeadas (NPT's), donde se observaron fallas operacionales, fallas en los equipos o materialización de operaciones no planeadas.

Figura 16. Estructura WIP fase 2

Estructura WIP fase 2



Nota. Esta figura muestra la estructura de la fase 2 del modelo WIP, desarrollado en colaboración al director de este trabajo de grado.

En el formato de Matriz de riesgo, se describen y cuantifican los riesgos identificados que hacen un complemento al programa de intervención y se suma a las estrategias de mitigación. Se congela la evaluación de riesgos operacionales, especificando planes de control, mitigación y contingencias. Se llenará el formato Matriz de riesgos

ANEXO 7.

Igualmente, el equipo de intervenciones con soporte del profesional HSE de la Vicepresidencia Regional y/o proyectos, asegurarán que las operaciones de intervención

estén contenidas en el Plan de respuesta a Emergencias del área en donde se va a ejecutar la intervención.

3.5.1.b. AFE al detalle. Documento que contiene los principales artículos o conjunto de bienes y servicios dependiendo del tipo de intervención. Con la especificación de actividades y tiempo, se obtienen las cantidades definitivas de cada servicio, tarifas aproximadas y cercanas a los contratos asignados. El formato AFE detalle puede ser manejado bajo el proceso de intervención ilustrado en el

ANEXO 8.

3.5.1.c. Programa de intervención. El equipo de intervención elabora el documento propuesto, que describe la ingeniería detallada de la intervención de pozo, listado de equipos, actividades y recursos necesarios. El formato programa de intervención de pozo

ANEXO 9, donde se ilustra la portada y el índice propuesto para la presentación del programa de intervención a manera detallada.

3.5.1.d. Formato 7CR. Corresponde al permiso para trabajos posteriores a la ejecución oficial, el cual se radica ante la ANH para asegurar que se establecieron los permisos necesarios para la intervención. Este documento es aplicado a las intervenciones en las que se vea comprometido el yacimiento y/o modificaciones al completamiento. Se debe radicar para su aprobación en la Agencia Nacional de Hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en la resolución vigente,

ANEXO 10.

3.5.1.e. Reunión de aprobación. En esta reunión el equipo asignado en el área de intervenciones, presenta el objetivo principal de la intervención, los puntos más importantes del diseño, riesgos identificados, el plan de mitigación y los detalles que se desarrollaron al programa de trabajo y finalmente el AFE de detalle. Allí se busca la aprobación del programa de intervención detallado.

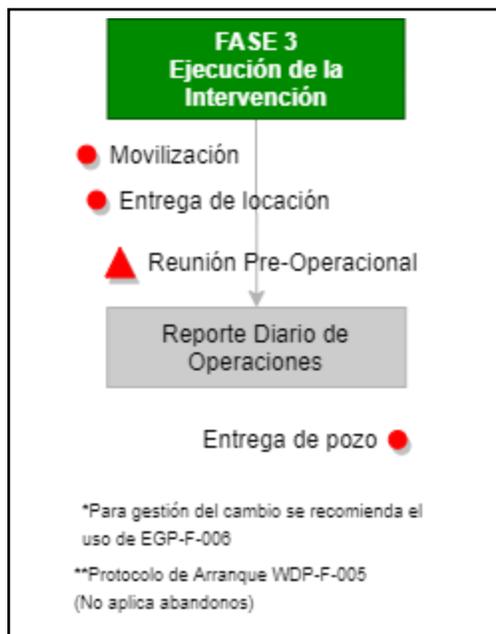
Se debe elaborar el acta reunión, indicando comentarios, recomendaciones y aprobación del programa detallado de trabajo de intervención.

3.6. Fase de ejecución

En esta fase el objetivo principal es ejecutar la intervención planteada y presentada mediante el programa de intervención WIP, después de generar los formatos y permisos necesarios para hacer la entrega del pozo con integridad, según sea la planeación de la intervención. A continuación, se presenta la estructura para dar inicio a la fase de intervención.

Figura 17. Estructura WIP fase 3

Estructura WIP fase 3



Nota. Esta figura muestra la estructura de la fase 3 del modelo WIP, desarrollado por los autores y en colaboración al director de este trabajo de grado.

3.6.1. Variables críticas en la ejecución

3.6.1.a. Movilización. Se elabora el plan de movilización que será socializado entre las áreas encargadas y personal requerido e involucrado para la Intervención, como lo son el área de seguridad o HSEQ y coordinadores de área ejecutora. Esto se busca con el fin de su aprobación e iniciar de manera coordinada la ejecución del programa y desde la movilización de los equipos al área a intervenir.

3.6.1.b. Entrega de locación. Es importante considerar, si el pozo a intervenir requiere de obras civiles o mantenimiento para el ingreso de la locación y/o contra pozo, esto con el fin de evitar problemas de construcción después de la entrega a la cuadrilla encargada la locación para la intervención. La entrega y recibo de pozo, se inicia con el formato autentico diligenciado y original identificado por parte de la empresa operadora y la empresa contratista, con cada una de las variables para la movilización y arribo a la localización, puesto que, para la ejecución de la intervención en el activo, si es el caso se realizan mantenimientos antes de recibirla para evitar problemas posteriores. Cuando la locación y el cabezal del pozo están en conformidad, el ingeniero encargado recibe el área para el posterior inicio de las actividades planificadas de la intervención.

3.6.1.c. Reunión pre-operacional. Reunión de campo, donde se socializa y discute sobre el plan de intervención al pozo, describiendo y recordando cada una de las actividades y posibles riesgos que se identificaron en la fase de planeación y las matrices de riesgo. La persona responsable de la operación que da inicio a la operación supervisa que las actividades se sigan según el formato planteado lo más claro posible. Con el uso del programa Open Wells, donde se reportan los avances, incidentes e inconvenientes presentados, además de reportar las lecciones aprendidas de dicha aplicación.

En esta etapa es recomendable realizar diariamente la reunión “*pre-spud*”, en las cuales se revisan la actividades realizadas o ejecutadas el día anterior, allí también se planea la actividad o ejecución de las siguientes 24 horas. Se discuten, socializan y se toman las medidas que garanticen el cumplimiento eficaz de las metas de HSEQ, operacionales, integridad del pozo, desempeño en costos y tiempos.

3.6.1.d. Reporte de las operaciones. Se realizan reportes diarios de la operación que son digitados por los asistentes y encargados de la operación en el programa Open Wells (manejado por cada una de las compañías) durante la ejecución de la intervención. Con el fin de salvaguardar la información en una base de datos y capturar cada uno de los eventos registrados en campo, tales como: indicadores variables, avances, descripción de operaciones, tiempos, consumo de materiales, equipos, NPT's, entre otros.

Nota: Es necesario que previo a la operación se haya cargado el AFE aprobado.

3.6.1.e. Control de cambios. Durante la ejecución del programa, si se llegase a generar cambios al programa oficial, estos se documentan como cambios: bajos, estos conllevan modificaciones o variaciones por la materialización de un riesgo identificado y debe ser cargado a la base de datos de Open Wells. Cambios medios, son inherentes a las operaciones debidos a la materialización de un riesgo identificado y requiere tomar acción y autorización inmediata, según el documento Guía de gestión de riesgos en proyectos EDP-G-001. Finalmente, los cambios altos, son los que afectan directamente a los objetivos estratégicos de la compañía creados en el programa de intervención, donde no solo modifican alguna solicitud, si no también pueden comprometer la integridad del activo.

Si se realizó algún cambio en la fase de aplicación o ejecución del modelo en la fase de intervención se solicita generar el formato EGP-F-006, para la Solicitud Control de Cambios al Programa Detallado de Intervenciones a Pozo.

3.6.1.f. Entrega de pozo. Entrega oficial del pozo dependiendo de la intervención. En caso de ser una intervención para mejoramiento o recuperación de producción. Para la entrega de pozo se realiza un arranque de seguridad con revisión previa a la empresa o área encargado en la siguiente etapa. En dado caso de ser un abandono, se hacen pruebas de presión finales y pruebas solicitadas para el aseguramiento del correcto taponamiento y abandono efectivo del pozo.

3.6.1.g. Protocolo de inicio de proyecto. Actividad complementaria a la reunión pre-operacional, donde se documenta el arranque del pozo intervenido y se hace el registro y toma de datos de las condiciones actuales del activo. Una vez se realice la intervención, se somete a la fase final donde se documenta el desempeño de la intervención y etapas de aprendizaje de la misma. Para esta actividad es necesario el uso del formato WDP-F-045.

3.7. Fase de cierre

Una vez finalizada y documentada la fase de ejecución, la intervención se somete a la fase final donde se documentan el desempeño de la intervención y etapas de aprendizaje de la misma. A continuación, se presentan las variables que pertenecen a esta última fase del modelo sistemático de gestión para intervención.

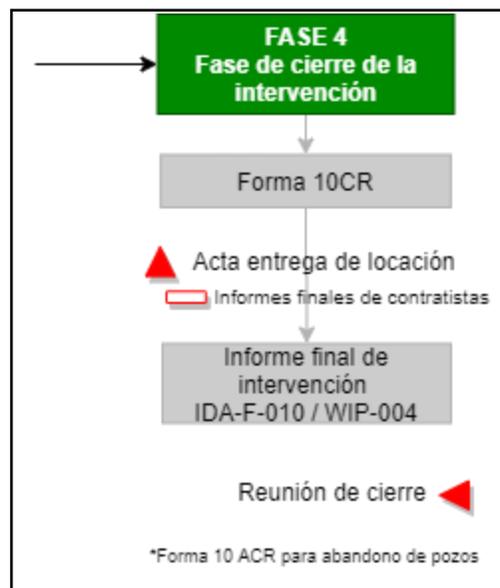
3.7.1. Variables críticas en el cierre

3.7.1.a. Forma 10 CR. Informe final resumido que da por concluida la intervención sobre los trabajos posteriores a la terminación oficial de la intervención, ante las autoridades gubernamentales con una caducidad de 15 días para radicar ante las autoridades encargadas. Para el caso de una intervención de abandono el documento se identifica como la forma 10 ACR.

La gerencia definirá los responsables para elaborar el informe final que será radicado y entregado ante la ANH y quien a su vez realiza el seguimiento de su aprobación.

Figura 18.

Estructura WIP fase 4



Nota. Esta figura muestra la estructura de la fase 4 del modelo WIP, desarrollado por los autores y en colaboración al director de este trabajo de grado.

3.7.1.b. Acta entrega de locación. Documento elaborado para la entrega de la locación al área solicitante, una vez validadas que las condiciones de la locación están a conformidad del proyecto. Para esta actividad se selecciona el formato WDP-F-026.

3.7.1.c. Informes de contratistas. Informe oficial entregados al dueño del activo por compañías contratadas, para la ejecución del trabajo o que hayan tenido participación en la intervención, por lo cual redactan las recomendaciones, lecciones aprendidas y serie de actividades empleadas, entre otras. Estos documentos finales se anexarán dentro de la carpeta de la fase de cierre de la operación.

3.7.1.d. Matriz de riesgos final. Formato matriz de riesgos actualizado y cerrado, con los riesgos identificados durante la intervención y las actividades de tratamiento o intervención, además de los riesgos que se siguen identificando y se deben seguir gestionando para posterior mitigación de la misma, adicional de los riesgos ejecutados durante la intervención de pozo además de los ya planeados.

3.7.1.e. Informe final de intervención. El equipo de intervención elabora un documento resumido de acuerdo al registro diario de operación que se consolida en la ejecución. Se identifican los aspectos más relevantes del estado de pozo y de la evaluación final de la integridad. En caso de haberse presentado limitantes operacionales, se deben indicar anexando los formatos oficiales de la evaluación de integridad del proceso IDA. Se hará el uso del formato IDA-F-010 presentado en el **ANEXO 11**, para consolidar el resumen de la ejecución y el formato **WIP-004** como una propuesta para la entrega final de la intervención para un formato diario de intervención incluyendo las tablas resumen, tales como: costo y tiempo planeados versus reales, aparte del anexo final de las lecciones aprendidas anteriormente mencionado. Dicho documento se presenta en **ANEXO 12**.

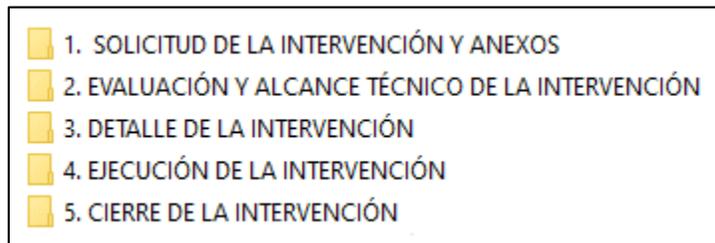
3.7.1.f. Reunión de cierre. Esta reunión con el personal, se hace con el fin de identificar y revisar el desempeño del equipo de trabajo dentro de los aspectos de seguridad, integridad del pozo y lecciones aprendidas durante la operación.

3.7.1.g. Aseguramiento de la información. Para el aseguramiento de la información, Ecopetrol hará uso de la herramienta Open Wells de manera obligatoria, donde se anexan los reportes diarios de operación, lecciones aprendidas, entregables, documentos adicionales, solicitudes requeridas, etc. Con el fin de crear una base de datos única e identificada para posteriores trabajos con similitud al ya registrado.

Por lo cual, el equipo lo realiza y radica en un plazo de (15) quince días, después de la reunión de cierre. Deberá tener información tales como, los programas de las compañías, reuniones y otros soportes de las actividades de cada una de las etapas mencionadas. Para la organización de la información se sugiere el uso de carpetas con las actividades del modelo WIP, como se demuestra en la **Figura 19**:

Figura 19.

Estructura sugerida para la documentación.



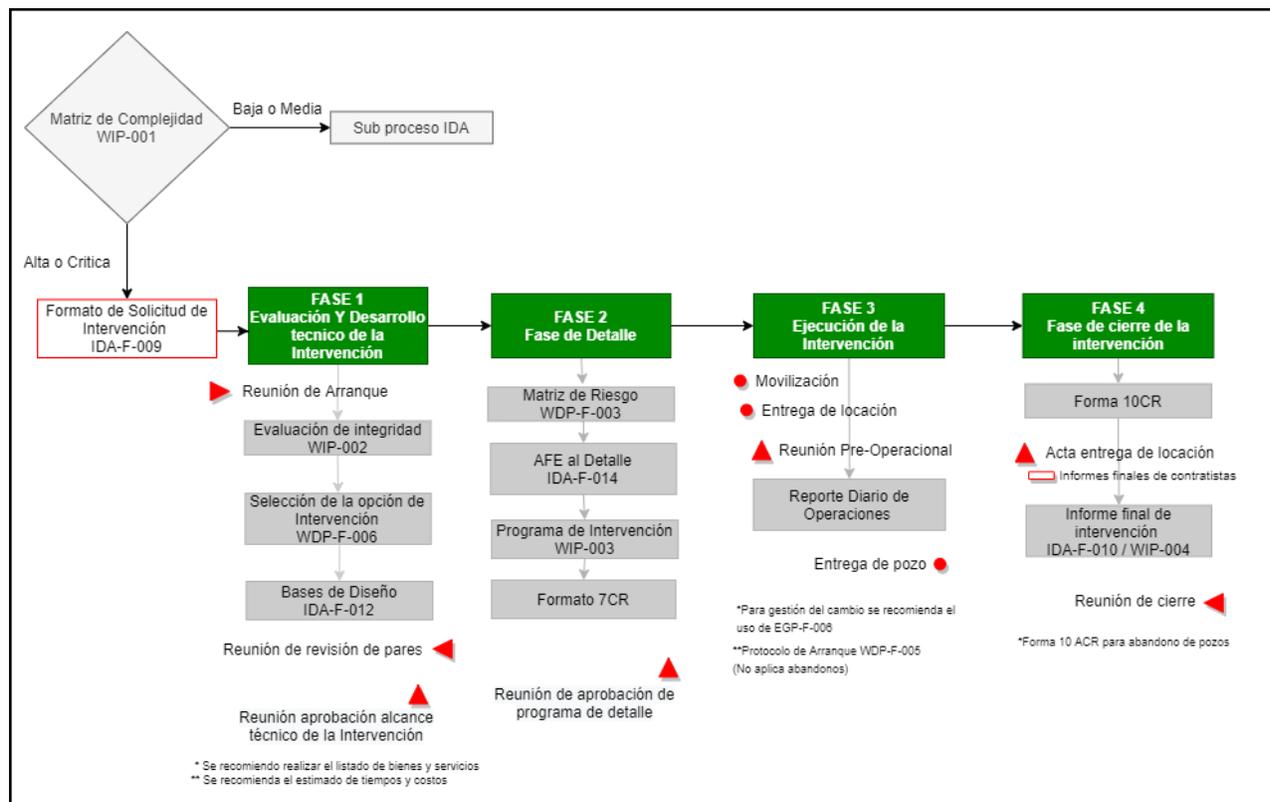
Nota. En esta figura se muestra la sugerencia de estructura para la documentación y envío de la información de la intervención.

El modelo sistemático de intervención a pozos, aporta beneficios a las estrategias corporativas de la empresa y cumple con los compromisos de mejoramiento continuo de HSEQ, donde el objetivo del modelo sistemático “Well Intervention Process”, dentro de las fases de planeación, ejecución y cierre, es estandarizar, asegurar y mejorar cada intervención de pozo o campaña, como resultado de una correcta planeación y ejecución de la intervención por sus análisis evaluativos, planeaciones técnicas, análisis de integridad y elaboración del programa detallado, además le permite a la compañía eliminar las actividades de poco valor agregado, asegurar sus procesos, mejorar su eficiencia de ejecución y hacer un correcto análisis de tiempo y costo para la intervención del pozo o campaña de pozos.

En resumen, con el modelo sistemático de gestión para proyectos de intervención, se espera asegurar que una intervención considerada “especial”, se planifique y ejecute de la forma más eficiente y que asegure el objetivo en la planeación técnica, integridad del pozo y rentabilidad de la intervención, y como valor añadido el eliminar las actividades o tareas de poco o bajo valor agregado.

Figura 20.

Modelo sistemático para la gestión de procesos de intervención



Nota. En esta figura se muestra el modelo sistemático de gestión para procesos de intervención final obtenido de manera general y desarrollado en colaboración al director de este trabajo de grado.

3.7.2. Roles y responsabilidades

Para los procesos determinados como WIP en cada fase del proyecto, cada etapa debe ser documentada definiendo los roles y responsabilidades que requieran para las fases de planeación ejecución y cierre de las intervenciones catalogadas como especiales. Implementando para documentar los roles y responsabilidades la Matriz RASCI.

En las etapas, cada fase se debe asegurar que el personal involucrado sea el competente para realizar las actividades o tarea asignadas. Se presenta la matriz RASCI para una de las etapas a continuación.

Tabla 19.

Matriz RASCI. Solicitudes y requerimientos

Actividades Críticas	GERENCIA GENERAL DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO						VAS		VEX						VNC			PROYECTOS	
	Gerente de Completamiento	Autoridades Técnicas	Lider Ingeniería Completamiento/ P&A	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero Junior	Company Man	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y	Integral de Produc	Gerente Onshore VEX	Gerente planeación y ejecución VEX	Ingeniería VEX	Geología VEX	Gerente Técnico y Operativo VNC	Departamento Desarrollo VNC - yacimientos	Departamento Desarrollo VNC - Geología	Lider/Profesional de Proyectos	Lider/Profesional Construcción Obras Civiles
Elaborar matriz de complejidad de la intervención	S	A		R				A*	R*	I	A*	R*	S		S	S	S		
Solicitud y requerimientos de la Intervención																			
Intervención (VEX/VAS)	I		I					A*	R*	I	A*	S	C			C		R*	
Intervención (VNC)	I		I										C	A	R	C			
Intervención (EOR)	I		I											A	R			S	
Intervención (Activo)	I		I																

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones de roles y responsabilidades para la elaboración de matriz de complejidad y solicitudes y requerimientos.

Tabla 20.

Matriz RASCI – Continuación Tabla 19. Solicitudes y Requerimientos

Actividades Críticas	SOPORTE						SUBSUELO					GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO					
	Lider/Profesional HSE	Profesional de entorno y Seguridad VDS	Profesional Logística	Lider/Profesional Abastecimiento	Administrador/Inventor de Contrato	Gerente General de Yctos	Lider de Yacimientos	Gerente yacimiento regional	Geólogo	Ing Yacimientos	Gerente del Activo	Jefe Dpt Ingeniería/ Producción	Profesional de Ingeniería	Coordinador Ing. Subsuelo	Coordinador Ops. Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coman Subsuelo
Elaborar matriz de complejidad de la intervención									S	S			S	S		S	
Solicitud y requerimientos de la Intervención																	
Intervención (VEX/VAS)											I						
Intervención (VNC)																	
Intervención (EOR)								C		I	C		C				
Intervención (Activo)						S		S	C		A	R	C	I			

Nota. Esta tabla muestra la continuación de la tabla 19, donde se presentan las consideraciones de roles y responsabilidades para la elaboración de la matriz de complejidad y solicitudes y requerimientos.

Tabla 21.

Matriz RASCI. Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la intervención.

Actividades Críticas	GERENCIA GENERAL DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO						VAS		VEX					VNC			PROYECTOS			
	Gerente de Completamiento	Autoridades Técnicas	Lider Ingeniería Completamiento/P&A	Ingeniero de planeación	Ingeniero de planeación	Ingeniero de planeación	Ingeniero Junior	Company Man	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y Abandonos	Integral de Producción	Gerente Onshore VEX	Gerente planeación y ejecución VEX	Ingeniería VEX	Geología VEX	Gerente Técnico y Operativo VNC	Departamento Desarrollo VNC - yacimientos	Departamento Desarrollo VNC - Geología	Lider/Profesional de Proyectos	Lider/Profesional Construcción Obras Civiles
Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la Intervención																				
Realizar reunión de Arranque		S	A		R				I	S	I			S		S	S	S	S	S
Realizar evaluación de Integridad	I	C	A		R			I	I	S	I	I								
Definir opciones de Intervención		S	A	S	R		S			S				C		S	C	C	C	C
Reunión y elaboración de formato de Selección de la opción	I	C	A	S	R					S		I		S	I	C	S	I		
Elaboración Bases de Diseño		C	A	S	R					S				S		S	S			
Estimado de tiempos y costos			A	S	R			I	I	I		I			I			I		

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones de roles y responsabilidades para la Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la intervención.

Tabla 22.

Tabla 21

Matriz RASCI – Continuación Tabla 21. Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la intervención.

Actividades Críticas	SOPORTE						SUBSUELO				GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO									
	Lider Profesional HSE	Profesional de Ingeniería Suficiente YDS	Profesional Logística	Lider/ Profesional Abastecimiento	Administrador/Interventor de Contrato	Gerente General de Yctos	Lider de Yacimientos	Gerente yacimiento regional	Geologo	Ing Yacimientos	Gerente del Activo	Jefe Dpt Ingeniería / Producción	Profesional de Ingeniería	Coordinador Ing Subsuelo	Coordinador Ops Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coman Subsuelo	Coordinador de Producción	Ingeniero de Control de Producción	
Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la Intervención																				
Realizar reunión de Arranque	S	S	C	C				I	S	S		S		S						
Realizar evaluación de Integridad						I		S	S	I			S		S					S
Definir opciones de Intervención	S	S		S	S			C	S			S		S		S				S
Reunión y elaboración de formato de Selección de la opción						I		S	C	I	C		S					S		
Elaboración Bases de Diseño								S	S		S		S					S		
Estimado de tiempos y costos					S	I	I			I										

Nota. Esta tabla muestra la continuación de la tabla 21, donde se presentan las consideraciones de roles y responsabilidades para la Evaluación y Desarrollo del alcance Técnico de la intervención.

Tabla 23.

Matriz RASCI. Detalles de la intervención

Actividades Críticas	GERENCIA GENERAL DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO							VAS		VEX					VNC			PROYECTOS	
	Gerente de Completamiento	Autorías Técnicas	Lider Ingeniería Completamiento/P&A	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero Junior	Company Man	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y Abandonos	Integral de Producc	Gerente Onshore VEX	Gerente planeación y ejecución VEX	Ingeniería VEX	Geología VEX	Gerente Técnico y Operativo VNC	Departamento Desarrollo VNC - yacimientos	Departamento Desarrollo VNC - Geología	Lider/Profesional de Proyectos	Lider/Profesional Construcción Obras Civiles
Detalles de la Intervención																			
Reunión y Elaboración de matriz de riesgos operativos	S	A	S	R		S			S				C		S	C	C	C	
Elaborar Programa de intervención	S	A	S	R		S			C						C				
Elaborar AFE detalle		A		R															
Forma 7CR		S		S			A*	R*	C		A*	R*	C	A*	R*	C			

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones de roles y responsabilidades para los detalles de la intervención.

Tabla 24.

Matriz RASCI – Continuación Tabla 23. Detalles de la intervención

Actividades Críticas	SOPORTE					SUBSUELO					GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO								
	Lider Profesional HSE	Profesional de planeación Sigflica VDS	Profesional Logística	Lider Profesional Abastecimiento	Administrador/Interventor de Contrato	Gerente General de Yctos	Lider de Yacimientos	Gerente yacimiento regional	Geologo	Ing Yacimientos	Gerente del Activo	Jefe Dpt Ingeniería / Producción	Profesional de Ingeniería	Coordinador Ing Subsuelo	Coordinador Ops Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coman Subsuelo	Coordinador de Producción	Ingeniero de Control de Producción
Detalles de la Intervención																			
Reunión y Elaboración de matriz de nesgos operativos	S	S		S	S				C	S				S		S			S
Elaborar Programa de intervención									C		C		C					C	
Elaborar AFE detalle			S		S														
Forma 7CR									R*		A*	R*							C

Nota. Esta tabla muestra la continuación de la tabla 23, donde se presentan las consideraciones de roles y responsabilidades para los detalles de la intervención

Tabla 25.

Matriz RASCI. Ejecución de la intervención

Actividades Críticas	GERENCIA GENERAL DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO						VAS		VEX					VNC			PROYECTOS		
	Gerente de Completamiento	Autoridades Técnicas	Lider Ingeniería Completamiento/P&A	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero Junior	Company Man	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y Abandonos	Integral de Productu	Gerente Onshore VEX	Gerente planeacion y ejecucion VEX	Ingeniería VEX	Geología VEX	Gerente Tecnico y Operativo VNC	Departamento Desarrollo VNC - yacimientos	Departamento Desarrollo VNC - Geología	Lider/Profesional de Proyectos	Lider/Profesional Construcción Obras Civiles
Ejecución de la intervención	I	S	S	A	S		R		I	S					C			I	
Generar reporte diarios de inervención (GPN)			I	I	I	R	A		I	I					I			I	
Entrega de pozo				A	S		R		I	I		I			I			I	
Ejecución de la intervención (activo)			I	S	S														
Generar reporte diarios de inervención (activo)					I														
Entrega de pozo (Activo)					I													S	

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones de roles y responsabilidades para la ejecución de la intervención.

Tabla 26.

Tabla 25

Matriz RASCI – Continuación

Tabla 25. Ejecución de la intervención

Actividades Críticas	SOPORTE						SUBSUELO				GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO								
	Líder/ Profesional HSE	Profesional de entorno y Seguridad VDS	Profesional Logística	Líder/ Profesional Abastecimiento	Administrador/Interventor de Contrato	Gerente General de Ciclos	Líder de Yacimientos	Gerente yacimiento regional	Geólogo	Ing Yacimientos	Gerente del Activo	Jefe Dpt. Ingeniería / Producción	Profesional de Ingeniería	Coordinador Ing. Subsuelo	Coordinador Ops. Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coman Subsuelo	Coordinador de Producción	Ingeniero de Control de Producción
Ejecución de la intervención																			
Ejecución de la intervención (GPN)	S	S	S		S					C			I	S		I			
Generar reporte diarios de inervención (GPN)										I			I	I					
Entrega de pozo														I		I			I
Ejecución de la intervención (activo)	S	S			S		I		C			I	A		R	S		I	
Generar reporte diarios de inervención (activo)									I			I	A		R	S		I	
Entrega de pozo (Activo)									S		I		A		R				

Nota. Esta tabla muestra la continuación de la tabla 25, donde se presentan las consideraciones de roles y responsabilidades para la ejecución de la intervención.

Tabla 27.

Matriz RASCI. Cierre de la intervención

Actividades Críticas	GERENCIA GENERAL DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO						VAS		VEX				VNC			PROYECTOS			
	Gerente de Completamiento	Autoridades Técnicas	Lider Ingeniería Completamiento/P&A	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero de planeación Completamiento	Ingeniero Junior	Company Man	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y Abandono	Integral de Product	Gerente Onshore VEX	Gerente planeación y ejecución VEX	Ingeniería VEX	Geología VEX	Gerente Técnico y Operativo VNC	Departamento Desarrollo VNC - yacimientos	Departamento Desarrollo VNC - Geología	Lider/Profesional de Proyectos	Lider/Profesional Construcción Obras Civiles
Cierre de la intervención																			
Elaboración Forma 10CR/10ACR*			S		R*			A*	R*	C			A*	R*	C				
Elaboración Informe final de intervención	I	C	A		R	S	C		I	I					C			I	
Reunión de cierre de la intervención	I		A		R				I	I					I	I		I	
Elaboración Informe final de intervención (activo)			I		S													I	

Nota. Esta tabla muestra las consideraciones de roles y responsabilidades para el Cierre de la intervención.

Tabla 28.

Tabla 27

Matriz RASCI – Continuación Tabla 27. Cierre de la intervención

Actividades Críticas	SOPORTE					SUBSUELO				GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO										
	Lider/ Profesional HSE	Profesional de entorno y Seguridad VDS	Profesional Logística	Lider/ Profesional Abastecimiento	Administrador/Interventor de Contrato	Gerente General de Yacidos	Lider de Yacimientos	Gerente yacimiento regional	Geólogo	Ing Yacimientos	Gerente del Activo	Jefe Dpt Ingeniería / Producción	Profesional de Ingeniería	Coordinador Ing. Subsuelo	Coordinador Ops. Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coman Subsuelo	Coordinador de Producción	Ingeniero de Control de Producción	
Cierre de la intervención																				
Elaboración Forma 10CR/10ACR*										R*		A*	R*							C
Elaboración Informe final de intervención									I	C		I		I		C				
Reunión de cierre de la intervención									I	I		I		I		I				
Elaboración Informe final de intervención (activo)								I	I	I		I		A		R	S		I	

Nota. Esta tabla muestra la continuación de la tabla 27, donde se presentan las consideraciones de roles y responsabilidades para el Cierre de la intervención.

Tabla 29.

Directriz de los roles y responsabilidades.

"Accountable" = "A"	Rinde cuentas por el resultado de la actividad. "A" Aplica para las diferentes áreas de ejecución o solicitante.
Responsible = "R"	Ejecuta o lidera la ejecución de la actividad. "R" Aplica para las diferentes áreas de ejecución o solicitante.
Soporte = "S"	Contribuye, participa, aporta para co-ejecutar la actividad.
Consultado = "C"	Debe ser consultado para confrontar, retar, sugerir acerca de la actividad.
Informado = "I"	Debe ser informado del desarrollo y/o resultado de la actividad.

Nota. Esta tabla muestra la directriz que identifica cada una de las asignaciones de roles y responsabilidades en la matriz RASCI de las fases del modelo WIP.

3.8. Implementación del modelo sistemático para el abandono definitivo

Se inició la implementación del modelo sistemático de gestión para intervención, en dos pozos prometedores y que cumplieron con los requisitos de acuerdo a su evaluación de riesgo y de acuerdo al interés de la empresa en el re abandono de ambos. El proyecto

se dio inicio con la socialización de los procesos a ejecutar y con el modelo WIP dentro del equipo de gerencia de perforación y completamiento.

A continuación, se hará una presentación de los pozos a intervenir, indicando sus estados actuales, datos históricos y seguido a esto, el cómo dentro del proceso de intervención, el equipo de ingenieros desarrollo el modelo WIP con los formatos indicados para su desarrollo y análisis.

3.8.1. Pozo C-1

El pozo se encuentra localizado en el Municipio de Medina Cundinamarca. Inició perforación en noviembre de 1995 en las formaciones Mirador Barco y Guadalupe y fue abandonado en diciembre de 1996, puesto que se clasificó como acuífero con hidrocarburos no producibles. En 2017 se inició la planeación de recuperación ambiental del área.

En Julio de 2018, se realizaron monitoreos de condiciones de presión en revestimiento y anulares con una compañía especialista en cabezales. En diciembre de 2018, se realizaron drenajes y monitoreos de presiones en cabezal del pozo, se registró 0 psi Sección A (13 3/8" x 20") 0 psi, *Sección B (9 5/8" x 13 3/8") 540 psi / 0 psi*, Sección C (9 5/8") 0 psi, presentado en la **Figura 21**. En enero de 2019, se informó a la ANH el plan de intervención "*rigless*" y se obtiene aprobación de la forma 7CR para la prueba de admisión a través del anular.

Figura 21.

Condición actual del pozo C-1



Nota. En la figura se muestra la condición actual del pozo con las tres secciones de cabezal de 13 3/8", 9 5/8" y el liner de 7 5/8", adicionalmente se especifican las presiones registradas con una fotografía tomada al cabezal y se señala la sección que presenta las fugas de crudo y los aumentos e presión. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En febrero de 2019, se realizó la prueba de admisión no exitosa en el anular 9-5/8" x 13-3/8". En febrero de 2019, VEX solicitó iniciar proceso WDP para restaurar integridad del pozo, donde se realizó el debido proceso, pero finalmente por causas de condiciones del pozo no se logró su trabajo de re abandono.

En la **Figura 21**, se encuentra el esquema de abandono actual a la fecha en el cual se identifican 3 taponos de cemento, donde en uno de ellos se presenta una condición de presión en el anular de 13 3/8" x 9 5/8" lo que le ha permitido alcanzar un máximo de presión de 580 psi.

Debido a las condiciones que presenta el pozo, se aprovechó la oportunidad para la aplicación del programa de intervención usando como herramienta el modelo sistemático de gestión para intervención. Para la determinación de la matriz de complejidad se

implementa el modelo con los diferentes ítems, según sea su criticidad de intervención de la misma usando el formato WIP-001.

Cuando se aplicó la matriz de complejidad con el modelo WIP

Tabla 30, se identificó que el pozo se encontraba dentro de una complejidad alta, lo cual determino que el pozo debía ser intervenido de manera óptima y por ello se pudo implementar el modelo de gestión al proyecto mediante el uso de variables que nos permiten sean analizadas con un sistema organizado.

Para los posteriores procesos de reuniones se hace uso de la matriz RASCI anteriormente mencionada desde la **Tabla 19**, y donde se seleccionan los roles y responsabilidades del equipo interdisciplinario conformado por profesionales de las áreas involucradas.

Para la posterior etapa de la fase de evaluación y desarrollo del alcance técnico, se tomó en cuenta la evaluación de integridad, que según los criterios, sí cuenta con presión en cabeza usando el formato IDA-F-011 en la **Figura 22**, este se encontró limitado por la capacidad de carga de 27 toneladas.

Tabla 30.

Matriz de complejidad del pozo C-1

GESTIÓN DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS - VDP						
WIP-001						
WIP-001		Elaborado			Versión: 1	
PROYECTO / POZO		Abandono	FECHA DE ELABORACION			
PROYECTO / POZO		COPORD - 1ST				
FACTORES	BAJA 1	MEDIA 5	ALTA 10	PUNTUACION	JUSTIFICACIÓN	
1	Localización, vías y contrapozo	Fácil acceso y en condiciones para la intervención	Requiere Adecuaciones en vía, localización o contrapozo	No Existen condiciones de vía, ni localización y/o contrapozo para la intervención	10	Se requiere adecuaciones en vía y en localización, máxima carga permitida por puentes según ingeniería entregada 27 Ton. Se requiere habilitar paso de carga de hasta 41 Ton (Mejor escenario probable)
2	Equipo de Intervención	Unidades de cable (slick line, braided line, electric line), Unidades de Coiled Tubing, Unidades de bombeo y equipos de fractura	RSU y/o Flush by	Snubbing Unit / Equipo de Workover / Combinación de equipos	10	Requiere unidades básicas de intervención. Posible Coiled tubing con uso de equipos de workover
3	Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000	10	Pozo con profundidad @ 18000 ft
4	Arquitectura pozo productor	Desviado con Inclinación < 65°	Desviado Alto ángulo - Horizontal - Geonavegado	Multilateral	1	Pozo vertical exploratorio
5	Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 55° inyector selectivo	1	N/A
6	Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0	1	Pozo vertical exploratorio
7	Tipo de Fluido	GOR < 2000	2001 > GOR < 3500	GOR>3500	1	Durante las pruebas DST no hubo manifestaciones considerables de hidrocarburos
8	Concentración H2S y criterio operacionales*	< 5 ppm	5 ppm < H2S < 15 ppm	H2S > 15 ppm	1	No se registraron aportes de H2S durante las pruebas DST
9	Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Normal (0,433 psi/pe)	Subnormal	Subnormal con flujo cruzado /Anormal	5	Presión subnormal . Según las pruebas DST se tiene presión de yacimiento extrapolada a fondo @17808'. Leida de formación es de 6296 psi@ 15962'
10	Condición del completamiento inferior	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena	1	Completamiento con revestimiento y cañoneo
10	Condición del completamiento Superior	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Completamiento Múltiples / Dual / Concéntrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales.	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	1	Re-abandono Técnico
11	Estado Mecánico Actual	Sin restricción de acceso a fondo de pozo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Con pescado en fondo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Presenta Colapso	10	Cuenta con mecanismo BP, tubería deformada y no permite acceso a fondo fácilmente
12	Componentes Instalados en pozos a intervenir	Sin componentes de subsuelo ni superficie	Con componentes de subsuelo y/o superficie	Con componentes de subsuelo y superficie	10	Presencia de tapones de cemento y mecanismo tipo BP (torque plug) de abandono inicial
13	Estado del Revestimiento	No presenta agujeros	Un agujero	Más de un agujero, no se conoce condición de revestimiento	10	El pozo presenta filtraciones con mala cementación y registro de presión en cabeza
14	Calidad del cemento en zona de interés	Calidad buena de cemento	Calidad regular de cemento	Mala (Requiere cementación Remedial) o no se conoce condición de cemento	10	pozo con revestimiento (13 3/8in, 9 5/8in y 7 5/8in) con regular calidad de cementación, con registro de presiones en cabeza de 260 psi
15	Costo Intervención	AFE < \$1MM	\$1MM < AFE < \$5MM	AFE > \$5MM	5	El proyecto en total, supera el 1 MM de Dólares de AFE pero menor de \$MM
TOTAL				87		

Clasificación	Complejidad	Puntuación
Categoría 1	Baja	<30
Categoría 2	Meda	30-75
Categoría 3	Alta	75-105
Categoría 4	Critica	>105

CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCION	
ALTA	

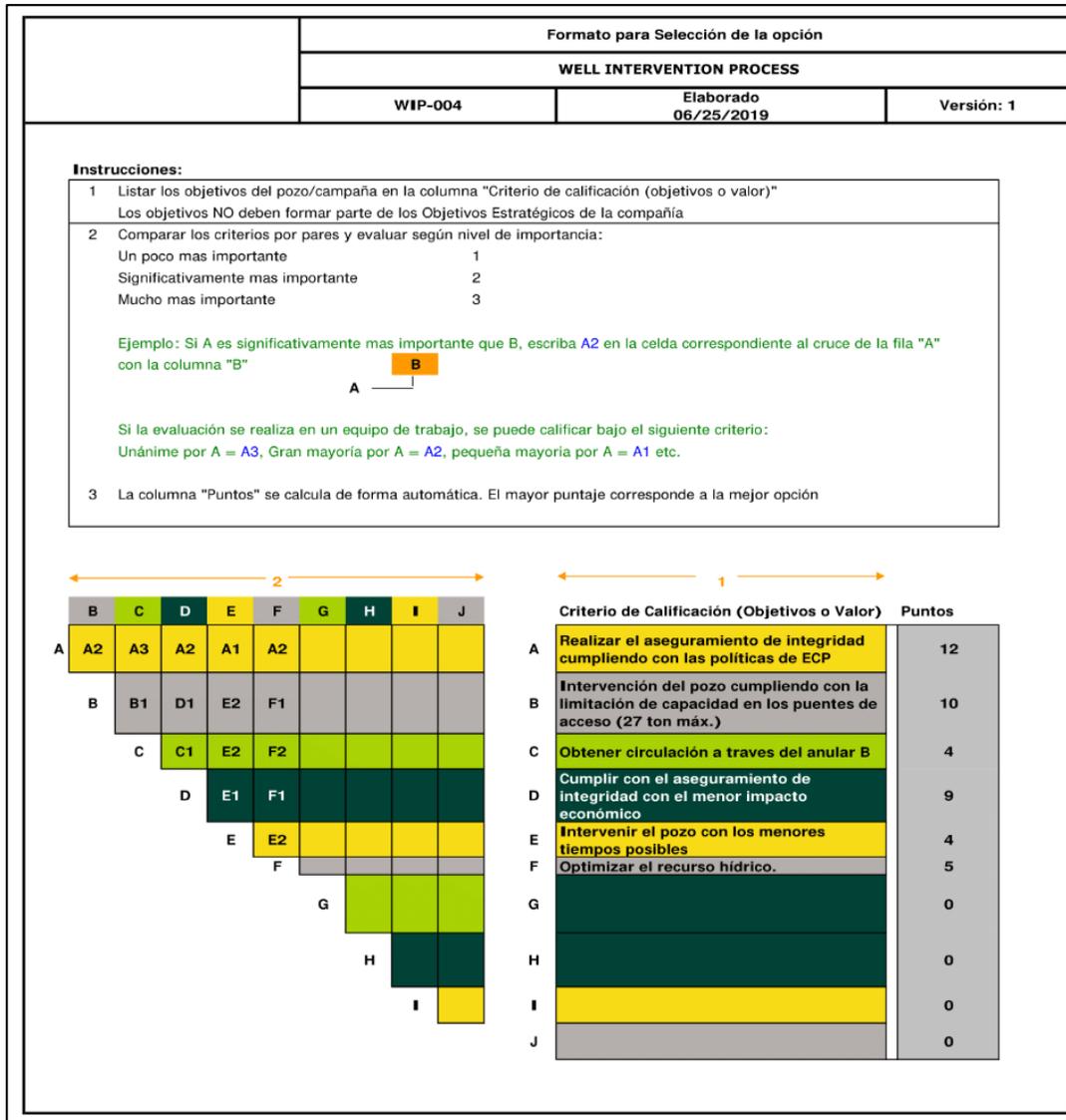
Nota. En la figura se muestra la evaluación en la matriz de complejidad para el pozo C-1, desarrollada por los ingenieros. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En la evaluación de integridad se determinó alta para las dos barreras del pozo, puesto que no se practicaron pruebas de presión a los tapones de cemento, y por consiguiente no se tenían registros de pruebas iniciales. Como acción a implementar, se decidió la cementación remedial en las secciones del anular de 9 5/8" x 13 3/8", además de llevar un monitoreo de las presiones en el anular de los anulares A, B y C.

Posteriormente, se discutió la mejor opción a implementar según la evaluación de integridad del pozo con el formato WIP-002 de la **Figura 22**, con la metodología de implementación del formato.

Figura 22.

Reporte de evaluación de integridad para el pozo C-1

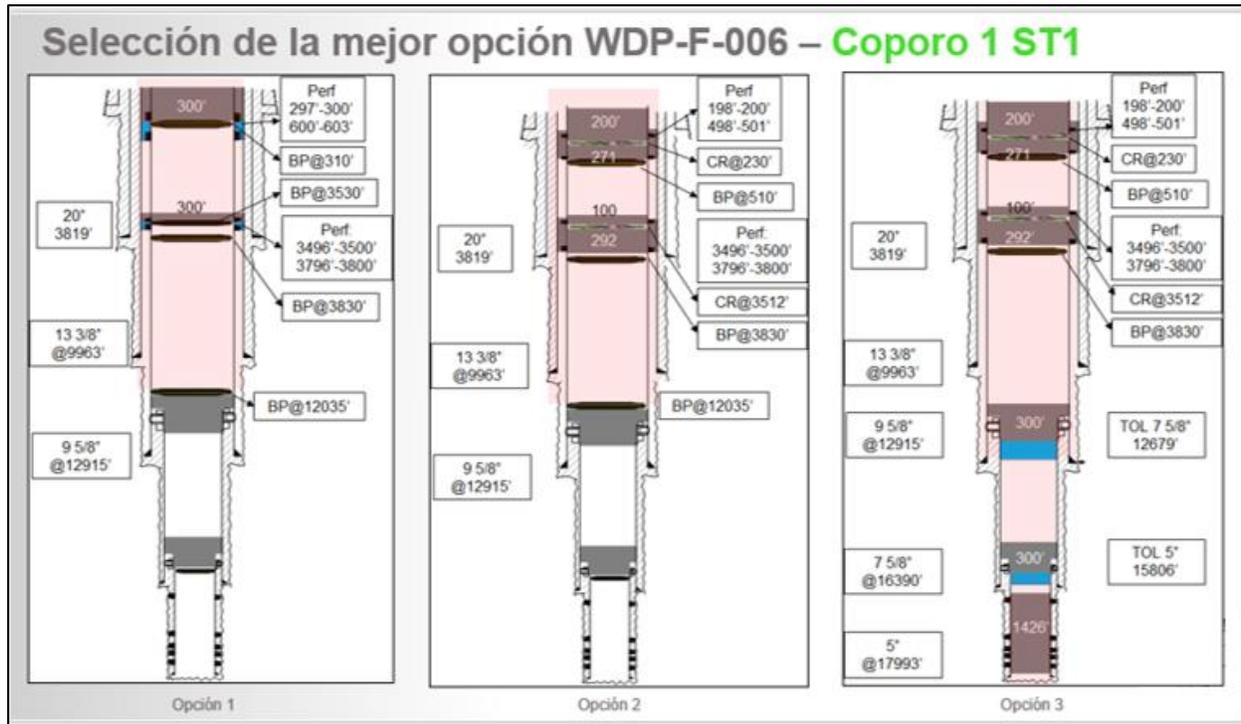


Nota. En esta figura se muestra la selección de la mejor opción de las ideas planteada dentro de los análisis correspondientes para el pozo C-1. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Con la selección de las mejores opciones, se obtienen los puntos representativos de la mejor opción para dicha intervención, y en la otra parte de la selección de la mejor opción se listan las opciones con mayor calificación junto con los estados mecánicos **Figura 24**, para compararlas y cuantificar el cumplimiento del criterio de selección en una escala de 0 a 4. Como se observa en la **Tabla 31**.

Figura 24.

Comparación de los estados mecánicos propuestos



Nota. Esta figura muestra el estado mecánico propuesto de las tres mejores opciones para la selección de la mejor opción. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 31.

Segunda parte de la selección de la mejor opción

Formato para Selección de la opción																				
WELL INTERVENTION PROCESS																				
WIP-004			Elaborado 06/25/2019			Versión: 1														
3 Listar las cinco (5) opciones con mayor calificación 4 Calificar cada opción con base en el siguiente criterio 0 = no cumple criterio 2 = cumple criterio razonablemente 1 = cumple criterio ligeramente 3 = cumple criterio completamente																				
Opción o Concepto	Realizar el aseguramiento de integridad cumpliendo con las políticas de ECP	Intervención del pozo cumpliendo con la limitación de capacidad en los puentes de acceso (27 ton máx.)	Cumplir con el aseguramiento de integridad con el menor impacto económico	Optimizar el recurso hídrico.	Obtener circulación a través del anular B	Intervenir el pozo con los menores tiempos posibles	PUNTAJE	PUESTO												
Opción 1: Cementación en anular B con retornos a superficie.	3	3	3	3	1	3	2,82	1												
Opción 2: Cementación en anular B con circulación forzada con retenedor de cemento.	3	3	2	2	3	2	2,59	2												
Opción 3: Intervención del pozo aislando desde TD 18000 ft	3	0	1	1	3	1	1,50	3												
							<table border="1"> <tr> <td>1</td><td>2</td><td>3</td><td>4</td><td>5</td><td>6</td> </tr> <tr> <td>12</td><td>10</td><td>9</td><td>5</td><td>4</td><td>4</td> </tr> </table>		1	2	3	4	5	6	12	10	9	5	4	4
1	2	3	4	5	6															
12	10	9	5	4	4															

Nota. En esta tabla se muestra la segunda parte del formato de selección de la mejor opción con la calificación de la mejor opción para la intervención obtenida en el análisis. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Con este proceso el grupo técnico de P&A (*Plug and Abandonment*) recomendó al comité aprobador la **Opción 1: cementación en el anular B con retornos a superficie** al obtener un puntaje promedio significativo. Cuando se obtuvo la mejor opción se puede continuar con la base de Diseño que se implementará al pozo con el formato IDA-F-012 en la siguiente **Tabla 32**.

En las bases de diseño se determinaron cuáles son los resultados de la ingeniería para la ejecución del pozo como lo son fluidos de completamientos, registros eléctricos, cañoneo, abandono definitivo e incluyendo el esquema del pozo propuesto siguiendo el formato IDA-F-012 en las **Tabla 33** hasta **Tabla 36**.

Tabla 32.

Bases de diseño del pozo C-1

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
WELL INTERVENTION PROCESS		Revisión:		
IDA-F-012		Revisión:		Revisión:
Revisión:		Revisión:		Revisión:
Proyecto: ASESURAMIENTO DE INTEGRIDAD COPORO 1 ST		Fecha de elaboración:		4/08/2020
Paso No: EXPLORATORIO				
OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL	
Registros	<p>Longitud a registrar en modo cemento: 12035 ft Longitud a registrar en modo corrosión: 12035 ft Máxima inclinación del pozo: 9,6 deg @ 7300 ft Fluido en el pozo: Lodo con barita (MW 12,8 - 13,2 ppg)</p> <p>Requerimientos para registro Ultrasonico: - Fluido homogéneo. - Libre de sólidos. - Centralizado.</p> <p>El registro propuesto para cumplimiento de los objetivos es: Ultrasonico - CBL - VDL - GR - CCL en modo Cemento/Corrosión. El registro se correrá después de realizar la limpieza mecánica del pozo y antes de bombear el tapón de cemento en intermedio nuevo.</p> <p>Como contingencia se contempla registro Multifinger Caliper en caso que el registro Ultrasonico modo Corrosion de indicios de agujeros en el revestimiento y poder corroborar esta información.</p>	<ol style="list-style-type: none"> Imposibilidad de registrar hasta profundidad objetivo, causado por deficiente condición de limpieza. Deformaciones o suciedad en el revestimiento de 9 5/8" que no permita el paso de las herramientas. Falla de herramientas / pérdida de telemetría / herramientas mal calibradas. Mala calidad de data en registro por condición de fluido. Retraso en el envío para el procesamiento de la información a Ecopetrol. 	<ol style="list-style-type: none"> y 2. Antes de la operación de registros, calibrar hueco con Coiled Tubing + Viaje de Limpieza Mecánica (scraper), dejando en el pozo fluido limpio y homogéneo. QA/QC Herramientas y unidad de Wireline. Soporte de especialistas de ECP para análisis de resultados y decisión con respecto a cementación remedia. Contar con conexión de internet con velocidad necesaria para envío de información. 	
Cañoneo / Perforación abrasiva	<p>Para el aislamiento con nuevo tapón intermedio se propone la siguiente operación: Cañonear intervalo 3800'-3804' y 3504'-3508' (15-20 ft por encima del Zapato de 20" @ 3819' para circular y homogeneizar el fluido del anular "A" con el del anular "B") sin afectar el revestimiento de 9 5/8" x 13 3/8" con las siguientes alternativas obteniendo las simulaciones respectivas: - WI Tubing o Casing Puncher. (Cargas Pac para abandon) - Apertura de ventana con cuchillas. - CT jetting hidráulico. El método de conectividad seleccionado debe garantizar la integridad del rev de 13 3/8".</p> <p>Nota: En caso que la interpretación sugiera que no se tendrá éxito en la circulación, como contingencia se cañoneará en un punto adecuado en el traspase del revestimiento 9 5/8" x 13 3/8". La profundidad se ajustará de acuerdo a la interpretación del registro Ultrasonico-CBL-VDL.</p> <p>Para el aislamiento con tapón en superficie se propone la siguiente operación: - Se realizarán perforaciones entre 198'-200' y 498'-501'. (para circular y homogeneizar el fluido del anular "A" con el del anular "B") Cañonear intervalo entre 198'-200' y 498'-501' (para circular y homogeneizar el fluido del anular "A" con el del anular "B" hasta superficie) con las siguientes alternativas obteniendo las simulaciones respectivas: - WI Tubing o Casing Puncher. (Cargas Pac para abandon) - Apertura de ventana con cuchillas. - CT jetting hidráulico. El método de conectividad seleccionado debe garantizar la integridad del rev de 13 3/8".</p> <p>Escenario de Contingencia: En el caso de no tener circulación al anular B. Se procederá a realizar el forzamiento del cemento con retenedor y cañoneo por encima del mismo.</p>	<ol style="list-style-type: none"> Imposibilidad de Comunicar anular de "B" a 3504'-3800' o de 198'-501' y que no se logre circular cemento para nuevo tapón intermedio o de superficie. Detonación temprana o fuera de profundidad. Afectar integridad del revestimiento de 13-3/8" al realizar cañoneo del revestimiento de 9 5/8 en el tapón intermedio o el de superficie para lograr transversalidad de tapones. 	<ol style="list-style-type: none"> Efectuar disparo después de analizar registro de cementación y en un punto libre de cemento para tener mejores opciones de circulación. Simulaciones de penetración para asegurar que las cargas seleccionadas sean las correctas. QA/QC Cañones, herramientas y unidad de Wireline. Apertura de ventana con cuchillas. 	

Nota. En esta tabla se muestra la cuarta parte de la base de diseño del pozo con cada uno de los objetivos con el esquema propuesto y su justificación de los registros propuestos y re cañoneos para la intervención del pozo C-1. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Para la última fase de evaluación y desarrollo de la intervención, se recomendó la estimación de tiempo y costos **Tabla 37**, la cual sirve de apoyo para planificación del programa de intervención y donde se identifican los principales rubros de los gastos y costos, y así estimar la materialización de los riesgos con sus respectivos costos para la ejecución del proyecto.

Tabla 36.

Continuación - Bases de Diseño (Abandono definitivo)

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN			
WELL INTERVENTION PROCESS			
IDA-F-012		Elaborado 30/03/2020	Versión: 1
Proyecto	ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD COPORO 1 ST		Fecha de elaboración
Pozo tipo	EXPLORATORIO		21/08/2020
	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS
			BARRERAS DE CONTROL
Abandono Definitivo	<p>Datos Generales</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación: Actualmente el pozo presenta problemas de integridad comprobada y mantenida en 2018 y 2019 con presión sustentada de revestimiento en el anular B (9 5/8" x 13 3/8") entre 200-360 psi.</p> <p>El Abandono del pozo se ejecutó en el Año 1996. Sin embargo, los tapones no fueron probados con peso ni con presión.</p> <p>Presiones anulares: La presión actual en el anular "A" (Revestimiento de 9 5/8"), es 0 psi.</p> <p>La presión en el anular "B" (Revestimiento de 9 5/8" x 13 3/8") tiene un historial de presión máxima de 580 psi, después de los drenajes controlados, actualmente registra 280 psi (equipada en 1 mes de noviembre agosto 2019). En todos los drenajes realizados, se ha recuperado agua subterránea. Durante el drenaje, el exploratorio no registra mareas explosivas ni gases inflamables. Durante el drenaje de 24 horas, se registraron pruebas de flujo con un requisito de 200 ml. El flujo con el tiempo tiende a disminuir. Cuando se termina el inicio del drenaje, el recipiente se llenaba en 12 segundos antes de cerrar el pozo (después de 24 horas), se llenaba en el momento. Por lo tanto, el agente del pozo se considera bajo.</p> <p>La presión en el anular "C" (Revestimiento de 13 3/8" x 9 5/8"), registra cero (0 psi).</p> <p>MWOP: Anular A = 3888 psi / Anular B = 1460 psi / Anular C = 918 psi Presión de equilibrio del flujo de 9 5/8" = 9410 psi x 0,8 = 7528 psi.</p> <p>La intervención propuesta para restituir la integridad del pozo confiere la interacción con un espacio que estará solo en contacto con el revestimiento de 9 5/8" y el tapón de fondo @ 12335 ft (Capacidad de 802 bbl con 10 de 8.25"), por lo tanto, los posibles escenarios de control de presión con barrera hidráulica son:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Posible comunicación con las formaciones Carbonera C5 y C6 (12500 - 12900 ft con una presión de pozo de 8.3 a 12.4 ppg). Debido a posibles daños de integridad en el caso de rev de 9 5/8" y tapón de fondo de 7.54". 2. La presión de pozo de las formaciones productoras con intervalos carboníferos (solo presentación producción de agua), no van a estar expuestas dentro de la intervención planificada para asegurar la integridad del pozo. Sin embargo, las presiones en cada formación son: <ul style="list-style-type: none"> - Estíbar (1044 - 1048 ft con una presión de pozo de 7.9 a 8.2 ppg) - Barro (1056 - 1100 ft con una presión de pozo de 7.9 a 8.0 ppg) - Guadalupe (1180 - 1210 ft con una presión de pozo de 7.9 a 8.0 ppg) <p>Por lo tanto, el fluido de control/abandono: Lado anillo hasta 13.2 ppg máx.</p> <p>Overbalance: 300-500 psi. Presión de fluido de abandono: 13.2 ppg máx.</p> <p>PREMISAS PARA LAS OPERACIONES DE ASEGURAMIENTO Y RESTITUCIÓN DE INTEGRIDAD:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se considera intervención con Unidad de Colado Tubing 80-100 K (O.D 2"), con la suficiente capacidad de stripping para perforar el tapón de cemento de superficie y poder controlar la presión si se presenta falla en los tapones de abandono intermedio y de fondo. - Se considera como fluido de control solo sulfonado de baja viscosidad entre 12.8 y 13.2 ppg. - Se consideran pilóticas viscosas para la limpieza del pozo y pilóticas reactivas para los tapones de cemento transversales. - Se consideran flujos de abandono entre tapones con inhibidores de corrosión, bactericidas y secuestrantes de oxígeno. - Se considera corrida de registro Ultrasonido - CBL - VDL - GR - OCL en modo Cemento/Corrosión para determinar la calidad del cemento a lo largo del revestimiento de 9 5/8". - Se considera 18 ft de cañones de baja penetración o casing puncher para circular y homogeneizar al fluido del anular "A" con el del anular "B". - Se considera el uso de dos tapones mecánicos tipo Bridge Plug para los tapones de cemento nuevos. - Se considera el uso de retardadores de cemento tipo inhibidor o medicinas en caso de no obtener circulación durante el bombeo de los tapones nuevos de cemento. - Se considera tapón de cemento 15.8 ppg intermedio nuevo desde 3412" - 3604" (392') con transversalidad al anular B (46 bbls con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtros + Retardador. Opciones: Microfina 80-120). - Se considera tapón de cemento 15.8 ppg de superficie nuevo desde 3412" - 3804" (392'), con transversalidad al anular B. (54 bbls con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtros + Retardador. Opciones: Microfina 80-120). - Se considera probar los tapones de cemento con peso y con presión (500 psi por encima de la presión de inyección por debajo de la barrera para asegurar que no hay filtración, considerando en todo caso las propiedades, condiciones del revestimiento, y el desgaste del mismo, asegurando que no exista una caída superior al 10% en 15 minutos). - Se considera tener disponible en superficie set de Well Testing. <p>ASEGURAMIENTO DE CABEZAL</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Instalar sobre sección "C" (11"10K) Cap Blind Flange 11" 10K x 1/2" NPT + Tapón 1/2" NPT. 2. Retirar (2) Gato Yalve de 2 1/16" SK de la sección "B" + (1) Gato Yalve 2 1/16" SK de la sección "A" 4. Instalar (2) V8 Plug de 1/2" en la sección "B" + (1) V8 Plug de 1/2" en la sección "A" 5. Instalar Comparison Flange de 2-1/16" Bull Plug 2" LP y tapones de 1/2" NPT en los que se requiere a las salidas laterales de la sección "B". 6. Instalar Comparison Flange de 2-1/16" Bull Plug 2" LP y tapones de 1/2" NPT en los que se requiere a la salida lateral de la sección "A". <p>Nota: Los accesorios o elementos de barrera del cabezal a instalar deben ser probados.</p>	<p>Riesgos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de integridad del pozo durante el retiro del Ringo ciego de x 10K en la sección C. - Fragu prematuro de la lechada. - Bajos caudales de bombeo de cemento. - Contaminación de los tapones. - Migración de Fluidos durante el Fragu de la lechada. - Pega de CT durante el bombeo de los tapones - No circulación a través de anulares para tapón intermedio y de superficie 	<p>Barreras de Control</p> <ul style="list-style-type: none"> - Control del pozo con Fluido de 12.8 - 13.2 PPG. - Realizar chequeos de niveles antes de bombear los tapones de cemento. (confirmación de pozo estático) - Instalar Bridge Plug de 9 5/8" para el bombeo del tapón intermedio y de superficie. - Prueba de tapones de cemento con peso y presión de acuerdo con la guía de cementación. - Aislamiento de Anular B con cemento. - Aseguramiento de cabezal con componentes API. - Diseño de lechada de cemento con aditivos elastico-expansivos.

Nota. En esta tabla se muestra la quinta parte de la base de diseño del pozo con cada uno de los objetivos con el esquema propuesto y su justificación del abandono final para la intervención del pozo C-1. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 37.
Costos y gastos estimados

Estimado de costos clase 3 - Fase Selección					
Perforación Y Completamiento Gerencia General de Perforación Y Completamiento					
WDP-F-010	Elaborado 12/02/2019	Versión: 5			
ESTIMADO No	WDP-XXX-XXX-XXX-XXX				
INFORMACIÓN DEL POZO					
NOMBRE DEL POZO	COPORO 1ST	PROFUNDIDAD FINAL MD/TVD (ft)	18.000 / 18.000		
CAMPO	COPORO	OBJETIVO PRINCIPAL	Mirador- Barco - Guadalupe		
TIPO DE POZO	EXPLORATORIO	OBJETIVO SECUNDARIO	N/A		
No DE POZOS	1	No DE FASES	5 Fases		
SERVICIO POZO					
Aseguramiento de Integridad					
RESUMEN ESCENARIOS DE TIEMPOS Y COSTOS					
RANGO COSTO DEL POZO P(10) - P(90)	\$1.033.494 MUSD - \$ 2.759.591 MUSD		COSTO DEL POZO ESCENARIO P(50)		
		\$ 1.146.227 MUSD			
TIEMPOS		COSTOS			
CONCEPTUAL OPERATIVO CLASE 3 ESCENARIO PROBABLE - COPORO 1ST					
Paso	Descripción de la Operación	Tiempo (hrs)	Tiempo acumulado (Hrs)	Tiempo (días)	Tiempo acumulado (días)
1	Mobilización de equipo de intervención a pozo y Rig Up de equipos (Coiled Tubing Y Well-Testing)	72,0	72,0	3,00	3,00
2	Moldeado de tapón de superficie con 8"1/2" y 8,67" (200') y calibrar hasta 4000'	150,0	222,0	6,25	9,25
3	Limpieza de revestimiento de 9 5/8" hasta 4000'	36,0	258,0	1,50	10,75
4	Registro de cemento modo corrosión en 9 5/8" hasta 12000'	24,0	282,0	1,00	11,75
5	Tapón Intermedio (Cortada de BP, calafeteo, jilbara reactiva, balance de tapón, WOC y pruebas)	72,0	354,0	3,00	14,75
6	Tapón de Superficie (Calafeteo, jilbara reactiva, Cortada de BP, balance de tapón, WOC y pruebas)	66,0	420,0	2,75	17,50
7	Aseguramiento del cabezal con Cap Blind Plugger + V8 Plug	12,0	432,0	0,50	18,00
Tiempo total de operaciones (días) - Sin movilización				15,0	
Tiempo total de operaciones (días) - Con movilización				18,0	
TIEMPO ESTIMADO (DIAS)					
ESCENARIO	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO	PRUEBAS	TIEMPO TOTAL POZO	
P10	N/A	12,10	N/A	12,10	
P50	N/A	15,00	N/A	15,00	
P90	N/A	35,30	N/A	35,30	
ESTIMACIÓN DE COSTOS CLASE 3					
					COSTO - USD
1. COILED TUBING 2.0"					460.000,00
2. SERVICIO DE REGISTROS Y CAÑONEO					90.000,00
3. HERRAMIENTAS DE FONDO					65.000,00
4. SERVICIO DE FLUIDOS - CONTRATO NACIONAL DE FLUIDOS					105.000,00
5. SERVICIO DE BRIDGE PLUG, CEMENT RETAINER					35.000,00
6. CEMENTACIÓN					117.000,00
7. COMUNICACIONES					8.756,40
8. TRATAMIENTO DE CORTES - TARIFAS ATP					40.589,11
9. EQUIPOS DE WELL TESTING PARA CONTROL DE POZO					178.000,00
10. PERSONAL INGENIERIA-OPERACIONES					35.000,00
11. CABEZAL Y ACCESORIOS					9.082,45
12. SEGURIDAD Y ORDEN PUBLICO					2.800,00
COSTO TOTAL DE INTERVENCIÓN SIN IVA					1.146.227,96
COSTO TOTAL DE INTERVENCIÓN CON IVA					1.364.011,27
RESUMEN ESTIMADO COSTOS - ESCENARIO P50					
ITEM	MOVILIZACIÓN (USD)	PERFORACIÓN (USD)	COMPLETAMIENTO (USD)	PRUEBAS (USD)	
EQUIPO	N/A	N/A	\$ 460.000	N/A	
SERVICIOS	N/A	N/A	\$ 666.146	N/A	
COMPRAS	N/A	N/A	\$ 20.082	N/A	
SUBTOTAL	\$ -	\$ -	\$ 1.146.228	\$ -	
GERENCIAMIENTO			Pendiente		
CONTINGENCIAS			Pendiente		
ESCALACIÓN			Pendiente		
TOTAL POZO	\$			1.364.011	
TOTAL POZO SECO	N/A				
TOTAL ABANDONO	N/A				
RESUMEN DE RIESGOS PARA EL CÁLCULO DE LA CONTINGENCIA					
ID DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA (%)	IMPACTO (\$ USD)		
1	Daños en integridad de revestimiento de 9 5/8". (pozo efectivo a intervenir)	35%	\$	260.000	
2	Imposibilidad de acceder a fondo con CT por problemas en el revestimiento.	35%	\$	350.000	
3	Mala limpieza mecánica e hidráulica del revestimiento de 9 5/8".	20	\$	132.000	
4	Falla en la integridad del cabezal del pozo durante ejecución de la intervención	20%	\$	260.000	
5	Pega de sarta de CT durante molenda de tapones.	10%	\$	132.000	
6	Suspensión de operaciones por COVID	35%	\$	260.000	
			TOTAL IMPACTO (\$ USD)	\$ 1.394.000	

Nota. En esta tabla se muestra la estimación de costos y gastos con el formato WDP. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Para la estimación de los costos se implementaron los escenarios probables y posibles, donde para el más posible (P50) son costos de los trabajos para la intervención

Posteriormente se ejecutaron las reuniones correspondientes para la socialización de la fase de evaluación y desarrollo de la intervención. Para la fase de detalle de la intervención se implementó la matriz de riesgos RAM con el formato WDP-F-003 **Tabla 38**, con los riesgos anteriores de pozos de la misma naturaleza almacenados en Open Wells e identificar el tipo de riesgo y la acción de respuesta que se debe implementar.

Tabla 38.

Matriz RAM para el pozo C-1

Matriz RAM - FORMATO MATRIZ DE RIESGO PARA LA INTERVENCIÓN									
WELL INTERVENTION PROCESS									
WDP-F-003			Elaborado 16/09/2019			Versión: 3			
POZO / CAMPANA		COPORO 1 ST1							
COSTO PLANEADO [\$ MUSD]:		\$ 1.18		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA					
TIEMPO PLANEADO [días]:		15		Ocurre en 1 de 100	Ocurre en 1 de 20	Ocurre en 1 de 10	Ocurre en 1 de 5	Ocurre en 1 de cada 2	
CRITERIO PARA LA MUESTRA PROBABILIDAD NUMERICA				Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy Alta	
IMPACTO DEL RIESGO	COSTO [\$ MUSD]		TIEMPO [días]		Escalas Cualitativas				
	Mayor a:	0,23	Mayor a:	3,0	Muy Alto > 30%				
	Entre	0,12 y 0,23	Entre	1,5 y 3,0	Alto 10% - 20%		23 24 28 29 31	16 5 3 17	
	Entre	0,06 y 0,12	Entre	0,8 y 1,5	Medio 5% - 10%		1 2 4 6 9 10 13 14 7 18 20 31 29 15 30		
	Entre	0,01 y 0,06	Entre	0,2 y 0,8	Bajo 1% - 5%		11 12 20 32	8	
	Entre	0,00 y 0,00	Entre	0,0 y -	Reducido 0% - 1%				

Continuación **Tabla 38**

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Causa Básica	Impacto	Probabilidad	Valoración Global	Acción de Respuesta	Impacto	Probabilidad	Valoración Residual
3	Limitación en la capacidad de equipos de intervención. (Unidad de CT y Grúa)	* Máxima carga permitida por puentes según ingeniería entregada por VIP 27 Ton	Alto	Media	H	*Elaboración de AR * Realización de visita a las vías de acceso y locación por parte de los contratistas para realizar plan de movilización y plan de izaje que contemple limitaciones en capacidad de los puentes. * Diseño del BHA * Diseño de stack de CT que permita lubricación de los elementos del BHA más crítico.	Alto	Baja	M
5	Escurrimiento del cemento durante la circulación en el anular de 9-5/8" x 13-3/8".	* Bombeo de cemento en el anular sin soporte inferior. * Anular vacío debido a mala cementación de rev de 9-5/8".	Alto	Media	H	* Estrategia de soporte inferior para el cemento balanceado en el anular (pildora reactiva o cement retainer)	Alto	Baja	M
16	Imposibilidad de moler tapones de abandono.	*Dificultad para aplicar peso con CT en superficie *Incertidumbre en la composición de las lechadas de cemento. *Deficiente hidráulica durante la molienda de los tapones de cemento.	Alto	Media	H	* Dimensionamiento de coiled tubing con simulaciones. * Uso de Molidor extraplano (Insertos finos) * Molienda con hueco piloto BHA con molidor de 6" y luego BHA molidor de 8 1/2". * ROP controlada entre 0,1-0,3 ft/min	Alto	Baja	M

Continuación **Tabla 38**

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Causa Básica	Impacto	Probabilidad	Valoración Global	Acción de Respuesta	Impacto	Probabilidad	Valoración Residual
17	Incertidumbre en presión acumulada debajo de los tapones de cemento	* Tapones de abandono y BP sin prueba. * Deterioro en la barrera con los años. * Migración de fluidos de yacimiento.	Alto	Media	H	* Unidad de intervención con capacidad de trabajo en pozo vivo. (Capacidad mínima de 80-120 K) * Adecuado diseño de fluido de control para presiones de yacimiento para desplazamiento al final de la molienda	Alto	Baja	M
18	Pega de sarta de CT durante molienda de tapones	* Mala remoción de sólidos. * No seguimiento a los procedimientos de molienda. * Mal dimensionamiento del tamaño de tubería.	Medio	Alta	H	* Adecuado diseño de fluido de molienda y limpieza. * Adecuado diseño de píldoras viscosas para remoción de sólidos. * Realización de simulaciones de hidráulica de limpieza. * Seguimiento de procedimiento de molienda con CT. * Uso de Milling extraplano (insertos finos)	Medio	Muy Baja	L
19	Daños en integridad de revestimiento de 9 5/8".	* No hay información de fluidos usados en el primer abandono entre tapones. * Evidencia de fallas de integridad (reportes de ovalización y desgaste mecánico durante la etapa de perforación) * Corrosión en los casing de 9 5/8" y 13 3/8"	Alto	Media	H	* Limpieza y calibración mecánica del revestimiento de 7", * Corrida de registro modo corrosión. * Intervención planeada @ 4000 ft. * Canal de comunicación con la ANH.	Alto	Muy Baja	L
22	Suspensión de operaciones por COVID-19	* Pandemia Covid-19	Alto	Media	H	* Uso de elementos de protección personal. * Tapa bocas. * Continuo lavado de manos. * Distanciamiento social. * Cumplimiento de todos los protocolos de Bioseguridad.	Alto	Baja	M
26	Tapones de abandono y BP Inferior y medio con fallas de integridad.	* Degradación del tapón de cemento y BP desde su instalación. * No verificación de barrera durante su instalación.	Alto	Media	H	* Control del pozo con fluido de peso con 300-500 psi de sobrebalance. * Tapón de cemento intermedio nuevo ubicado desde la profundidad tope del BP @ 12035 ft.	Alto	Baja	M
31	No lograr circulación de cementación remedial para aislar anular B en tapones intermedio y de superficie.	* Inapropiados intervalos cañoneados. * Volumen inadecuado. * Fragüe del cemento antes de ser forzado al anular. * Material remanente de los fluidos de perforación o cemento en anular sellando. * Restricción mecánica por cañoneo no exitoso.	Alto	Media	H	* Registro de cemento modo corrosión del rev de 9-5/8". * Realizar el bombeo del cemento circulando a través de perforados por encima del primer intervalo fallido. * Realizar el bombeo del cemento forzando con retenedor de cemento.	Alto	Muy Baja	L

Nota. En esta tabla se muestra el análisis de la matriz RAM, el tipo de riesgo identificado y la acción de respuesta en una situación de materialización del riesgo. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En la etapa donde se determinó el listado de bienes y servicios se usó el AFE de la intervención, y se desarrolló mediante el formato IDA-F-014 **Figura 26**, los costos para cada servicio que se requirió.

Figura 26.

AFE al detalle de la intervención del pozo C-1

FORMATO AFE DETALLE DE INTERVENCIÓN																																											
WELL INTERVENTION PROCESS																																											
IDA.F-014	Elaborado 30/03/2020	Versión: 1																																									
INFORME - AFE INTERVENCIÓN ETAPA DE DETALLE																																											
AFE No.:		XXX																																									
FECHA:	CLASE DEL ESTIMADO	CLASE II	TRM \$ 3.700																																								
NOMBRE DEL PROYECTO Y/O POZO: COPORO 1ST																																											
ALCANCE DEL PROYECTO: Aseguramiento de la integridad después del abandono inicial debido a la situación de presión anular sostenida que presenta el pozo en el anular B																																											
TIPO DE POZO: Exploratorio		TIPO DE INTERVENCIÓN: Aseguramiento de Integridad																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">COSTOS</th> </tr> <tr> <th>COSTOS PLANEADOS</th> <th>USD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SERVICIOS DE INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1.146.351</td> </tr> <tr> <td>COMPRAS Y MATERIALES</td> <td>\$ 19.734</td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1.166.085</td> </tr> <tr> <td>INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN</td> <td></td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES</td> <td>\$ -</td> </tr> <tr> <td>CONTINGENCIA</td> <td>\$ 830.000</td> </tr> <tr> <td>ESCALACION</td> <td></td> </tr> <tr> <td>TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1.996.085</td> </tr> <tr> <td>TOTAL TIEMPOS</td> <td>\$ 18</td> </tr> </tbody> </table>		COSTOS		COSTOS PLANEADOS	USD	SERVICIOS DE INTERVENCIÓN	\$ 1.146.351	COMPRAS Y MATERIALES	\$ 19.734	SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN	\$ 1.166.085	INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN		SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES	\$ -	CONTINGENCIA	\$ 830.000	ESCALACION		TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN	\$ 1.996.085	TOTAL TIEMPOS	\$ 18	<table border="1"> <thead> <tr> <th>TIEMPOS</th> <th>DIAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DIAS MOVILIZACIÓN</td> <td>3,0 Dias</td> </tr> <tr> <td>DIAS INTERVENCIÓN</td> <td>15,0 Dias</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS</th> <th>TIEMPO (DIAS)</th> <th>COSTOS (USD)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P10</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P50</td> <td>18,0</td> <td>\$ -</td> </tr> <tr> <td>P90</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>		TIEMPOS	DIAS	DIAS MOVILIZACIÓN	3,0 Dias	DIAS INTERVENCIÓN	15,0 Dias	ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS	TIEMPO (DIAS)	COSTOS (USD)	P10			P50	18,0	\$ -	P90		
COSTOS																																											
COSTOS PLANEADOS	USD																																										
SERVICIOS DE INTERVENCIÓN	\$ 1.146.351																																										
COMPRAS Y MATERIALES	\$ 19.734																																										
SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN	\$ 1.166.085																																										
INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN																																											
SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES	\$ -																																										
CONTINGENCIA	\$ 830.000																																										
ESCALACION																																											
TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN	\$ 1.996.085																																										
TOTAL TIEMPOS	\$ 18																																										
TIEMPOS	DIAS																																										
DIAS MOVILIZACIÓN	3,0 Dias																																										
DIAS INTERVENCIÓN	15,0 Dias																																										
ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS	TIEMPO (DIAS)	COSTOS (USD)																																									
P10																																											
P50	18,0	\$ -																																									
P90																																											
MOVILIZACIÓN: - Movilización de Unidad de CT 60K (2") desde la base de Neiva.																																											
INTERVENCIÓN: Se considera intervención con Unidad de Coiled Tubing 60 K (0,0 2"), con la suficiente capacidad de stripping para perforar el tapón de cemento de superficie y poder controlar la presión si se presenta falla en los tapones de abandono intermedio y de fondo. Se considera como fluido de control lodo aditivado de baja reología entre 12,8 y 13,2 ppg. Se consideran pilóoras viscosas para la limpieza del pozo y pilóoras reactivas para los tapones de cemento transversales. Se consideran fluido de abandono entre tapones con inhibidor de corrosión, bactericida y secuestrante de oxígeno. Se considera corrida de registro Ultrasonico - CBL - VDL - GR - CCL en modo Cemento/Corrosión para determinar la calidad del cemento a lo largo del revestimiento de 9 5/8". Se considera 16 ft de carbonos de baja penetración o casing puncher para circular y homogeneizar el fluido del anular "A" con el del anular "B". Se considera el uso de dos tapones mecánicos tipo Bridge Plug para rev de 9 5/8" para los tapones de cemento nuevos. Se considera el uso de retenedores de cemento tipo inflables o mecánicos para rev de 9 5/8" en caso de no obtener circulación durante el bombeo de los tapones nuevos de cemento. Se considera tapón de cemento 15,8 ppg intermedio nuevo desde 3412' - 3804' (392') con transversalidad al anular B (46 bols con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtrado + Retardador, Opcional: Microfinos 80-120.). Se considera tapón de cemento 15,8 ppg de superficie nuevo desde Sup - 501' (501'), con transversalidad al anular B. (54 bols con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtrado + Retardador, Opcional: Microfinos 80-120.) Se considera tener disponible en superficie set de Well Testing.																																											
CONTINGENCIAS: - Uso de equipo de intervención con suficiente capacidad de peso para moler el tapón de cemento y con pozo vivo. - Adecuado diseño de pilóoras viscosas para remoción de sólidos. - Uso de Milling extraplano (insertos finos) - Fluido de control con 300-500 psi de sobrebalance. - Instalación de componentes API que contengan los fluidos del pozo y soporten la presión en cabeza. - Uso de carrete de tubería CT de 2" más de 5000 ft. - Realización de visita a las vías de acceso y localización por parte de los contratistas para realizar plan de movilización y plan de traje que contemple limitaciones en los puentes. - Estrategia de soporte inferior para el cemento balanceado en el anular (pilóora reactiva o cement retainer) - Molenda con husco piloto BHA con molidor de 6" y luego BHA molidor de 8 1/2". - RQP controlada entre 0,1-0,3 ft/min. - Cumplimiento de todos los protocolos de Biosseguridad. - Tapón de cemento intermedio nuevo ubicado desde la profundidad tope del BP @ 12035 ft.																																											
PREMISAS																																											
TABLA RESUMEN DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS ESPECÍFICOS PARA LA INTERVENCIÓN-CONTINGENCIA																																											
ID DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	COSTO TOTAL																																									
3	Limitación en la capacidad de equipos de intervención. (Unidad de CT y Grúa)	\$175.000																																									
5	Ecurrimiento del cemento durante la circulación en el anular de 9-5/8" x 13-3/8".	\$120.000																																									
16	Imposibilidad de moler tapones de abandono.	\$120.000																																									
17	Incertidumbre en presión acumulada debajo de los tapones de cemento	\$120.000																																									
22	Suspensión de operaciones por COVID-19	\$175.000																																									
26	Tapones de abandono y BP inferior y medio con fallas de integridad.	\$120.000																																									
TOTAL		\$830.000																																									
ESCALACION:																																											
INFORMACIÓN UTILIZADA (TODA INFORMACIÓN UTILIZADA DEBE SER ADJUNTADA AL INFORME COMO PARTE DE LAS BASES DEL ESTIMADO DE COSTOS):																																											
REALIZADO POR:		REVISADO POR:																																									
Firma		Firma																																									
OSCAR ARENAS / ANDREA GOMEZ																																											
Nombre		Nombre																																									
Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.																																											

Nota. En esta figura se muestra la página principal y resumen del AFE al detalle determinado para la intervención. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Posteriormente se diligencio el formato del programa de locación de la ingeniería detallada del pozo con el formato WIP-003 en la **Figura 27**, en este se especificó el listado de equipos y recursos necesarios para la intervención que aseguren la integridad del pozo, la finalidad de dicho formato es demostrar un tipo índice en el cual los ingenieros de abandono plasmen una misma información en cada entrega de pozo y se estandarice un documento final y único para dar inicio a cualquier intervención. Los índices presentados en dicho formato se encuentran con catorce objetivos principales entre los cuales se identifican:

- Objetivos del trabajo.
- Justificación.
- Generalidades.
- Reportes (diarios, semanales, finales y HSE).
- Información de la intervención.
- Programa operacional.
- Resumen del AFE.
- Árbol de decisión de la operación.
- Matriz de riesgos.
- Lecciones aprendidas.
- Entre otros.

Una vez determinada, se prosiguió a radicar el permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial Forma 7CR **Figura 28**, definiendo los responsables para la elaboración y aprobación de la intervención.

Figura 27.

Tabla de contenido del programa final del pozo C-1

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
GESTION DE INTERVENCIÓNES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS - VDP WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-003	Elaborado	Versión: 1
CONTENIDO		
1.	OBJETIVOS DEL TRABAJO.....	3
1.1	Objetivo estratégico de Intervención.....	3
1.2	Objetivos Técnicos.....	3
1.3	Objetivos HSE.....	3
2.	JUSTIFICACIÓN.....	4
3.	GENERALIDADES.....	4
3.1	Sistema de reportes.....	4
3.1.1	Reportes diarios.....	4
3.1.2	Reportes semanales.....	4
3.1.3	Reportes finales.....	5
3.1.4	Reportes HSE.....	6
3.1.5	Reuniones.....	6
3.1.6	Intercomunicación Personal Pozos.....	7
3.2	Ubicación geográfica y mapa de acceso a la localización.....	7
3.3	Lista de Contactos.....	9
4.	ASPECTOS HSE.....	10
4.1	Aspectos generales.....	10
4.2	Premisas HSE.....	10
4.3	Punto de Captación Autorizado.....	11
4.4	Residuos sólidos.....	11
4.5	Vertimientos.....	11
4.6	Observaciones de Gestión Inmobiliaria.....	12
4.7	Observaciones de Gestión Social, entorno y seguridad física.....	12
5.	INFORMACIÓN DE LA INTERVENCIÓN.....	13
5.1	Historia del pozo.....	13
5.2	Estado mecánico actual.....	21
5.3	Evaluación de Integridad.....	23
5.4	Resumen de la intervención.....	24
6.	PROGRAMA OPERACIONAL DE LA INTERVENCIÓN.....	24
6.1	Secuencia operacional de intervención.....	24
6.2	Estado mecánico final propuesto.....	50
7.	RESUMEN DEL AFE.....	51
8.	ARBOL DE DECISIÓN DE LAS OPERACIONES.....	52
9.	MATRIZ DE RIESGOS RAM.....	58
10.	FICHA TÉCNICA DETALLADA DEL EQUIPO DE INTERVENCIÓN.....	63
	Unidad de Coiled Tubing 125K.....	63
	Capacidad de los Carretes.....	64
	Medidor de Profundidad.....	64
11.	PROTOCOLO DE COMUNICACIONES.....	65
12.	PLANES DE RESPUESTA A EMERGENCIAS.....	67
13.	INFORMACIÓN EN PLACA DE ABANDONO PROPUESTA.....	68
14.	LECCIONES APRENDIDAS DE LISAMA 100 Y COCUYO 1ST.....	68

Nota. En esta figura se muestra el índice en formato Word propuesto para la presentación final y oficial del programa final de intervención. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Figura 28.

Forma 7CR del pozo C-1

República de Colombia		MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA		Forma No. 7 CR																		
Ministerio de Minas y Energía		DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS		Revisada: Octubre de 1973																		
		SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS		ecopETROL																		
PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL																						
Compañía: <u>ECOPETROL SA</u>			Pozo: <u>COPORO 1ST</u>																			
Concesión: _____			Clasificación (Lahee): <u>A3 EXPLORATORIO</u>																			
Campo: <u>N/A - POZO EXPLORATORIO</u>		Estructura: <u>SUBTHRUST BAJO FALLA FRONTAL DEL PIDEMONTE</u>																				
Formación: <u>MIRADOR, BARCO Y GUADALUPE</u>		Bloque: <u>Exploratorio</u>		Yacimiento: <u>MIRADOR, BARCO Y GUADALUPE</u>																		
Perforación Iniciada el: <u>04 de Noviembre</u>		de 1995		terminado el: <u>29 de Octubre</u> de 1996																		
Elevación de la Mesa Rotaria: <u>2110,94</u> pies.		Elevación del Terreno: <u>2075,94</u> pies.		Bajo Nivel Mesa Rotaria: <u>35</u> pies.																		
Profundidad Total Inicial: <u>18,000</u> pies.																						
1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO																						
Intervalos Abiertos																						
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Formación</th> <th>Intervalo</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">MIRADOR</td> <td>16610'-16570'</td> </tr> <tr> <td>16552'-16512'</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">CUERVOS</td> <td>16696'-16670'</td> </tr> <tr> <td>16663'-16645'</td> </tr> <tr> <td rowspan="4">BARCO</td> <td>17085'-17060'</td> </tr> <tr> <td>17150'-17100'</td> </tr> <tr> <td>17494'-17414'</td> </tr> <tr> <td>17400'-17360'</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">GUADALUPE</td> <td>17560'-17646'</td> </tr> <tr> <td>17816'-17804'</td> </tr> <tr> <td>17786'-17708'</td> </tr> </tbody> </table>				Formación	Intervalo	MIRADOR	16610'-16570'	16552'-16512'	CUERVOS	16696'-16670'	16663'-16645'	BARCO	17085'-17060'	17150'-17100'	17494'-17414'	17400'-17360'	GUADALUPE	17560'-17646'	17816'-17804'	17786'-17708'
Formación	Intervalo																					
MIRADOR	16610'-16570'																					
	16552'-16512'																					
CUERVOS	16696'-16670'																					
	16663'-16645'																					
BARCO	17085'-17060'																					
	17150'-17100'																					
	17494'-17414'																					
	17400'-17360'																					
GUADALUPE	17560'-17646'																					
	17816'-17804'																					
	17786'-17708'																					
Producción <u>0</u> BPD.		Presión Estática de Fondo <u>6753-7275</u> Lbs/pulg 2																				
RGA <u>0</u> Pies/barril		Gravedad <u>0</u> ° API																				
2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO																						
Intervalos abiertos																						
		<table border="1"> <tbody> <tr> <td>MIRADOR, BARCO Y GUADALUPE</td> <td>El pozo actualmente se encuentra abandonado. Los intervalos abiertos, son los mismos referenciados en la condición inicial</td> </tr> </tbody> </table>				MIRADOR, BARCO Y GUADALUPE	El pozo actualmente se encuentra abandonado. Los intervalos abiertos, son los mismos referenciados en la condición inicial															
MIRADOR, BARCO Y GUADALUPE	El pozo actualmente se encuentra abandonado. Los intervalos abiertos, son los mismos referenciados en la condición inicial																					
Producción Acumulada hasta la fecha:																						
Petróleo: <u>0</u> Bbls.		Gas: <u>0</u> MPC		Agua: _____ Barriles																		
Fecha en que se iniciarán las operaciones: <u>15 de Noviembre</u> de <u>2020</u>																						
Resultados última prueba de producción:																						
Fecha: <u>Pozo Abandonado</u>		Petróleo: <u>0</u> bbl		RGA: <u>0</u> Agua: <u>0</u> bbl																		
3. INFORMACION ADICIONAL																						
a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.																						
b) Historia del pozo. Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados																						
c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.																						
JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:																						
El pozo Coporo 1 ST fue abandonado técnicamente en el año 1996, luego de realizar las pruebas extensas de producción en donde según su resultado se tomó la decisión del taponamiento.																						
En función de los monitoreos realizados al pozo en julio de 2018, se detectó presiones anulares en el pozo en donde según el último dato registrado en agosto 2020 el anular A (Revestimiento de 9 5/8" registra 0 psi) y el anular B (Revestimiento de 9 5/8" x 13 3/8" registra 280 psi).																						
Durante las vigencias de 2018 y 2019 se realizó el gerenciamiento de las presiones anulares y se determinó que la presión registrada en cabeza de pozo en el anular B (Revestimiento de 9 5/8" x 13 3/8") corresponde a una presión sostenida de yacimiento y por tanto se debe realizar la intervención de aseguramiento de integridad del pozo Coporo 1 ST.																						
PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:																						
1. Molienda de tapón de superficie con 8 1/2" y 6.0" (200) y calibrar hasta 4000'																						
2. Limpieza de revestimiento de 9 5/8" hasta 4000'.																						
3. Bajar canasta de calibración.																						
4. Registros de cemento modo corrosión en 9-5/8" hasta 12035'																						
5. Drenaje de presión anular B.																						
6. Sentamiento de Bridge Plug a 3830'.																						
7. Comunicación de Anular B (9 5/8" x 13 3/8") sin afectar 13 3/8" a 3800'																						
8. Prueba de circulación en Anular B.																						
9. Bombeo de píldora reactiva desde 3800' hasta 3500'																						
10. Sentamiento de Bridge Plug a 3500'.																						
11. Comunicación de Anular B (9 5/8" x 13 3/8") sin afectar 13 3/8" a 3470'																						
12. Bombeo de Cemento aditivado con resina en anular B y A – Cerrar anular B y monitorear presión.																						
13. WOC – Monitorear presión.																						
14. Prueba del tapón de cemento en anular A y B.																						
15. Comunicación de Anular B (9 5/8" x 13 3/8") sin afectar 13 3/8" a 600'																						
16. Bombeo de píldora reactiva desde 600' hasta 300'																						
17. Sentamiento de Bridge Plug a 300'.																						
18. Comunicación de Anular B (9 5/8" x 13 3/8") sin afectar 13 3/8" a 300'																						
19. Bombeo de Cemento aditivado con resina en anular B y A.																						
20. WOC																						
21. Aseguramiento del cabezal con Cap Blind Flange + VR Plugs.																						
En el Anexo de la forma, se presenta el programa detallado donde se lista el paso a paso de las operaciones a realizar.																						

Nota. En esta figura muestra el formato para los trabajos posteriores a la terminación oficial. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Por cuestiones de la pandemia en la que se encontró el país en esta fecha, el proyecto de abandono del pozo C-1 tubo inconvenientes, y la demostración de la ejecución por falta de tiempo, se decidió finalizar su demostración con el uso del modelo WIP hasta la fase 2, la fase de detalle. A continuación, al igual que con el pozo C-1, se hace la demostración del pozo P-1 con el uso de la herramienta WIP.

3.8.2. Pozo P-1

El pozo exploratorio P-1 está localizado en el área sur del campo Orito y al norte del campo Hormiga. Su perforación se desarrolló bajo la figura de riesgo compartido mediante alianza comercial suscrita entre ECOPETROL S.A. y RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED (actualmente PAREX), en el año 2005 la participación de Ecopetrol era de un 70% y el socio PAREX un 30%.

El pozo fue probado en una zona de la Formación Caballos, la cual fue abandonada con un tapón “*Bridge Plug*” por alto corte de agua. Posteriormente, se cañonearon y probaron dos zonas de la Formación Villeta sin reportar resultados de producción.

En mayo de 2007, el pozo fue intervenido para realizar pruebas extensas con una duración de 4 días, las cuales fueron suspendidas por capacidad de almacenamiento en las facilidades. Durante este periodo de prueba solamente se registró producción de 2 días con acumulado de 815 barriles de petróleo con un 21° de API y 1367 barriles de agua.

En febrero de 2008, el pozo fue abandonado definitivamente con tres tapones de cemento, pero los tapones no registran pruebas de presión iniciales, ni verificación de presión de los tapones con pruebas de peso.

En el año 2016, en visitas de seguimiento del ANLA, se evidencio un afloramiento de hidrocarburos en la locación del pozo P-1 y se realizaron trabajos correctivos rellenando la sección “C” con concreto e instalando una lámina metálica en el “*flange*” 11 in 5K del “*tubing head adapter*”.

En el año 2018, en visitas de seguimiento, nuevamente se evidencia la presencia de hidrocarburos junto a la placa de abandono fundida después de la intervención en el año 2016, y finalmente en el año 2018 la “Vicepresidencia de Exploración” solicita al grupo

de Completamiento de la GPE realizar una visita para generar el diagnostico de integridad del pozo.

Debido a las condiciones actuales del pozo, se presentó como una oportunidad aceptable para la aplicación y el desarrollo del programa de intervención usando como herramienta el modelo sistemático de gestión para intervención. Inicialmente se asignaron los roles y responsabilidades como se presenta en la **Tabla 19**, para verificar el nivel de criticidad en el cual se encuentra el pozo a intervenir.

El equipo de ingenieros asignados, recibieron una socialización previa para dar a conocer el modelo “*Well Intervention Process*”, el cual se sugería para dicha intervención. Cumpliendo con lo estipulado y recomendado, el equipo de ingenieros inició el estudio con la matriz de complejidad, y sus resultados se presentan en **Tabla 39**.

Una vez el equipo de ingenieros desarrolló el análisis de complejidad, se inició el proceso de estudio para la intervención con el formato de solicitud y requerimientos de intervención presentado en el **Figura 2**. Una vez aprobada la solicitud, la planeación de intervención con el modelo WIP, inicio la primera fase del desarrollo técnico de la intervención. En esa fase de presentaron los documentos recomendados para dar cumplimiento al seguimiento por medio del modelo sistemático de gestión. El primer formato de entrega solicitado fue el formato de la evaluación de integridad, el cual se encuentra en el **ANEXO 3**, y el desarrolló por el equipo de ingenieros se presenta en la **Tabla 40**.

Tabla 39.

Matriz de complejidad para el pozo P-1

GESTION DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACION DE ACTIVOS - VDP						
WIP-001						
WIP-001			Elaborado		Versión: 1	
PROYECTO		Abandono		FECHA DE ELABORACION		13/08/2020
PROYECTO / POZO		Puma 1 ST				
FACTORES		BAJA 1	MEDIA 5	ALTA 10	PUNTAJACION	JUSTIFICACION
1	Localización, vías y contrapozo	Fácil acceso y en condiciones para la intervención	Requiere Adecuaciones en vía, localización o contrapozo	No Existen condiciones de vía, ni localización y/o contrapozo para la intervención	5	*Pozo con vías de acceso para acondicionar para equipo de WO, con peración de ECP a menos de 100Km. *Localación ambientalmente recuperada, se requiere adecuación de localción y vías de acceso.
2	Equipo de Intervención	Unidades de cable (slick line, braided line, electric line), Unidades de Coiled Tubing, Unidades de bombeo y equipos de fractura	RSU y/o Flush by	Snubbing Unit / Equipo de Workover / Combinación de equipos	10	*Requerimiento de WO para molienda de tapones y altas presiones
3	Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000	10	*MD de 12331 ft
4	Arquitectura pozo productor	Desviado con Inclinación < 65°	Desviado Alto ángulo – Horizontal – Geonavegado	Multilateral	1	*Pozo vertical con pescado cementado
5	Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 55° inyector selectivo	1	*Pozo vertical
6	Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0	1	NA
7	Tipo de Fluido	GOR < 2000	2001 > GOR < 3500	GOR>3500	1	NA
8	Concentración H2S y criterio operacionales*	< 5 ppm	5 ppm < H2S < 15 ppm	H2S > 15 ppm	1	*No existe presencia de agentes contaminantes ni H2S
9	Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Normal (0,433 psi/pie)	Subnormal	Subnormal con flujo cruzado /Anormal	5	*Registro de presiones subnormales en cabeza (revisar reporte de presiones en cabeza)
10	Condición del completamiento inferior	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena	1	*Completamiento con revestimiento cementado y cañoneo en zonas de interes (No se tiene información de los tapones de fondo y tampoco de los bridge plug
	Condición del completamiento Superior	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Completamiento Multiples / Dual / Concentrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales.	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	5	*Según reportes finales se tienen equipos de fondo por pescado. *Presencia de Bridge Plug, pero se desconoce condicon de tapones y BP.
11	Estado Mecanico Actual	Sin restricción de acceso a fondo de pozo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Con pescado en fondo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Presenta Colapso	5	*Pozo con side track, pescado en fondo y anomalías en diametro interno de tubería
12	Componentes Instalados en pozos a intervenir	Sin componentes de subsuelo ni superficie	Con componentes de subsuelo y/o superficie	Con componentes de subsuelo y superficie	5	*Presencia de cabezal *Tapones de fondo y BP
13	Estado del Revestimiento	No presenta agujeros	Un agujero	Mas de un agujero, no se conoce condición de revestimiento	10	*No se tienen reportes de abandono y tapones de cemento
14	Calidad del cemento en zona de interés	Calidad buena de cemento	Calidad regular de cemento	Mala (Requiere cementación Remedial) o no se conoce condición de cemento	10	*Posible squeezes y cementación adicional a las formaciones que aportan aceite
15	Costo Intervención	AFE < \$1MM	\$1MM < AFE < \$5MM	AFE > \$5MM	5	*Por componentes necesarios por adecuación e intervención, se estima un AFE maximo de 5MM
TOTAL					76	

Clasificación	Complejidad	Puntuación
Categoría 1	Baja	<30
Categoría 2	Media	30-75
Categoría 3	Alta	75-105
Categoría 4	Crítica	>105

CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCION	
Alta	

Nota. En la figura se muestra la matriz de complejidad presentada por el equipo de ingenieros asignados y demuestra la categoría en la que se presenta el pozo con condición de complejidad alta. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En la evaluación de integridad del pozo, el equipo de ingenieros desarrollo un análisis inicial con las secciones presentes en el cabezal y sus especificaciones. Posteriormente, se desarrolló un análisis de las presiones por secciones, donde en su primera sección se hizo un análisis y descripción de la presión de trabajo en el cabezal, en la segunda sección se determinó la presión de trabajo de los componentes del completamiento, en la tercera sección se desarrolló un análisis de las presiones de trabajo por tubulares, después se presentó el análisis de la fractura por formación. Se determinaron también las presiones MAWOP por secciones del cabezal, y finalmente presentaron las máximas presiones operativas y el MOP.

Una vez se tubo listo y reportado el documento oficial de la evaluación de integridad, el equipo de ingenieros procedió a la siguiente sección del modelo sistemático, desarrollando el documento de “Selección de la mejor opción de intervención”, el cual se demuestra en la **Tabla 41**.

Tabla 41.

Formato de la selección de la mejor opción pozo P-1

1				2								
Criterio de Calificación (Objetivos o Valor)			Puntos	B	C	D	E	F	G	H	I	J
A	Molienda de Tapones de Cemento con posibilidad de controlar presiones		12	A1	A2	A2	A2	A2	A3			
B	Control de Pozo		10	B	B2	B2	B2	B2	B2			
C	Acondicionamiento de pozo con herramientas de limpieza		2		C	C2	E2	F1	G1			
D	Corrida de registros electricos		0			D	E2	F1	G1			
E	Cementación Remedial y Aislamiento de la formación Villeta (superior e inferior) bombeando 1200 ft de lechada		8				E	E2	E2			
F	Aislamiento en el zapato de 9-5/8"		5					F	F3			
G	Aislamiento en superficie y desmantelamiento del cabezal		2									

Opción o Concepto	Molienda de Tapones de Cemento con posibilidad de controlar presiones	Control de Pozo	Cementación Remedial y Aislamiento de la formación Villeta (superior e inferior) bombeando 1200 ft de lechada	Aislamiento en el zapato de 9-5/8"	Acondicionamiento de pozo con herramientas de limpieza	Aislamiento en superficie y desmantelamiento del cabezal	PUNTAJE	PUESTO
Uso de Unidad de CT de 2"	3	3	3	3	3	3	3,00	2,89744
Uso de Ríg de WO de 750 HP + RCD	0	3	1	3	3	3	1,67	2,48718
Uso combinado de CT 2" + Ríg WO 750 HP	3	3	1	3	3	3	2,59	2,4359

Nota. Esta figura muestra el análisis de la selección de la mejor opción desarrollado por el equipo de ingenieros asignados para la elaboración del programa de intervención. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En esta sección el equipo encargado de la selección de la mejor opción, presentó la recomendación como mejor alternativa técnico-económica la implementación del equipo “Coiled Tubing” de 2”. Adicional a esto, el equipo de ingenieros presentó algunos anexos “recomendados” donde se redactó los costos obtenidos por la selección de CT, y los tiempos estimados por actividad identificada. Dichos anexos se presentan en la **Tabla 42**.

Tabla 42.

Anexos en fase de selección

SERVICIO		COSTO USD
Equipo de Coiled Tubing		\$ 622.290
Fluido de Control		\$ 72.145
Herramientas de WBCO		\$ 6.234
Herramientas de Fondo		\$ 61.727
Registros Electricos y Cañoneo		\$ 128.724
Cementacion		\$ 177.973
Well Testing		\$ 162.350
Especialistas Well Control		\$ 216.715
Tratamiento de Fluidos y Cortes		\$ 27.350
Accesorios de Cabezal		\$ 11.032
Control de Solidos		\$ 32.618
Empaques		\$ 19.142
Comunicaciones		\$ 9.870
Personal (Coman + Asistente + HSE + Viaticos)		\$ 72.727
TOTAL POZO PUMA-1 ST1		\$ 1.620.897

ITEM	DESCRIPCION DE ACTIVIDAD	TIEMPO (DIAS)
1	DRENAJE Y MONITOREO DE PRESIONES	1,1
2	MOVILIZACION UNIDAD DE CT Y SWT A PUMA-1	6,7
3	CAMBIO DE SECCION C DEL CABEZAL Y N/U BOP	1,5
4	MOLIENDA DE TAPONES DE CEMENTO @ 0'-316' / 6771'-7071' / 10520'-10820' CON UNIDAD DE CT	10,2
5	LIMPIEZA HIDRUALICA DEL REVESTIMIENTO DE 7"	0,7
6	REGISTROS CALIDAD DE CEMENTO	1
7	BOMBEO DE CEMENTO PARA AISLAMIENTO DE VILLETA SUPERIOR E INFERIOR	2
8	CAÑONEO Y AISLAMIENTO FORMACIÓN RUMIYACO	2,5
9	BOMBEO TAPON DE CEMENTO SUPERFICIE 0'-300'	1,7
10	AISLAMIENTO DE CABEZAL	0,3
TOTAL TIEMPO ASEGURAMIENTO DE LA INTEGRIDAD POZO PUMA-1 ST1		27,7

Nota. En la figura se presenta, los anexos presentados por el equipo de ingenieros, primero con la descripción de servicios y sus costos, y segundo con la descripción de actividades y sus tiempos. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Una vez completado el formato oficial de la opción de la mejor opción, el equipo de ingenieros desarrollo la sección de las “Bases de Diseño” con el formato recomendado y su desarrollo se presenta secuencial en las siguientes tablas.

Tabla 45.

Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 3

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VOP			
IDIA-F-012		Elaborado		Versión: 1			
Proyecto: ASESORAMIENTO DE INTEGRIDAD PUNTA 1 ST EXPLORATORIO				Fecha de elaboración: 2/06/2020			
OBJETIVOS		CONSIDERACIONES Y PREVENIDAS		REVISIONES			
<p>1. TAPON DE CEMENTO DE FONDO DESDE 11825' - 10225' (100')</p> <p>Espearar tapon de cemento con CT en frente de las perforaciones superiores por formación Villeta hidráulicamente.</p> <p>Prevenir el flujo de fluidos entre esta zona.</p> <p>Prevenir el flujo a superficie por el anular "A", (revestimiento de 7") y anular "B" (revestimiento de 9 5/8" x 7").</p> <p>2. TAPON DE CEMENTO INTERMEDIO DESDE 6975' - 6575' (400' Y DE 6 625')</p> <p>Ayudar la formación productora (Villeta) operando sello intermedio, como barrera secundaria, por debajo del zapato de 9 5/8" y al frente de la formación Buena Vista (Circunferencia).</p> <p>Generar sello secundario en el anular "B" y anular "B".</p> <p>3. TAPON DE ABANDONO DE SUPERFICIE (CAÑO DE 7" Y 5 1/2" ANULAR "A", 9 5/8" ANULAR "B", 13 3/8" ANULAR "C")</p> <p>Finalizar tapon de superficie en el anular "A" y anular "B" para establecer sello control de superficie.</p>		<p>CONDICIONES GENERALES</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación. Actualmente el pozo presenta problemas de integridad entre los tapones de cemento bombeados durante el abandono del pozo en el año 2006. Esta situación se tiene presente con para el presente.</p> <p>Presiones actuales. La presión actual en el anular "A" (revestimiento de 7") es 1500 psi. A este anular se le han realizado drenajes controlados de presión observando reducción de presión concluyendo que existe presión sostenida. Durante los drenajes se ha recuperado Ciudad y Obis. La presión en el anular "B" (revestimiento de 9 5/8") es 1700 psi con un nivel de anular superior de 1200 psi. Después de los drenajes controlados, actualmente registra 400 psi (recuperación en 1 hora de flujo) y el nivel del líquido está en este anular por de 9 5/8 BPPD.</p> <p>La presión en el anular "C" (revestimiento de 13 3/8" x 9 5/8"), registra 400 psi.</p> <p>INACOP Anular "A" 400' (Anular "A" está en Anular "C" 11825' p.p)</p> <p>Presiones de formación (DF) promedio por CT de 7" (Anular "A") 11825' (10,687 psia)</p> <p>Presiones de formación (DF) promedio por CT de 9 5/8" (Anular "B") 11825' (12,313 psia) con control de gas de formación entre el 40 y 60%.</p> <p>El tapon de cemento será bombeado bajo condiciones controladas del pozo (sin influir en problemas). Al momento del bombeo del tapon de cemento, el pozo tendrá todo entre 12 y 13.3 PPG dependiendo de la presión registrada durante la operación.</p> <p>Este tapon de cemento se hace para prevenir con pozo y con presión.</p> <p>DISEÑO DE TAPON DE FONDO.</p> <p>Barrera permanente requerida (Abandono definitivo) Longitud del tapon de Cemento: 1200' R / Bombeado en 1 etapa con CT de 7"</p> <p>Ubicación del tapon, después de bombeado para forzar: 10225' - 11825' R (100' por encima del Tope del perforado superior) / Nota: Dependencia de la prueba de integridad Ubicación del tapon, después de Fragar: 10225' - 11825' R (200' por encima del Tope del perforado superior)</p> <p>Diámetro interno del casing 7 in. 6.184 in</p> <p>Lechada a bombear: Lechada de cemento con control de gas + Aditivo espesante + Controlador de Filtrado + Retardador</p> <p>Composición: Resaca dependiente del pozo y propiedades rotónicas</p> <p>Densidad de la lechada: 14.5 ppg - 15.5 ppg</p> <p>Resistencia a la tracción: 3000 - 4000 psi (7" - 9 5/8" (200' R en 7" para forzar). El volumen para forzar, dependerá de la prueba de integridad.</p> <p>Intervalo de cañoneo para comunicar anular: 6940-6945'</p> <p>Tram de prefuegos: Espesador Anodizado de 12.5 a 15 ppg (solo administrado con barita)</p> <p>TAPON INTERMEDIO</p> <p>Este tapon de cemento intermedio, se realiza como procedimiento de abandono del pozo para comunicar el anular "B" con los anulares "B" (7" x 9 5/8") y "C" (9 5/8" x 13 3/8") y se sellan cada uno de los anulares bombeando cemento hasta superficie.</p> <p>Barrera Respetada: Barrera secundaria del pozo con longitud del tapon de cemento de 400' en anular "B" como en anular "B". Bombeado en 1 etapa con CT de 7"</p> <p>Ubicación del tapon: 6475' - 6975' R</p> <p>La profundidad de bombeo de cemento a la intervención del registro: Ultrasonico-CBL-VOL</p> <p>Diámetro interno del casing: 9 5/8" @ 6.184 in</p> <p>Intervalo de cañoneo para comunicar anular: 6940-6945'</p> <p>Nota: En caso que la intervención sugiera que no se vende este en la circulación, como contingencia se cañoneará en el trazo del revestimiento de 9 5/8" 7"</p> <p>Lechada a bombear: Lechada de cemento con control de gas + Aditivo espesante + Controlador de Filtrado + Retardador</p> <p>Composición: Resaca dependiente del pozo y propiedades rotónicas</p> <p>Densidad de la lechada: 14.5 ppg</p> <p>Resistencia a la tracción: 3000 - 4000 psi (7" - 9 5/8" (200' R en 7" para forzar). El volumen para forzar, dependerá de la prueba de integridad.</p> <p>Intervalo de cañoneo para comunicar anular: 6940-6945'</p> <p>Tram de prefuegos: Espesador Anodizado de 12.5 a 15 ppg (solo administrado con barita)</p> <p>TAPON DE SUPERFICIE</p> <p>Se ejecutará Tapon Bridge Plug a 330' se realice suficiente @ 315'-320' para comunicar el anular "A" con los anulares "B" (7" x 9 5/8") y "C" (9 5/8" x 13 3/8") y se sellan cada uno de los anulares bombeando cemento hasta superficie.</p> <p>Barrera Respetada: Longitud del tapon: 330' R en Anular "A", "B" y "C" / Bombeado en 1 etapa con CT de 7"</p> <p>Ubicación del tapon: 0' - 330' R, a 9'</p> <p>Diámetro interno del casing: 9 5/8" @ 6.184 in</p> <p>Diámetro interno del casing: 9 5/8" @ 6.184 in</p> <p>Resistencia a la tracción: 1500 psi</p> <p>Intervalo de cañoneo para comunicar anular: 6940-6945'</p> <p>Lechada a bombear: Lechada de cemento cementación de 15.8 ppg + control de filtrado</p> <p>Resistencia a la tracción: 1500 psi</p>		<p>Comer con Gauge Tank para cuantificar los retornos al momento de bombear por anulares.</p> <p>Realizar bombeo de los tapones de cemento con el anular controlado.</p> <p>Limpieza de las perforaciones con pozos de limpieza viscicos y surfactantes + herramientas de limpieza mecánica.</p> <p>Bombear espesadores y prefuegos</p> <p>Añadir material de cemento con resina, para mitigación de infusión.</p> <p>Utilizar Bridge Plug como atenuación soporte de los tapones de cemento.</p> <p>Tram de bombabilidad de la lechada mayor a 5 horas, por uso de Colloid Tubing.</p>		<p>Frageo Preliminar de la lechada</p> <p>Balcos caudales de bombas</p> <p>Contaminación de los tapones</p> <p>Migración de fluidos durante el Fragueo de lechada</p> <p>Frageo de CT durante el Bombeo de los tapones</p> <p>Integridad baja de fluido para Squeal del tapon de fondo.</p> <p>No circulación a través de espesante para sellado intermedio y de superficie.</p> <p>Aislamiento Transversal en Formación Villeta</p> <p>Aislamiento Transversal a nivel de Zapato de 9 5/8"</p> <p>Aislamiento Transversal en superficie.</p>	

Nota. En esta figura se muestra el desarrollo de la hoja 3 del formato asignado para las bases de diseño y desarrollado por los ingenieros responsables. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 46.

Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 4

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VOP	
IDIA-F-012		Elaborado		Versión: 1	
Proyecto: ASESORAMIENTO DE INTEGRIDAD PUNTA 1 ST EXPLORATORIO				Fecha de elaboración: 2/06/2020	
OBJETIVOS		CONSIDERACIONES Y PREVENIDAS		REVISIONES	
<p>1. Registrar calidad del cemento en casing de 7" desde 11825 ft hasta 6420 ft (500 ft por encima del zapato de 9 5/8")</p> <p>A partir del registro Ultrasonico-CBL-VOL-GR-CCL se requiere determinar un punto favorable de cañoneo para obtener circulación en Anular "B" 20-30 ft por debajo del Zapato.</p> <p>3. Registrar condición de integridad del revestimiento de 7" desde superficie hasta 11825 ft.</p>		<p>Longitud a registrar en modo cemento: 5405' R</p> <p>Longitud a registrar en modo corrosión: 11825' R</p> <p>Maxima inclinación del pozo: 25 deg</p> <p>Fluido en el pozo: Lodo base agua densificado con barita (MW 12.1 - 13.2 ppg)</p> <p>El registro propuesto para cumplimiento de los objetivos es: Ultrasonico - CBL - VOL - GR - CCL en modo Cemento/Corrosión. El registro se correrá después de realizar la limpieza mecánica del pozo y antes de bombear el tapon de cemento en fondo.</p> <p>Como contingencia se contempla registro Multifinger Caliper en caso que el registro Ultrasonico modo Corrosion de Indicios de agujeros en el revestimiento y poder corroborar esta información.</p>		<p>1. Imposibilidad de registrar hasta profundidad objetivo, causado por deficiente condición de limpieza.</p> <p>2. Deformaciones en el revestimiento de 7" que no permita el paso de las herramientas.</p> <p>3. Falla de herramientas / pérdida de telemetria / Herramientas mal calibradas.</p> <p>4. Interferencia en registro por condición de fluido.</p> <p>5. Retraso en el procesamiento y envío de la información a Ecometrol.</p>	
<p>1. Comunicar anular "B" casing 7" - hueco 8 1/2" para aislar el zapato de 9 5/8" @ 6920', mediante la circulación de 500' de Cemento en dicho anular.</p> <p>2. Comunicar a 300' el anular "B" (revestimiento de 7" x 9 5/8") y "C" (revestimiento de 9 5/8" x 13 3/8") sin afectar el de 13 3/8" para circular cemento con retornos a superficie.</p>		<p>Para el aislamiento del zapato de 9 5/8" se propone la siguiente operación:</p> <p>Cañonear intervalo 6940-6945' (debajo del Zapato de 9 5/8" @ 6920') con las siguientes características: Cañón de 4 1/2" de 12 TPP.</p> <p>En caso que el resultado del registro de calidad de cemento arroje que no es posible comunicar y circular cemento entre el revestimiento de 7" con el hueco de 8 1/2", se propone como contingente un casing puncher para revestimiento de 7", penetración limitada (entre 5" y 10") por encima del zapato de 9 5/8", sin afectar revestimiento de 9 5/8".</p> <p>Para el aislamiento en superficie se propone la siguiente operación:</p> <p>Cañonear intervalo 315' - 320' con las siguientes características: Cañón de 4-1/2", 12 TPP para comunicar el anular "A" (revestimiento de 7") con anulares "B" (7" x 9 5/8") y "C" (9 5/8" x 13 3/8") sin afectar revestimiento de 13 3/8" para circular cemento por ambos anulares hasta superficie.</p> <p>Para el aislamiento de la Fm. Villeta se propone como contingente la siguiente operación:</p> <p>En caso que no se pueda forzar cemento en los intervalos abiertos de la Fm Villeta y para asegurar el aislamiento del anular "B" (7" x 8 1/2") en fondo, se propone como operación contingente cañonear el revestimiento de 7" en la mejor zona definida por el registro de calidad de cemento usando cañones de 4-1/2", 12 TPP, para posicionar un tapon de cemento de 300' en los anulares "A" y "B" por encima del tapon de fondo.</p>		<p>1. Imposibilidad de Comunicar anular de "B" a 6940' y que no se logre circular cemento.</p> <p>2. Detonación temprana o fuera de profundidad.</p> <p>3. Afectar integridad del revestimiento de 9 5/8" si se realiza casing puncher encima del Zapato de 9 5/8"</p> <p>5. Afectar integridad del revestimiento de 13 3/8" durante el cañoneo en superficie</p>	

Nota. En esta figura se muestra el desarrollo de la hoja 4 del formato asignado para las bases de diseño y desarrollado por los ingenieros responsables. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 47.

Desarrollo Bases de Diseño - Hoja 5

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VDP				
IDA-F-012		Elaborado		Versión: 1
Proyecto	ASEGURAMIENTO DE INTEGRIDAD PUMA 1 ST		Fecha de elaboración	16/01/2020
Pozo tipo	EXPLORATORIO			
OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS		RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Abandono definitivo	<p>Datos Generales</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación: Actualmente el pozo presenta problemas de integridad entre los tapones de cemento bombeados durante el Abandono del pozo en el Año 2008. Estos tapones no fueron probados con peso ni con presión.</p> <p>Presiones anulares: La presión actual en el anular "A" (Revestimiento de 7"), es 1900 psi. A este anular se le han realizado drenajes controlados de presión, observándose restauración de presión concluyendo que existe presión sostenida. Durante los drenajes se ha recuperado Crudo y Gas.</p> <p>La presión en el anular "B" (Revestimiento de 9-5/8" x 7") tiene un historico de presión máxima de 1200 psi; después de los drenajes controlados, actualmente registra 400 psi (recuperadas en 1 mes de monitoreo), el caudal del inlfujo medido en este anular fue de 5 a 8 BFPD. La presión en el anular "C" (Revestimiento de 13-3/8" x 9-5/8"), registra cero (0) psi.</p> <p>MAWOP: Anular A = 4000 psi / Anular B = 2472 psi / Anular C = 1155 psi</p> <p>Presiones de formación: PP reportada por POG (Petrofísica) = 12,8 ppg @ 11287' TVD (0,667 psi/ft)</p> <p>Propiedades del fluido de formación: Crudo de 24 y 33° API con contenido de gas de formacion entre el 40 y 60%</p> <p>Máxima presión de yacimiento esperada: 7506 psi</p> <p>TVB formación productora: 11287 ft</p> <p>MD formación productora: 11393 ft</p> <p>DESCRIPCIÓN BÁSICA DE OPERACIONES DE ABANDONO.</p> <p>0. Reemplazar Sección "C" con pérdida de integridad e instalar componentes API para conexión de Stack de Platoon del equipo de CT.</p> <p>1. Milling Out con CT 125K de los (3) tapones de cemento que se encuentran canalizados, con agua de 8,33 ppg.</p> <p>2. Limpieza química de revestimiento de 7" se dejará a fluido de control (lodo de 12,0 - 13,2 ppg)</p> <p>3. Corrida de Limpieza/Resado en revestimiento de 7".</p> <p>4. Registro de integridad de Cemento y revestimiento de 7"</p> <p>5. Bombar tapón de cemento en fondo desde 11935' (Topo Bridge Plug) hasta 10625' (1200' de Longitud de Tapón, Barrera Primaria). Se bombearán 8 bbl adicionales para realizar Squeeze de superficie de los Perforados de 438' y 434'.</p> <p>6. Esperar Frague hasta 1500 psi de compresibilidad y realizar prueba de integridad de tapones con peso (máximo según simulación de CT) y presión de 700-1350 psi (1500 psi por encima de la presión de Yacimiento, según guía de cementación) durante 15 minutos.</p> <p>7. Asentar tapón Bridge Plug 7" a 6975'.</p> <p>8. Cañonear intervalo 6940'-6945' para comunicar anular "A" con el anular "B"</p> <p>9. Bombar 500' de cemento en anular "B" y "A". Barrera Secundaria</p> <p>10. Esperar Frague hasta 1500 psi de compresibilidad y realizar prueba de integridad de tapones con peso (máximo según simulación de CT) y presión de 700-1350 psi (1500 psi por encima de la presión de Yacimiento, según guía de cementación) durante 15 minutos.</p> <p>11. Sentar Bridge Plug a 330'</p> <p>12. Cañonear y comunicar anular "B" sin afectar revestimiento de 9-5/8" a 320'.</p> <p>13. Circular cemento por anulares "A" y "B" desde 320' hasta superficie.</p> <p>NOTA: Entre tapones se dejará fluido de control activado</p> <p>ASEGURAMIENTO DE CABEZAL</p> <p>1. Retirar seccion "C" (11"5K x 11" 5K)</p> <p>2. Instalar sobre Top Flange de Sección "B" (11"5K x 13 3/8" 5K) Cap Blind Flange 11" 5K x 1/2" NPT + Tapón 1/2" NPT</p> <p>3. Retirar (2) Gate Valve de 1 1/2"16" 10K de la seccion "B" + (1) Gate Valve 2 1/16" 5K de la seccion "A"</p> <p>4. Instalar (2) VR Plugs de 1/4" en la seccion "B" + (1) VR Plug de 1/2" en la seccion "A"</p> <p>5. Instalar Companion flange de 1-1/2"16", Bull Plug 2" LP y tapones de 1/2" NPT en los que se requiera a las salidas laterales de la seccion "B".</p> <p>6. Instalar Companion flange de 2-1/2"16", Bull Plug 2" LP y tapones de 1/2" NPT en los que se requiera a la salida lateral de la seccion "A".</p>		<p>*Pérdida de integridad del pozo durante el cambio de la Sección C</p> <p>*Frague Prematuro de la lechada</p> <p>*Bajos caudales de bombeo de cemento</p> <p>*Contaminación de los tapones</p> <p>*Migración de Fluidos durante el Frague de la lechada</p> <p>*Pega de CT durante el bombeo de los tapones</p> <p>*Inyectividad baja o nula para Squeeze del tapón de fondo.</p> <p>*No circulación a través de anulares para tapón intermedio y de superficie</p>	<p>*Control del pozo con Fluido de 12.1 - 13.2 PPG</p> <p>*Realizar chequeos de niveles antes de bombear los tapones de cemento</p> <p>*Instalar Bridge Plug de 7" para el bombeo del tapón intermedio y de superficie</p> <p>*Prueba de tapones de cemento con peso y presión de acuerdo a la guía de Cementación</p> <p>*Aislamiento de Anulares con cemento</p> <p>*Aseguramiento de cabezal con componentes API</p>

Nota. En esta tabla se muestra el desarrollo de la hoja 5 del formato asignado para las bases de diseño y desarrollado por los ingenieros responsables. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Una vez completada la fase 1 del modelo WIP, el equipo de ingenieros desarrollo una presentación con el fin de demostrar el resumen del alcance técnico con la información recolectada hasta este punto, dicha reunión es la planteada en el final de la fase uno donde se pretendía aprobar el alcance técnico de la intervención.

El siguiente paso para el equipo de ingenieros se presenta en la fase 2, Fase de detalle del modelo sistemático de gestión. Esta fase de detalle se inició un análisis minucioso del pozo a intervenir usando el formato de matriz de riesgo recomendado en el

ANEXO 7, y el cual se presenta en la **Tabla 48**, el análisis hecho por los ingenieros encargados.

Tabla 48.

Matriz de riesgo para el pozo P-1

POZO / CAMPAÑA				PUMA 1 ST1										
COSTO PLANEADO [\$ MUSD]:				\$ 1,62										
TIEMPO PLANEADO [días]:				27,7										
CRITERIO PARA LA MUESTRA PROBABILIDAD NUMERICA														
IMPACTO DEL RIESGO	COSTO [\$ MUSD]			TIEMPO [días]			Escalas Cualitativas			PROBABILIDAD DE OCURRENCIA				
	Mayor a:	0,32		Mayor a:	5,5		Muy Alto > 20%			Ocurre en 1 de 100	Ocurre en 1 de 20	Ocurre en 1 de 10	Ocurre en 1 de 5	Ocurre en 1 de cada 2
	Entre	0,16	y 0,32	Entre	2,8	y \$ 5,5	Alto 10% - 20%			22 23 24	15			
	Entre	0,08	y 0,16	Entre	1,4	y \$ 2,8	Medio 5% - 10%			1 2 3 4 5 6 9 10 13 14 16 17 20 22 23 33 27 30	18	7		
	Entre	0,02	y 0,08	Entre	0,3	y \$ 1,4	Bajo 1% - 5%			11 12 20 19 32 25 27 28	8			
	Entre	0,00	y 0,00	Entre	0,0	y \$ -	Reducido 0% - 1%							

Nota. En esta tabla se muestra el desarrollo de la matriz de riesgo de la fase 2 del modelo sistemático completada por los ingenieros a cargo. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En la matriz de riesgos el equipo de ingenieros desarrollo la matriz de riesgos, identificando cada uno de los riesgos con sus causas básicas, impacto, probabilidad, valoración global y cuál sería su acción de respuesta. Esta matriz permitió al equipo interventor estar prevenido de los posibles riesgos que se pudiesen encontrar en la operación. Allí, se logró cumplir con la sección y entrar en el formato de AFE de detalle para estimar los costos en detalle de la intervención. Este AFE desarrollado por el equipo encargado se presenta en la **Figura 29**.

Tabla 49.

Segunda sección de la Matriz de riesgo

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Causa Básica	Acción de Respuesta	Impacto	Probabilidad	Valoración Residual	Cuantificación del Riesgo Nota: Costo de Interención 1,62 MMUSD Tiempo 27,7 días
11	Orden Publico, Paros y Bloqueos	* Paros y/o bloqueos por parte de la comunidad. Inadecuada socialización Incumplimiento de acuerdos con comunidades. * Estrategia de contratación de mano de obra local y bienes y servicios inadecuada	* Previo a la ejecución de los trabajos se solicitara a la profesional de entorno que solicite el alcance de la actividad, notificando a la comunidad la duración y requerimientos de la operación. * Notificación permanente de los movimientos del personal de ECP y contratistas al profesional de seguridad física.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
12	Condiciones Climatologicas	* Condiciones climaticas que no permitan ingresar a la locacion * condiciones climaticas que dificulten los trabajos de drenaje e intervención del pozo.	* Antes de movilizarse a la locacion verificar condiciones climaticas. * Contar con sistema de detección de tormentas. * Suspensión de operaciones por detección de tormenta eléctrica.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
13	Incumplimiento por parte del contratista	* Equipos y personal no disponibles en el momento de la operación	*Planeación y verificaciones previas de equipos y personal necesario confirmando con el contratista disponibilidad para las fechas requeridas. * Cumplimiento de protocolos de bioseguridad debido a COVID-19	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
14	Dificultad para retirar flange 11x 5M	*Antigüedad del cabezal *Corrosión presente en flanges y conexiones del cabezal. *Presencia de cemento en la sección C del cabezal.	* Estado de flange 11 x 5M instalado recientemente. * Cemento previamente fraguado a la instalación del flange 11 x 5M. * Disponibilidad de gatos hidráulicos por parte del contratista de cabezal.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
15	Imposibilidad de cambio de sección C	* Tapón de cemento de superficie sin integridad. * Cemento fraguado en las uniones flanchadas * Rápida restauración de presión * Problema de integridad no identificado entre secciones B y C. *Antigüedad del cabezal *Corrosión presente en flanges y conexiones del cabezal.	* Molienda de cemento dentro de la sección C. * Uso de equipo de intervención con suficiente capacidad de peso para moler el tapón de cemento y con pozo vivo * Adecuado equipo de control de presión. * Se utilizará Coiled Tubing para realizar molienda de 3 a 4 ft de la sección C. * Uso de dos equipos de izaje para cambio e instalación de sección C. * Disponibilidad de gatos hidráulicos por parte del contratista de cabezal.	Alto	Baja	M	Probabilidad 8% Impacto en Tiempo Optimista: 2,8 días Probable: 4,1 días Pesimista: 5,5 días Impacto en Costo Optimista: 160000 usd Probable: 240000 usd Pesimista: 320000 usd
16	Imposibilidad de moler tapones de abandono.	*Dificultad para aplicar peso con CT en superficie *Incertidumbre en la composición de las lechadas de cemento. *Deficiente hidráulica durante la molienda de los tapones de cemento.	* Dimensionamiento de coiled tubing con simulaciones. * Adquisición de información sobre reporte de la compañía que ejecutó el trabajo de cementación.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
17	Incertidumbre en presión acumulada debajo de los tapones de cemento	* Migración de hidrocarburos a superficie desde el yacimiento / Peor escenario: Burbuja de gas con P _{vo} sin expandir. MASP = 6755 psi	* Unidad de Intervención con capacidad de trabajo en pozo vivo. (Capacidad mínima de 80-120 K) * Adecuado diseño de fluido de control para presiones de yacimiento para desplazamiento al final de la molienda	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
18	Pega de sarta de CT durante molienda de tapones	* Mala remoción de sólidos. * No seguimiento a los procedimientos de molienda	* Adecuado diseño de fluido de molienda y limpieza. * Adecuado diseño de piladoras viscosas para remoción de sólidos. * Realización de simulaciones de hidráulica de limpieza. * Seguimiento de procedimiento de molienda con CT. * Uso de Milling extraplano (insertos finos) * ROP controlada entre 0,1-0,3 ft/min	Medio	Baja	M	Probabilidad 8% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
19	Daños en integridad de revestimiento no identificados	*Fluidos sin inhibir usados en el primer abandono que ocasionen corrosión. * Evidencia de fallas de integridad	* Limpieza y calibración mecánica del revestimiento de 7", (contingencia de herramientas de pesca para reparar revestimiento). * Corrida de registro modo corrosión.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
20	Perdidas de fluido durante las circulaciones	* Presión de poro inferior a la reportada en pruebas DST * ECD excesiva durante circulación del pozo	* Contingencia de material de control de pérdida. * Sistema de fluidos con capacidad para realizar diluciones.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd

Nota. En esta figura se muestra el desarrollo de la segunda parte de la matriz de riesgo de la fase 2 del modelo sistemático completada por los ingenieros a cargo. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 49. Continuación

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Causa Básica	Acción de Respuesta	Impacto	Probabilidad	Valoración Residual	Cuantificación del Riesgo Nota: Costo de Interercción 1,62 MMUSD Tiempo 27,7 días
21	Riesgos Biologicos	* Presencia de animales venenosos.	* Uso de elementos de protección personal. * Botas de caña alta. * Chequeo del área de trabajo. * Medevac.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
22	Protocolos COVID-19	* Pandemia Covid-19	* Uso de elementos de protección personal. * Tapa bocas. * Continuo lavado de manos. * Distanciamiento social. * Cumplimiento de todos los protocolos de Bioseguridad.	Alto	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 2,8 días Probable: 4,1 días Pesimista: 5,5 días Impacto en Costo Optimista: 160000 usd Probable: 240000 usd Pesimista: 320000 usd
23	Colapso tubería, expulsión del CT	* Sobrepresiones en el pozo. * Mal diseño de fluido de control. * Mal diseño de capacidades de tubulares.	* Fluido de control con 300-500 psi de sobrealance. * Simulaciones de corrida e hidráulica con CT	Alto	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 2,8 días Probable: 4,1 días Pesimista: 5,5 días Impacto en Costo Optimista: 160000 usd Probable: 240000 usd Pesimista: 320000 usd
24	Atentados / Sabotaje por grupos al margen de la ley	* Condición de seguridad de las áreas de operación. * Personal extranjero por parte de contratistas.	* Aseguramiento de esquema de seguridad física para personal extranjero. * Apoyo de fuerzas militares locales.	Alto	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 2,8 días Probable: 4,1 días Pesimista: 5,5 días Impacto en Costo Optimista: 160000 usd Probable: 240000 usd Pesimista: 320000 usd
25	Pega con la sarta de registros	* Acondicionamiento inadecuado para correr sarta de registros.	* Calibración del rev de 7" con un diametro minimo de 6". * Limpieza hidráulica del rev de 7".	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
26	Bridge plug instalado a 11825 ft sin integridad	* Degradación del BP desde su instalación.	* Control del pozo con fluido de peso con 300-500 psi de sobrealance. * Tapón de cemento de fondo ubicado desde la profundidad tope del BP.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 1,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
27	Contaminación de cemento durante el bombeo de tapones balanceados	* Falta de seguimiento al procedimiento de bombeo. * No uso de espaciadores y preflujos.	* Seguimiento de buenas prácticas de cementación. * Pruebas de laboratorio de compatibilidades de fluidos.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd

Nota. En esta figura se muestra la continuación del desarrollo de la segunda parte de la matriz de riesgo de la fase 2 del modelo sistemático completada por los ingenieros a

cargo. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 49. *Continuación*

ID del Riesgo	Riesgo/Evento	Causa Básica	Acción de Respuesta	Impacto	Probabilidad	Valoración Residual	Cuantificación del Riesgo Nota: Costo de Interención 1,62 MMUSD Tiempo 27,7 días
28	Imposibilidad de forzar cemento en formación Villeta	* Fragüe del cemento antes de ser forzado a la formación. * Baja inyectividad de la formación. * Taponamiento de perforados por sólidos del fluido original entre taponos o de las operaciones de cementación en el abandono original.	* Monitoreo del nivel estático (echómetro, registro sonico en cabeza) del pozo para determinar posibles pérdidas hacia la formación Villeta. * Prueba de inyectividad previa al bombeo del cemento. * Estimulación química para mejorar inyectividad. * posible re-cañoneo.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
29	Pega de tubería durante el bombeo de taponos de cemento	* Falta de seguimiento al procedimiento de bombeo. * Errores en diseño de lechada de cementación.	* Pruebas de laboratorio de reología de la lechada de cemento. * Buena hidráulica durante las circulaciones. * Simulaciones del schedule de bombeo de cemento.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
30	Falla en prueba de integridad de tapón de cemento	* Contaminación de cemento bombeado en los taponos balanceados. * Tiempo no suficiente para frague del cemento. * Baja calidad de cemento y no uso de aditivos.	* Pruebas de laboratorio de reología de la lechada de cemento. * QA/QC en el pozo. * Tiempo suficiente de frague mínimo 24 horas para lograr compresibilidad de 1500 psi.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
31	No lograr circulación de cementación remedial para aislar anular B en taponos intermedio y de superficie.	* Inapropiados intervalos cañoneados. * Volumen inadecuado.	* Realizar el bombeo del cemento forzando con retenedor de cemento y circulando a través de perforados por encima del mismo. * Realizar apertura de ventana con cuchillas.	Medio	Baja	M	Probabilidad 8% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd
32	Sentamiento de Bridge plug o Cement retainer con WL fallido	* Falta de control de calidad en las herramientas a utilizar. * No aseguramiento de QA/QC en base y pozo. * falla en la unidad de WL.	* Realizar aseguramiento y QA/QC de herramientas en base y pozo. * Verificar condiciones estáticas en el pozo previo al sentamiento.	Bajo	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 0,3 días Probable: 0,85 días Pesimista: 1,4 días Impacto en Costo Optimista: 20000 usd Probable: 50000 usd Pesimista: 80000 usd
33	Comunicación de acuíferos superficiales con cañoneo de superficie	* Mala selección de las cargas a utilizar para cañoneo superficial. * No realizar simulaciones de la operación de cañoneo.	* Uso de cargas Pac de baja penetración para el puncher del casing de 7". * Correr simulaciones del cañoneo.	Medio	Muy Baja	L	Probabilidad 3% Impacto en Tiempo Optimista: 1,4 días Probable: 2,1 días Pesimista: 2,8 días Impacto en Costo Optimista: 80000 usd Probable: 120000 usd Pesimista: 160000 usd

Nota. En esta figura se muestra la continuación del desarrollo de la segunda parte de la matriz de riesgo de la fase 2 del modelo sistemático completada por los ingenieros a cargo. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

En dicho AFE, se representa la suma de cada ítem importante en el análisis de costos para el proyecto, el cual una vez se aceptó, dio inicio a la construcción del programa final de intervención. Este programa de intervención se diseñó con la tabla de contenido propuesta en el

ANEXO 9. Adicional a las actividades del programa de intervención, se desarrolló el siguiente formato (*Forma 7CR*) con el cual se presentó a la ANH para su reconocimiento y validación. Dicho resultado se presenta en la **Figura 30**.

Figura 29.

AFE al detalle Pozo P-1

FORMATO AFE DETALLE DE INTERVENCIÓN																																																
INTERVENCIÓNES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN																																																
IDA-F-014	Elaborado	Versión: 1																																														
INFORME - AFE INTERVENCIÓN ETAPA DE DETALLE																																																
AFE No.:		IDA-DET-PUMA 1 ST1-D1-20																																														
FECHA:	18/09/2020	ASE DEL ESTIMA:	CLASE II																																													
		TRM	\$ 3,700																																													
NOMBRE DEL PROYECTO Y/O POZO: PUMA 1ST																																																
ALCANCE DEL PROYECTO: Aseguramiento de la integridad después del abandono inicial debido a la situación de presiones anulares sostenidas que presenta el pozo																																																
TIPO DE POZO: Exploratorio		TIPO DE INTERVENCIÓN: Abandono Técnico																																														
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">COSTOS</th> </tr> <tr> <th>COSTOS PLANEADOS</th> <th>USD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SERVICIOS DE INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1,718,852</td> </tr> <tr> <td>COMPRA Y MATERIALES</td> <td>\$ 30,500</td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1,749,352</td> </tr> <tr> <td>INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 50,681</td> </tr> <tr> <td>SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES</td> <td>\$ 50,681</td> </tr> <tr> <td>CONTINGENCIA</td> <td>\$ 125,729</td> </tr> <tr> <td>ESCALACION</td> <td>\$ -</td> </tr> <tr> <td>TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN</td> <td>\$ 1,925,762</td> </tr> <tr> <td>TOTAL TIEMPOS (DIAS)</td> <td>25</td> </tr> </tbody> </table>		COSTOS		COSTOS PLANEADOS	USD	SERVICIOS DE INTERVENCIÓN	\$ 1,718,852	COMPRA Y MATERIALES	\$ 30,500	SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN	\$ 1,749,352	INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN	\$ 50,681	SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES	\$ 50,681	CONTINGENCIA	\$ 125,729	ESCALACION	\$ -	TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN	\$ 1,925,762	TOTAL TIEMPOS (DIAS)	25	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">TIEMPOS</th> <th>DIAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="2">DIAS MOVILIZACIÓN</td> <td>3.0 Días</td> </tr> <tr> <td colspan="2">DIAS INTERVENCIÓN</td> <td>22.0 Días</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS</th> <th>TIEMPO (DIAS)</th> <th>COSTOS (USD)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P10</td> <td></td> <td>\$ 22,777</td> </tr> <tr> <td>P50</td> <td>25.0</td> <td>\$ 50,681</td> </tr> <tr> <td>P90</td> <td></td> <td>\$ 259,879</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1"> <tr> <td>\$ 1,470,044</td> <td>\$ 1,254,044</td> </tr> </table>		TIEMPOS		DIAS	DIAS MOVILIZACIÓN		3.0 Días	DIAS INTERVENCIÓN		22.0 Días	ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS	TIEMPO (DIAS)	COSTOS (USD)	P10		\$ 22,777	P50	25.0	\$ 50,681	P90		\$ 259,879	\$ 1,470,044	\$ 1,254,044
COSTOS																																																
COSTOS PLANEADOS	USD																																															
SERVICIOS DE INTERVENCIÓN	\$ 1,718,852																																															
COMPRA Y MATERIALES	\$ 30,500																																															
SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN	\$ 1,749,352																																															
INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN	\$ 50,681																																															
SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES	\$ 50,681																																															
CONTINGENCIA	\$ 125,729																																															
ESCALACION	\$ -																																															
TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN	\$ 1,925,762																																															
TOTAL TIEMPOS (DIAS)	25																																															
TIEMPOS		DIAS																																														
DIAS MOVILIZACIÓN		3.0 Días																																														
DIAS INTERVENCIÓN		22.0 Días																																														
ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS	TIEMPO (DIAS)	COSTOS (USD)																																														
P10		\$ 22,777																																														
P50	25.0	\$ 50,681																																														
P90		\$ 259,879																																														
\$ 1,470,044	\$ 1,254,044																																															
<p>MOVILIZACIÓN:</p> <ul style="list-style-type: none"> Movilización de Unidad de CT 125K (2") desde la base de Neiva. <p>INTERVENCIÓN:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se considera intervención con Unidad de Coiled Tubing 125 K (O.D 2"), con la suficiente capacidad de stripping para perforar el tapón de cemento de superficie y poder controlar la presión de 1900 psi (actualmente medida en cabeza) o MASP de 5000 psi. Se considera como fluido de control lodo aditivado de baja reología entre 12.1 y 13.2 ppg. Se consideran píldoras viscosas para la limpieza del pozo y píldoras reactivas para los tapones de cemento transversales. Se considera fluido de abandono entre tapones con inhibidor de corrosión, bactericida y secuestrante de oxígeno. Se considera corrida de registro Ultrasonico - CBL - VDL - GR - CCL en modo Cemento/Corrosión para determinar la calidad del cemento a lo largo del revestimiento de 7". Se considera 20 ft de cañoneo de baja penetración o casing puncher para circular y homogeneizar el fluido del anular "A" con el del anular "B". Se considera el uso de dos tapones mecánicos tipo Bridge Plug de rev de 7" para los tapones de cemento nuevos. Se considera el uso de tapón mecánico recuperable, como barrera adicional durante el cambio de la sección C del cabezal. Se considera el uso de retenedores de cemento tipo inflables o mecánicos para rev de 7" en caso de no obtener circulación durante el bombeo de los tapones nuevos de cemento. Se considera tapón de cemento 15,8 ppg de fondo nuevo desde 10640' - 11825' (1179') dentro del rev de 7" (44 bbls con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtrado + Retardador. Opcional: Microfios 80-120.). Se considera tapón de cemento 15,8 ppg intermedio nuevo desde 6440' - 3940' (500') con transversalidad al anular B (32 bbls con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtrado + Retardador. Opcional: Microfios 80-120.). Se considera tapón de cemento 15,8 ppg de superficie nuevo desde Sup - 600' (600'), con transversalidad al anular B. (77 bbls con control de gas + Aditivos expansivos + Controlador de Filtrado + Retardador. Opcional: Microfios 80-120.). Se considera tener disponible en superficie set de well testing. Se considera servicio de control de pozos especializado. <p>CONTINGENCIAS:</p> <ul style="list-style-type: none"> Implementación de especialistas en control de pozo para el drenaje. Revisión y uso de equipos y materiales a ser utilizados para el drenaje de presiones. (Compresor Neumático, Ventilador Neumático, manómetros, mangueras y válvulas) Uso de equipo de intervención con suficiente capacidad de peso para moler el tapón de cemento y con pozo vivo. Uso de dos equipos de izaje para cambio e instalación de sección C. Adecuado diseño de píldoras viscosas para remoción de sólidos. Uso de Milling extraplano (insertos finos) Realizar el bombeo del cemento forzando con retenedor de cemento y circulando a través de perforados por encima del mismo. Fluido de control con 300-500 psi de sobrealance. Instalación de componentes API que contengan los fluidos del pozo y soporten la presión en cabeza. Instalación de tapón en rev de 7" a 116 ft. que contengan los fluidos del pozo y soporten la presión del pozo. 																																																
<p>PREMISAS</p> <ul style="list-style-type: none"> Uso de equipo de intervención con suficiente capacidad de peso para moler el tapón de cemento y con pozo vivo. Uso de dos equipos de izaje para cambio e instalación de sección C. Adecuado diseño de píldoras viscosas para remoción de sólidos. Uso de Milling extraplano (insertos finos) Realizar el bombeo del cemento forzando con retenedor de cemento y circulando a través de perforados por encima del mismo. Fluido de control con 300-500 psi de sobrealance. Instalación de componentes API que contengan los fluidos del pozo y soporten la presión en cabeza. Instalación de tapón en rev de 7" a 116 ft. que contengan los fluidos del pozo y soporten la presión del pozo. 																																																
<p>TABLA RESUMEN DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS ESPECÍFICOS PARA LA INTERVENCIÓN-CONTINGENCIA</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>ID DEL RIESGO</th> <th>DESCRIPCIÓN DEL RIESGO</th> <th>COSTO TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7</td> <td>Explosión, fuego, chispa durante las operaciones de Cambio de la Sección C</td> <td>\$24,151</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>Imposibilidad de cambio de sección C</td> <td>\$19,196</td> </tr> <tr> <td>18</td> <td>Pega de sarta de CT durante molenda de tapones</td> <td>\$9,577</td> </tr> <tr> <td>31</td> <td>No lograr circulación de cementación remediar para aislar anular B en tapones intermedio y de superficie.</td> <td>\$9,595</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>Atrapamiento de manos / Heridas por manipulación de herramientas manuales</td> <td>\$3,517</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Otros riesgos específicos y sistémicos</td> <td>\$59,693</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">TOTAL</td> <td>\$125,729</td> </tr> </tbody> </table>				ID DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	COSTO TOTAL	7	Explosión, fuego, chispa durante las operaciones de Cambio de la Sección C	\$24,151	15	Imposibilidad de cambio de sección C	\$19,196	18	Pega de sarta de CT durante molenda de tapones	\$9,577	31	No lograr circulación de cementación remediar para aislar anular B en tapones intermedio y de superficie.	\$9,595	8	Atrapamiento de manos / Heridas por manipulación de herramientas manuales	\$3,517		Otros riesgos específicos y sistémicos	\$59,693	TOTAL		\$125,729																					
ID DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	COSTO TOTAL																																														
7	Explosión, fuego, chispa durante las operaciones de Cambio de la Sección C	\$24,151																																														
15	Imposibilidad de cambio de sección C	\$19,196																																														
18	Pega de sarta de CT durante molenda de tapones	\$9,577																																														
31	No lograr circulación de cementación remediar para aislar anular B en tapones intermedio y de superficie.	\$9,595																																														
8	Atrapamiento de manos / Heridas por manipulación de herramientas manuales	\$3,517																																														
	Otros riesgos específicos y sistémicos	\$59,693																																														
TOTAL		\$125,729																																														
<p>ESCALACIÓN:</p>																																																

Nota. En esta figura se presenta la presentación del AFE estimado para el proyecto, desarrollado por el equipo de ingenieros encargados. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Figura 30.

Forma 7CR del pozo P-1



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 7 CR
Revisada: Octubre de 1973

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: PUMA 1 ST1

Compañía: ECOPETROL SA Concesión: _____ Clasificación (Lahee): A3 EXPLORATORIO

Campo: N/A - POZO EXPLORATORIO Estructura: SUBTHRUST DE LA FALLA DE ORITO

Formación: VILLETA-CABALLOS Bloque: Exploratorio Yacimiento: VILLETA-CABALLOS

Perforación Iniciada el: 14 de Julio de 2005 terminado el: 17 de Octubre de 2005

Elevación de la Mesa Rotaria: 1388 pies. Elevación del Terreno: 1366.47 pies.

Profundidad Total Inicial: 12.231 pies. Bajo Nivel Mesa Rotaria: 12.209 pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos

Formación	Intervalo
VILLETA	10846'-10847'
	11104'-11124'
	11162'-11178'
	11393'-11394'
	11448'-11458'
11754'-11774'	
CABALLOS	11923'-11924'

Producción 0 BPD. Presión Estática de Fondo 5,664 Lbs/pulg 2

RGA 0 Pies/barril Gravedad 33 ° API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos

VILLETA	El pozo actualmente se encuentra abandonado. Los intervalos abiertos, son los mismos referenciados en la condición inicial
---------	--

Producción Acumulada hasta la fecha:
Petróleo: 0 Bbls. Gas: 0 MPC Agua: 0 Barriles

Fecha en que se iniciarán las operaciones: 10 de Septiembre de 2020

Resultados última prueba de producción:
Fecha: Pozo Abandonado Petróleo: 0 bbl RGA: 0 Agua: 0 bbl

3. INFORMACION ADICIONAL

a) Descripción y esquema de la terminación actual de pozo, que muestre las tuberías, herramientas, tapones e intervalos productores.

b) Historia del pozo: Citar todas las operaciones de reacondicionamiento y sus resultados

c) Para pozos que se proyectan abandonar, se deben indicar los intervalos de agua dulce, tapones que se colocarán, sus localizaciones y espesores y las propiedades de los fluidos que se dejarán en los tapones.

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

El pozo Puma 1 ST1 fue abandonado técnicamente en el año 2008, luego de realizar las pruebas extensas de producción en donde según su resultado se tomó la decisión del taponamiento.

En función de los monitoreos realizados al pozo en Agosto de 2018, se detectó presiones anulares en el pozo en donde según el último dato registrado en mayo 2020 el anular A (Revestimiento de 7") registra 1900 psi y el anular B (Revestimiento de 7" x 9 5/8") registra 400 psi.

Durante las vigencias de 2018 y 2019 se realizó el gerenciamiento de las presiones anulares y se determinó que la presión registrada en cabezas de pozo corresponde a una presión sostenida de yacimiento y por tanto se debe realizar la intervención de aseguramiento de integridad del pozo Puma 1 ST1.

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

- Acondicionamiento del cabezal de pozo para conexión de equipos.
- Milling Out con control de presión de tapones de cemento presentes actualmente en el pozo
- Limpieza de pozo y bombeo de fluido de control con propiedades anti-corrosivas
- Registro ultrasónico en modo cemento/modo corrosión desde 11825' hasta 7920' y desde 7920' a superficie solo modo corrosión
- Aislamiento de Formación Villeta mediante bombeo de tapón de cemento en fondo desde 11825' hasta 10646'.
- Aislamiento intermedio mediante el bombeo de tapón de cemento en fondo desde 6940' hasta 6440'. El bombeo será en Anular A (Rev 7") y anular B (Rev 7" x 9 5/8")
- Aislamiento en superficie con tapón de cemento desde 300' hasta superficie. El bombeo será en Anular A (Rev 7"), anular B (Rev 7" x 9 5/8") y anular C (Rev 9 5/8" x 13 3/4")

En el Anexo de la forma, se presenta el programa detallado donde se lista el paso a paso de las operaciones a realizar.

Presentado por: _____ Fecha: _____

Autorizado por: _____ Fecha: _____

ORIGINAL: Conservación y Reservas

Nota. En esta figura se presenta la forma 7CR desarrollada por el equipo de ingenieros. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

El equipo asignado para la presentación del programa de intervención, diligenció de forma generalizada toda la propuesta de la intervención ante las autoridades gubernamentales, las cuales aceptan y dan luz verde para la ejecución del programa final de intervención. Conjunto a esta actividad, se presentó el programa final en una presentación sencilla pero detallada donde se buscaba por parte de la vicepresidencia regional, la aprobación del programa de detalle y así entrar a la siguiente fase del modelo WIP, la fase de ejecución.

Gracias al uso de la herramienta propuesta, se obtuvo el cronograma de actividades para el pozo P-1, y donde gracias a la experiencia por el pozo C-1, hubo un mejor flujo de trabajo entre los ingenieros y así se obtuvo el programa de intervención en menor tiempo. A continuación, está representado el cronograma final obtenido y donde se ve una clara disminución en el tiempo de planeación y estudio del pozo.

Tabla 50.

Cronograma intervención pozo P-1

Nombre	Duración (días)	Inicio	Fin	JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE				ENERO				FEBRERO			
				S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
0 Cronograma del Proyecto	242	1/07/2020	28/02/2021	[Barra de actividad]																															
1 Well Intervention Process	235	8/07/2020	28/02/2021	[Barra de actividad]																															
2 ABANDONO Y REACONDICIONAMIENTO AMBIENTAL	119	1/11/2020	28/02/2021	[Barra de actividad]																															
3 FASE 1 - EVALUACIÓN Y DESARROLLO TÉCNICO DE LA INTERVENCIÓN	30	13/07/2020	12/08/2020	[Barra de actividad]																															
4 Reunión de arranque	0	8/07/2020	8/07/2020	[Barra de actividad]																															
5 Evaluación de Integridad	25	14/07/2020	8/08/2020	[Barra de actividad]																															
6 Selección de la mejor opción	2	20/07/2020	22/07/2020	[Barra de actividad]																															
7 Bases de diseño	19	20/07/2020	8/08/2020	[Barra de actividad]																															
8 FASE 2 - FASE DE DETALLE	19	27/07/2020	15/08/2020	[Barra de actividad]																															
9 Matriz de riesgo	4	3/08/2020	7/08/2020	[Barra de actividad]																															
10 AFE al detalle	25	20/07/2020	14/08/2020	[Barra de actividad]																															
11 Programa de Intervención	0	15/09/2020	15/09/2020	[Barra de actividad]																															
12 Formato 7CR	0	12/08/2020	12/08/2020	[Barra de actividad]																															
13 Reunión aprobación del programa de detalle	0	13/08/2020	13/08/2020	[Barra de actividad]																															
14 FASE 3 - EJECUCIÓN DE LA INTERVENCIÓN	51	15/11/2020	5/01/2021	[Barra de actividad]																															
15 Movilización, adecuación de vías y plataforma	17	1/09/2020	18/09/2020	[Barra de actividad]																															
16 Entrega de locación	0	1/11/2020	1/11/2020	[Barra de actividad]																															
17 Reunión pre-operacional	0	1/11/2020	1/11/2020	[Barra de actividad]																															
19 Reporte diario de operaciones	65	1/11/2020	5/01/2021	[Barra de actividad]																															
20 Entrega de pozo	0	4/01/2021	4/01/2021	[Barra de actividad]																															
21 FASE 4 - FASE DE CIERRE DE LA INTERVENCIÓN	18	4/01/2021	22/01/2021	[Barra de actividad]																															
22 Forma 10CR	0	11/01/2021	11/01/2021	[Barra de actividad]																															
23 Entrega de Locación	367	22/01/2020	23/01/2021	[Barra de actividad]																															
24 Informes finales de contratistas	0	29/01/2021	29/01/2021	[Barra de actividad]																															
25 Informe final de la intervención	0	29/01/2021	29/01/2021	[Barra de actividad]																															
26 Reunión de cierre	0	26/01/2021	26/01/2021	[Barra de actividad]																															

Nota. En la tabla se muestra el cronograma final para la intervención del pozo P-1, donde se recolectaron las fechas máximas de cada actividad y se plasmaron en la herramienta Microsoft Excel. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

3.9. Desempeño del modelo

Para este proyecto de grado, es importante comparar cómo se desempeñó el equipo de ingenieros en el abandono de los pozos asignados, para ello; los investigadores de este proyecto tomaron como referencia el pozo X, del cual se obtuvo el programa de intervención contingente de una empresa de servicios que operó para Ecopetrol y el pozo Y, del cual se obtuvo el “*Well Planning*” y que adicional a esto, se encontró en el repositorio de la Universidad de América. La investigación se basó en un diseño de un plan de re abandono de un pozo tipo [19] y que fueron basados en planeaciones previas a los abandonos de los pozos C1 y P1 con el modelo WIP.

Para ello existe información importante, donde se lleva a cabo una evaluación del desempeño de la planeación y abandono de los pozos. «Durante los años 2000 a 2010 Ecopetrol registraba campañas de abandonos a pozo, pero sin el uso de las recomendaciones de la API, esto no le permitió generar un óptimo sello de los pozos y fue el resultado de emanaciones de petróleo en superficie por los cabezales o zonas aledañas de aproximadamente 100 pozos. Esto también fue causado por la falta de un buen análisis financiero y que posteriormente Ecopetrol informaría que los abandonos mal ejecutados, fueron por falta de recursos económicos.» [19]

Durante la planeación y ejecución de los trabajos de intervención, se tenían hojas de ruta para hacer las intervenciones, pero eso venía acompañado de diferente documentación relacionada con el pozo y se generaba confusión entre las regionales, que en últimas esto hacía que los grupos de ingeniería encargados, cargarán a su criterio y experiencia los documentos con la información más relevante.

Como es el caso de la intervención contingente del pozo X, donde se implementó la propuesta de un programa para el abandono del pozo, se siguen las recomendaciones establecidas por Ecopetrol, pero aun con falencias en el orden del desarrollo y planeación. Tomando la presentación, organización y presentando un documento con la propuesta designada para el procedimiento y que en ultimas se identifica que fue desarrollado por la empresa contratista, la cual a criterios propios plasmaron para la implementación las posibles pruebas que podrían implementar, pero sin tomar en cuenta la organización y alguna metodología estándar de trabajo a la hora de ejecutar el

proceso. Esto pudo aumentar los tiempos en la planeación y ejecución del programa de abandono, por posibles fallas que se pudiesen presentar y no se detallaba cuáles podrían ser las acciones preventivas y correctivas.

Para la planeación de la intervención se tomó en cuenta:

- El objetivo del proyecto.
- Fluidos recomendados para la intervención.
- El estado mecánico actual y programado.
- Operaciones a intervenir.
- Procedimientos y cálculos de tiempos establecidos para la intervención.
- Pruebas de cementación que se implementaron con la empresa operadora.

La información que era evaluada en reuniones por los ingenieros encargados para la intervención y posteriores actividades, se realizaban si se presentaban cambios repentinos durante la intervención. Finalmente, aun teniendo como referencia los modelos presentados a Ecopetrol, donde las áreas de ingeniería buscaban crear un flujo de trabajo y entregables que les permitiera disminuir los tiempos no productivos en la búsqueda y selección de los formatos y las actividades planeadas para la intervención, seguía generando confusión entre las regionales de la compañía y se seguía la metodología a consideración propia con los formatos y el orden de planeación de las operaciones.

Por ello desde el año 2014, empresas pioneras en el sector de hidrocarburos empezaron a demostrar cómo un modelo de gerenciamiento aportaba beneficios económicos y de tiempo a cada operación desde la exploración hasta fiscalización.

Debido a esto, Ecopetrol inició la construcción de un modelo que le permitiera estandarizar sus operaciones y basado en los modelos de gerenciamiento de dichas empresas. «De allí, se inició la estandarización de un proceso denominado “*Well Planning*” el cual consistía en la definición de las actividades previas, durante y posteriores a una intervención, y que gracias a esa definición de variables era posible estimar los costos diarios de operación y los tiempos de ejecución. A continuación, se

presenta la identificación de las variables en el “*Well Planning*” según su orden de prioridad.

a. Planeación general: En dicha planeación se buscaba realizar una revisión completa de la normatividad a ser aplicada en la intervención.

- Búsqueda de la aprobación para la intervención.
- Gestión ambiental, donde se definía el área a intervenir.
- Gestión Social, donde se obtenían los permisos para movilización.
- Gestión de tierras, donde se obtenían los permisos para las operaciones y se costeaban los traslados de equipos a la locación.
- Gestión operacional y técnica, donde se buscaba el aval del área de yacimientos y operaciones para realizar la planeación de equipos y herramientas.
- Alcance del abandono, donde se buscaba determinar cómo iba a finalizar el abandono.
- Identificación de riesgos para obtención de permisos de trabajo y la identificación de riesgos a la sociedad.
- Realización de un plan de trabajo y los recursos a utilizar.

b. Actividades previas

- Obras civiles, donde se buscaba la adecuación de vías.
- Adecuación de localización, donde buscaba la adecuación del campo.

c. Planeación técnica de las operaciones, donde se elaboraba un “*Well Planning*” para la correcta recolección de datos. En esta recolección de datos se tenía:

- Estado mecánico del pozo.
- Estado actual del pozo, donde solo se identificaba en que tiempo de vida se encontraba el pozo (activo, inactivo, abandonado, inyector).
- Eventos más relevantes ocurridos durante la perforación o completamiento.

En el caso del abandono registrado, los elementos más relevantes dentro del “*Well Planning*” fueron:

- Estado mecánico actualizado.
- Historial del pozo.
- Prognosis: Actividades a realizar, equipos, herramientas, registro de presiones, volumen de lechada y ubicación de tapones.
- Justificación del abandono.
- Costo estimado de aprobación.»[19]

Hasta este punto se consideraba el “*Well Planning*” por parte de los ingenieros. En cuanto a las actividades posteriores se identificaban los formatos que se debían entregar ante el Ministerio de Minas, ANH y finalmente se hacía una planeación de la intervención, donde los ingenieros encargados llevaban a cabo el estudio y especificación de las actividades en la intervención.

A continuación, se presentan los cuadros comparativos con las variables estipuladas dentro del programa de intervención del pozo X y las variables estipuladas en el programa de intervención para el pozo con la recomendación desde el WIP. Seguido a dicha tabla, se presentan las variables de planeación e intervención que se usaban para el “*Well Planning*” de los pozos de Ecopetrol y que para efectos de este trabajo de grado se definió como el pozo Y.

Tabla 51.

Comparación programas de intervención del pozo X respecto al programa desde el WIP

INDICE DE PROGRAMAS DE INTERVENCIÓN CON SUS VARIABLES DE COMPLEJIDAD	
PROGRAMA CON WIP	PROGRAMA DEL POZO X
Objetivos del trabajo	Objetivo
Objetivo estrategico de intervención	Estado mecánico
Objetivos técnicos	Fluidos
Objetivos HSE	Pildoras de soporte
Justificación	Pre flujos
Generalidades	Lechadas
Reportes diarios	Tubería de trabajo
Reportes semanales	Herramientas de fondo
Reportes finales	Operación
Reportes HSE	Recomendaciones generales
Reuniones	Calculos de volúmenes
Intercomunicación de pozos	Procedimiento operativo
Ubicación geográfica y mapa de acceso a pozo	Pruebas de Laboratorio
Información de la Intervención	Alerta de seguridad
Historial del pozo	
Estado mecánico actual	
Evaluación de integridad	
Programa operacional de la Intervención	
Secuencia operacional de intervención	
Estado mecánico final propuesto	
Resumen AFE	
Matriz de riesgo RAM	
Ficha técnica del los equipos (empresa)	
Protocolo de comunicaciones	
Planes de respuesta a emergencias	
Lecciones aprendidas	

Nota. En esta tabla se muestra la comparación entre los programas de intervención del programa creado para el modelo WIP frente al programa de contingencia para el abandono del pozo X.

Tabla 52.

Comparación WIP y Well Planning

VARIABLES DE COMPLEJIDAD EN EL ABANDONO	
WELL INTERVENTION PROCESS	WELL PLANNING DEL POZO Y
MATRIZ DE COMPLEJIDAD	PLANEACIÓN GENERAL
FORMATO DE SOLICITUD DE INTERVENCIÓN	Aprobación de intervención
F1. EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL ALCANCE TÉCNICO	Gestión ambiental
Reunión de arranque	Gestión social
Evaluación de integridad	Gestión de tierras
Selección de la mejor opción	Gestión operacional y técnica
Bases de diseño	Alcance del abandono
Reunión de aprobación	Identificación de riesgos
F2. FASE DE DETALLE	Realización del plan de trabajo
Matriz de riesgo RAM	ACTIVIDADES PREVIAS
AFE al detalle	Obras civiles
Programa de intervención	Adecuación de localización
Forma 7CR	PLANEACIÓN TÉCNICA DE LA OPERACIÓN
F3. EJECUCIÓN DE LA INTERVENCIÓN	Estado mecánico del pozo
Movilización	Estado actual del pozo
Entrega de locación	Eventos relevantes
Reunión pre operacional	
Reporte diario de operaciones	
Entrega de pozo	
F4. CIERRE DE INTERVENCIÓN	
Forma 10CR	
Acta de entrega de locación	
Informes finales	
Reunión de cierre	

Nota. En esta tabla se muestra la comparación de variables de complejidad identificadas y propuestas con el WIP frente a las variables ya usadas dentro de la empresa Ecopetrol dentro del proceso denominado Well Planning.

Gracias a la información suministrada por nuestro director de trabajo de grado, se logró realizar una comparación adicional para el pozo C-1, donde se tenía realizada una planeación mediante el uso del modelo WDP y dicha comparación se realizó frente a la planeación con el modelo WIP. Para cumplir con el objetivo de comparación se tomaron en cuenta las siguientes variables:

- Variables de complejidad para estudio del nivel de riesgo, **Tabla 53.**
- Planeación de costos (AFE), **Tabla 54.**

- Tiempos programados, **Figura 32**.

Como primera variable se tomó en cuenta la

Tabla 30, donde se identifican las variables de complejidad para el modelo WIP y gracias a la data histórica recibida en [17] se obtuvo una comparación entre la evaluación de criticidad entre la matriz del modelo WIP y la matriz del modelo WDP. Las variables en comparación hacen que el modelo WIP sea robusto y más exigente con el tipo de proyectos que interviene y sea aceptable para una intervención, debido a que la matriz del modelo WDP, hace énfasis a pozos en el área de perforación y completamiento, dicha comparación permitió una verificación del nivel de criticidad en la que se encontraba el pozo C-1 y la **Tabla 53**, permite identificar los niveles de criticidad final que se obtuvo y de manera resumida se identificaron las variables usadas en la matriz del modelo WDP y la matriz propuesta con el modelo WIP.

Tabla 53.

Comparación de variables de complejidad

VARIABLES EN LA MATRIZ DE COMPLEJIDAD	
WDP	WIP
Tipo de localización	Localización, vías y contrapozo
Clasificación	Equipo de Intervención
Producción	Tipo de fluido
Presencia H ₂ S	Concentración H ₂ S
Presión por H ₂ S y CO ₂	Calidad del Cemento
HPHT (Temperatura de formación)	Gradiente de Presión
ERD (Extended Reach Drilling)	Profundidad
Desviación	Desviación
Costo	Costo
Yacimiento Depletado	Estado del Revestimiento
Propiedad de Formación Reactiva	Dogleg
Máxima Densidad del Lodo	Calidad del Cemento en Zona de Interés
Corazonamiento	Estado Mecánico
Completamiento	Condiciones de completamiento
Dirección de los Pozos	Componentes Instalados en Completamiento
Buzamiento de las Capas	Inclinación para Pozo Inyector
Evaluación de Complejidad	
CRITICIDAD MEDIA	CRITICIDAD ALTA

Nota. En la figura se muestra una comparación entre las variables de criticidad usadas con el modelo WDP y el modelo WIP propuesto, donde se identifica el cambio en la categoría de criticidad.

Para la segunda variable de comparación, al igual que la matriz de complejidad, se logró identificar la estimación de costos y tiempos de ejecución planeados inicialmente con el modelo WDP, frente a la planeación de costos y tiempos de ejecución mediante el uso del WIP con la extensión del AFE al detalle. Inicialmente para el AFE del modelo WDP, se tenían en cuenta variables frente al área de perforación y completamiento, y dicho AFE se modificó dentro del departamento de intervención para lograr especificar una planeación y estimación de costos acordes a la operación de intervención. En la **Tabla 54** comparativa, se estima un aumento del 95% aproximadamente desde el AFE con modelo WDP con respecto al AFE presentado mediante el modelo WIP. Adicional a esto, se presenta un aumento en el tiempo requerido para la intervención de 16 días adicionales, frente a la planeación que se tenía prevista con el modelo WDP.

Tabla 54.

Comparación de los costos finales WDP y WIP

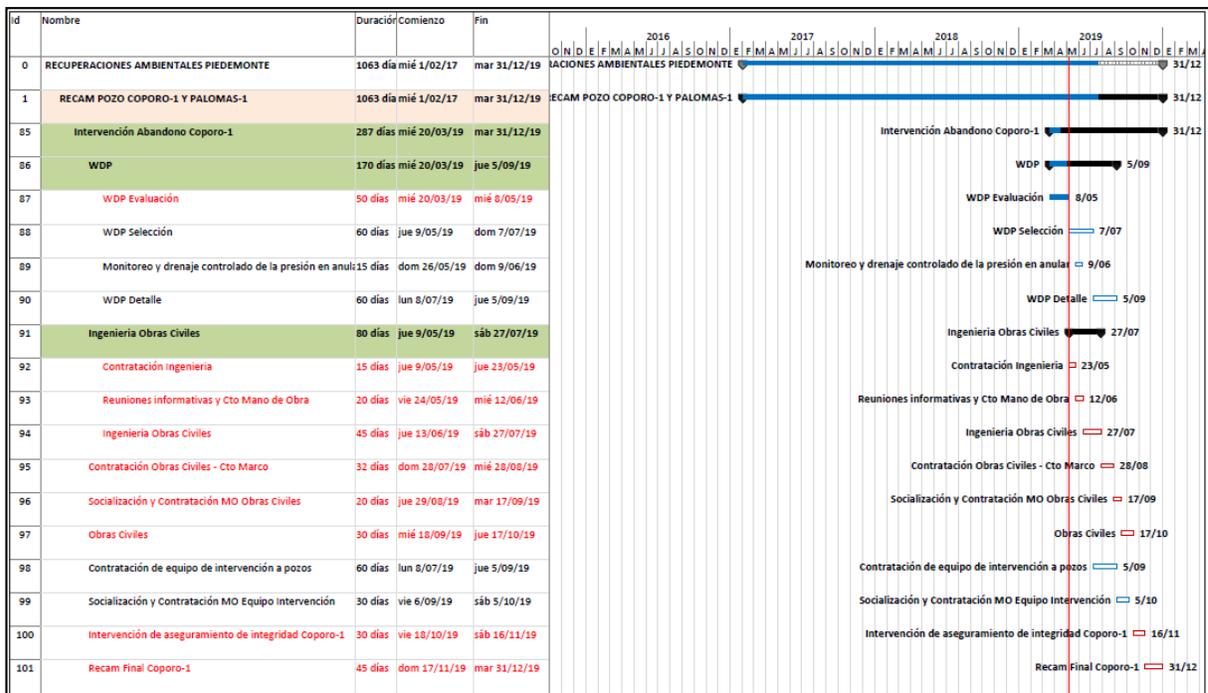
AFE - COSTOS FINALES			
PLANEACIÓN CON WDP		PLANEACIÓN CON WIP	
TIEMPOS	P50	TIEMPOS	P50
DIAS MOVILIZACIÓN	1.00 Días	DIAS MOVILIZACIÓN	3.0 Días
DIAS PERFORACIÓN		-	-
DIAS ABANDONO	1.17 Días	DIAS ABANDONO	15.0 Días
COSTOS		COSTOS	
COSTOS PLANEADOS	VALOR EN USD\$	COSTOS PLANEADOS	USD
Muestreo en superficie	\$ 16,591	SERVICIOS DE INTERVENCIÓN	\$ 1,146,351
Tratamiento de fluidos	\$ 5,075	COMPRAS Y MATERIALES	\$ 19,734
Servicios de cementación	\$ 61,084	SUB TOTAL INVERSIONES INTERVENCIÓN	\$ 1,166,085
Equipo de cabeza de pozo	\$ 9,110	INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN	
Profesionales de Supervisión e ingeniería	\$ 2,369	SUB TOTAL INVERSIONES ESPECIALES	\$ -
Transporte de materiales	\$ 6,489	CONTINGENCIA	\$ 830,000
TOTAL CEMENTACIÓN RIGLESS	\$ 100,718	ESCALACION	
TOTAL AFE	\$ 100,718	TOTAL AFE DE INTERVENCIÓN	\$ 1,996,085
TOTAL TIEMPOS	2 Días	TOTAL TIEMPOS	18 Días

Nota. En esta imagen se muestra la comparación de los AFE obtenidos con la planeación WDP y la planeación con WIP. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico] [17] y unida por los investigadores.

Finalmente, en el cronograma se pudo comparar la implementación del modelo WDP para las operaciones de perforación y completamiento que se había planteado para el pozo en estudio, **Figura 31**, y donde se comparó la reducción en los tiempos para la intervención de proyecto **Figura 32**, y se obtuvo una disminución del 53% aproximadamente de los tiempos planeados para la intervención, los cuales se reflejan en una reducción de 566 días para el modelo WIP comparado frente al modelo WDP. Dicha reducción es importante a la hora de la ejecución del proyecto, puesto que, en los factores económicos, los abandonos son costosos para la empresa y estos representan un gran porcentaje del CAPEX destinado para las intervenciones.

Figura 31.

Cronograma de la intervención con WDP



Nota. En esta figura se muestra la ejecución de modelo sistemático implementado con WDP para la planeación y ejecución de la intervención. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Figura 32.

Comparación de tiempos programados

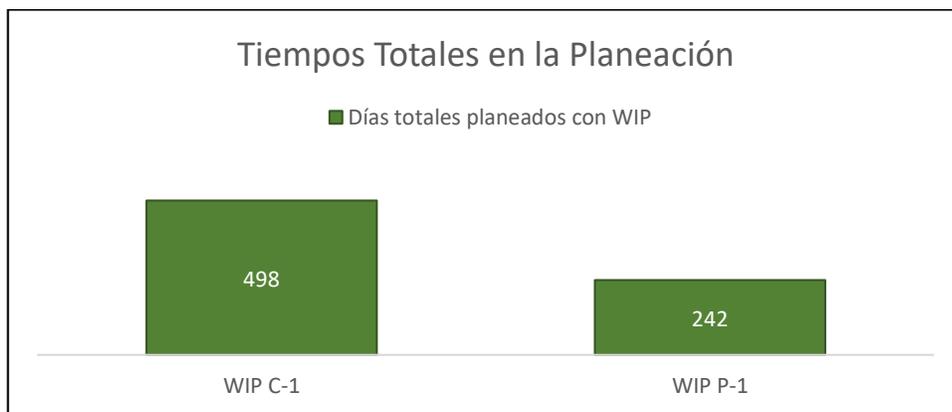


Nota. En esta figura se muestra la comparación de los tiempos de intervención según el modelo a intervenir.

La experiencia e identificación correcta del modelo WIP, permitió que una planeación desde cero, como lo fue la del pozo P-1, logrará disminuir el tiempo de planeación y ejecución de la intervención frente a la planeación del pozo C-1, como se muestra en la **Figura 33**.

Figura 33.

Tiempos totales en la planeación con WIP



Nota. En esta figura se muestran los tiempos totales en la planeación de la intervención del pozo C-1 frente a la experiencia y correcto uso del modelo WIP con el pozo P-1.

Durante la implementación del programa de intervención, basado en la planeación mediante el uso del modelo WIP, se obtuvo el resultado de los indicadores de complejidad y aplicabilidad para el pozo P-1, y según los reportes finales se dio un aumento en los tiempos de ejecución y en los costos planeados, debido a tres factores principales que no se tuvieron en cuenta en la planeación y se plasmó la recomendación en las lecciones aprendidas para las futuras planeaciones, entre los factores que ocasionaron dicho desfase en los tiempos y costos se encuentran:

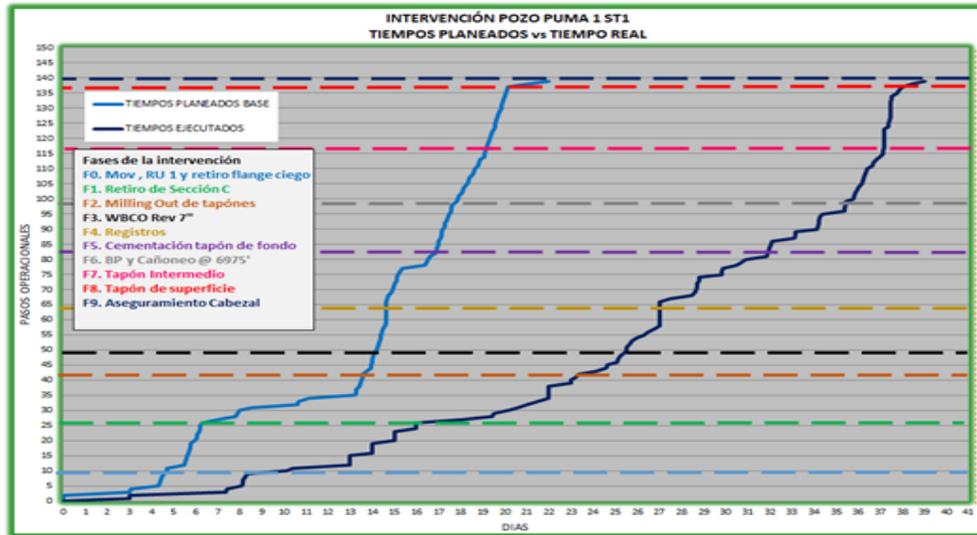
- Condiciones ambientales como lo fueron tormentas eléctricas.
- Condiciones sociales como lo fueron bloqueos y demandas por parte de las comunidades frente a la presencia de los equipos de intervención.
- Problemas operacionales respecto al manejo y condiciones de las herramientas utilizadas por la empresa prestadora de servicios.

Las variables anteriormente descritas, se identifican en las lecciones aprendidas de los reportes diarios de operación, donde se generaron las respectivas recomendaciones para evitar futuros NPT's.

En la **Figura 34**, se demuestra la gráfica obtenida por el reporte diario de operaciones, y donde se evidencia un aumento de 18 días ejecutados frente a los planeados, en dicha tabla se muestran las fases de intervención que llevaron el cumplimiento del 100% del avance del plan de abandono. En la **Figura 35**, se plasmaron las variables principales en valores de hora y diferenciadas por colores, las cuales generaron los NPT's de la intervención y que se describieron de manera general anteriormente. En la **Tabla 55**, se describen los eventos con sus tiempos y costos adicionales, lo que finalmente aumento en un 25% los costos planeados para la intervención.

Figura 34.

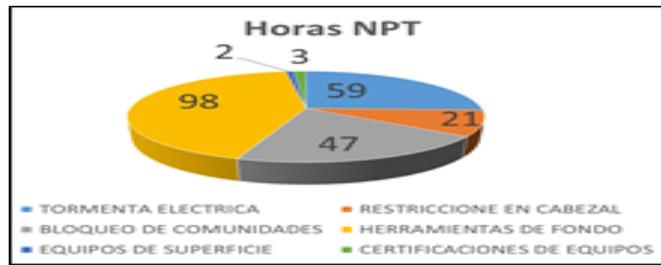
Tiempo Planeado Vs. Real del abandono del pozo P-1



Nota. En esta figura se muestra graficados los tiempos planeados frente a los tiempos reales de ejecución reportados en el registro diario de operaciones. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Figura 35.

NPT en el abandono del pozo P-1



Nota. En esta figura se muestra graficado en formato de torta las horas NPT con su respectivo evento generado durante la intervención: Tomando de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Tabla 55.

Variables que generaron NPT en el abandono del pozo P-1

FECHA	NPT HRS	DESCRIPCION	COSTOS ASOCIADOS
30/10/2020	4	Tormenta Electrica	\$ 3.036,01
31/10/2020	2	Tormenta Electrica	\$ 1.664,97
1/11/2020	2	Tormenta Electrica	\$ 2.565,14
3/11/2020	2	Tormenta Electrica	\$ 3.303,90
4/11/2020	3	Tormenta Electrica	\$ 4.490,52
5/11/2020	2,5	Tormenta Electrica	\$ 6.538,07
	1	Falla Man lift HALLIBURTON	\$ 2.615,23
	3	Sacó BHA #1, No ingresó en 7" csg.	\$ 7.845,69
6/11/2020	7	Armó y bajo BHA # 2.	\$ 16.923,60
	17	Paro de comunidades	\$ 41.100,18
7/11/2020	24	Paro de comunidades	\$ 34.437,25
8/11/2020	6	Paro de comunidades	\$ 13.452,58
	11	Armó y bajó BHA # 3	\$ 24.663,06
	2	Tormenta Electrica	\$ 4.484,19
9/11/2020	12,5	Desconexion equipo de WTF	\$ 30.860,30
10/11/2020	24	Esperando equipo de pesca WTF	\$ 37.471,63
11/11/2020	12,5	Recuperando pescado	\$ 33.387,34
	5	Tormenta Electrica	\$ 13.354,94
13/11/2020	1	Tormenta Electrica	\$ 2.524,84
15/11/2020	6	Tormenta Electrica	\$ 14.816,10
16/11/2020	2	Tormenta Electrica	\$ 4.369,23
17/11/2020	1	Daño manguera motor coiled tubing HALLIBU	\$ 2.196,89
18/11/2020	7	Desconexión equipo de WFT	\$ 16.242,36
19/11/2020	9	Tormenta Electrica	\$ 10.898,20
	15	Desconexion equipo de WTF	\$ 18.163,66
20/11/2020	3	Tormenta Electrica	\$ 6.136,68
	21	Desconexion equipo de WTF	\$ 42.956,77
21/11/2020	6	Desconexion equipo de WTF	\$ 11.032,80
26/11/2020	3	Certificación Tapon Bridge Plug	\$ 5.723,50
26/11/2020	5	Tormenta Electrica	\$ 9.539,17
03/11/202	7	Tormenta Electrica	\$ 13.616,35
4/11/2020	3,5	Tormenta Electrica	\$ 26.330,57
Total HRS	230	TOTAL	\$ 440.411,14

Nota. En esta tabla se muestran las fechas de los eventos ocurridos durante la intervención con sus respectivos tiempos en horas y costos en miles dólares y que generaron los NPT. Tomado de: Drive compartido. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico].

Partiendo de la información obtenida y plasmada en este trabajo de grado, se pudo demostrar que la empresa Ecopetrol, ya venía demostrando su intención de implementar una planeación y desarrollo de intervenciones a modo que, se pudiesen especificar y

planear los costos, tiempo, equipos, herramientas y actividades, pero de allí parte el problema principal dentro de las áreas de trabajo.

Es importante recalcar que, las variables de complejidad descritas en este trabajo de grado y que son vitales para la planeación y ejecución, no habían sido tenidas en cuenta en su totalidad en los procesos de intervención pasados y los modelos de intervención con el proceso IDA.

Es por esto que, dentro de la planeación de Ecopetrol se inició la creación del modelo IDA para intervenciones, siguiendo la filosofía del modelo WDP del área de P&C, pero posterior a su creación se siguieron presentando inconvenientes en pozos que requerían una intervención pronta y detallada en su nivel de estudio y análisis. Partiendo de esto, se identificó la brecha donde en las intervenciones no existía un análisis de la complejidad del pozo, y donde se determinaban; los riesgos de integridad, el tipo de pozo, tipo de intervención, estado mecánico completo, entre otros factores operativos establecidos de gran relevancia. Tampoco se tenía un análisis completo de la integridad del pozo y las formaciones geológicas que intervienen en el estudio. Adicional a dicha brecha en las intervenciones, no se tenía un modelo estándar, del cual los ingenieros se pudiesen guiar para la investigación y desarrollo del proyecto bajo un mismo modelo.

En últimas, no existía un modelo estandarizado para las intervenciones, lo que generaba tiempos no productivos en las etapas de planeación y ejecución. Es por esto que, la empresa decidió cubrir esta brecha de las intervenciones determinadas como especiales con un modelo que permitiera estandarizar la planeación y desarrollo de una intervención que en este modelo se consideran especiales, y es donde los investigadores de este proyecto, junto con su director y trabajando en equipo, crearon el modelo “Well Intervention Process”, el cual buscó cerrar la brecha de las intervenciones especiales y finalmente estandarizar un modelo sistematizado que permitiera un flujo de trabajo óptimo entre las áreas de ingeniería.

4. CONCLUSIONES

La aplicación del modelo WIP en la evaluación final del pozo C-1, permitió identificar un nivel de criticidad ALTO frente a un nivel de criticidad MEDIO determinado inicialmente con la aplicación del modelo WDP.

Mediante la ejecución del modelo WIP en el proyecto de intervención del pozo P-1, se registraron NPT's y costos asociados en aproximadamente 22%, un 8% menos al porcentaje máximo desviación del 30%, esto debido a eventos inesperados durante la intervención.

Mediante la comparación del AFE del modelo WDP frente al AFE al detalle del WIP, se originó un aumento del 95% en los costos totales planeados y 16 días en los tiempos de intervención totales.

La falta de un modelo estandarizado y las fallas en la planeación de los programas de intervención, originan tiempos no productivos en aproximadamente 565 días de planeación en el pozo C-1, el cual se planeó inicialmente con el modelo de WDP comparado frente al modelo WIP.

Gracias a la experiencia adquirida con la planeación del pozo C-1, el desarrollo del programa y planeación de la intervención del pozo P-1, se redujo en 256 días el cronograma final de dicha intervención.

El modelo WIP es una estrategia de estandarización para las intervenciones especiales, que presentando su aplicabilidad en la planeación y ejecución de los pozos C-1 y P-1, permitirá a la compañía crear un flujo de trabajo eficiente entre las áreas encargadas, reduciendo tiempos en actividades de poco valor agregado y finalmente enmarcando una filosofía de trabajo eficiente en el área de intervención.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] S.C. Anyanti y P.A. Hopmans, “*Service the Limit – Operational Excellence in Well Intervention*”, IADC/SPE 101320, pp. 1-10, 2006, [En línea]. doi: <https://doi.org/10.2118/101320-MS> [Acceso Junio. 2020].
- [2] J.P. De Wart, “*Well Delivery Process: A Proven Method To Improve Value and Performance While Reducing Cost*”, SPE-128716-MS, pp. 1-13, 2010, [En línea]. doi: <https://doi.org/10.2118/128716-MS> [Acceso Junio. 2020].
- [3] H.F. Zahran y F.I. Al-Fardan, “*Automation of ADCO Well Delivery Process - A Dream that has Become a Reality*”, SPE-172057-MS, pp. 1-6, 2014, [En línea] doi: <https://doi.org/10.2118/172057-MS> [Acceso Junio. 2020]
- [4] I. Barclay, J. Pellenbarg, F. Tettero, J.Pfeiffer, H. Slater, T.Staal, D.Stiles, G.Tilling y C.Whitney, “*El principio del fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento*”, Oilfield Review, pp 1, 2002, [En línea]. URL: http://oilproduction.net/files/p28_41.pdf
- [5] M.C. Lugo Gómez y M.V. Parra Trujillo, “*Desarrollo de un diagnóstico de las actividades de workover en los pozos representativos del campo Apiay para el establecimiento de indicadores adecuados de evaluación*”, tesis pre, Facultad de Ingenierías, Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2019.
- [6] Oilfield Glossary, “Servicio de pozo”, [En línea]. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_servicing.aspx [Acceso: Jun. 2020]
- [7] Petroland, “Well Service”, [En línea]. <https://www.petrolandsas.com/core-drilling/> [Acceso: Sep, 2020].
- [8] S. Ezequiel, (2018), Abandono de pozos en la actividad hidrocarburífera. URL: <https://aldiaargentina.microjuris.com/2018/03/22/abandono-de-pozos-en-la-actividad-hidrocarburifera/#:~:text=En%20l%C3%ADneas%20generales%2C%20se%20denomina,una%20futura%20reactivaci%C3%B3n%20del%20mismo>
- [9] Resolución número 40048. [Ministerio de Minas Y Energía]. Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos en

- yacimientos convencionales continentales y costa afuera. 16 de enero de 2015.
pp, 2-3
- [10] T. Marks, "20:20 Project Management: How to Deliver on Time, on Budget and on Spec", 2012, [En línea]. Disponible en:
https://books.google.com.co/books/about/20_20_Project_Management.html?id=N Rt tgAACAAJ&redir_esc=y
- [11] EPM, "Modelo de Procesos Grupo EPM", 2016, [En Línea]. Disponible en:
<https://www.epm.com.co/site/Portals/0/documentos/modelo-procesos%20-grupo-epm-n1-n2-publicado.pdf?ver=2017-10-12-164738-650>
- [12] Al-Salem, M., Al-Shehab, N., & Decena, J. (2017). "Design and Implementation of the Well Delivery Project Gate System". SPE Oil and Gas India Conference. 185620-MS. [En línea]. Disponible en: <https://doi.org/10.2118/185620-MS>
- [13] IDA. Libro de proceso. Intervenciones y desincorporación de activos de producción. ECOPETROL. Versión 1. 2019. pp 6,
- [14] R.A, Guerrero Bahamón, "Presentación de propuesta para la implementación de la planeación estratégica del departamento de mantenimiento de la superintendencia de operaciones del rio de Ecopetrol S.A.", tesis esp, Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2014, pp 11.
- [15] Programa De Transformación Empresarial. Libro de Proceso: *Well Delivery Process*. ECOPETROL. Versión 3.0. 2018
- [16] Online Browsing Platform (OBP). ISO 55000:2014(es) Gestión de activos Aspectos generales, principios y temrinologia. [En línea]
- [17] Drive compartido por el director del proyecto. Carpeta: Entregables de la Intervención [Correo electrónico]
- [18] J. Quintana, *Abandono permanente Pozo L12*, Programa contingente de abandono. Ecopetrol S.A.
- [19] L.E, Dick Bernal y P.C, Ojeda Triana, *Diseño de un plan de reabandono de un pozo tipo en el campo La Cira Infantas*, Tesis pre, Facultad de Ingenierías, Universidad de América, Bogotá, Colombia, 2017.

ANEXOS

ANEXO 1.

MATRIZ DE COMPLEJIDAD

GESTION DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACION DE ACTIVOS - VDP					
		WIP-001		Elaborado	
				Versión: 1	
PROYECTO		FECHA DE ELABORACION			
PROYECTO / POZO					
FACTORES	BAJA 1	MEDIA 5	ALTA 10	PUNTUACION	JUSTIFICACIÓN
1	Localización, vías y contrapozo	Fácil acceso y en condiciones para la intervención	Requiere Adecuaciones en vía, locación o contrapozo	No Existen condiciones de vía, ni locación y/o contrapozo para la intervención	
2	Equipo de Intervención	Unidades de cable (slick line, braided line, electric line), Unidades de Coiled Tubing, Unidades de bombeo y equipos de fractura	RSU y/o Flush by	Snubbing Unit / Equipo de Workover / Combinación de equipos	
3	Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000	
4	Arquitectura pozo productor	Desviado con Inclinación < 65°	Desviado Alto ángulo - Horizontal - Geonavegado	Multilateral	
5	Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 55° inyector selectivo	
6	Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0	
7	Tipo de Fluido	GOR < 2000	2001 > GOR < 3500	GOR>3500	
8	Concentración H2S y criterio operacionales*	< 5 ppm	5 ppm < H2S < 15 ppm	H2S > 15 ppm	
9	Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Normal (0,433 psi/pie)	Subnormal	Subnormal con flujo cruzado /Anormal	
10	Condición del completamiento inferior	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena	
	Condición del completamiento Superior	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Completamiento Múltiples / Dual / Concéntrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales.	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	
11	Estado Mecánico Actual	Sin restricción de acceso a fondo de pozo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Con pescado en fondo	Con restricción de acceso a fondo de pozo - Presenta Colapso	
12	Componentes Instalados en pozos a intervenir	Sin componentes de subsuelo ni superficie	Con componentes de subsuelo y/o superficie	Con componentes de subsuelo y superficie	
13	Estado del Revestimiento	No presenta agujeros	Un agujero	Mas de un agujero, no se conoce condición de revestimiento	
14	Calidad del cemento en zona de interés	Calidad buena de cemento	Calidad regular de cemento	Mala (Requiere cementación Remedial) o no se conoce condición de cemento	
15	Costo Intervención	AFE < \$1MM	\$1MM < AFE < \$5MM	AFE > \$5MM	
TOTAL				0	

Clasificación	Complejidad	Puntuación	
Categoría 1	Baja	<30	CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCION
Categoría 2	Media	30-75	
Categoría 3	Alta	75-105	
Categoría 4	Crítica	>105	

Elaboró: Nombre: _____ Cargo: _____	Revisó: Nombre: _____ Cargo: _____
Aprobó: Nombre: _____ Cargo: _____	

ANEXO 2.

FORMATO DE SOLICITUD Y REQUERIMIENTOS DE INTERVENCIÓN

FORMATO SOLICITUD Y REQUERIMIENTOS DE INTERVENCIÓN																
INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA																
VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN																
	IDA-F-009	Elaborado 30/06/2020	Versión: 1													
Se define con base en la matriz de complejidad de la intervención realizada bajo la guía IDA-G-001 Guía para la planeación y ejecución de intervenciones especiales (WIP)																
Tener en cuenta de acuerdo al tipo de intervención planeada para el pozo, se deben elaborar las hojas del formato: así:																
Para todas las intervenciones se debe elaborar la hoja "INFO GRAL" Y "ENTORNO", que corresponde a información general del pozo y de especificaciones de condiciones de entorno y ambientales, esta información debe ser tenida en cuenta en la planeación y ejecución de la intervención.																
Para los reacondicionamientos en donde se intervenga el yacimiento, se debe elaborar la hoja "YTOS & GEOL", en la que se debe informar lo que corresponde a características de formación, fluidos, geología, target geológicos, requerimientos de registros en caso que se requieran dentro de la intervención.																
Para los reacondicionamientos que involucren conversiones de pozo, estimulaciones y pruebas elaborar el numeral correspondiente de la hoja CONV_ESTIM & TEST. Con esta información se busca tener claridad de los aspectos a tener en cuenta en la actividad objetivo de la intervención.																
FECHA ELABORACIÓN																
1. INFORMACIÓN GENERAL																
VICEPRESIDENCIA	GERENCIA	CAMPO	NOMBRE DEL POZO & CAMPAÑA	TIPO DE POZO	TIPO DE COMPLETAMIENTO	SLA INSTALADO	PROFUNDIDAD FINAL DE POZO (ft) MD, L, DDO	GOR (SCF/STB)								
1.1 Ubicación de pozo o proyecto																
SISTEMA DE COORDENADAS			COORDENADAS DE SUPERFICIE	Norte (m)	Este (m)	GLE:										
REFERENCIA			COORDENADAS DE FONDO	Norte (m)	Este (m)	PROFUNDIDAD MD (FT) / TVD (FT)										
2. INTERVENCIÓN PLANEADA PARA EL POZO - DESCRIPCIÓN DE LA INTERVENCIÓN																
SERVICIO A POZO																
REACONDICIONAMIENTO																
ABANDONO																
3. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN DE LA INTERVENCIÓN																
3.1 Objetivos Estratégicos y Específicos de la intervención																
OBJETIVO ESTRATEGICO. Ej: Aumentar en 2.0 MMbbl la producción del pozo; realizando estimulación hidráulica, con el fin de incrementar volúmenes recuperables de la formación XXXX.																
OBJETIVOS ESPECIFICOS. Ej: Incrementar la productividad mediante la estimulación hidráulica de la formación XXX que permitan incrementar el kh y sobrepasar la zona de daño del pozo actual.																
3.2 Justificación de la intervención																
4. INTERVENCIÓN FUTURAS Y RECOMPLEMENTOS																
5. INFORMACIÓN ADICIONAL VISUALIZADA																
6. LISTADO DE ANEXOS Y TIPO DE FORMATO (pdf, Word, Excel, Power Point, LAS)																
INFORMACION MINIMA REQUERIDA										OTROS DOCUMENTOS						
Mínimo requerido para Conversiones: Estado mecánico, Registros de cementación, Survey final, Evaluación de integridad, Registro Open hole.																
Mínimo requerido para abandono: Estado Mecánico, Registros de cementación, Historial de cañones.																
Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado					
1. Estado Mecánico actualizado.			5. Registros de corrosión.			9. Reportes de producción y / investigaciones asociadas al pozo.			Ej: Modelo Geomecanico							
2. Promover Perforación y Completamiento			6. Evaluación de integridad.			10. Especificaciones del cabezal.										
3. Registros de cemento			7. Reporte geología final de perforación.			11. Especificaciones del cabezal.										
4. Survey final.			8. Historial de cañones.			12. Registro Open Hole por pozo de										
7. ASPECTOS DE SUPERFICIE																
7.1 Requisitos ambientales para la intervención																
Licencias Ambientales																
Aspectos Ambientales																
7.2 Facilidades de superficie																
COMENTARIOS																
Vías																
Lineas de flujo																
Contrapozo																
Localización																
Facilidades en locación																
Punto de captación																
Generales																
8. INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO E HIDROCARBUROS (adicionar mas lineas si se requiere)																
FORMACIÓN PRODUCTORA-OBJETIVO	Presión (PSI)	Temperatura (°F)	Gravedad API	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	OWC (ft)	GOC (ft)	GWC (ft)	Producción de aceite (BOPD)	Producción de gas (MMSCFD)	Producción de agua (BPD)	%BS&W	(H2S / CO2) % Molar	Presión de burbuja (psi)	Tipo de Hidrocarburo	Espesor de cañones (FT)
Formación 1																
Formación 2																
Formación 3																
9. ASPECTOS DE GEOLOGÍA RELEVANTES																
10. TARGET GEOLÓGICO A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)																
FORMACIÓN	COORDENADAS AL TOPE DEL TARGET		OBJETIVO PRINCIPAL O SECUNDARIO	PROFUNDIDAD AL TOPE DEL TARGET		FORMA DEL TARGET		COORDENADAS DE FONDO								
	Norte (m)	Este (m)		TVDss (ft)	TVD (ft)	POLÍGONO	CIRCULAR	Norte (m)	Este (m)							
Nombre Objetivo 1																
Nombre Objetivo 2																
NOTAS REFERENTES AL TARGET GEOLÓGICO																
Comentarios relevantes del box target, definir líneas duras, etc.																
Nombre Objetivo 1																
TVDss POLÍGONO	Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)	Espesor (ft)	TARGET CIRCULAR		Radio (ft)		Espesor (ft)						
Topo																
Base						NOTAS										

11. PROGNOSIS GEOLÓGICA DE LA ZONA DE INTERÉS A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)												
FORMACION	TOPE TVDss (ft)	TOPE TVD (ft)	LITOLOGÍA (Areniscas/Arcillolitas/Calizas/etc)	BUZAMIENTO (°)	PRESIONES		GEOHAZARDS Y PELIGROS POTENCIALES EN EL SUBSUELO					
					PORO (PSI)	FRACCIÓN A (PSI)	Ej Perdidas	Ej Infilzo	Ej Pega Tubería	Ej Formación reactiva	Ej fracturas	Ej Gas superficial
F.M.1												
F.M.2												
F.M.3												
F.M.4												
TD			INCERTIDUMBRE TD (% ó LONG)			INCERTIDUMBRE PROGNOSIS (%)					TIPO ESTRUCTURA	
12. INFORMACIÓN POZOS OFFSET (Si es necesario agregue más filas)												
POZOS OFFSET MAS RELEVANTES (GEOLÓGICOS & OPERACIONALES)										COMENTARIOS		
Nombre	Coordenadas de Superficie (Magna Sirgas)		Coordenadas de Fondo (Magna Sirgas)		Objetivo geológico							
	Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)								
POZO 1												
POZO 2												
POZO 3												
POZO 4												
POZO 5												
13. PROGRAMA DE REGISTROS						14. PROGRAMA DE MUESTRAS DE ZANJA						
SET DE REGISTROS				SECCIÓN O INTERVALO		MUESTREO			SECCIÓN O INTERVALO			
15. INFORMACIÓN Y REQUERIMIENTOS DE INYECCIÓN / RECUBRO												
CONVERSIÓN A INYECCIÓN?					FLUIDO A INYECTAR			INYECCIÓN POR CSG o TBG?				
P INYECCIÓN EN CABEZA (PSI) max / min					Q INYECCIÓN (BPM / MSCFD) max / min			COMENTARIOS DE LA INYECCIÓN.				
CARACTERÍSTICAS FLUIDO DE INYECCIÓN		COMENTARIOS				COMBUSTION IN SITU		COMENTARIOS				
AGUA	TIPO DE AGUA					TEMPERATURA DE FONDO (°F)						
QUÍMICO	COMPOSICIÓN DE LA MEZCLA					% H2S ESPERADO						
VAPOR	TEMPERATURA DE VAPOR FONDO (°F)					% CO2 ESPERADO						
	CALIDAD DE VAPOR											
POZO	TIPO DE TRABAJO	INTERVALO A INYECTAR										
		FORMACIÓN O EMPAQUE	TOPE MD (FT)	TOPE TVD (FT)	PRESIÓN DE FORMACIÓN (PSI)	TEMPERATURA (°F)						
Incluir mas líneas si se												
16. REQUERIMIENTOS ESTIMULACION												
CARACTERÍSTICAS ESTIMULACION				COMENTARIOS								
TIPO DE ESTIMULACION												
INTERVALO PROPUESTO A ESTIMULAR												
MAXIMA PRESIÓN REQUERIDA EN FONDO PARA ESTIMULACION / FRACTURA (psi)												
CAUDAL ESPERADO DURANTE LA ESTIMULACIÓN / FRACTURA (BPM)												
FLUIDO A USAR PARA LA ESTIMULACIÓN / FRACTURA												
MATRICIAL - TIPO DE TRATAMIENTO												
16.1 Tasas y Volúmenes esperados				16.2 Incertidumbres de yacimientos (Calidad de yacimiento y fluidos)								
	P10	P50	P90	Descripción del riesgo	Probabilidad	Impacto	Control	Mitigación				
Tasas y Volúmenes recuperables												
Tasa de Petróleo Incremental (BOPD)												
Potencial de volumen recuperable (MMstb)												
COMENTARIOS												
17. PRUEBA EXTENSA O DE PRESIÓN REQUERIDA												
FORMACIÓN OBJETIVO	INTERVALOS DE PRUEBA	TIPO DE PRUEBA	TIEMPO DE FLUJO (DÍAS)	REQUIERE CIERRE EN FONDO?	TIEMPO DE CIERRE (DÍAS)	MUESTREO	DATA	DRAW DOWN	OBSERVACIONES			
Nombre Objetivo 1									Complemente la información de la solicitud con información relevante			
Nombre Objetivo 2												
Nombre Objetivo 3												
ESTRATEGIA DE PRUEBA												
COMENTARIOS												
ELABORÓ:												
Nombre (s):				Fecha:								
Cargo:												

ANEXO 3.

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD

FORMATO PARA EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO A INTERVENIR																																																					
GESTION DE INTERENCIONES Y DESINCORPORACION DE ACTIVOS																																																					
WIP-002			Elaborado			Versión: 1																																															
INFORMACION GENERAL																																																					
FECHA	GERENCIA REGIONAL	CAMPO	PROYECTO	POZO	ESTADO ACTUAL	TIPO DE POZO	COMPLETAMIENTO	SLA INSTALADO																																													
ESQUEMATICO			OBJETIVO DE LA EVALUACION																																																		
			Indicar el objetivo de la evaluación de integridad																																																		
			RESULTADO MAWOP Y MOP																																																		
			<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Anular-A</th> <th>Anular-B</th> <th>Anular-C</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAWOP (Psi)</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>MOP (Psi)</td> <td>0</td> <td>0</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>							Anular-A	Anular-B	Anular-C	MAWOP (Psi)	0	0	0	MOP (Psi)	0	0	0																																	
				Anular-A	Anular-B	Anular-C																																															
MAWOP (Psi)	0	0	0																																																		
MOP (Psi)	0	0	0																																																		
DATOS GENERALES Y ACTUALES DEL POZO																																																					
Máx Inclinación @ Prof (Ft) :			Presión Anular A. (Psi) :		Fecha Registro de Cemento :																																																
Máx. DLS* / 100 Ft @ Prof (Ft) :			Presión Anular B. (Psi) :		Fecha Registro de Integridad :																																																
Fondo de Pozo (Ft) :			Diagnostico Inicial Completamiento :		Fecha Ultima Instalación :																																																
EVALUACION DE BARRERAS DE INTEGRIDAD																																																					
BARRERA PRIMARIA																																																					
ELEMENTOS	VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 1																																																	
1 Ej: STUFFING BOX	Probado con presión @ Especificar si realizó prueba positiva o negativa	MEDIO		MEDIO																																																	
2 Ej: VALVULA LATERAL CABEZAL		BAJO																																																			
3 Ej: TUBING HANGER																																																					
4 Ej: CASING 7 IN (DESDE 0FT HASTA 8396 FT)																																																					
5 Ej: CEMENTO EN LA ZONA DE INTERÉS																																																					
6																																																					
7																																																					
8																																																					
9																																																					
10																																																					
11																																																					
12																																																					
13																																																					
BARRERA SECUNDARIA																																																					
ELEMENTOS	VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 2																																																	
1 Ej: CASING 9.625" IN (DESDE 0FT HASTA 1028 FT)	Reg integridad o Probado con presión @ xxxxx, e	BAJO		MEDIO																																																	
2 Ej: Cemento EN LA ZONA DE INTERÉS	Registro de cementación. Amplitud según - DYC	MEDIO																																																			
3																																																					
4																																																					
5																																																					
6																																																					
7																																																					
8																																																					
9																																																					
RESULTADO				CLASIFICACION - NIVEL DE																																																	
APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES	E																																																
	BARRERA 1	MEDIO	NO HAY INFORMACION. No se bene informacion de integridad del cabezal, Tubing hanger y casing 7in	1. Reporte de integridad de cabezal. 2. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado).																																																	
	BARRERA 2	MEDIO	NO HAY INFORMACION. NO se tiene registro de cemento de 9 5/8"	1. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado)																																																	
Datos de referencia para definir clasificación - Nivel de degradación Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad - ECOSMIPV2.0																																																					
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">Riesgo</th> </tr> <tr> <th>Barrera 1</th> <th>Barrera 2</th> <th>Clasificación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Bajo</td> <td>Bajo</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>Bajo</td> <td>Medio</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>Bajo</td> <td>Alto</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Bajo</td> <td>B</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Medio</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>Medio</td> <td>Alto</td> <td>C</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Bajo</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Medio</td> <td>D</td> </tr> <tr> <td>Alto</td> <td>Alto</td> <td>E</td> </tr> </tbody> </table>			Riesgo			Barrera 1	Barrera 2	Clasificación	Bajo	Bajo	A	Bajo	Medio	A	Bajo	Alto	B	Medio	Bajo	B	Medio	Medio	C	Medio	Alto	C	Alto	Bajo	D	Alto	Medio	D	Alto	Alto	E	<table border="1"> <thead> <tr> <th>CLASIFICACION</th> <th>DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>Pozo Saludable</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada</td> </tr> <tr> <td>D</td> <td>Una barrera crítica y la otra degradada</td> </tr> <tr> <td>E</td> <td>Ambas barreras críticas</td> </tr> </tbody> </table>						CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION	A	Pozo Saludable	B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta	C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada	D	Una barrera crítica y la otra degradada	E	Ambas barreras críticas
Riesgo																																																					
Barrera 1	Barrera 2	Clasificación																																																			
Bajo	Bajo	A																																																			
Bajo	Medio	A																																																			
Bajo	Alto	B																																																			
Medio	Bajo	B																																																			
Medio	Medio	C																																																			
Medio	Alto	C																																																			
Alto	Bajo	D																																																			
Alto	Medio	D																																																			
Alto	Alto	E																																																			
CLASIFICACION	DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION																																																				
A	Pozo Saludable																																																				
B	Una barrera ligeramente degradada, la otra intacta																																																				
C	Una barrera degradada y la otra ligeramente degradada																																																				
D	Una barrera crítica y la otra degradada																																																				
E	Ambas barreras críticas																																																				
COMENTARIOS																																																					

ANEXO 4.

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD (HOJA 2)

FORMATO PARA EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO A INTERVENIR							
WIP-002		Elaborado			Versión: 1		
INFORMACION GENERAL							
FECHA	UBICACION	CAMPO	PROYECTO	POZO			
MAXIMUM ALLOWABLE WELLHEAD OPERATING PRESSURE - MAWOP							
INFORMACION TÉCNICA							
Revestimiento	Diámetro (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Presión de Colapso (Psi)	Presión de Estallido (Psi)
Conductor 20"	20"	94	K-55	0	40		
Superficie 13 3/8"	13 3/8"	68	K-55	0	997		
Intermedio 9 5/8"	9 5/8"	47	P-110	0	8501		
Liner 7"	7"	29	P-110	8264	9648		
Tubería de Producción 3 1/2"	3 1/2"	9.3	N-80	0	8461		
Tubería de Producción 2 7/8"	2 7/8"	6.5	N-80	8461	8508		
2.81 Sliding Sleeve X profile	3 1/2"			8462	8465		
Tope del Liner 7"							
Cabezal	Diámetro (in)	Presión de trabajo (psi)					

De acuerdo al "Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells" API RECOMMENDED PRACTICE 90-2 FIRST EDITION, APRIL 2016.

a. Presión de trabajo de cabezal - Well Head Section Rating:

Componente Presión de trabajo de cabezal (Well Head Rating Component): 0,8 RWP

b. Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Ratings Components):

Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Rating Component): 0,8 RWP
 La Evaluación de los componentes del Upper Completion se realiza por medio del Análisis de esfuerzos WellCAT con la Carga de máxima presión

c. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sartas de tubería internas:

Se definió el "Simple Derating Methods" para la evaluación de los tubulares como sigue:
 50% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.
 75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.
 80% de la mínima Presión de Estallido del casing externo siguiente del evaluado.
 La Evaluación de los tubulares expuestos al anular A deben ser evaluados por medio de Análisis de esfuerzos del software WellCAT con la carga de

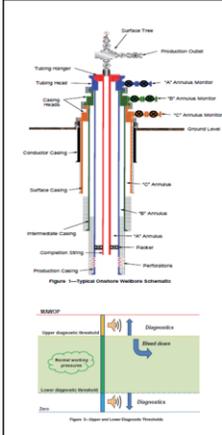
d. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sarta de revestimiento mas externo:

30% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.
 75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.

e. Fractura de la Formación (Formation Fracture Break Down Pressure):

Fractura de las formaciones expuestas por debajo de la profundidad del tubular externo (si está presente):
 Formation fracture breakdown component = $0.8[TVD(FG - FWG \text{ Fluid weight gradient})]$
 Profundidad TVD (ft) _____
 Gradiente de Fractura FG (psi/ft) _____
 Gradiente del Peso del Fluido FWG (psi/ft) _____
 Formation fracture breakdown component (PSI) 0

Nota:



CALCULO DE MAWOP POR ANULAR			
ANULAR	Tubular o Componente	MAWOP (Psi)	Comentarios
Anular A	Intermedio 9 5/8"	0	
Anular A	Tubería de Producción 3 1/2"	0	
Anular A	Cabezal		
Anular A		0	
Anular B			
ANULAR B		0	
Anular C			
ANULAR C		0	
RESUMEN DE RESULTADOS			
ANULAR	MAWOP (Psi)	MOP (Psi)	
ANULAR A	0	0	
ANULAR B	0	0	
ANULAR C	0	0	

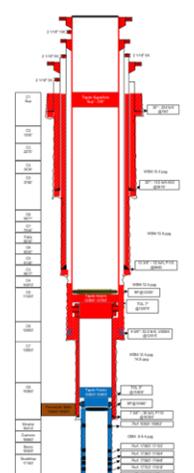
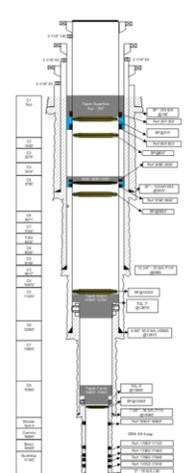
3 Listar las cinco (5) opciones con mayor calificación
 4 Calificar cada opción con base en el siguiente criterio

0 = no cumple criterio 2 = cumple criterio razonablemente
 1 = cumple criterio ligeramente 3 = cumple criterio completamente

Opción o Concepto							PUNTAJE	PUESTO
Opción 1: Cementación en anular B con retornos a superficie.							0	#N/A
Opción 2: Cementación en anular B con circulación forzada con retenedor de cemento.							0	#N/A
Opción 3: Intervención del pozo aislando desde TD 18000 ft							0	#N/A

1	2	3	4	5	6
0	0	0	0	0	0

ANEXO 6.
BASES DE DISEÑO

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN						
GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VDP						
IDA-F-012		Elaborado 30/08/2020			Versión: 1	
Proyecto	Intervención para aseguramiento de integridad - COPORO 1ST	EQUIPO DE INTERVENCIÓN	CABEZAL/ ARBOL DE PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN		
Pozo / Pozo Tipo	COPORO 1ST	UNIDAD DE CT 2"	Sección C - 13 5/8" SK x 11" 10K con Gate Valve 1 13/16" 10K + B&J Plug	POZO ABANDONADO		
ESTADO MECÁNICO ANTES DE LA INTERVENCIÓN	ESTADO MECÁNICO DESPUES DE LA INTERVENCIÓN	FLUIDOS	CEMENTACIÓN REMEDIAL	CAÑONEO	REGISTROS	ABANDONO
						

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
GESTIÓN DE INTERVENIONES Y DESINCORPORACIÓN - VDP				
IDM-F-012		Elaborado 30/05/2020		Versión: 1
Proyecto Pozo Hpn	Fecha de elaboración			3/08/2020
ESQUEMA DEL POZO	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Pozo de Construcción / Intervención				

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN						
GESTIÓN DE INTERVENIONES Y DESINCORPORACIÓN - VDP						
IDM-F-013		Elaborado 30/05/2020		Fecha de elaboración		Versión: 1 4/08/2020
ESQUEMA DEL POZO PROPUESTO	OBJETIVO	EQUIPO	CONSIDERACIONES RELEVANTES PARÁMETROS COMO PRESIÓN, EMPALMADO, LUBRICACIÓN	EDUCACIÓN NEGRAS PRÁCTICAS	RIESGOS CRÍTICOS	REQUERIMIENTOS DE ABLAMADO

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VDP				
IDA-F-012		Elaborado 30/08/2020		Versión: 1
Proyecto	Fecha de elaboración:			4/08/2020
Pezo tipo				
	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Registros				
Calles / Perforación abreviada				

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
GESTIÓN DE INTERVENCIÓN Y DESINCORPORACIÓN - VDP				
IDA-F-012		Elaborado 30/03/2020		Versión: 1
Proyecto	Fecha de elaboración:			21/08/2020
Pezo tipo				
	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Abandono definitivo		Datos Generales		
Elaborado por _____ Ingeniero de Abandono Revisado por _____ Ingeniero de Completamiento Aprobado por _____ Autoridad Técnica de Integridad GPN				

ANEXO 7.

MATRIZ DE RIESGO

		Matriz RAM - Fases Evaluación y Selección							
		Perforación y Completamiento Gerencia General de Perforación y Completamiento							
		WDP-F-003	Elaborado 12/02/2019		Versión: 2				
POZO / CAMPAÑA:		ABANDONO POZO COPOPO 1ST							
COSTO ESTIMADO (MUSD)									
IMPACTO DEL RIESGO	COSTO [\$ MUSD]				PERCEPCION SUBJETIVA DE PROBABILIDAD				
					Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy Alta
	Muy Alto > 20%								
	Mayor a:	\$	-						
	Alto 10% - 20%								
	Entre	\$	-	y \$ -					
	Medio 5% - 10%								
	Entre	\$	-	y \$ -					
	Bajo 1% - 5%								
	Entre	\$	-	y \$ -					
	Reducido 0 - 1%								
	Entre	\$	-	y \$ -					

ANEXO 9.

PROGRAMA DE INTERVENCIÓN

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
GESTION DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS - VDP		
WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-003	Elaborado	Versión: 1
PROGRAMA DE INTERVENCIÓN POZO 		
ECOPELROL S.A. VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
Lugar, Fecha DD-MM-AAAA		
Elaboró		Revisó
Nombre: Cargo: Fecha:		Nombre: Cargo: Fecha:
Aprobó		Aprobó
Nombre: Cargo: Fecha:		Nombre: Cargo: Fecha:

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
GESTION DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS – VDP WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-003	Elaborado	Versión: 1

CONTENIDO

1.	OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	3
1.1	Objetivo estratégico de Intervención.....	3
1.2	Objetivos Técnicos	3
1.3	Objetivos HSE.....	3
2.	JUSTIFICACIÓN.....	3
3.	GENERALIDADES	3
3.1	Lista de distribución del programa de intervención.....	3
3.2	Sistema de reportes	3
3.2.1	Reportes diarios.....	3
3.2.2	Reportes semanales	4
3.2.3	Reportes finales	4
3.3	Ubicación geográfica y mapa de acceso a la localización	4
3.4	Lista de contactos	4
4.	ASPECTOS HSE	4
5.	INFORMACIÓN DE LA INTERVENCIÓN	4
5.1	Historia del pozo	4
5.2	Evaluación de integridad	4
5.3	Estado mecánico actual.....	4
5.4	Resumen de la intervención.....	4
6.	PROGRAMA OPERACIONAL DE LA INTERVENCIÓN.....	5
6.1.1	Well Bore Clean Out – Pruebas de integridad	5
6.1.2	Árbol de producción y equipo de control de pozo.....	5
6.1.3	Fluidos	5
6.1.4	Registros.....	5
6.1.5	Conectividad	5
6.1.6	Cementación remedial.....	5
6.1.7	Tapones de abandono	5
6.1.8	Operaciones de pesca.....	5
6.1.9	Diseño de la tubería de producción, incluyendo justificación y fichas técnicas.....	5
6.1.10	Diseño de levantamiento / Completamiento.....	5
6.1.11	Corrida de Completamiento (hidráulica y simulaciones).....	5
6.1.12	Pruebas de producción / Pruebas de Inyección	5
6.1.13	Estimulaciones	5
6.1.14	Tratamiento y disposición final de fluidos.....	6
6.2	Secuencia operacional de intervención	6
6.3	Estado mecánico final propuesto	6
6.4	Pronóstico de Producción.....	6
6.5	Análisis financiero	6
7.	RESUMEN DEL AFE.....	6
7.1	AFE resumido Intervención	6
8.	ÁRBOL DE DECISIÓN DE LAS OPERACIONES.....	6
9.	MATRIZ DE RIESGOS RAM	6
10.	FICHA TÉCNICA DETALLADA DEL EQUIPO DE WO / EQUIPO RIG LESS	6
11.	PLANES DE RESPUESTA A EMERGENCIAS O CONTINGENCIAS.....	6
12.	ANEXOS.....	6

ANEXO 10.

FORMA 7CR

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DIRECCION GENERAL DE HIDROCARBUROS
SUBDIRECCION DE HIDROCARBUROS

Forma No. 7 CR
Revisada: Octubre de 1973

PERMISO PARA TRABAJOS POSTERIORES A LA TERMINACION OFICIAL

Pozo: _____

Compañía: _____ Concesión: _____ Clasificación (Lahee): _____

Campo: _____ Estructura: _____
Formación: _____ Bloque: _____ Yacimiento: _____
Perforación Iniciada el: _____ de 1995 Terminado el: _____ de 1996
Elevación de la Mesa Rotaria: _____ pies. Elevación del Terreno: _____ pies.
Profundidad Total Inicial: _____ pies. Bajo Nivel Mesa Rotaria: _____ pies.

1. CONDICIONES INICIALES DEL POZO

Intervalos Abiertos

Formación	Intervalo

Producción _____ BPD. Presión Estática de Fondo _____ Lbs/pulg 2
RGA _____ Pies/barril Gravedad _____ API

2. CONDICIONES ACTUALES DEL POZO

Intervalos abiertos

--	--

Producción Acumulada hasta la fecha:
Petróleo: _____ Bbls. Gas: _____ MPC Agua: _____ Barriles

Fecha en que se iniciarán las operaciones: _____ de _____

Resultados última prueba de producción:
Fecha: _____ Petróleo: _____ bbl RGA: _____ Agua: _____ bbl

3. INFORMACION ADICIONAL

JUSTIFICACION Y DISCUSION DEL TRABAJO PROPUESTO:

PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO A REALIZARSE:

Presentado por: _____ Fecha: _____

Autorizado por: _____ Fecha: _____

ANEXO 11.

INFORME FINAL DE INTERVENCIÓN

FORMATO INFORME FINAL DE INTERVENCIÓN		
INTERVENCIÓNES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA		
VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN		
IDA-F-010	Elaborado	Versión: 1

INFORME FINAL DE INTERVENCIÓN POZO

ECOPETROL S.A.
VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN

Lugar, Fecha DD-MM-AAAA

Elaboró	Revisó
Nombre: Cargo: Fecha:	Nombre: Cargo: Fecha:
Aprobó	Aprobó
Nombre: Cargo: Fecha:	Nombre: Cargo: Fecha:

FORMATO INFORME FINAL DE INTERVENCIÓN		
INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN – IDA		
VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN		
IDA-F-010	Elaborado	Versión: 1

CONTENIDO

1.	OBJETIVOS CUMPLIDOS DE LA INTERVENCIÓN	3
1.1	Objetivo estratégico de Intervención	3
1.2	Objetivos Técnicos	3
1.3	Objetivos HSE.....	3
2.	INFORMACIÓN GENERAL DE POZO	3
3.	INFORMACIÓN DE LA INTERVENCIÓN	3
3.1	Resumen de la intervención.....	3
4.	DETALLE OPERACIONAL DE LA INTERVENCIÓN	4
4.1.1	Matada y control de pozo.	4
4.1.2	Well Bore Clean Out – Pruebas de integridad	4
4.1.3	Árbol de producción y equipo de control de pozo	4
4.1.4	Fluidos	5
4.1.5	Pérdidas de fluidos	5
4.1.6	Registros	5
4.1.7	Conectividad	5
4.1.8	Cementación remedial	6
4.1.9	Tapones de abandono	6
4.1.10	Operaciones de pesca y/o pescados dejados en pozo.	6
4.1.11	Diseño de la tubería de producción, incluyendo justificación y fichas técnicas	6
4.1.12	Diseño de levantamiento / Completamiento	6
4.1.13	Corrida de Completamiento (hidráulica y simulaciones)	7
4.1.14	Pruebas de producción / Pruebas de Inyección	7
4.1.15	Estimulaciones	8
4.1.16	Pruebas de presión de revestimiento y tubería de producción	8
4.1.17	Tratamiento y disposición final de fluidos	9
4.2	Secuencia operacional de intervención	9
5.	ESTADO MECANICO FINAL	9
6.	EVALUACIÓN FINAL DE INTEGRIDAD DESPUÉS DE LA INTERVENCIÓN	9
7.	DESEMPEÑO	9
7.1	Gráfica de tiempo/ plan vs. Real.....	9
	Tiempo (Días)	9
7.2	Gráfica de Costo/ Plan vs. Real	9
	Costos (US\$)	9
7.3	Análisis de NPT	10
8.	LECCIONES APRENDIDAS Y MEJORES PRÁCTICAS	10
9.	ANÁLISIS DE EVENTOS HSE	10
10.	ANEXOS	10

ANEXO 12.

ÍNDICE PROPUESTA PARA EL FORMATO DIARIO DE INTERVENCIÓN

	FORMATO INFORME DIARIO DE INTERVENCIÓN		
	WIP - INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA		
	VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN		
	WIP-004	Elaborado 5/11/2020	Versión: 1

CONTENIDO

1. RESUMEN DIARIO DE OPERACIÓN.....	3
2. ASPECTOS HSE	4
3. REQUERIMIENTOS DE LOGISTICA	5
4. DESEMPEÑO	6
4.1 tiempo/ plan vs. Real.....	6
Tiempo (Días).....	6
4.2 Costo/ Plan vs. Real	7
Costos (US\$)	7
4.3 Análisis de NPT	7
5. LECCIONES APRENDIDAS Y BUENAS PRÁCTICAS.....	8
6. ANEXOS.....	9
TIEMPOS DE REACCION	9
SISTEMA DE COMUNICACIÓN	10
TELEFONO Y RADIOS DE EMERGENCIA.....	10

ANEXO 13.

RECOMENDACIONES

Se recomienda estandarizar los formatos usados del proceso WDP e IDA, al modelo sistemático WIP, para una fácil documentación e identificación en futuras intervenciones.

La estandarización para los procesos en la toma y análisis de data histórica, facilitará el desarrollo y elaboración de los diagnósticos evaluativos y la toma de decisión en las actividades de intervención.

Se recomienda la creación de métricas de cumplimiento para la efectividad del proceso para el año 2021, con el fin de llevar un seguimiento óptimo de las operaciones de abandono para la compañía.

Se sugiere el uso continuo del modelo WIP, para todas las intervenciones catalogadas con un nivel de riesgo alto.

Se recomienda la creación del modelo WIP digital, para optimizar las estrategias de sistematización y mejorar de forma continua los flujos de trabajo, la recolección y aseguramiento de la información.

Se recomienda unificar las variables del Well Planning como lo son la gestión social y ambiental a detalle en la planeación de la intervención para el modelo WIP.

Se recomienda la solicitud del stock completo de los equipos y herramientas de la empresa prestadora de servicios, su disponibilidad dentro del tiempo de ejecución las operaciones y certificados de las herramientas actualizados.