

MODELO SISTEMÁTICO PARA EL GERENCIAMIENTO DE LAS OPERACIONES
DE INTERVENCIÓN A POZOS

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2020

MODELO SISTEMÁTICO PARA EL GERENCIAMIENTO DE LAS
OPERACIONES DE INTERVENCIÓN A POZOS

OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA

Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas

Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
M. Sc. Ingeniería de Petróleos y Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2020

A Dios

Por darme la vida y estar siempre conmigo, guiándome en mí camino.

A mis Padres

El esfuerzo y las metas alcanzadas, refleja la dedicación, el amor que invierten sus padres en sus hijos. Gracias a mis padres son quien soy, orgullosamente y con la cara muy en alto agradezco a Oscar Arenas Martínez y Blanca Mantilla de Arenas, mi mayor inspiración, gracias a mis padres he concluido con mi mayor meta.

A mis hijos y mi amor

En la vida encuentras motivos que iluminan tu vida, que con su amor alcanzas de mejor manera tus metas, a través de sus sonrisas, de su amor, y paciencia me ayudaron a concluir esta meta.

A quienes me apoyaron

A todas las personas que me han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que me abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos.

Agradezco a Dios por guiarme en mi camino y por permitirme concluir con mi objetivo.

A mis padres, hijos y mi amor quienes son mi motor y mi mayor inspiración, que, a través de su amor, paciencia, buenos momentos, ayudan a trazar mi camino.

A Ecopetrol S.A y sus líderes en Completamiento e Intervención de pozos, por todo el apoyo y soporte brindado durante la planeación y ejecución de esta tesis.

Y por supuesto a mi querida Universidad y a todas las autoridades, por permitirme concluir con una etapa de mi vida, gracias por la paciencia, orientación y guiarme en el desarrollo de esta investigación.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	24
1. DIAGNÓSTICO DE LOS PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS ACTUALMENTE EN LOS PROYECTOS DE INTERVENCIONES A POZOS.....	27
1.1 GESTIÓN DE LAS OPERACIONES EN POZOS DE ECOPETROL	27
1.2 DEFICIENCIAS EN EL CICLO DE LOS TRABAJOS DE INTERVENCIÓN A POZOS	28
1.3 ORGANIZACIÓN ACTUAL DE LAS ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN A POZOS	29
1.4 ESTRATEGIA INSTITUCIONAL DE ECOPETROL S.A., PARA EL MANEJO DE LOS PROCESOS	31
1.5 PROCESO DE GESTIÓN EN LOS PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS - WELL DELIVERY PROCESS (WDP)	32
1.5.1 Empresas que desarrollan procesos de gestión en la construcción de pozos	33
1.5.2 WDP en Ecopetrol S.A	33
1.5.3 Objetivos del proceso	34
1.5.4 Alcance del proceso	35
1.5.5 Gestión de cambios	35
1.5.6 Equivalencia organizacional	36
1.5.7 KPI's (<i>Key Performance Indicators</i>)	37
1.5.8 Guía del proceso WDP	38
1.6 DIAGNÓSTICO FINAL DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN DE POZOS EN ECOPETROL S.A.	39
2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRABAJOS DE INTERVENCION A POZOS	41
2.1 CONCEPTOS RELACIONADOS CON INTERVENCIÓN DE POZOS	41
2.1.1 Definiciones generales	41
2.1.1.1 Definiciones de Intervención, Reacondicionamiento o Workover.	42

2.1.2 Selección de pozos candidatos	43
2.1.3 Causas de los trabajos en pozos	44
2.1.4 Importancia de la planeación en las intervenciones a pozos	45
2.2 ANÁLISIS DE CATEROGÍAS DE INTERVENCIÓN A POZOS EN LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A.	46
2.3 CLASIFICACIÓN FINAL DE INTERVENCIÓN DE POZOS	48
2.3.1 Definición final de intervención a pozos	48
2.3.2 Clasificación final de las intervenciones de pozos.	50
2.3.3 Causas finales de las intervenciones – Etapa de diagnóstico	53
3. VARIABLES CRÍTICAS EN EL MANEJO SISTEMÁTICO DE LAS OPERACIONES DE INTERVENCIÓN A POZOS.....	55
3.1 GESTION DE LOS PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZOS.	55
3.1.1 Supervisión y monitoreo de pozos	55
3.1.2 Revisión y análisis de pozos	56
3.1.3 Administración de oportunidades de trabajos en pozos	56
3.1.4 Retroalimentación de trabajos en pozo y lecciones aprendidas	56
3.2 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DEL PROCESO DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA	57
3.3 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION	60
3.4 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE EJECUCIÓN	64
3.5 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE CIERRE	66
4. MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN POR PROCESOS PARA PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZO.....	68
4.1 OBJETIVO DEL MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN POR PROCESOS PARA PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZO	68
4.1.1 Matriz de complejidad de la intervención	70
4.2 PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE LA INTERVENCIÓN DE POZO	76
4.3 ASPECTOS RELEVANTES DE LA PLANEACIÓN DE LA INTERVENCIÓN.	76
4.4 DETALLES RECOMENDABLES PARA LA PLANEACIÓN	77
4.4.1 Elaboración de documento “Solicitud y requerimientos de la Intervención”	78

4.4.2 Realización de reunión de arranque	79
4.5 EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL ALCANCE TÉCNICO DE LA INTERVENCIÓN	80
4.5.1 Realizar evaluación de integridad	80
4.5.2 Selección de la mejor opción	81
4.5.3 Elaboración de bases de diseño	82
4.5.4 Elaboración del listado de bienes y servicios	82
4.5.5 Estimación de tiempos y costos	83
4.5.6 Reunión de revisión de pares (Peer Review)	84
4.5.7 Reunión de aprobación del alcance técnico	84
4.5.8 Aprobación de las actividades de planeación de intervenciones	84
4.6 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO DE INTERVENCIÓN A POZO	85
4.6.1 Elaboración de matriz de riesgos	85
4.6.2 Programa de intervención	87
4.6.3 Plan de gestión de riesgos	87
4.6.4 AFE de detalle	88
4.6.5 Forma 7 CR	88
4.6.6 Reunión de aprobación del programa detallado	88
4.7 EJECUCION DEL PROGRAMA DETALLADO DE INTERVENCIÓN	89
4.7.1 Plan de movilización	89
4.7.2 Recibo de locación	90
4.7.3 Ejecución de la intervención	90
4.7.4 Reporte diario de operaciones	91
4.7.5 Control de cambios	91
4.7.6 Entrega de pozo	92
4.7.7 Protocolo de arranque de pozo	92
4.8 ETAPA DE CIERRE	92
4.8.1 Elaboración de Forma 10 CR / 10 ACR	93
4.8.2 Acta de entrega de locación	93

4.8.3 Informes finales de contratistas	93
4.8.4 Matriz de riesgos final	94
4.8.5 Informe final de intervención	94
4.8.6 Reunión de cierre	94
4.8.7 Aseguramiento de la información	95
4.9 ROLES Y RESPONSABILIDADES PROCESO WI	96
4.10 METRICAS PROCESO WIP	103
4.11 IMPLEMENTACION DEL MODELO WIP.....	104
5. CONCLUSIONES.....	123
6. RECOMENDACIONES.....	126
BIBLIOGRAFÍA.....	127
ANEXOS.....	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología actual de trabajos de Workover.....	30
Figura 2. Fases WDP.....	33
Figura 3. Matriz de estructura organizacional en el WDP.	37
Figura 4. Indicaciones para establecer el WDP.	37
Figura 5. Guía global del WDP.....	38
Figura 6. Ciclo de vida de un yacimiento.	49
Figura 7. Ciclo de vida de un pozo.....	49
Figura 8. Ciclo de vida de un yacimiento y Ciclo de vida de los pozos.	50
Figura 9. Procesos VDP ejecutando actividades claves para Gestión de Activos de Producción.....	58
Figura 10. Subproceso servicio a pozos – Flujograma.	58
Figura 11. Subproceso reacondicionamiento de pozo - Flujograma.	59
Figura 12. Nivel de madurez de tecnología (TRL – Technology Readiness Level).	75
Figura 13. Flujograma resumido de actividades para la planeación, ejecución y cierre de las intervenciones especiales.	76
Figura 14. Flujograma con actividades y formatos para la planeación de las intervenciones especiales.....	69
Figura 15. Flujograma con actividades y formatos para la evaluación y desarrollo del alcance técnico de la intervención.	81
Figura 16. Flujograma con actividades y formatos para la elaboración del programa detallado del trabajo de intervención a pozo.....	85
Figura 17. Flujograma con actividades y formatos para la ejecución del programa de la intervención.....	89
Figura 18. Flujograma con actividades y formatos del cierre de la intervención. ...	92
Figura 19. Estructura sugerida de carpeta con documentación de la intervención.	95

Figura 20. Pozos tipo del campo Buturama.	105
Figura 21. Estado cabezales campo Buturama.....	106
Figura 22. Selección de la mejor opción. Abandono pozos Buturama.	108
Figura 23. Evaluación de integridad del pozo. WO pozos Yariguí.	109
Figura 24. Estado mecánico pozo Bufalo-1.	119
Figura 25. Selección de la mejor opción. Abandono Bufalo-1.....	120
Figura 24. Formato programa de intervención. Abandono Bufalo-1.....	121

LISTA DE GRAFICAS

Gráfica 1. Problemas asociados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campos de Ecopetrol S.A.	39
--	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Actividades de intervención a pozo campos de Ecopetrol S.A. (2009-2019).	47
Tabla 2. Clasificación de las intervenciones de pozos - Servicio a Pozo.	50
Tabla 3. Clasificación de las intervenciones de pozos. Reacondicionamiento de pozos.	52
Tabla 4. Variables críticas en la fase de planeación.....	60
Tabla 5. Variables críticas en la fase de ejecución.....	64
Tabla 6. Variables críticas en la fase de cierre.	66
Tabla 7. Factores de evaluación de la complejidad para la intervención.....	71
Tabla 8. Clasificación de intervenciones con valoración de matriz de complejidad.	75
Tabla 9. Matriz RAM de Evaluación de Riesgos.....	87
Tabla 10. RASCI - Solicitud de la intervención desde las diferentes áreas generadoras hacia GPN.	97
Tabla 11. RASCI - Evaluación de la intervención para actividades que se planean desde GPN.	98
Tabla 12. RASCI - Desarrollo del alcance técnico de la intervención desde GPN.	99
Tabla 13. RASCI - Elaborar programa detallado de la intervención desde GPN.	100
Tabla 14. RASCI - Ejecutar programa detallado de la intervención desde GPN.	101
Tabla 15. RASCI - Realizar Cierre de la intervención desde GPN.	102
Tabla 16. Métricas del Proceso WIP	103
Tabla 17. Matriz de complejidad de la intervención. Abandono pozos Buturama.	106
Tabla 18. Matriz de riesgos operativos. Abandono pozos Buturama.....	107
Tabla 19. Análisis de opciones para intervención. Abandono pozos Buturama. .	107
Tabla 20. Bases de diseño. WO pozos Yariguí.	111
Tabla 21. Solicitud y requerimiento de intervención. Conversión CA-105.	112

Tabla 22. Matriz de complejidad. Conversión CA-105.....	115
Tabla 23. AFE Clase 2. Conversión CA-105.	116
Tabla 24. Análisis de opciones para intervención. Abandono Bufalo-1.....	120
Tabla 19. Métricas al 1Q 2020. Implementación y efectividad del proceso WIP.	122

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Formato matriz de complejidad de intervención	130
Anexo B. Formato solicitud y requerimientos de intervención.....	131
Anexo C. Formato evaluación de integridad de pozo.....	134
Anexo D. Formato para selección de la opción.....	137
Anexo E. Formato bases de diseño de la intervención	139
Anexo F. Formato matriz de riesgos operativos para intervención	144
Anexo G. Formato programa de intervención	145
Anexo H. Formato AFE detalle de intervención	146
Anexo I. Formato informe final de intervención.....	148

GLOSARIO

ACIDIFICACIÓN: se refiere a la estimulación de un yacimiento de petróleo con una solución de que contiene ácido reactivo ejecutado a altas presiones con el objetivo de mejorar la permeabilidad y la producción de un pozo.

ALCANCE TÉCNICO: es la suma de todos los productos, requisitos y/o características y se utiliza para representar la totalidad de trabajo necesitado para dar por terminado un proyecto.

ANÁLISIS PAREADO: análisis de datos o poblaciones dependientes que se extiende a comparaciones de más de dos grupos o muestras de datos.

CAMPAÑA: se refiere a cuando los proyectos de pozos se realizan para más de un pozo.

CAMPO EN DESARROLLO: son aquellos campos que han sido descubiertos y aún no han alcanzado su pico máximo de producción. Por lo tanto, las inversiones de capital siguen realizándose para la construcción de pozos y facilidades.

CAMPO MADURO: son aquellos campos que han alcanzado el pico máximo de su producción y han entrado en una etapa de declinación.

CAÑONEO: es el proceso en el cual se crean orificios en el revestidor, mediante disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extienden dentro de la formación y así establece una comunicación efectiva entre la zona productora y el pozo.

CAPEX: es la inversión de capital necesaria que realiza una compañía para extender, adquirir o mejorar sus activos.

CEMENTACIÓN REMEDIAL: es la técnica utilizada en la industria petrolera para reparar un trabajo de cementación que ha sufrido una falla por canalización de lodo en el espacio anular y permite eliminar la intrusión de agua proveniente de las formaciones adyacentes a la formación productora.

COILED TUBING: se define usualmente como la conexión de tubería flexible y continua de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie, y

asociados para trabajos de perforación, reparación, completamiento, reacondicionamiento del pozo.

CONFIABILIDAD: se representa como uno de los parámetros más utilizados para administrar la actividad del mantenimiento y se define como la capacidad de un equipo para funcionar sin fallar durante un periodo de tiempo.

CONTINGENCIA: la contingencia se refiere a algo que es probable que ocurra aunque no se tenga certeza al respecto y puede que aquello pueda o no concretarse.

CONTRAPOZO: se refiere a la excavación primaria revestida con madera y/o cemento y se ubica por debajo del equipo de perforación. El contrapozo sirve como anclaje de la entubación y cabezal de entubación.

CONTRATISTA: el termino contratista es muy frecuente en el contexto de relaciones laborales y se refiere a quien presta un servicio tras haber recibido un cargo correspondiente.

CRITICIDAD DE TRABAJO: es un indicador proporcional al riesgo que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos. Creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y recursos al área más importante.

CURVA DE PRODUCCIÓN: Es una representación gráfica donde se representan los volúmenes de petróleo producidos o acumulado con respecto a una unidad de tiempo.

DAÑO DE FORMACIÓN: es la reducción de la permeabilidad en una zona productora en cercanías al pozo. El término se conoce como efecto Skin y representa la sumatoria de todos los efectos que representan caídas adicionales de presión en el sistema de producción.

DESINCORPORACIÓN DE ACTIVO: consiste en el retiro de bienes registrados en el activo fijo, que por diversas razones se determina no serán usados en el futuro en las operaciones de la empresa.

DISCIPLINA ORGANIZACIONAL: se define como el conjunto de acciones tendiente a lograr la aplicación de un código de conductas con el objetivo de lograr

acatamiento del código de conducta de una empresa por parte de sus colaboradores.

ESTADO MECÁNICO: el estado mecánico es definido como la estructura geométrica del pozo y representada gráficamente cada una de las diferentes etapas de perforación y completamiento. Este es realizado una vez concluido en análisis de datos obtenidos.

ESTANDARIZACIÓN: es la creación de normas o estándares ajustados y adaptados, que establecen las características comunes con las que se deben cumplir los objetivos comunes dentro de una compañía.

GESTIÓN INTEGRAL: es el conjunto de actividades que interrelacionadas a través de acciones específicas, permiten definir e implementar los lineamientos generales y de operación de una compañía, con el fin de alcanzar los objetivos de acuerdo a estándares adoptados.

ÍNDICE DE INTERVENCIÓN: es un indicio o señal que expresa de manera numérica la cantidad de intervenciones acumuladas o recurrentes de un proceso.

INTERVENCIÓN A POZOS: mezcla de procedimientos de mantenimiento realizados en un pozo petrolero después de que se haya completado y ha comenzado la producción del yacimiento.

INTERVENCIÓN A POZO ESPECIAL: se refiere al nivel de criticidad alto por la evaluación de riesgos que se le realice al trabajo planeado a un pozo.

INYECCIÓN FORZADA: es la aplicación cuidadosa a altas presiones para forzar un fluido de tratamiento o lechada hacia el interior de una zona de tratamiento planificada.

LOOK BACK: el look back o retroalimentación se puede definir como los sucesos que marcaron eventos importantes y requieren de su atención, llevando un registro para su uso en operaciones posteriores.

MANEJO DE CAMBIO: es un proceso de evaluación y control de modificaciones al diseño de instalaciones, operación, organización, o actividades antes de la implementación, con la finalidad de asegurarse de que no se introducirán elementos que incrementen el riesgo y peligros para los colaboradores.

MAPA DE PROCESOS: es un diagrama de valor que representa, a manera de inventario gráfico, los procesos de una organización de forma interrelacionada.

MATRIZ DE RIESGO: es una herramienta de gestión que permite determinar objetivamente cuales son los riesgos relevantes para la seguridad y salud de los trabajadores que enfrenta una organización.

MODELO SISTEMÁTICO: es un proceso que se encuentra regido por una “serie de pasos”, los cuales siguen un orden determinado de ejecución, organizados de forma lógica, para el logro de un determinado fin u objetivo.

OPEX: se considera como el “gasto operativo” que indica el capital. Utilizado para mantener o mejorar los activos físicos de una compañía determinada.

POZO DISPOSAL: son pozos mediante los cuales se realiza la inyección de las aguas de producción a una formación profunda, diferente y aislada de la formación productora. Estos pozos sirven de canal para disponer las aguas en un acuífero confinado y garantiza que el fluido de inyección no entre en contacto con zonas de interés.

POZO INYECTOR: es el pozo en el que los fluidos se inyectan en vez de producirse, siendo el objetivo principal el mantener la presión del yacimiento. Dichos pozos pueden inyectar gas y agua.

POZO PRODUCTOR: es aquel pozo que posterior a su perforación y completamiento, permite extraer los fluidos de las formaciones o yacimiento objetivo.

PRODUCCIÓN DIFERIDA: es el volumen de crudo que por diversas razones no se produce de acuerdo al potencial esperado en un determinado momento. Cuanto se dejó de ganar respecto a lo que se tenía planeado.

PROGRAMA DE POZO: es un programa detallado donde se definen cada uno de los componentes a utilizar en el proyecto, variables a tener en cuenta, profundidades y formaciones objetivo, y finalmente el estimado económico que se tendrá para completar el proyecto.

REACONDICIONAMIENTO: son aquellas labores que se llevan a cabo para cambiar o transformar el estado de un pozo productor y es debido a la presencia de situaciones donde se ha generado un decrecimiento de la producción.

RECOBRO MEJORADO: es un método de recuperación de hidrocarburos mejorada, donde se usan técnicas sofisticadas que alteran las propiedades originales del petróleo.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: representa la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante el cual un fluido externo, como agua o gas, se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca con comunicación de fluidos a los pozos productores.

REUNIÓN PRE-SPUD: Reunión en donde se discute y socializa el plan de la intervención con el equipo de personas de ejecución en campo.

SARTA DE PRODUCCIÓN: es el ensamble principal de la tubería, a través del cual los fluidos del yacimiento viajan hasta superficie.

SISTEMA DE GESTIÓN: es un conjunto de reglas y principios relacionados entre sí de forma ordenada, para contribuir a la gestión de procesos generales o específicos de la compañía.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: representa cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido contenida en el pozo con el objetivo de iniciar y/o mejorar la producción.

SURVEY: es el conjunto de datos medido y registrado con referencia a un área en particular de la superficie sumada con estudios sísmicos.

UNIDAD RIGLESS: es un equipo o conjunto de instalaciones de apoyo que excluye el requisito de una plataforma sobre el pozo. Estos equipos representan las actividades con tubería enrollada y flexible, slickline y snubbing.

VALOR AGREGADO: es la característica extra que un producto o servicio que se ofrece, con el propósito de generar mayor valor dentro de la percepción del cliente.

YACIMIENTO: es el cuerpo de roca del subsuelo que contiene un grado de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

ABREVIATURAS

°F: Grados Fahrenheit.

10ACR: Informe de taponamiento y abandono, ante la ANH.

10CR: Informe sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial.

4CR: Intención de perforar pozos de desarrollo.

5CR: Informe quincenal.

6CR: Informe de terminación oficial.

7CR: Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial.

ABA: Trabajo De Abandono en Open wells.

AFE: Approval for Expenditure.

API: American Petroleum Institute.

CPDEP: Chevron Project Development and Execution Process.

CWOP: Completion Well on Paper.

DC&I: The Drilling, Completions and Interventions.

DPD: Departamento de Proceso y Desarrollo.

DWOP: Drill Well on Paper.

E&P: Exploración y Producción.

ECP: Ecopetrol S.A.

EDP: Ecopetrol S.A Desarrollo de Proyectos.

EGP: Ecopetrol Gestión de Producción.

e-WDP: Electronic Well Delivery Process.

EXP: Exploración.

FR: Factor de Recobro.

Ft: Pies.

GAA: Gestión de Activos con Asociadas.

GDI: Proceso de Gestión de la Información.

GHS: Gerencia de HSE de Ecopetrol S.A.

GITEP: Grupo de Información y Tecnología de Ecopetrol S.A.
GNN: Gerencia de Nuevos Negocios.
GOD: Gestión Oportunidades Desarrollo.
GPN: Gerencia de Perforación y Completamiento de Ecopetrol S.A.
HSE: Gestión de seguridad, salud y medio ambiente.
IDA: Intervenciones y Desincorporación de Activos.
KPI's: Key Performance Indicators.
MAWOP: Maximum Allowance Working Operating Pressure.
MEP: Mejora de Eficiencia en Producción.
MOC: Manejo Del Cambio
NPT: Tiempos No Productivos
OW: Open Wells
P&C: Perforación y Completamiento
PDSW: Project Delivery System for Wells
QA/QC: Quality Assurance / Quality Control
RASCI: Responsible, Accountable, Support, Consulted and Informed.
RDG: Evento de Rediseño de SLA en Open Wells.
RGA: Relación Gas/Aceite.
Rsi: Relación Gas-Aceite inicial.
RSPA: Revisión de Seguridad Previa al Arranque.
TST: Evento de Pruebas de Pozo en Open Wells.
TVDss: True Vertical Depth subsea
TWOP: Testing Well On Paper
VDP: Vicepresidencia de Producción y Desarrollo. De Ecopetrol S.A.
VEX: Vicepresidencia de Exploratorios de Ecopetrol S.A.
WDP: Well Delivery Process
WIDP: Well Intervention Delivery Process
WIP: Well Intervention Process.
WRK: Evento de Workover en Open Wells.
WSV: Evento de Servicio a pozo en Open Wells.

RESUMEN

TITULO: MODELO SISTEMÁTICO PARA EL GERENCIAMIENTO DE LAS OPERACIONES DE INTERVENCIÓN A POZOS*

AUTOR: OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA**

PALABRAS CLAVE: intervención a pozos, modelo sistemático, nivel de riesgo, planeación, bases de diseño, métricas.

DESCRIPCIÓN:

En el ciclo de vida de un pozo de hidrocarburos, los trabajos de intervención corresponden a una gran proporción en los costos de capital y operación de los activos. Por lo tanto, la eficiencia a nivel de tiempos y manejo de riesgos en estos trabajos depende significativamente de la forma sistemática como se maneje el ciclo de estos proyectos.

El enfoque de Ecopetrol S.A. en los últimos años para lograr la excelencia operacional en el elemento pozo del sistema de producción, está concentrado en la etapa de perforación y completamiento. Donde el proceso *Well Delivery Process WDP*, ha ganado una madurez de implementación y efectividad alto, demostrándole a la organización que es posible estandarizar las operaciones a lo largo de los campos distribuidos en las diferentes regionales. Sin embargo, basados en la información analizada se puede observar que, aunque la empresa ha avanzado en los últimos años en la búsqueda de estandarización de los procesos relacionados con intervención de pozos, aún falta una estructuración unificada para identificar aquellas intervenciones especiales que por su grado de riesgo deben seguir un proceso riguroso de planeación, ejecución y cierre.

En este trabajo de tesis se diseñó y comenzó su fase de implementación un modelo sistemático para gerenciar los trabajos de intervención a pozos denominado *Well Intervention Process WIP*, con énfasis en aquellos trabajos de alta criticidad en su nivel de riesgo.

El modelo WIP inicia su implementación en el 2019 con intervenciones para el abandono, conversión y reacondicionamiento de pozos de alta complejidad. Durante la evaluación de sus métricas al 1Q 2020, se puede observar que el proceso está logrando los resultados en la mejora de los costos y tiempos globales de las operaciones de intervención a pozos integrando las variables críticas; planeación, logística, contratación, experiencia del personal, mantenimiento, evaluación de riesgos y retroalimentación de los trabajos.

*Trabajo de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director: Fernando Calvete. M.S.c.

ABSTRACT

TITLE: SYSTEMATIC MODEL FOR THE MANAGEMENT OF WELL INTERVENTION OPERATIONS*

AUTHOR: OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA**

KEYWORDS: well intervention, systematic model, risk level, planning, design bases., metrics.

DESCRIPTION:

In the life cycle of an oil and gas well, the intervention works correspond to a large proportion of the capital and operating costs of the assets. Therefore, the efficiency in terms of time and risk management in these works depends significantly on the systematic way in which the project cycle is managed.

The focus of Ecopetrol S.A. in the last years to achieve operational excellence in the well element of the production system is concentrated in the drilling and completion stage. Where the *Well Delivery Process WDP*, has gained a maturity of implementation and high effectiveness, demonstrating to the organization that it is possible to standardize operations throughout the fields distributed in the different regions. However, based on the information analyzed, it can be observed that, although the company has made progress in recent years in the standardization of processes related to well intervention, there is still a need for a unified structure to identify those special interventions that, because of their degree of risk, must follow a rigorous planning, implementation and close-lookback process.

In this thesis work, a systematic model to manage well intervention works called the *Well Intervention Process WIP* was designed and began its implementation phase, with emphasis on those works of high criticality in their risk level, defining the variables and metrics to be integrated to achieve an effective workflow.

The WIP model begins its implementation in 2019 with interventions for the plug and abandonment, conversion and integrity WO of highly complex wells. In the evaluation of 1Q 2020 metrics, can be observed that process is achieving the results to improve the overall costs and times of well intervention operations by integrating critical variables; planning, logistics, contracting, crew experience, maintenance, risk assessment and works lookback.

*Degree Project

**Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Master in Oil and Gas Engineering. Director: Fernando Calvete. M.S.c.

INTRODUCCIÓN

Dentro del ciclo de vida de un pozo de hidrocarburos, comenzando desde la construcción hasta su abandono final, los trabajos de intervención corresponden a una gran proporción en los costos tanto operativos como de capital de los activos. Por lo tanto, la eficiencia a nivel económico y técnico en los trabajos depende significativamente de la forma sistemática como se maneje el ciclo de estos proyectos. Esto ha sido demostrado por las compañías de clase mundial tanto multinacionales como algunas operadoras que van a la vanguardia en los resultados de eficiencia, confiabilidad, integridad, seguridad y financieros.

Estas compañías de clase mundial como Shell, Exxon-Mobil, Chevron, Total entre otras han desarrollado procesos estándar para todas las operaciones de cada uno de los componentes del sistema de producción (yacimientos-pozos, facilidades-plantas, sistemas de exportación), basados en la definición en primera instancia de la forma en la que se trabaja dentro de las organizaciones para poder comenzar a medir y luego proceder a estandarizar para cada uno de sus campos y operaciones. De esta manera logran transformar exitosamente la forma en la que se trabaja y se optimizan las diferentes actividades de la cadena de operaciones de la exploración y producción de los campos.

Las actividades de intervención de pozos de petróleo y gas son de vital importancia para sostener la curva de producción en un campo maduro o en desarrollo, ya que en definitiva son el soporte de su contribución diaria a las metas del plan de negocios de la empresa operadora. Las operaciones de la empresa en estudio están distribuidas a lo largo de varias áreas geográficas del país con un número de proyectos de desarrollo crecientes. Esta situación está generando un alto volumen de los trabajos de intervención a pozos y por consecuencia de la cantidad de personal desde la planeación a la ejecución, lo que también lleva a realizar estas

intervenciones con programas de trabajo basados en la forma individual de trabajo de los planeadores de las operaciones de intervención a pozo y sin tomar en cuenta la criticidad del nivel de riesgo bajo factores como la integridad.

Debido a esta inexistencia de estandarización en los procesos de planeación, ejecución y retroalimentación de los trabajos de intervención a pozos, se pueden encontrar muchas oportunidades de mejora en los costos globales de estas operaciones. Variables críticas como; planeación, logística, contratación, experiencia del personal, mantenimiento, evaluación de riesgos, retroalimentación de los trabajos, no se manejan de forma sistemática e integrada, llevando a tiempos no productivos altos en factores como la logística y aseguramiento de herramientas y equipos y a las etapas de operación.

Adicionalmente la falta de la definición de métricas para las variables críticas anteriormente mencionadas, está llevando a las operaciones a una baja eficiencia de los trabajos de Intervención a Pozos generando altos tiempos de retorno de las inversiones y bajas relaciones de ganancias-inversión. Para esto es necesario lograr una clasificación de los trabajos de intervención a pozos, para asociarlos a las causas de los mismos.

La persistencia del panorama descrito puede conllevar a un aumento en el costo de producción del barril con un consecuente aumento o no cumplimiento de los presupuestos de Capex y Opex, lo cual hace que las operaciones de intervención a pozos se vuelvan altamente sensibles a la caída de los precios del petróleo y finalmente al disminuir la capacidad para solucionar los problemas en los pozos, esto lleve a una caída en la productividad de los campos, con su posible cierre por límite económico.

Una operación de intervención a pozos se debe analizar como un sistema integrado donde intervienen procesos, recursos y controles, orientados al logro de los objetivos y metas de la organización, bajo un modelo constante de mejoramiento continuo, para que las actividades de intervención a pozos productores optimicen el desempeño de sus procesos y para que ayuden a mantener la curva de producción que apalanca el desarrollo de los campos.

El proyecto busca estandarizar la forma en que se gerencian los trabajos de intervención a pozos con énfasis en aquellos de alta criticidad en su nivel de riesgo y definir y analizar las variables que deben integrarse para lograr un modelo sistemático en las operaciones de Ecopetrol S.A.

Con los resultados de este proceso se busca mejorar los costos globales de las operaciones de intervención a pozos integrando las variables críticas; planeación, logística, contratación, experiencia del personal, mantenimiento, evaluación de riesgos, retroalimentación de los trabajos, llevando a la disminución de tiempos no productivos.

Adicionalmente con la generación de la estandarización de los trabajos en pozo y las métricas para las variables críticas anteriormente mencionadas, se puede llevar a las operaciones a una mejora en la eficiencia de los trabajos de intervención a pozos generando mejores tiempos de retorno de las inversiones y altas relaciones de ganancias-inversión. Y por último con un modelo sistemático de gestión por procesos; para la planeación, ejecución y retroalimentación de los trabajos a pozo, aumentará la eficiencia y confiabilidad en los equipos y sistemas de intervención de pozos, mejorando el nivel de riesgos HSE y operacionales

1. DIAGNÓSTICO DE LOS PROCEDIMIENTOS UTILIZADOS ACTUALMENTE EN LOS PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZOS

Las actividades de intervención de pozos de petróleo y gas son de vital importancia para sostener la curva de producción en un campo maduro o en desarrollo, ya que en definitiva son el soporte de su contribución diaria a las metas del plan de negocios de la empresa operadora.

1.1 GESTIÓN DE LAS OPERACIONES EN POZOS DE ECOPETROL

Actualmente las operaciones de intervención a pozos, se realizan con programas de trabajo de baja calidad debido al volumen de compromisos de los planeadores de las operaciones de intervención a pozo, que en aras de presentar un programa a tiempo previo a la entrada del equipo de Workover o unidad Rigless a un pozo productor, sacrifican la calidad de los programas y esto definitivamente impacta el desarrollo de las operaciones en sus costos y en el tiempo de intervención; estos imprevistos hacen que aumente el costo de extracción por barril lo que afecta directamente el flujo de caja de la empresa y el valor de las reservas de hidrocarburos del Campo, es por esta razón que estas intervenciones vistas como un verdadero proyecto gerencial en un activo petrolero, se convierte en tema de estudio.

Es necesario tener en cuenta la situación actual de las operaciones de Intervención a pozos y su impacto en la economía de los Campos, donde se analizan dentro de varios factores, las repercusiones en las operaciones de los pozos productores a partir de la entrada en vigor de la inyección de agua en muchos campos para la mejora en el sistema de recuperación secundaria, las deficiencias en el manejo de la información por parte de los planeadores de los programas de pozo y el flujo de trabajo actual que no permite el buen desarrollo de las actividades en pozo y sobre

todo en aquellas donde los riesgos técnicos por la intervención debido a condiciones de integridad elevan la criticidad de los trabajos.

El aumento de las actividades de perforación en los últimos años debido al repunte del precio del petróleo en los mercados internacionales, ha originado que se intensifiquen las actividades de completamiento e intervención de pozos productores e inyectores que sostengan las curvas de producción, esto sumado a los desafíos de los campos, genera que actualmente se tengan altos índices de intervención de pozos con equipos de Workover y unidades Rigless originados por un aumento en el índice de fallas de equipos de subsuelo o sistemas de levantamiento artificial y una necesidad de mejorar la capacidad de flujo de los pozos.

1.2 DEFICIENCIAS EN EL CICLO DE LOS TRABAJOS DE INTERVENCIÓN A POZOS

Las operaciones de intervención a pozos en los campos de Ecopetrol S.A presentan los siguientes problemas:

- Programas de intervención a pozos con poca información relevante de la historia del pozo.
- Se utilizan programas de pozos anteriores sin hacer un verdadero análisis de los requerimientos de la operación actual.
- Bajo seguimiento a la falla recurrente en los pozos, por lo tanto, se ingresa un equipo de Intervención a un pozo sin analizar la verdadera causa de las fallas y su análisis de riesgos, lo que genera sobre costos ya que las intervenciones que se realizan son de baja calidad y los pozos nuevamente

presentan falla en un periodo de tiempo muy corto, generando un Índice de intervención alto para los campos.

- No se lleva un historial de las lecciones aprendidas y de las recomendaciones de mejora de las operaciones de Intervención a pozos, es decir, no se tiene una trazabilidad de la información histórica de las intervenciones que generen un aprendizaje continuo que mejore la información previa a cada intervención.
- Los costos programados se desvían y están por debajo en porcentajes que superan el 50% de los costos reales ejecutados en los pozos. Así mismo los tiempos programados también se desvían y están por debajo de los tiempos reales ejecutados en los pozos, lo que demuestra la falta de un análisis detallado de las actividades y su factibilidad previa a la realización del programa de trabajo para una intervención de pozo.

1.3 ORGANIZACIÓN ACTUAL DE LAS ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN A POZOS

El Departamento de producción de los campos, está constituido por la Coordinación de Producción y el equipo de Ingeniería quien elabora los programas de intervención para los pozos de producción de la operación básica (OPEX) y la Coordinación de Subsuelo que, en últimas es el ente que ejecuta las actividades de intervención de los pozos (Figura 1).

Figura 1. Metodología actual de trabajos de Workover.



Fuente: CASTELLANOS GARCIA, D. F., Leon Pallares, E., & Calvete Gonzalez, F. Estudio Integral Para la Evaluación Técnico-Económica de Las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos en el Campo Casabe. Bucaramanga, 2014, p. 20.

En la actualidad y debido al gran volumen de trabajo que manejan las diferentes vicepresidencias regionales con sus diferentes campos, los programas de intervención a pozos no tienen la calidad suficiente que permita adelantar un trabajo eficaz debido a la poca información que se registra en ellos, es por esta razón que surge la necesidad de crear un modelo sistemático para el gerenciamiento de las operaciones de intervención a pozos.

Actualmente las operaciones de intervención de pozos son realizadas sin realizar una categorización basada en el nivel de riesgo que permita identificar las intervenciones “especiales” de pozos de gas y/o petróleo, (sean pozos productores, pozos de inyección de fluidos, inyectores de agua para recobro secundario o “disposal”) de Ecopetrol S.A, en el territorio nacional; de forma segura, eficiente y económica; garantizando que las actividades a ejecutar cumplan con los lineamientos fundamentales para proteger la vida de las personas y el entorno, con los más altos estándares de seguridad y salud en el trabajo y así lograr el compromiso colectivo en HSE de “Cero es posible”.

1.4 ESTRATEGIA INSTITUCIONAL DE ECOPETROL S.A., PARA EL MANEJO DE LOS PROCESOS

Dentro de la orientación estratégica de la empresa en Gestión Integral, se estructuró el proyecto GENOMA, el cual es un programa de gestión por procesos que busca asegurar los resultados de las diferentes actividades que se desarrollan en la empresa, dentro del marco de la disciplina organizacional promoviendo estandarizar todos los procesos en busca de la excelencia operacional.

Las razones que llevaron a la empresa a construir esta estrategia fueron las siguientes:

- Asegurar los resultados.
- Eliminar la frustración de las personas por trabajar mucho y sentir que contribuyen poco.
- Disminuir la falta de disciplina organizacional.
- Necesitar cada vez menos de planes de “choque”.
- Unificar ser una sola Ecopetrol S.A, ya que hacía falta una visión única.

Lo que buscaba GENOMA, era crear una cultura organizacional en donde la gestión por procesos sea integral, simple para facilitar el entendimiento, el acceso a la información, la forma de hacer las cosas y un estándar para que todos lo puedan hacer siempre de la misma manera.

De esta forma en los últimos 10 años la empresa comenzó a estructurar sus procesos para cada una de las secciones del negocio de exploración y producción y dentro de ellas las operaciones de intervención a pozos ha venido siendo uno de los objetivos.

1.5 PROCESO DE GESTIÓN EN LOS PROYECTOS DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS - WELL DELIVERY PROCESS (WDP)

Para la industria petrolera las operaciones de perforación y completamiento son inevitables en la vida productiva de los campos. Dentro de los métodos que han sido probados por algunas compañías de clase mundial, en cuanto a la entrega y gestión de pozos se encuentra el proceso de gestión en los proyectos de construcción de pozos - Well Delivery Process (WDP) y Ecopetrol S.A. es un ejemplo de ellas. 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 el valor agregado y rendimiento, al tiempo que se redujeron costos.

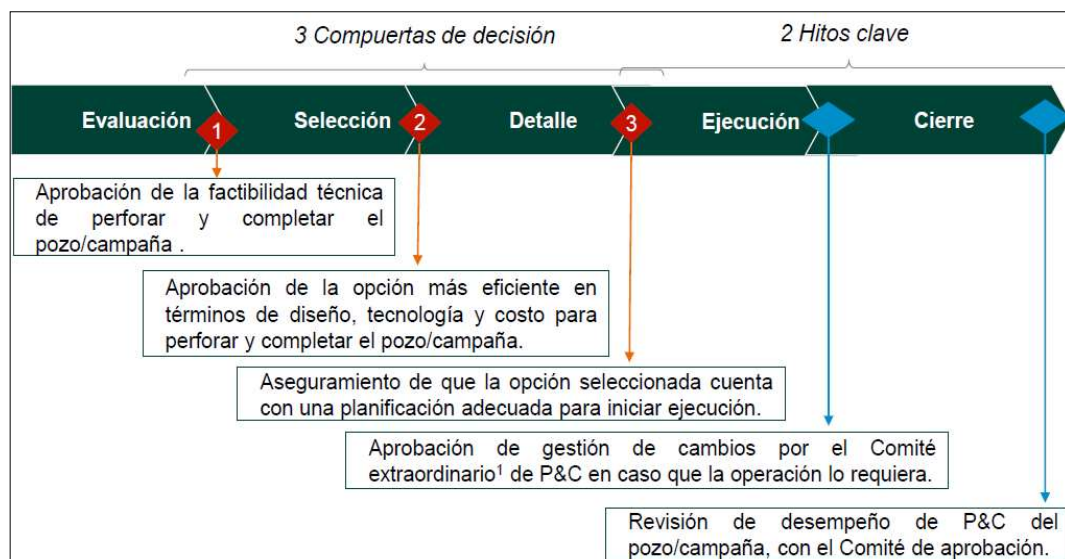
El proceso de entrega de pozos es definido como el sistema y/o conjunto de actividades a lo largo de un proceso de perforación y completamiento para su correcta planificación, ejecución, cierre y finalización de un pozo o una campaña de pozos. Este sistema de gestión de pozos se encarga de definir las políticas, procedimientos, normas técnicas aplicables a la perforación, completamientos, y pruebas de pozo.

Por lo tanto, el proceso de entrega y sistema de gestión del Well Delivery Process (WDP), reúne las mejores prácticas del grupo de perforación y completamiento, aportes de expertos con extensa trayectoria a nivel internacional y técnicas mejoradas para la creación de planes de ejecución, políticas, procedimientos confiables, gestión de riesgos y de medio ambiente, enfoques técnicos con objetivos específicos, estimación de tiempo y costo. Esto permite dar un valor agregado a las inversiones de capital (CAPEX) que son realizadas por los proyectos de desarrollo en las diferentes áreas operacionales.

1.5.1 Empresas que desarrollan procesos de gestión en la construcción de pozos. Actualmente, en la industria petrolera, no se cuenta con un proceso de estandarización para actividades de intervención a pozos por cada compañía y este es el caso de Ecopetrol S.A. Pero existen algunas compañías que si lo han implementado para las etapas de construcción de pozos y han demostrado la efectividad del proceso. Dentro de ese selectivo grupo de empresas que desarrollan procesos como el WDP se encuentran ADCO que desarrolla el e-WDP, TALISMAN D&C que desarrolla el PDSW, CHEVRON que desarrolla el CPDEP, EQUION que desarrolla DC&I y por último ECOPETROL S.A quien ha desarrollado un proceso de WDP.

1.5.2 WDP en Ecopetrol S.A El proceso de WDP (Well Delivery Process) para Ecopetrol S.A consta de 5 fases. La progresión de las fases pasa por la aprobación de tres compuertas de decisión y el cumplimiento de dos hitos clave.

Figura 2. Fases WDP.



Fuente: PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL DE ECOPETROL S.A. Libro de Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. Ecopetrol S.A., 2018. p.10.

Al finalizar cada fase se realiza la Compuerta de Decisión donde, el Comité de Perforación y Completamiento evalúa el estatus del pozo y aprueba o desaprueba la continuación del mismo a la siguiente fase del WDP.

- **Evaluación:** Allí se espera la aprobación de la factibilidad técnica de perforar y completar el pozo/campaña.
- **Selección:** Dentro de la selección se busca la aprobación de la opción más eficiente en términos de diseño, tecnología y costo para perforar y completar el pozo/campaña.
- **Detalle:** En esta fase se asegura de que la opción seleccionada cuenta con la planificación adecuada para iniciar la ejecución.
- **Ejecución:** Una vez se pase a la fase de ejecución se espera la aprobación de gestión de cambios por el comité extraordinario de P&C en caso que la operación lo requiera.
- **Cierre:** Para el cierre se busca una revisión de desempeño de P&C del pozo/campaña con el comité de aprobación.

1.5.3 Objetivos del proceso. Para la compañía el objetivo global del WDP es asegurar que, un pozo o grupo de pozos se planee y ejecute de la forma más rentable posible garantizando a su vez un diseño óptimo y estándares de entorno y HSE. Este objetivo global, la compañía lo logra mediante seis palancas clave:

- **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 S.A. El WDP es el *modelo único* para todos los pozos de Perforación y Completamiento “*onshore*” y “*offshore*”, exploratorios y de desarrollo.
- **Relevancia:** Siendo el WDP un proceso *core* del 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, 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.

1.5.4 Alcance del proceso. El proceso WDP para Ecopetrol S.A., es aplicado para el desarrollo de todos los proyectos pertenecientes a la gerencia general de perforación y completamiento "*onshore*", "*offshore*" y cualquier pozo que este bajo operación de Ecopetrol S.A, como lo son: pozos exploratorios, pozos de desarrollo, pozos de estudio, pozos estratigráficos, pozos inyectores, "*re-entry*", "*side tracks*", pozos laterales, pozos de reemplazo, pozos de agua, pozos de alivio, abandono de pozos exploratorios, y en general cualquier tipo de pozo a ser operado por Ecopetrol S.A.

1.5.5 Gestión de cambios. Durante el desarrollo de las fases de Planeación y Ejecución del proceso pueden presentarse cambios tales como:

- **Cambios menores:** En fase de Planeación son aquellos que no modifican el hito de entrega final de la campaña o el estimado de costos en más de un 5%.

En fase de Ejecución los cambios menores son aquellos que conllevan a modificaciones/variaciones del programa de perforación y/o completamiento aprobado.

- **Cambios In Situ:** Son aquellos inherentes a las operaciones de perforación y/o completamiento derivados de la materialización de un riesgo en ejecución
- **Cambios mayores:** Corresponden a los que tienen impacto directo en los objetivos, desplazan el hito de entrega del pozo/campaña, incrementan el costo del pozo/campaña en más de un 5% o comprometen la integridad del pozo.
- Los cambios in-situ y mayores deben ser documentados y formalizados ante el Proyecto/VEX, mediante un manejo de cambio o control de acuerdo al *Procedimiento para Cambios en Proyectos*.
- **Manejo del cambio:** En ejecución es el escenario en el que el pozo/campaña tiene recursos-ahorros suficientes para costear el cambio o cuando se requiere activar el protocolo de contingencias debido a la materialización de un riesgo identificado en la etapa de planeación. Este evento no desplaza el hito final de entrega del pozo/campaña.
- **Control de cambio:** Escenario en el que el pozo/campaña tiene que solicitar recursos adicionales al Comité de Inversión al no tener saldo suficiente/disponible de la contingencia. Dependiendo del impacto en tiempo y costos, también deberá realizar un nuevo análisis de rentabilidad. Este evento desplaza el hito final de entrega del pozo/campaña.

1.5.6 Equivalencia organizacional. Aquí se define la equivalencia de roles del personal que participa en el WDP, de acuerdo con los tipos de proyectos que se desarrollan en la gerencia. La equivalencia de cargos debe ser tenida en cuenta para validar los responsables de cada actividad a lo largo del proceso como se observa en la Figura 4.

Figura 3. Matriz de estructura organizacional en el WDP.

ÁREA	CARGO GENÉRICO WDP	TIPO DE POZO		
		Desarrollo "Onshore"	Exploratorio "Offshore"	Exploratorio "Onshore"
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
Ing. Perforación / Completamiento	Gerente Subsuelo	Gerente de Yacimientos / Recobro	Gerente "Offshore" VEX	Gerente "Onshore" VEX
	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
Operaciones Perforación	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
Gerencia	Jefe Departamento Operaciones de Perforación	Jefe Departamento Operaciones de Perforación		Jefe Departamento Operaciones de Perforación
	Jefe P&C Regional	Jefe P&C Regional	Gerente Offshore P&C	Líder de Operaciones Perforación / Completamiento VEX.
	Gerente	Gerente P&C "Onshore"	Gerente P&C "Offshore"	Gerente P&C Exploración & Filiales
Gerente General P&C				

Fuente: PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL DE ECOPETROL S.A. Libro de Proceso *Well Delivery Process*. Versión 3.0. Ecopetrol S.A., 2018. p. 19.

1.5.7 KPI's (Key Performance Indicators). Bajo el marco del WDP se definieron los siguientes indicadores, con el fin de cuantificar los resultados en función de los objetivos de cada pozo/proyecto:

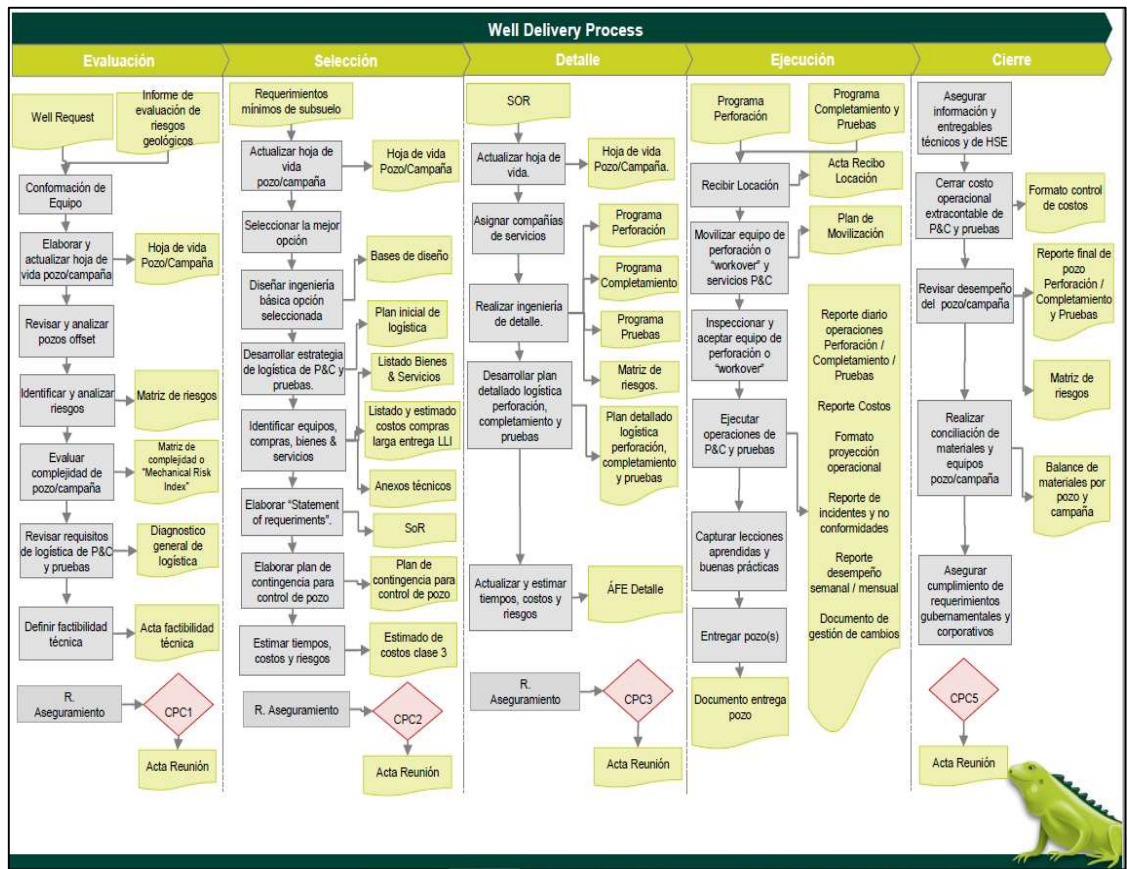
Figura 4. Indicaciones para establecer el WDP.

Eficiencia	Financiero
<ul style="list-style-type: none"> • COSTO POR PIE PERFORADO (Costo/FT) • COSTO POR POZO COMPLETADO 	<ul style="list-style-type: none"> • DESVIACIÓN EN COSTO PERFORACIÓN / COMPLETAMIENTO / PRUEBAS (Costo planeado VS Real)
Operativo	Integridad
<ul style="list-style-type: none"> • TIEMPO NO PRODUCTIVO (%NPT) • DESVIACIÓN EN TIEMPO (Días planeados VS Real días ejecutados) 	<ul style="list-style-type: none"> • ENTREGA DE POZO SIN LIMITANTES OPERACIONALES SEGUN REQUERIMIENTOS DE SOR

Fuente: PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL DE ECOPETROL S.A. Libro de Proceso *Well Delivery Process*. Versión 3.0. Ecopetrol S.A., 2018. p. 20.

1.5.8 Guía del proceso WDP. A continuación, se presenta de forma detallada cada fase estipulada dentro del WDP para optimizar y alcanzar el éxito en el proceso. Se tienen en cuenta desde los datos de entrada (INPUTS), actividades críticas, áreas responsables, área de decisión, hasta entregables finales (OUTPUTS), entre otros.

Figura 5. Guía global del WDP.

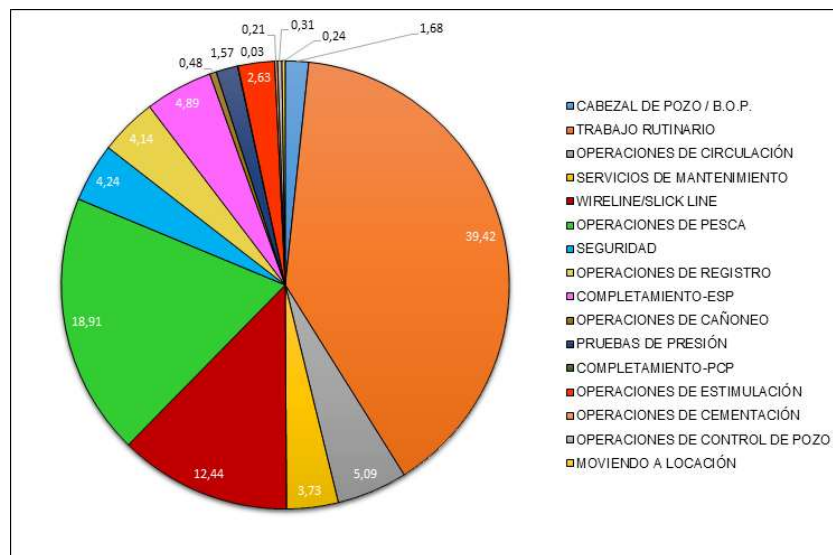


Fuente: PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL DE ECOPETROL S.A. Libro de Proceso *Well Delivery Process*. Versión 3.0. Ecopetrol S.A., 2018. p. 22.

1.6 DIAGNÓSTICO FINAL DEL PROCESO DE INTERVENCIÓN DE POZOS EN ECOPETROL S.A.

El enfoque actual para lograr la excelencia operacional en el elemento Pozos del sistema de producción, está concentrado en la etapa de construcción (perforación y completamiento). Donde el proceso WDP ya ha ganado una madurez de implementación y efectividad alto demostrándole a la organización que si es posible estandarizar las operaciones a lo largo de todos los campos del país distribuidos en las diferentes Vicepresidencias Regionales. Sin embargo, cuando se analizan las estadísticas de problemas asociados a tiempos no productivos en las operaciones de intervención a pozos a lo largo de una muestra representativa de los campos más importantes de las Vicepresidencias Regionales observadas en la Gráfica 1, se puede encontrar aún una brecha que no ha permitido optimizar estas operaciones y manejar los niveles de riesgo críticos, debido a que aún cada Departamento sigue trabajando de una forma independiente y con un flujo de trabajo diferente cada una.

Gráfica 1. Problemas asociados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campos de Ecopetrol S.A.



Los problemas asociados a la baja estandarización y fallas en la planeación de las actividades de intervención a pozo, originan tiempos no productivos en la etapa de producción de los pozos en los campos más importantes de Ecopetrol S.A. equivalentes a aproximadamente 343 días por campo en promedio en un periodo de evaluación de 10 años.

Los trabajos que más generaron tiempos no productivos en estos campos entre 2009 y 2019, son aquellos asociados a intervenciones alto nivel de riesgo sumando un total de 135 días por campo.

Basados en la información recopilada y analizada se puede observar que, aunque Ecopetrol S.A. ha avanzado en los últimos años en la búsqueda de estandarización de los procesos relacionados con los trabajos en pozos, aún falta una definición y estructuración unificada para identificar aquellas intervenciones especiales que por su grado de riesgo deben seguir un proceso riguroso de planeación, ejecución y retroalimentación.

2. CLASIFICACIÓN DE LOS TRABAJOS DE INTERVENCIÓN A POZOS

El mantenimiento y reparación a pozos es uno de los temas más importantes a los que se enfrenta la industria petrolera debido a la diversificación de problemas que se presentan en los pozos productores de petróleo y gas o inyectores dependiendo de las características mismas del pozo, las propiedades de los fluidos que son producidos y las propiedades de la formación productora; estas características tienen mucha influencia en el tipo de problemáticas a los que se vea expuesto el pozo.

2.1 CONCEPTOS RELACIONADOS CON INTERVENCIÓN DE POZOS

2.1.1 Definiciones generales. El termino reparación, se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción con el objetivo de optimizar su recobro y alargar su vida productiva de manera técnica y económicamente viable y sostenible. En ese orden de ideas, la reparación de un pozo, es un proceso que se lleva a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo aplicando técnicas y estrategias de optimización y eficiencia operacional.

Definiciones de Intervención, Reacondicionamiento o Workover.

- “Una vez que un pozo ha sido terminado y ha producido durante un cierto tiempo, debe ser monitoreado, mantenido y, en muchos casos, modificado mecánicamente en respuesta a las condiciones cambiantes. Las reparaciones (reacondicionamientos), o las intervenciones, de pozos se llevan a cabo mediante la inserción de herramientas en los pozos para implementar acciones de mantenimiento o de remediación. Esta disciplina cubre varias tecnologías cuya complejidad varía desde bajar al pozo equipos básicos de control de tasas de producción o de presión operados con línea de acero hasta el reemplazo del equipo de terminación. Los términos importantes son, entre otros, acidificación, pesca, herramienta de extracción, inyección forzada, limpieza y servicios al pozo. Todas las definiciones que corresponden a esta disciplina han sido redactadas y revisadas por especialistas en operaciones de intervención y reparación de pozos, y muchas de ellas se complementan con ilustraciones de alta calidad.”

Fuente: Tomado de Oilfield Glossary Schlumberger en español.

- *“Son todas aquellas actividades realizadas a los pozos para mantener la producción, mejorar la recuperación de hidrocarburos, o cambiar los horizontes de producción aprovechando al máximo la energía propia del yacimiento.”* Tomada del Manual de terminación y mantenimiento de pozos

Fuente: Tomado de:

http://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf

- *“Reparación de Pozos: También conocido como rehabilitación, reacondicionamiento o workover se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su*

productividad. Las operaciones de reparación pueden incluir trabajos como la sustitución de tuberías de producción dañadas, disparar otro intervalo para poner en producción una zona más alta, acidificación por daño en el área cercana al pozo, taponamiento y abandono de una zona cercana al pozo, entre otras.”

Fuente: VILLALOBOS FUENTES, Fredy René. “Protocolo de reparación y mantenimiento de pozos aplicado en un caso típico de la provincia geológica Tampico-Misantla”. Tesis de ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016.

- *“A través de la vida productiva del pozo se presentan ciertas alteraciones en la productividad esperada debidas a factores de la formación, a características de los fluidos, al estado mecánico del pozo, etc., todo trabajo que se haga para corregir estas alteraciones con el objetivo de recuperar o mejorar la productividad se conoce como reacondicionamiento o mantenimiento de pozos (Workover).”*

Fuente: LEÓN QUINTANA, Camilo Andrés y BOHADA CORREA, Marlon Julio. Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivo. Tesis de ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de petróleos. 2009.

El mantenimiento o reparación de pozos busca la solución de problemas que se presentan en pozos de petróleo y gas, dependiendo de las condiciones mismas del pozo, propiedades de los fluidos producidos y las propiedades de las formaciones que son atravesadas por el pozo.

2.1.2 Selección de pozos candidatos. Para lograr este objetivo, deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (Tipo

de Formación, mecanismo de empuje, etc.). En la planeación no solo se debe considerar la escogencia con criterio de los pozos candidatos a intervenir sino los costos iniciales y la producción en la etapa fluvente y las condiciones del pozo a largo plazo que es donde entra la etapa de reparación del pozo, tomando en cuenta las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial que garanticen una explotación óptima acorde a los parámetros del yacimiento y su capacidad instalada.

Para la reparación de pozos, un factor diferente al mecánico que está asociado a reparaciones con equipos de servicio primarios o guayas, etc., y que afecta comúnmente a la producción, es el daño a la Formación (disminución de la permeabilidad) causado por el filtrado de lodo durante la perforación, terminación y más aún, al cañonear el intervalo productor y otros asociados a la naturaleza misma de los fluidos del yacimiento como son las precipitaciones de orgánicos e inorgánicos entre otros.. Por lo que esto ha llevado a tomar en cuenta los efectos perjudiciales que pueden ocasionar los diversos fluidos de control sobre las formaciones, debido a lo cual es necesario seleccionar cuidadosamente los fluidos utilizados durante las intervenciones.

La capacidad de analizar y diagnosticar correctamente o prevenir posibles intervenciones es muy importante en la industria ya que representa reducción en costos de operación, reduce la pérdida de producción y daño ambiental por alguna falla.

2.1.3 Causas de los trabajos en pozos. El presente trabajo, tiene presente la clasificación de las reparaciones de pozos (mayores y menores) y se centra en la reparación de las diferentes problemáticas inherentes a los pozos debido a que la problemática que se tiene por producción diferida, baja productividad, daño de instalaciones superficiales y daños ambientales repercuten fuertemente en el tipo de intervención a realizar así como las inversiones que conllevan cada una para el

logro del objetivo del desarrollo eficiente de la mejora en las oportunidades de desarrollo y su eficiente valor agregado en el incremento de la producción alargando su vida útil (Explotación sostenible y técnicamente viable y Rentable), por esto la necesidad de distinguir la naturaleza intrínseca en relación al tipo de intervención, que se agrupa en dos grandes niveles:

- Reparaciones Mayores (Reacondicionamientos o Workover)
- Reparaciones Menores (Well Services)

2.1.4 Importancia de la planeación en las intervenciones a pozos. Este tema es de suma importancia debido a que los costos asociados a la reparación de pozos requieren de una alta planificación de las actividades en este ramo a fin de evitar despilfarro de recursos y problemas de seguridad que pudiesen poner en riesgo a la misma.

El ciclo de vida de un yacimiento, es fundamental para abarcar y comprender los conceptos de los diferentes tipos de reparación y en especial la etapa de la planeación de las reparaciones, así como también tener claros los conceptos de ciclo de vida de los pozos y la clasificación de las reparaciones de pozos.

Una operación de Intervención a pozos en cualquier campo petrolero implica la gestión de recursos, el desarrollo de un programa particular, la evaluación constante de los costos y los tiempos, la atención y solución inmediata de cambios en la planeación y corrección de las desviaciones, y por último la evaluación del trabajo realizado y el registro de las lecciones aprendidas para el mejoramiento a futuro de este tipo de procesos. Es por esta razón, que una actividad de intervención de pozos es analizada en este trabajo como un proyecto que requiere una gestión integral y un gerenciamiento para el logro final de los objetivos.

2.2 ANÁLISIS DE CATEROGÍAS DE INTERVENCIÓN A POZOS EN LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A.

Para el reconocimiento de las actividades de intervención que se han realizado en los diferentes pozos representativos de los campos de Ecopetrol S.A en las diferentes Regionales, se tienen en cuenta datos de los últimos 10 años.

Para determinar qué actividades de intervención a pozo se realizaron dentro del periodo de tiempo mencionado se utilizó la base de datos de OpenWells de la empresa. En esta, fueron filtradas aquellas actividades de intervención bajo 3 categorías principales: *Wellservice (WSV)* y *Workover (WRK)* y Rediseño (RDG).

Lo anterior se realizó teniendo en cuenta aquellas actividades reportadas con tiempos no productivos para todos los pozos analizados. De igual forma, se determinó la frecuencia con la que, en el periodo de tiempo trabajado, ocurría cada una de las actividades de intervención a pozo ya filtradas.

Como se observa en la Tabla 1, se tiene cada una de las operaciones realizadas en estos años y el porcentaje a que corresponde cada una de ellas siendo el 100% el total de actividades que fueron realizadas a los pozos de los diferentes campos representativos de las Vicepresidencias Regionales de Ecopetrol S.A.

Tabla 1. Actividades de intervención a pozo campos de Ecopetrol S.A. (2009-2019).

NOMBRE DEL EVENTO	SIGLAS DEL EVENTO	ACTIVIDAD	FRECUENCIA (%)
REDISEÑO	RDG	CAMBIO DE DISEÑO SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	0.57
		CONVERTIR A BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	0.57
		CONVERTIR A INYECTOR	3.98
SERVICIO POZO	WSV	ELECTRICAL FAILURE	1.70
		EVALUACIÓN DE ZONAS	1.14
		MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	10.23
		MANTENIMIENTO DE EQUIPO DE BOMBEO MECÁNICO (BM)	0.57
		MANTENIMIENTO DE SARTA DE INYECCIÓN	1.70
		MANTENIMIENTO DE SARTA DE VARILLAS	2.84
WORKOVER	WRK	AISLAMIENTO DE ZONAS	1.70
		CAÑONEO	17.05
		ESTIMULACIÓN	39.77
		PESCA	15.91
		RE-RECAÑONEO	0.57
		RETIRAR SARTA RECUPERABLE	1.14
		TRABAJO DE CEMENTACIÓN	0.57

Las siglas de los eventos anteriormente nombrados son utilizadas por Ecopetrol S.A. según base OpenWells

2.3 CLASIFICACIÓN FINAL DE INTERVENCIÓN DE POZOS

El mantenimiento y la reparación son actividades relevantes en el ciclo de vida de un pozo sea este productor, inyector o “disposal”.

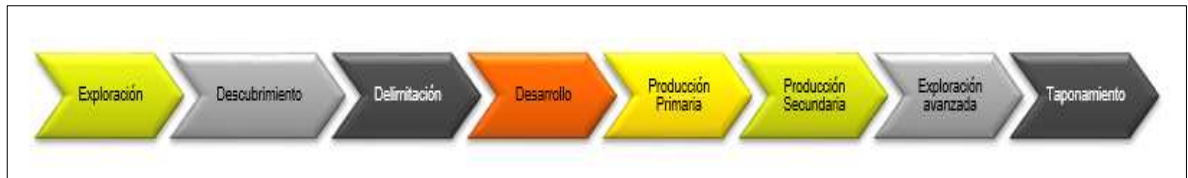
2.3.1 Definición final de intervención a pozos. Con el termino intervención, en este trabajo referimos cualquier operación realizada en un pozo productor, inyector o “disposal”, posterior a la perforación, terminación y completamiento inicial; con el fin de mantener, restaurar, mejorar su producción o inyección; restablecer la integridad del pozo y abandonar temporal o definitivamente un pozo; de manera técnica, económicamente viable y ambientalmente sostenible.

Dentro de la planeación de la intervención se deben considerar aspectos como: criterios y selección de pozos candidatos a ser intervenidos; integridad del pozo, técnicas y equipos requeridos; costos de la intervención; producción en la etapa siguiente, evaluación de riesgos de las operaciones y condiciones del pozo a largo plazo.

La capacidad de analizar y diagnosticar correctamente o prevenir posibles intervenciones es muy importante en la industria ya que representa reducción en costos de operación, reduce la perdida de producción y daño ambiental por alguna falta de integridad.

El ciclo de vida de un yacimiento mostrado en la Figura 7, es fundamental para abarcar y comprender los conceptos de los diferentes tipos de reparación y en especial la etapa de la planeación de las reparaciones, así como también tener claros los conceptos de ciclo de vida de los pozos presentado en la Figura 8, y la clasificación de las intervenciones a pozos de la Figura 9.

Figura 6. Ciclo de vida de un yacimiento.



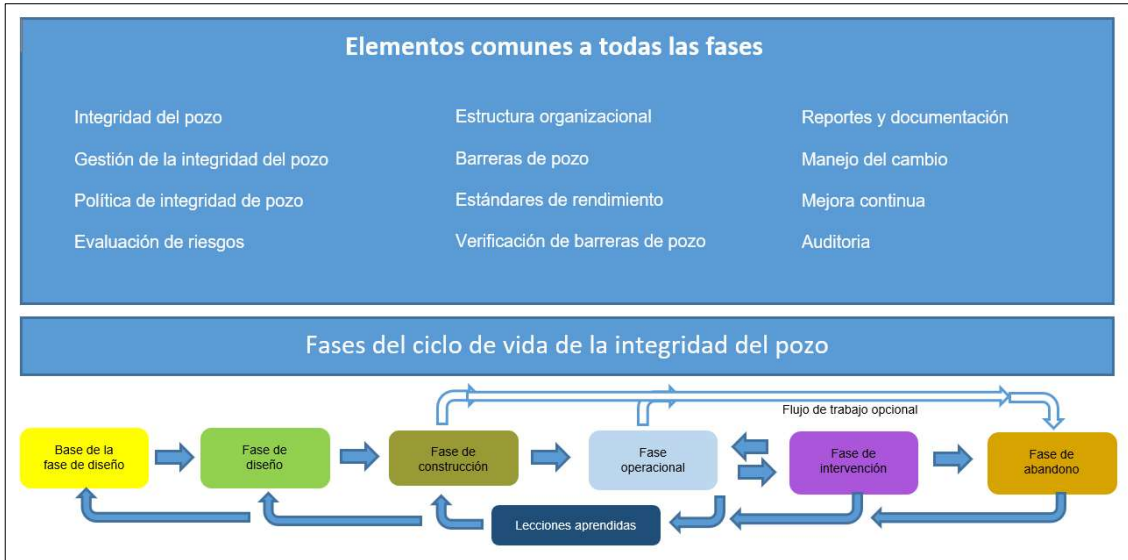
Fuente: MEJIA AMAYA, C. F., & HERNANDEZ TREJOS. Evaluación de Los Problemas en Operaciones de Wellservice, Workover, Perforación e Incorporación de Nuevas Tecnologías a las Condiciones Operativas del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2014, p. 58.

Figura 7. Ciclo de vida de un pozo.



Fuente: MEJIA AMAYA, C. F., & HERNANDEZ TREJOS. Evaluación de Los Problemas en Operaciones de Wellservice, Workover, Perforación e Incorporación de Nuevas Tecnologías a las Condiciones Operativas del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2014, p. 59.

Figura 8. Ciclo de vida de un yacimiento y ciclo de vida de los pozos.



Fuente: ISO Releases 16530-1. Petroleum and natural gas industries — Well integrity. Part 1 - Life Cycle Governance. First Edition 2017-03. 123 p.

2.3.2 Clasificación final de las intervenciones de pozos.

Tabla 2. Clasificación de las intervenciones de pozos - Servicio a Pozo.

WELL SERVICE O SERVICIO A POZO	
Intervención	Actividad y Objetivo
Pulling & Running de Sistemas de Producción e Inyección de Subsuelo.	Corresponde a las actividades de instalación, desinstalación, cambios y reparaciones en sistemas de extracción, en flujo natural o con sistemas de levantamiento artificial y sartas de inyección de fluidos; que buscan mantener la condición operativa de sistema de producción o inyección.

Tabla 2. (Continuación)

WELL SERVICE O SERVICIO A POZO	
Intervención	Actividad y Objetivo
Registros y Pruebas de pozo. (Well Logging & Well Testing).	Son las actividades requeridas para gestionar la ejecución de los servicios a pozos, cuyo objetivo es obtener información de las condiciones del subsuelo y los pozos, tales como registros eléctricos, pruebas de presión, gradientes de presión y temperatura, pruebas de productividad de pozos. Estas actividades son realizadas con diferentes equipos y herramientas, entre otras, unidades de cable eléctrico (e-line), unidades de cable delgado (slick líne), sensores de presión y temperatura (memory gauge); tanto memorizadas como con captura de información en tiempo real.
Limpieza.	Son las actividades que incluyen limpiezas de arena, lavado de componentes de los Sistemas de Levantamiento Artificial, limpieza interna de sarta de producción o inyección, intervenciones que pueden ser realizadas mediante el uso de equipos de reacondicionamiento, Flush By o unidades de tubería continua, unidades de limpieza de pozos, Coiled Tubing. Busca realizar la limpieza de la cara de los perforados, el fondo del pozo o los sistemas de producción o inyección.

Tabla 3. Clasificación de las intervenciones de pozos. Reacondicionamiento de pozos.

WORKOVER O REACONDICIONAMIENTO	
Intervención	Actividad y Objetivo
Estimulación, optimización de pozo. (Well Stimulation, Well Optimization).	Son las actividades requeridas y cuyo objetivo es restablecer o mejorar la productividad o inyectividad de los pozos, mediante una técnica de estimulación como el fracturamiento hidráulico, la estimulación química por desplazamiento de tratamientos orgánicos o ácidos para la remoción o prevención de daño de formación, así como los demás métodos para mejorar el índice de productividad de los pozos.
Reacondicionamiento y reparación de pozos	Son las actividades requeridas para reacondicionamiento y reparación de pozos, cuyo propósito es modificar o corregir el estado mecánico de los pozos, como re completamientos mediante re cañoneo de zonas o cañoneos adicionales, aislamiento de zonas, reparación de daños en el revestimiento, pescas de sartas de producción, de inyección o de trabajo, abandono de zonas o pozos y en general todo tipo de trabajos que modifican el estado mecánico del pozo.
Abandono de Pozos	Aunque propiamente no es una reparación, es una intervención muy importante que implica un costo considerable, la recuperación de materiales como las secciones de cabezal, tuberías de producción, equipos de subsuelo y de superficie y tiene repercusiones contables y legales de especial atención.

Tabla 3. (Continuación)

WORKOVER O REACONDICIONAMIENTO	
Intervención	Actividad y Objetivo
Inducción	Son las operaciones para establecer o restablecer la producción de pozos, abatidos por motivos de presión hidrostática superior a la presión de yacimiento, se logra mediante el empleo de dispositivos mecánicos o por el desplazamiento de fluidos ligeros, de tal manera de modificar las condiciones estáticas del pozo y convertirlas en favorables para el flujo.

2.3.3 Causas finales de las intervenciones – Etapa de diagnóstico.

Determinar el problema u oportunidad del pozo o sistema de pozos es vital, y es tarea de procesos de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción como EGP, MEP y GOD, quienes identifican la situación y plantean recomendaciones y optimizaciones del pozo. Para lograr este objetivo es necesario analizar toda la información disponible incluyendo.

- Historia de producción Gasto, RGA, % Agua.
- Reservas. Producción acumulada.
- Intervalos explotados y por explotar.
- Análisis de los fluidos producidos PVT.
- Propensión a incrustaciones Orgánicas e inorgánicas.
- Presencia de sólidos.
- Curvas de variación de presión (Daño).
- Comportamiento de presión en el yacimiento.
- Registros Geofísicos de yacimiento.
- Registros de Producción.

Como se observa, el análisis del problema puede estar relacionado a un yacimiento, un área o un pozo. Después de efectuarse el estudio pueden presentarse algunas de las siguientes recomendaciones:

- Intervención (Restauración a su estado óptimo de explotación, Instalación de un sistema diferente de producción, Cambio de intervalo productor, etc.)
- Continuar produciendo hasta el límite económico.
- Técnicas de Recobro mejorado (Mantenimiento de presión, Inyección de Agua, Solventes o vapor).
- Conversión a otra finalidad o servicio (de productor a Inyector).
- Una combinación de las recomendaciones anteriores.
- Estimulación.
- Abandono.

3. VARIABLES CRÍTICAS EN EL MANEJO SISTEMÁTICO DE LAS OPERACIONES DE INTERVENCIÓN A POZOS

3.1 GESTION DE LOS PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZOS.

Dentro del ciclo de vida de un pozo de hidrocarburos comenzando desde la construcción hasta su abandono final, los trabajos de intervención corresponden a una gran proporción en los costos tanto operativos como de capital de los activos. Por lo tanto, la eficiencia a nivel económico y técnico en los trabajos, depende significativamente de la forma sistemática como se maneje el ciclo de estos proyectos. Esto ha sido demostrado por las compañías de clase mundial tanto multinacionales como algunas operadoras que van a la vanguardia en los resultados de eficiencia, confiabilidad, seguridad y financieros.

El propósito de este proceso de gestión consiste en proporcionar un enfoque coherente con varios niveles de prácticas para optimizar y mejorar la confiabilidad de los pozos de producción e inyección, en aras de maximizar el valor del activo. Este proceso se aplica a todos los pozos de producción e inyección, activos e inactivos, operados por la compañía. Cubre todos los equipos y las condiciones operativas asociadas a los pozos que están fluyendo como a los pozos de levantamiento artificial, desde el completamiento del pozo en la zona productora hasta el choque de producción. De esta manera el proceso define requerimientos y establece expectativas a nivel de los pozos bajo varios procedimientos:

3.1.1 Supervisión y monitoreo de pozos. Las actividades a desarrollar son el monitoreo de producción/inyección, el monitoreo de rutinas de mantenimiento para establecer condiciones del pozo y un plan de supervisión de los pozos.

3.1.2 Revisión y análisis de pozos. Se inicia el procedimiento con el aseguramiento de la producción, revisión anual de pozos, optimización del desempeño de los mismos, programa documentado del mantenimiento de la cabeza del pozo, análisis de la confiabilidad del pozo para lograr la producción base y el nivel de inyección y análisis de la optimización para lograr el nivel máximo de producción.

3.1.3 Administración de oportunidades de trabajos en pozos. Las actividades principales son la conformación de grupos de trabajo interdisciplinario, planeación y programación de trabajos de pozo, evaluación económica para garantizar el cumplimiento de las oportunidades, administración de recursos, uso de software para el modelamiento de los pozos, verificación de la alineación de las oportunidades con las metas del Plan de Negocios y aseguramiento de la disponibilidad de recursos apropiados para ejecutar los proyectos. Por último, la priorización de la oportunidad en la lista de los trabajos de pozo con base en criterios documentados incluyéndola en el Registro de Oportunidades del Negocio Base.

3.1.4 Retroalimentación de trabajos en pozo y lecciones aprendidas. Se inicia con la definición de la clasificación de Intervenciones a pozo realizada en el capítulo anterior; definición de métricas, retroalimentación (frecuencias y documentación), para 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.

Después de realizar un trabajo de análisis detallado en la gestión de los trabajos de intervención a pozos en varios campos de estudio elegidos a lo largo de todas las Vicepresidencias de producción regionales de Ecopetrol S.A. se han identificado las siguientes variables críticas que van a ser parte del modelo sistemático para el

gerenciamiento de las operaciones de intervención a pozos que se propone en este trabajo.

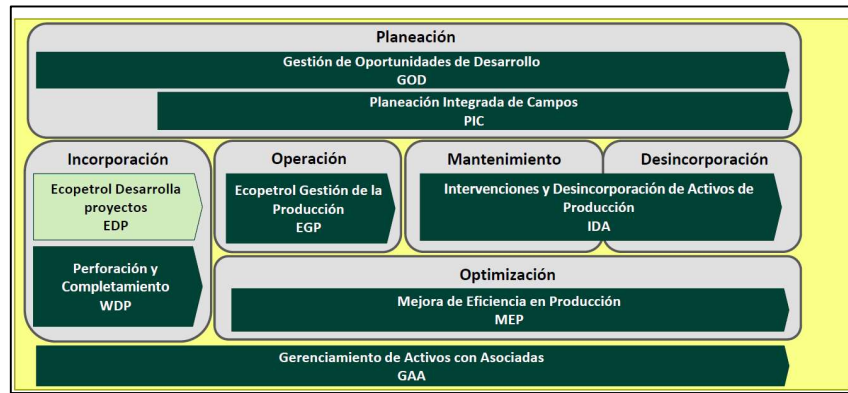
3.2 IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES DEL PROCESO DE INTERVENCIONES Y DESINCORPORACIÓN DE ACTIVOS DE PRODUCCIÓN - IDA

El proceso de Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción (IDA) provee un marco general de gestión, con el objetivo de conservar los activos en las condiciones apropiadas para su operación. Realizando así, las intervenciones requeridas a los activos, tanto en el subsuelo como en superficie, bajo los criterios de seguridad, integridad y confiabilidad, esto con el fin de lograr los objetivos del negocio, hasta realizar su adecuada desincorporación al final del ciclo de vida, para los activos que integran los campos en etapa de producción comercial donde Ecopetrol S.A es operador.

Dentro de este proceso está enmarcado el subproceso de intervención de pozos con tres subprocesos; Servicio a pozos, Reacondicionamiento de pozos y Abandono de pozos.

El mapa de procesos de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción se plantea desarrollando e Integrando un marco de gestión de activos de acuerdo con las mejores prácticas y estándares internacionales como la familia de normas ISO 55000.

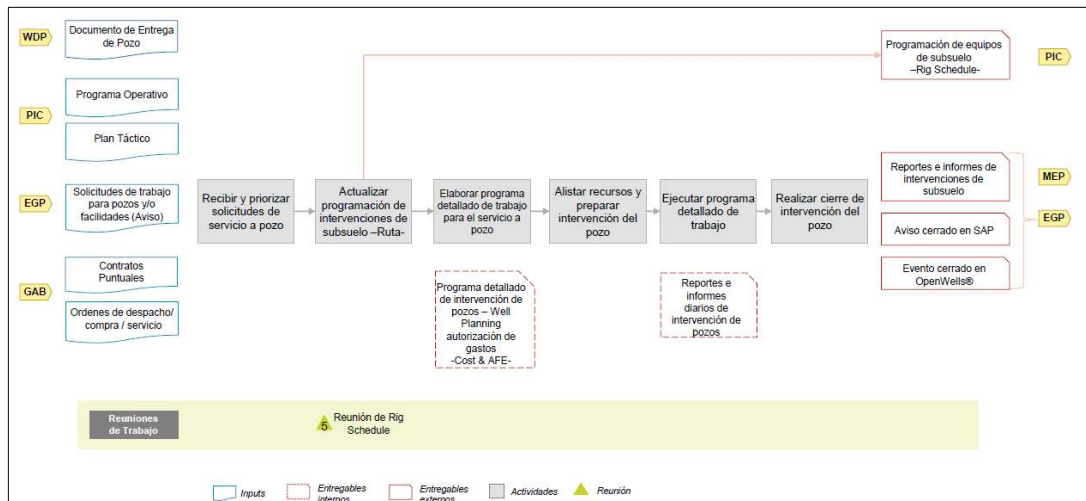
Figura 9. Procesos VDP ejecutando actividades claves para Gestión de Activos de Producción.



Fuente: ECOPETROL S. A. IDA, Libro de proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción. Versión 1.0. Bogotá. 2016. p. 4.

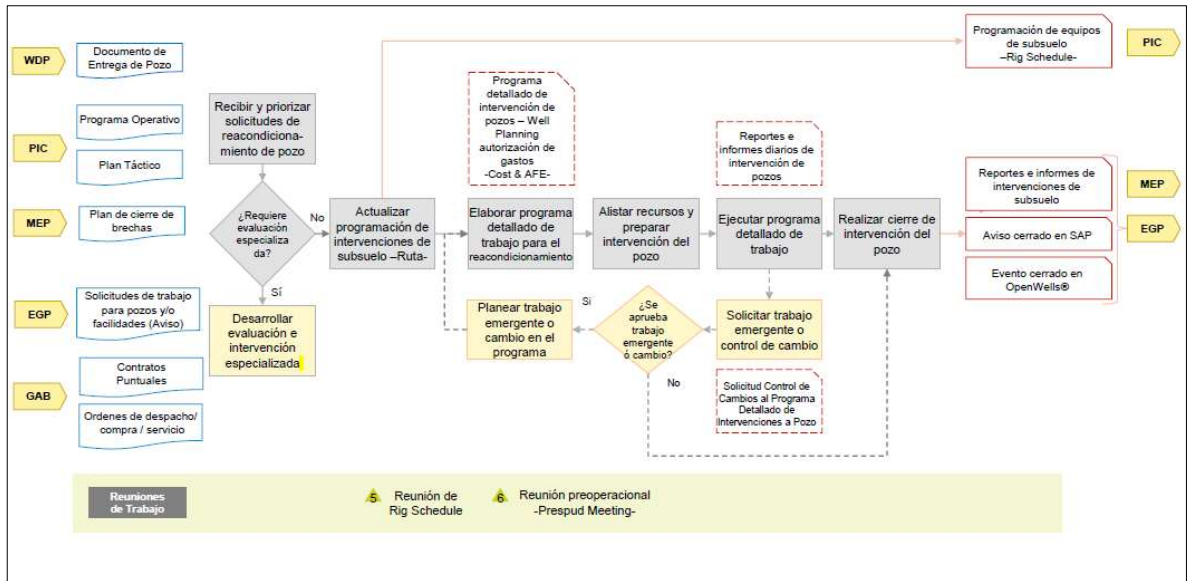
Dentro de este proceso existen dos subprocesos de los cuales se ha procedido a identificar las variables críticas para el modelo sistemático del gerenciamiento de las operaciones de intervención a pozos. El primero es el presentado en la Figura 11 y el segundo en la Figura 12.

Figura 10. Subproceso servicio a pozos – Flujoograma.



Fuente: ECOPETROL S. A. IDA, Libro de proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción. Versión 1.0. Bogotá. 2016. p. 80.

Figura 11. Subproceso reacondicionamiento de pozo - Flujoograma.



Fuente: ECOPETROL S. A. IDA, Libro de proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción. Versión 1.0. Bogotá. 2016. p. 89.

3.3 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION

Tabla 4. Variables críticas en la fase de planeación.

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
1	Solicitud y requerimientos de la intervención	Documento oficial que da inicio a la planeación. Contiene datos básicos relativos al/los pozos(s) y los requerimientos mínimos para la intervención solicitada; para que el equipo pueda elaborar un plan.
2	Matriz de complejidad de la intervención	Es el documento utilizado para cuantificar la complejidad de la intervención de pozo(s) de acuerdo a los riesgos, integridad, tipo de pozo, tipo de intervención, estado mecánico y otros factores.
3	Reunión de arranque	Se conforma un equipo para la planeación y/o 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.
4	Evaluación de integridad	Evalúa el estado mecánico actual y la condición de los elementos de las barreras primaria y secundaria; dando como resultado la valoración de los riesgos por integridad.
5	Selección de la mejor opción	Se identifican una serie de opciones factibles para la ejecución de la intervención, con la participación de áreas claves (completamiento, yacimientos, Ingeniería de subsuelo, producción, proyectos, etc.) donde se definen las opciones con sus ventajas y desventajas. Se revisan las opciones de equipos, herramientas, servicios; en esta actividad se realizan estimaciones de costos (probabilísticos) y riesgos de cada opción.

Tabla 4. (Continuación)

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
6	Bases de diseño	Documento que consolida los resultados de la ingeniería y que establece las bases para la ejecución. Se requieren bases de diseño para: Fluidos, Cementación remedial, Conectividad, Sistema de levantamiento y tubería de producción/Inyección, Estimulación, Suspensión & abandono y mostrar los resultados de la simulación de análisis de esfuerzos.
6	Listado de bienes y servicios	Este listado incluye especificaciones y cantidades de los ítems requeridos para la intervención. Se deberá socializar y gestionar los materiales y/o servicios en mención con abastecimiento, logística, proyectos para identificar los medios contractuales vigentes para asegurar que se tenga viabilidad contractual o en caso de requerir nuevas tecnologías, proveedores especializados o ajustes a algún contrato se deberán realizar los anexos técnicos.
7	Estimación de tiempos y costos	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 clase 3). Este estimado debería incluir contingencia.
8	Revisión de pares	En esta reunión se presenta el resultado de la evaluación y desarrollo del alcance técnico, a un

Tabla 4. (Continuación)

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
		grupo de pares, que serán seleccionados de acuerdo a su experiencia en el área y en Operaciones similares. Se dará un concepto técnico final con recomendaciones a ser implementadas.
9	Matriz de riesgos	Documento de control de gestión, donde se describen y califican los riesgos identificados. Esta matriz refleja la estrategia de mitigación y complementa el programa de intervención. Debe considerar plan de acción, contingencia o mitigación.
10	Programa de intervención	Documento que describe la ingeniería detallada de la intervención de pozo, listado de equipos, actividades y recursos necesarios. Las compañías contratistas previamente definidas entregan un programa detallado por cada línea de servicio.
11	Plan de gestión de riesgos	Aseguramiento en que las operaciones de intervención estén contenidas en el Plan de Respuesta a Emergencias del área en donde se va a ejecutar la intervención.
12	AFE de detalle	Documento que contiene los principales rubros de gasto de la intervención de pozo(s) por sus diferentes categorías, estimado Clase 2. De acuerdo a la definición de actividades y tiempos, se obtienen las cantidades definitivas de cada servicio, tarifas ajustadas a los contratos asignados.

Tabla 4. (Continuación)

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE PLANEACION		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
13	Forma 7 CR	Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial, radicado ante la ANH para asegurar que se obtienen los permisos necesarios para la intervención de manera oportuna.

3.4 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE EJECUCIÓN

Tabla 5. Variables críticas en la fase de ejecución.

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE EJECUCIÓN		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
1	Plan de movilización	Plan de movilización que debe ser socializado con las áreas de HSE, entorno, subsuelo, coordinadores de área y personal involucrado. Posterior a la aprobación de este plan, se ejecutan las actividades de movilización de los equipos de intervención.
2	Recepción de localización	Formato para validar que las condiciones de la locación y del cabezal de pozo están a conformidad. El líder de la ejecución de la intervención, se encarga de recibir el área para la ejecución de las actividades planeadas de intervención.
3	Reunión de pre-spud	Reunión en donde se discute y socializa el plan de la intervención con el equipo en campo.
4	Reporte diario de operaciones	Reportes diarios generados en OpenWells durante la ejecución (movilización e intervención) informando indicadores y actividades de HSE, avances, descripción de operaciones, registro de tiempos, costo asociado a servicios,

Tabla 5. (Continuación)

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE EJECUCIÓN		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
		Equipos, materiales, personal, etc. NPTs, características de las herramientas, entre otras.
5	Control de cambios	En caso de presentarse cambios durante la ejecución de la intervención, se gestionan y documentan los cambios menores, in-situ y mayores que se presenten durante la ejecución de las operaciones de intervención.
6	Entrega de pozo	Entregar el pozo formalmente a la Unidad de Negocio solicitante, Activo o proyecto y conjuntamente con el personal responsable del pozo, se realiza el arranque del pozo con la revisión de seguridad previa de arranque (RSPA) para que continúe a la etapa de puesta en producción del pozo.
7	Protocolo de arranque de pozo	Actividad que el equipo de intervenciones realiza junto con el activo y documenta el arranque del pozo intervenido. Se registran las condiciones y parámetros de arranque de acuerdo al sistema de levantamiento de pozo o mecanismo de producción.

3.5 VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE CIERRE

Tabla 6. Variables críticas en la fase de cierre.

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE CIERRE		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
1	Forma 10 CR / 10 ACR	Informe sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial o 10ACR Informe de taponamiento y abandono, ante la ANH; máximo quince (15) días después de finalizado el trabajo de intervención. Documento diligenciado y radicado.
2	Acta de entrega de localización	Una vez validadas que las condiciones de la locación están a conformidad, el equipo de intervenciones entrega la locación al área solicitante. Se elabora un documento a la entrega de la locación al área solicitante.
3	Informes finales de contratistas	Las compañías contratistas que participan en la ejecución deben generar un informe final que contenga el resumen de las actividades, conclusiones, lecciones aprendidas y recomendaciones.
4	Matriz de riesgos final	Formato matriz de riesgos actualizado y cerrado, con los riesgos identificados, acciones de tratamiento durante la ejecución de la intervención de pozo.
5	Informe final de intervención	El equipo de intervención elabora un documento en el que se consolida el resumen de la ejecución, incluye aspectos relevantes del estado de pozo y de las barreras de integridad al finalizar la intervención, evaluación final de la integridad y en caso de presentarse limitantes operativas se deben indicar anexando el formato de evaluación de integridad de IDA.

Tabla 6. (Continuación)

VARIABLES CRÍTICAS EN LA FASE DE CIERRE		
ID	VARIABLE	DESCRIPCION
6	Reunión de cierre	En conjunto el área solicitante, el equipo planeador y/o ejecutor de la intervención revisan el desempeño en aspectos como HSE, operacional y de integridad.
7	Aseguramiento de la información	Para asegurar la información de cierre de la intervención se requiere el uso de los medios con los que cuenta Ecopetrol S.A para tal fin, como son Open Wells (para reportes diarios, lecciones aprendidas, acciones correctivas y otros) y el repositorio oficial de la información técnica, principalmente para el Informe final de la intervención.

4. MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN POR PROCESOS PARA PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZO

En esta sección del trabajo se presenta la estructuración del Modelo Sistemático propuesto y desarrollado para los Proyectos de Intervenciones Especiales a Pozo y denominado *WIP (Well Intervention Process)* dentro de las operaciones de la Gerencia de Perforación y Completamiento, con base en los análisis realizados en los capítulos anteriores y con las interdependencias derivadas con el proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción – IDA.

Esta estructuración ha sido el resultado de un trabajo arduo de dos años con equipos multidisciplinarios con los cuales se ha definido el siguiente modelo por procesos, con el fin de comenzar a aplicarlo inicialmente para su fase de evaluación.

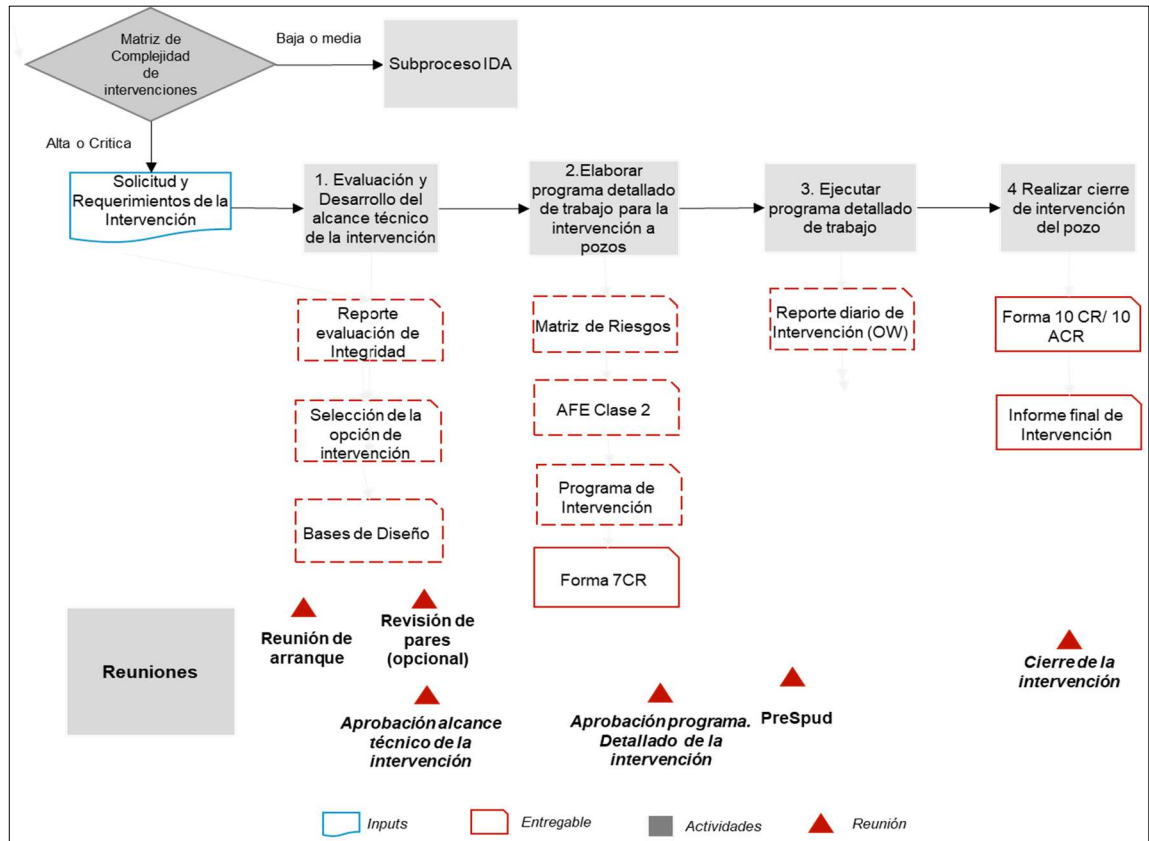
En la figura 14, se relaciona un esquema general del proceso.

4.1 OBJETIVO DEL MODELO SISTEMÁTICO DE GESTIÓN POR PROCESOS PARA PROYECTOS DE INTERVENCIÓN A POZO

El objetivo de este modelo sistemático *WIP* es asegurar que la intervención de un pozo o grupo de pozos sea planeada y ejecutada de forma segura, eficiente y económica, garantizando que las actividades a ejecutar cumplan con lineamientos fundamentales para proteger la vida de las personas y el entorno con los más altos estándares de seguridad y salud en el trabajo y lograr el compromiso colectivo en HSE de cero es posible.

Las intervenciones consideradas “*intervenciones especiales*” tienen características como: calificación con base en la matriz RAM con Riesgo Alto o Muy Alto, el pozo tiene la Integridad comprometida con susceptibilidad a falla alta y se planea el uso de Tecnología con bajos niveles de maduración.

Figura 12. Flujograma con actividades y formatos para la planeación de las intervenciones especiales.



Para definir si una intervención tiene carácter de “especial” se elabora el formato de Matriz de complejidad de la intervención, en donde se evalúan factores preponderantes para la planeación y ejecución con base en la información disponible del pozo y si la calificación en la matriz da como resultado una complejidad ALTA o CRITICA, se considerará una “intervención especial” y en estos casos se debe asegurar la planeación, ejecución y cierre de la intervención siguiendo el proceso WIP; de lo contrario se aplicará el Subproceso de Reacondicionamiento de pozos, del proceso de Gestión de Intervenciones y Desincorporación de activos (IDA).

Con el proceso WIP se espera asegurar que una intervención catalogada como “*especial*”, se planifique y ejecute de la forma más eficiente; mediante la aplicación de una evaluación y desarrollo del alcance técnico y elaboración del programa detallado; asegurando el foco en la planeación técnica, integridad de pozos y rentabilidad, a su vez eliminando actividades de poco valor agregado.

En caso de que la intervención tenga como objetivo primario la perforación de un hueco en un pozo existente (*side track, lateral, re-entry, etc.*), que requiera de la experiencia y prácticas de Perforación y además comprometa el uso de un taladro de perforación, esta actividad se debe remitir al Proceso Perforación y Completamiento - WDP (*Well Delivery Process*).

Para hacer claridad en los factores para determinar que una intervención se clasifique como especial, se tiene en cuenta los resultados del documento “Matriz de complejidad de la intervención”, que se describe a continuación.

4.1.1 Matriz de complejidad de la intervención. Es el documento utilizado para cuantificar la complejidad de la intervención de pozo(s) de acuerdo a los riesgos, integridad, tipo de pozo, tipo de intervención, estado mecánico y otros factores establecidos por Ecopetrol. Los resultados de la matriz se utilizan para definir responsabilidades, definir tipo de ingeniería durante la planeación de la intervención y clasificar las intervenciones de acuerdo a su criticidad.

Este formato debe ser elaborado por el área solicitante de la intervención y/o por el área asignada para la planeación y ejecución y será uno de los insumos para iniciar las actividades del proceso WIP. Esta matriz es una herramienta para clasificar por categoría el grado de complejidad de la intervención, la cual es determinada por factores logísticos y condiciones del pozo, entre otros. Este formato WIP-001 puede ser detallado en el Anexo A.

Tabla 7. Factores de evaluación de la complejidad para la intervención.

ITEM	FACTOR	CARACTERÍSTICA
1	Valoración de riesgos - Matriz RAM	Con base en las operaciones conceptuales para la intervención, se utiliza la metodología de uso de la matriz de valoración de riesgos RAM (Risk Assesment matrix), para evaluar los riesgos asociados a las actividades a desarrollar; siguiendo el documento GHS-G-035 GUÍA MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS y el formato GHS-F-118 FORMATO MATRIZ VALORACIÓN DE RIESGOS.
2	Integridad de pozo	Se debe contemplar el resultado de la evaluación de integridad de acuerdo a la MATRIZ DE SUCEPTIBILIDAD y/o MATRIZ DE ABANDONO de ECOSMIP. La susceptibilidad a falla de un pozo se define como la incertidumbre que se tiene a la posible ocurrencia de un evento y los impactos generados si ocurre. Esta evaluación se debe basar en la guía DPD-G-188-Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS – Well Integrity Management System.

Tabla 7. (Continuación)

ITEM	FACTOR	CARACTERÍSTICA
3	Nivel de maduración de tecnología	El proceso de Tecnología de Negocio – GTN de Ecopetrol, define el nivel de madurez de tecnología (TRL – Technology Readiness Level) Ver Figura 13. Para que una tecnología llegue a la etapa de demostración en ambiente operativo (TRL 7) tiene que haber sido validada en los niveles anteriores. Cuando dentro de una intervención se plantee el uso de una tecnología y el TRL sea menor o igual a 7, se debe contemplar una mayor complejidad y la planeación, ejecución y cierre de la intervención siguiendo el proceso WIP. Se recomienda que cuando una tecnología se ha probado con resultados satisfactorios o positivos y se encuentre en nivel de masificación en una vicepresidencia regional y se proyecte utilizar esta misma tecnología en otra VR, la intervención se planea siguiendo el proceso WIP.
4	Localización, vías y contrapozo	Factores a considerar de acuerdo a la ubicación del campo o pozo y la accesibilidad a este, principalmente a lo que respecta a logística, requerimientos y adecuaciones necesarias para el ingreso del equipo(s) para la intervención y operaciones. En este aspecto se recomienda tener en cuenta los costos de las adecuaciones requeridas y el impacto en la complejidad del desarrollo de la intervención.
5	Equipo de intervención	Considerar el equipo de intervención requerido, capacidad requerida para las cargas estimadas, límites de operación; de esta manera una operación de intervención con un equipo complejo y con capacidad operando al límite o cerca al límite de sus capacidades aumenta el riesgo y la complejidad de las operaciones.

Tabla 7. (Continuación)

ITEM	FACTOR	CARACTERÍSTICA
6	Arquitectura	Criterio de complejidad de una intervención de acuerdo a la arquitectura del pozo(s) a intervenir. De acuerdo a su profundidad, inclinación y dogleg. Generalmente el completamiento en un pozo inyector selectivo es más complejo al aumentar la inclinación y dog legs de la trayectoria direccional.
7	Producción (actual o última)	Permite categorizar la intervención de acuerdo a herramientas, equipos, fluidos, contingencias y estrategia de facilidades de superficie y locaciones, de acuerdo a la producción actual o última para los casos de los abandonos de pozo.
8	Concentración H2S y criterios operacionales	De acuerdo a la concentración H2S que posiblemente pueda aportar la formación de interés, se categorizan los requerimientos a tener en cuenta durante la planeación y ejecución de las intervenciones en zonas con presencia real, eventual o permanente y/o con potencial de gases agrios (H2S y SO2).
9	Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Se valora el criterio de gradiente de presión de formación o del overburden, de acuerdo a las condiciones de la intervención y se califica de acuerdo a la que obtenga la valoración más alta.
10	Estado mecánico actual	La complejidad del estado mecánico en cuanto al número de elementos que lo conforman y los diámetros de trabajo para su acceso, define escenarios con valoraciones diferentes de herramientas, operaciones y riesgos.

Tabla 7. (Continuación)

ITEM	FACTOR	CARACTERÍSTICA
11	Completamiento a instalar	La complejidad del completamiento a instalar durante la intervención en cuanto al número de elementos que lo conforman, define escenarios de valoración diferentes de herramientas, operaciones y riesgos.
12	Accesibilidad	Considera las condiciones actuales del pozo(s) a intervenir, restricciones de acceso a fondo de pozo debido a taponamiento con arena u otros factores, pescados (herramientas o equipos) dejados en operaciones anteriores y colapsos de revestimiento; que hacen que las condiciones para realizar la intervención sean más complejas y que se deben considerar actividades de pesca o reparación de revestimientos para lograr el acceso a pozo y finalmente el objetivo de la intervención.
13	Costo de la intervención	El estimado de costo (clase 4) para ejecutar una intervención a pozo está determinado por el conjunto de necesidades de servicios y compras que puede ser generado de datos estadísticos o probabilísticos; de acuerdo a este estimado se categoriza la intervención y por lo general también representa un grado de complejidad asociado.

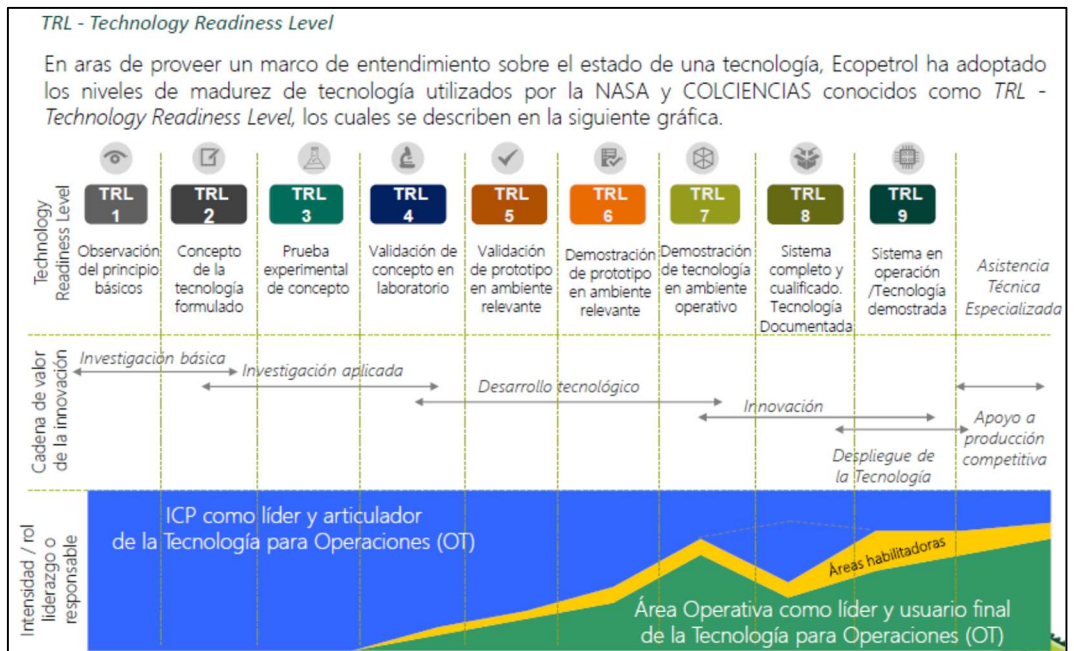
Los factores considerados se evalúan bajo tres (3) valores, **bajo (1), medio (5) y alto (10)**; basados en el modelo y de acuerdo a la calificación obtenida se definen 4 tipos de complejidad: **BAJA, MEDIA, ALTA Y CRÍTICA**. En el formato de Matriz de complejidad se debe realizar la valoración de los factores, asignar el valor de

acuerdo la condición específica del pozo y hacer comentarios sobre la justificación de la misma.

Tabla 8. Clasificación de intervenciones con valoración de matriz de complejidad.

Complejidad	Puntuación
BAJA	< 2
MEDIA	2 a 4
ALTA	4 a 8
CRITICA	> 8

Figura 13. Nivel de madurez de tecnología (TRL – Technology Readiness Level).



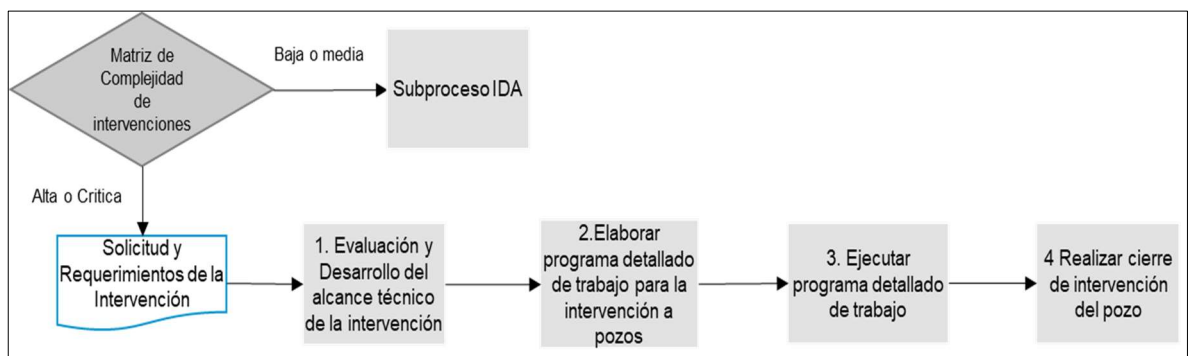
Fuente: Proceso de Ecopetrol GTN (Proceso de Tecnología de negocio).

4.2 PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CIERRE DE LA INTERVENCIÓN DE POZO

Para el desarrollo de la planeación, ejecución y cierre de una intervención especial, se plantean las siguientes actividades, siguiendo las mejores prácticas de la industria y aportes de expertos en intervenciones de pozos.

Es importante resaltar que el proceso WIP aporta claridad y eficiencia en la manera como se trabaja y dirige los esfuerzos a la generación de valor; sin embargo, no es un “paso a paso” de cómo realizar las mismas.

Figura 14. Flujograma resumido de actividades para la planeación, ejecución y cierre de las intervenciones especiales.



4.3 ASPECTOS RELEVANTES DE LA PLANEACIÓN DE LA INTERVENCIÓN.

A partir de la clasificación de la intervención como especial y de la elaboración y recepción del documento de “Solicitud y requerimientos de intervención” y sus anexos: Se recomienda evaluar la factibilidad de la intervención, definir el equipo de soporte de planeación y/o ejecución de la intervención. Además, se deben asegurar los recursos necesarios disponibles para la ejecución; seleccionar la opción más eficiente de acuerdo a la evaluación del riesgo y objetivos planteados en la

intervención, incluyendo los costos, tiempos para posteriormente elaborar el programa detallado de la intervención.

4.4 DETALLES RECOMENDABLES PARA LA PLANEACIÓN

Para elaborar el diseño de la intervención del pozo, es necesario considerar algunos factores para la planeación de la intervención y contar con la información de: Estado mecánico del pozo, Diagnóstico técnico del pozo y del problema existente (Evaluación de Integridad de pozo), Recursos Humanos, Materiales, Financieros, Servicios, sistemas de información disponibles para la intervención. Con esta información se procede a elaborar el diseño técnico de la intervención considerando, los recursos disponibles y faltantes para la ejecución de la actividad.

Se deben considerar factores como:

- Identificación y verificación de Barreras de integridad del pozo.
- Especificaciones del cabezal de producción etc.
- Diseño de tuberías para la intervención.
- Sarta de producción y accesorios.
- Conexiones definitivas de producción (Reparación o reemplazo).
- Programa de Registros.
- Programa de Fluidos.
- Programa de Cementaciones remediales.
- Programa de Inducción y Estimulaciones.
- Programa de Pruebas extensas.
- Programa de tapones de abandono.

Una vez se clasifica la intervención a pozo como especial, se inicia la implementación del proceso WIP con los siguientes procedimientos:

4.4.1 Elaboración de documento “Solicitud y requerimientos de la Intervención”. Documento oficial que da inicio a la planeación. Contiene datos básicos relativos al pozo(s) y los requerimientos mínimos para la intervención solicitada; para que el equipo pueda elaborar un plan. Los datos requeridos son:

- Información general del pozo.
- Ubicación del pozo.
- Información y Tipo de intervención.
- Objetivo y justificación de la intervención.
- Aspectos de superficie como licencias ambientales, facilidades como vías, locación, contrapozo, punto de captación, etc.
- Información de yacimiento, hidrocarburos y geología.
- Información de intervenciones futuras y re-completamientos.
- Información y requerimientos para inyección / Recobro.
- Requerimientos de estimulación.
- Requerimientos de prueba extensa o de presión.

Anexos requeridos:

- Estado mecánico actualizado.
- *Handover* Perforación a completamiento.
- Registros de cementación.
- *Survey* final.
- Registros de corrosión.
- Valoración de riesgos de Integridad con la herramienta *EcoSMIP*.
- Reporte geología final de perforación.
- Historial de cañoneos.
- Reportes de producción y pruebas corta/extensa.
- Reportes de falla / Investigaciones asociadas al pozo.
- Especificaciones del cabezal.

Se debe adjuntar cualquier otra información, registro, reporte y/o documento que sea relevante para la planeación de la intervención.

La información contenida en este documento constituye un compromiso entre el área solicitante de la intervención y el área planeadora y ejecutora. En caso que se requiera modificar algún requerimiento que impacte el alcance de la intervención se debe realizar a través de un “Manejo de Cambio” redactado y radicado por el área generadora del cambio. Toda modificación puede derivar en tener que realizar las tareas de la actividad en la que se informa, incluso volver a iniciar la planeación, si el cambio lo merece. Este formato WIP-002 está detallado en el Anexo B.

4.4.2 Realización de reunión de arranque. Una vez se haya verificado el documento de solicitud y requerimientos de la intervención y la información anexa, se conforma un equipo para la planeación y/o 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.

En una primera instancia el equipo de intervención cita al personal de áreas de soporte como; Gerencia de Operación de Desarrollo, Gestión de Entorno, Profesionales de HSE y seguridad física, Profesionales de Proyectos y obras civiles, Abastecimiento, Yacimientos, Geología y cualquier otra área que preste soporte en la planeación o ejecución y en esta reunión se revisan las actividades planteadas para la planeación, tiempos estimados y requerimientos de entorno y locativos para la ejecución de la intervención. Se acuerdan compromisos para dar cumplimiento a las actividades y se plasman en el acta de reunión, y se hará seguimiento a los compromisos adquiridos en ella.

4.5 EVALUACIÓN Y DESARROLLO DEL ALCANCE TÉCNICO DE LA INTERVENCIÓN

A partir de la generación y entrega formal del documento de “Solicitud y requerimientos de la intervención” por parte del área solicitante; se recomienda definir si técnicamente es factible realizar la intervención y se deben tener claros los objetivos, integridad del pozo, riesgos y complejidad de las actividades para definir los recursos que planearán, ejecutarán y darán cierre a la intervención. Una vez se define la factibilidad, se desarrolla el alcance técnico de la intervención con el fin de congelar los requerimientos de la intervención e identificar las opciones viables, con base en las opciones identificadas.

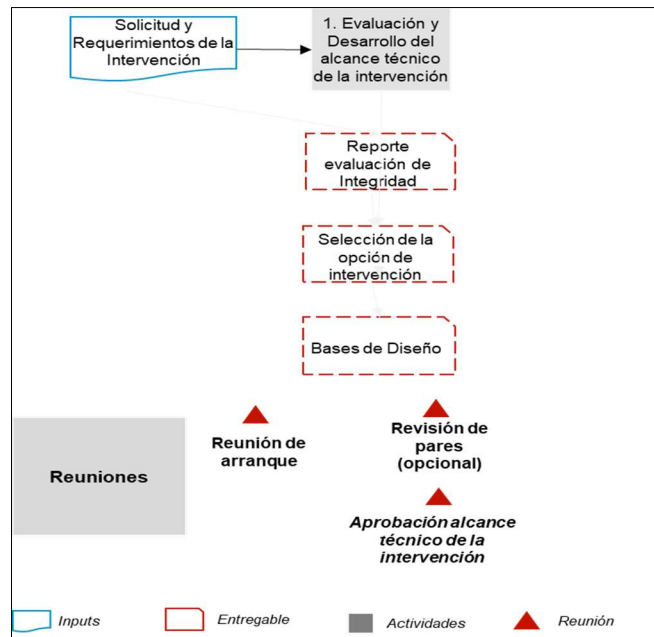
4.5.1 Realizar evaluación de integridad. Actividad en donde el equipo de intervenciones evalúa con base en los resultados de valoración de riesgos de la herramienta EcoSMIP, el estado mecánico actual y la condición de los elementos de las barreras primaria y secundaria; dando como resultado la valoración de los riesgos por integridad. Esta evaluación debe ser revisada por la autoridad técnica de integridad o por el líder de integridad de las Vicepresidencias Regionales para que sea aprobada, por quien corresponda, según los roles del equipo de intervenciones.

Los objetivos de realizar esta evaluación de integridad son: Verificar la condición de un pozo a intervenir o un pozo activo y en este caso, se evalúan las barreras, condición y prueba de las mismas, MAWOP (Máxima presión permitida en cabeza de pozo - anular) y se define si el pozo tiene integridad. El entregable es el pozo con su condición (Riesgo Alto, medio o Bajo) y las acciones para que el pozo pueda tener integridad, ya sea para intervenirlo o en último caso, proceder a abandonarlo.

Esta evaluación se debe basar en la modelo DPD-G-188-Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos *WIMS – Well Integrity Management System*. Se utiliza el

formato “Evaluación de Integridad”. Este formato WIP-003 está detallado en el Anexo C.

Figura 15. Flujograma con actividades y formatos para la evaluación y desarrollo del alcance técnico de la intervención.



4.5.2 Selección de la mejor opción. Para iniciar esta actividad se identifican una serie de opciones factibles para la ejecución de la intervención, con la participación de áreas claves (completamiento, yacimientos, Ingeniería de subsuelo, producción, proyectos, etc.) donde se definen las opciones con sus ventajas y desventajas. Se revisan las opciones de equipos, herramientas, servicios; en esta actividad se realizan estimaciones de costos (probabilísticos) y riesgos de cada opción. Se utiliza el formato WIP-004 para la selección de la opción, detallado en el Anexo D.

Para la selección de la mejor opción se realiza una sesión multidisciplinaria, liderada por el equipo de intervenciones en donde se presenten las opciones identificadas, sus ventajas, desventajas, tiempos, riesgos y costos, que permita clasificar las opciones, de acuerdo a los objetivos de la intervención y de esta manera seleccionar la mejor opción, permitiendo el congelamiento del alcance técnico propuesto.

Este modelo usa la herramienta de toma de decisiones conocida como “análisis pareado” para apoyar la selección de la mejor opción y documentarla en el formato “Selección de la opción”.

Los puntajes asignados en la matriz del formato deber ser soportados con datos comprobables, simulaciones y datos disponibles. Los puntajes serán asignados por votación de los representantes de cada una de las áreas involucradas.

Para las intervenciones es muy favorable utilizar la herramienta de árbol de decisiones, pues con esto se documentan las alternativas a una opción, teniendo en cuenta las secuencias operativas factibles y costos.

4.5.3 Elaboración de bases de diseño. El equipo de intervenciones realiza el desarrollo del alcance técnico para la opción seleccionada y lo presenta en el formato Bases de diseño; documento que consolida los resultados de la ingeniería, y que establece las bases para la ejecución. Se requieren bases de diseño para: Fluidos, Cementación remedial, Conectividad, Sistema de levantamiento y tubería de producción/Inyección, Estimulación, Suspensión y abandono, y así mostrar los resultados de la simulación de análisis de esfuerzos. En esta etapa las bases de diseño se pueden generar por pozo tipo, en caso de un conjunto de pozos. Se utiliza el formato WIP-005 para la selección de la opción, detallado en el Anexo E.

4.5.4 Elaboración del listado de bienes y servicios. Para intervenciones donde se requieran compras de larga entrega o cuando por la complejidad se

requiera; se recomienda, elaborar el listado de equipos, servicios, materiales y tecnologías para ejecutar la opción seleccionada. 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, proyectos para identificar los medios contractuales vigentes para asegurar que se tenga viabilidad contractual o en caso de requerir nuevas tecnologías, proveedores especializados o ajustes a algún contrato, se deberán realizar los anexos técnicos. 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.

Las Vicepresidencias Regionales, Gerencias de Desarrollo, los proyectos, la gerencia de Perforación y completamiento; de acuerdo al alcance de la intervención, deben asegurar los medios contractuales para los servicios y compras requeridas.

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; iniciar la asignación de compañías, para contar con el soporte desde el inicio de la siguiente actividad.

4.5.5 Estimación de tiempos y costos. 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 clase 3). Este estimado debería incluir contingencia y escalación, con el fin de contemplar el costo con las consecuencias económicas de una materialización de riesgos y que los aprobadores de la intervención tengan en cuenta estos costos para su aprobación.

4.5.6 Reunión de revisión de pares (Peer Review). Esta reunión es opcional y dependerá de la complejidad de la intervención. En esta reunión se presenta el resultado de la evaluación y desarrollo del alcance técnico, a un grupo de pares (Coordinadores de Ingeniería de subsuelo, Líderes de completamiento, Autoridades Técnicas, Líder Regional de integridad, pares del grupo empresarial), que serán seleccionados de acuerdo a su experiencia en el área y en operaciones similares. El equipo de intervención presenta el objetivo de la intervención, los puntos relevantes de la evaluación y alcance técnico, detalles y bases de diseño de la opción seleccionada y el estimado de tiempos y costos (clase 3). El objetivo es recolectar recomendaciones, mejores prácticas, o hallazgos; todos estos aspectos deben plasmarse en un acta de reunión y ser tenidos en cuenta para la revisión final de las bases de diseño antes de su presentación en la reunión de aprobación del alcance técnico.

4.5.7 Reunión de aprobación del alcance técnico. En esta reunión el equipo de intervenciones presenta el objetivo de la intervención, los puntos relevantes de la evaluación y el alcance técnico, consideraciones de la opción seleccionada y el estimado de tiempos y costos (clase 3). El objetivo de la reunión es presentar a él/los aprobadores(es) de la intervención esta información y que se apruebe técnica y económicamente la evaluación y el alcance técnico desarrollado.

Se debe elaborar el acta de la reunión, indicando comentarios, recomendaciones y aprobación del alcance técnico de la intervención.

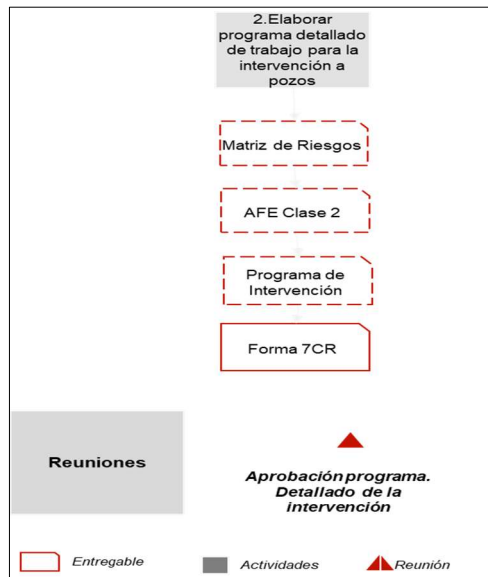
4.5.8 Aprobación de las actividades de planeación de intervenciones. Al finalizar las actividades de evaluación y desarrollo del alcance técnico y de elaboración del programa detallado de la intervención; se realiza una reunión en donde se evalúa el estado de la planeación y se aprueba/desaprueba la continuación a la siguiente fase, todo basado en la revisión de las principales tareas

y cumplimiento de los objetivos de cada actividad. Esta estructura asegura coordinación, eficiencia y solidez en la toma de decisiones de cada actividad.

4.6 ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DETALLADO DEL TRABAJO DE INTERVENCIÓN A POZO

Esta actividad se centra en el desarrollo detallado del alcance técnico, con base en las especificaciones de la “Solicitud y requerimientos de la intervención”, antes que la intervención sea aprobada para su ejecución. Durante esta actividad se realizan las siguientes tareas principalmente.

Figura 16. Flujograma con actividades y formatos para la elaboración del programa detallado del trabajo de intervención a pozo.



4.6.1 Elaboración de matriz de riesgos. Para definir los riesgos se deben tener en cuenta los ya contemplados en las actividades anteriores y adicionalmente

revisar la historia de intervenciones a pozo de la misma naturaleza (Uso de la base de datos OpenWells o reportes finales de intervención) y analizar las principales lecciones aprendidas, actividades no planeados (NPTs), clasificarlos como fallas operacionales, fallas de equipo y operaciones no planeadas.

El formato Matriz de riesgos, es un documento de control de gestión donde se describen y califican los riesgos identificados. Esta matriz refleja la estrategia de mitigación y complementa el programa de intervención. Debe considerar plan de acción, contingencia o mitigación. Se utiliza el formato WIP-006, detallado en el Anexo F.

Con base en las operaciones conceptuales para la intervención, se utiliza la metodología de uso de la matriz de valoración de riesgos RAM (Risk Assesment matrix), para evaluar los riesgos asociados a las actividades a desarrollar; siguiendo el documento en la Tabla 9.

Se congela la evaluación de riesgos operacionales, especificando planes de control, mitigación y contingencias. Para la evaluación se debe tomar como base la Guía GHS-G-035 Guía Matriz de valoración de riesgos.

Tabla 9. Matriz RAM de Evaluación de Riesgos.

CONSECUENCIAS						No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año
GRAVEDAD	CATEGORÍAS					PROBABILIDAD				
	PERSONAS	ECONÓMICA (USD\$)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN	A	B	C	D	E
5	Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	M	M	H	H	VH
4	Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millon y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	L	M	M	H	H
3	Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores u hospitalización en centros asistenciales de personal de	Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millon	Localizada	Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	N	L	M	M	H
2	Lesión Menor (Sin Incapacidades) en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10,000 y Menor o Igual a 1 00.000	Menor	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	N	N	L	M	M
1	Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10.000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones solucionado	Local y baja importancia	N	N	N	L	L
0	Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	N	N	N	N	N

Fuente: Formato WIP-006 - Formato Matriz Valoración de Riesgos.

4.6.2 Programa de intervención. El equipo de intervención elabora un documento que describe la ingeniería detallada de la intervención de pozo, listado de equipos, actividades y recursos necesarios. Las compañías contratistas previamente definidas entregan un programa detallado por cada línea de servicio. El programa debe comprender una descripción de actividades comprensible que sirva de modelo para la ejecución de la intervención, con aspectos relevantes como secuencia detallada de actividades, especificaciones de equipos y herramientas, layout de equipos y árboles de decisión. Este documento debe contener simulaciones que aseguren la integridad del pozo. Se utiliza el formato WIP-007, detallado en el Anexo G.

4.6.3 Plan de gestión de riesgos. El equipo de intervenciones con soporte del profesional HSE de la Vicepresidencia Regional y/o proyectos, aseguran que las

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

4.6.4 AFE de detalle. El equipo de intervenciones con base en el listado de bienes y servicios, compañías asignadas elabora un documento que contiene los principales rubros de gasto de la intervención de pozo(s) por sus diferentes categorías (dependiendo del tipo de proyecto), estimado Clase 2. De acuerdo a la definición de actividades y tiempos, se obtienen las cantidades definitivas de cada servicio, tarifas ajustadas a los contratos asignados. Este AFE clase 2 se tendrá en cuenta para la reunión de aprobación de la ejecución de la intervención. Se utiliza el formato WIP-008, detallado en el Anexo H.

4.6.5 Forma 7 CR. Documento forma 7CR, permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial, radicado ante la ANH para asegurar que se obtienen los permisos necesarios para la intervención de manera oportuna. Este documento aplica únicamente para las intervenciones en las que se realicen actividades sobre el yacimiento y/o modificaciones al completamiento. Se debe radicar para su aprobación en la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH dos (2) originales de la Forma junto con un paquete de anexos y una (1) copia de la Forma sin anexos, firmadas por un ingeniero de petróleos con matrícula profesional, con quince (15) días calendario de anticipación al trabajo.

Las gerencias de operación de desarrollo definirán los responsables de elaborar y asegurar que la forma sea radicada y hacer seguimiento a la aprobación previamente a la ejecución de la intervención.

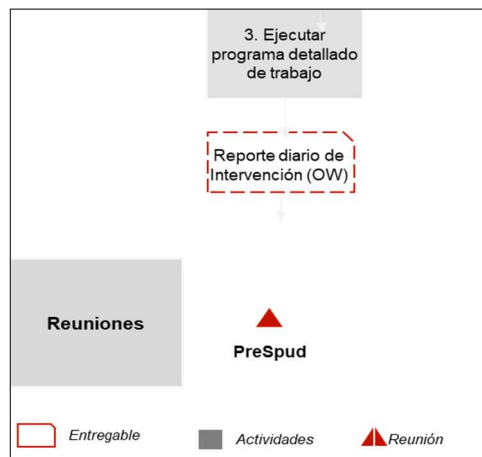
4.6.6 Reunión de aprobación del programa detallado. En esta reunión el equipo de intervenciones presenta el objetivo de la intervención, los puntos relevantes del diseño, riesgos y plan de mitigación, detalles del programa de trabajo de intervención y el AFE de detalle (clase 2). El objetivo de la reunión es presentar

al aprobador de la intervención esta información y que se apruebe técnicamente el programa detallado desarrollado.

4.7 EJECUCION DEL PROGRAMA DETALLADO DE INTERVENCIÓN

El objetivo de esta actividad es ejecutar el plan de Intervención y entregar el pozo con integridad y operativo o abandonado, según sea el caso; al área solicitante. A continuación; se relacionan los Inputs, actividades y formatos de esta actividad.

Figura 17. Flujograma con actividades y formatos para la ejecución del programa de la intervención.



4.7.1 Plan de movilización. Se debe elaborar un plan de movilización y ser socializado con las áreas de HSE, entorno, subsuelo, coordinadores de área y personal involucrado. Posterior a la aprobación de este plan, se ejecutan las actividades de movilización de los equipos de intervención.

4.7.2 Recepción de la localización. En caso tal, que para la intervención se ejecuten obras de construcción y/o mantenimiento de locación o contrapozo. Se inicia con el recibo de las obras asegurando qué obras civiles del activo o proyecto como responsable de los trabajos, realicen el QA/QC al mantenimiento/ adecuación antes de recibirla del contratista para evitar que se presenten problemas constructivos durante la movilización e intervención. Una vez se valida que las condiciones de la locación y del cabezal de pozo están a conformidad, el líder de la ejecución de la intervención se encarga de recibir el área para la ejecución de las actividades planeadas de intervención.

4.7.3 Ejecución de la intervención. Previo al inicio de las operaciones de intervención, se realiza la reunión de Pre-spud, en donde se discute y socializa el plan de la intervención con el equipo en campo. Habiendo realizado las pruebas a los equipos, la persona responsable de la ejecución de las operaciones de intervención da inicio a las actividades y supervisa en sitio que las operaciones sean realizadas de acuerdo al programa en forma segura, limpia y efectiva. Las actividades realizadas diariamente se registran en la herramienta OpenWells. El reporte incluye el estado de avance, la descripción de las actividades realizadas, problemas e inconvenientes presentados durante la ejecución, entre otras. Adicionalmente se deben reportar las Lecciones aprendidas y Acciones correctivas dentro de la herramienta OpenWells.

Se recomienda realizar diariamente una reunión donde se revisa la actividad del día anterior, se planea la actividad de las próximas 24 horas; en donde se discuten y toman medidas que garanticen el cumplimiento de las metas de HSE, operacionales, de integridad del pozo y desempeño en costos y tiempos.

Cuando la planeación la realiza el área de la Gerencia General de perforación y completamiento, equipo planeador de la intervención, y la ejecuta la unidad de negocio (activo), equipo ejecutor de la intervención; se requiere que, durante la

ejecución, el equipo planeador desempeñe un papel de seguimiento y asesoramiento de las actividades realizadas por el equipo ejecutor de la intervención para llevar a cabo el plan definido. El seguimiento por el área planeadora se hará presencial si la complejidad de la intervención lo amerita.

4.7.4 Reporte diario de operaciones. Reportes diarios generados en OpenWells durante la ejecución (movilización e intervención), informando indicadores y actividades de HSE, avances, descripción de operaciones, registro de tiempos, consumo de materiales, costo asociado a servicios, equipos, materiales, personal, etc., NPT's, características de las herramientas, entre otras. Se debe considerar previo al inicio de las operaciones que se debe crear el evento (WSV-TST-WRK-RDG y ABA) de acuerdo a la intervención planeada, los reportes de Well Planning y cargar el AFE aprobado en la herramienta.

4.7.5 Control de cambios. En caso de presentarse cambios durante la ejecución de la intervención, se gestionan y documentan los cambios menores, in-situ y mayores que se presenten durante la ejecución de las operaciones de intervención así: Los cambios menores son aquellos que conllevan a Modificaciones/Variaciones del programa de intervención aprobado y deben ser documentados en la herramienta Open Wells.

Los cambios in-situ son aquellos inherentes a las operaciones de intervención derivados de la materialización de un riesgo y que requieren la toma de una decisión que autoriza un cambio casi de forma inmediata. Los cambios mayores son aquellos que tienen impacto en los objetivos establecidos de la intervención (Ej. Cambios en el alcance), modifican algún requerimiento de la intervención o comprometen la integridad del pozo.

La gestión del cambio a programas de trabajo consiste en gestionar los complementos al programa detallado de trabajo ante el área solicitante, cuando por

condiciones operacionales o técnicas se requiera realizar modificaciones en los objetivos, el alcance o el programa de trabajo; indicando los ajustes y las autorizaciones suplementarias a los gastos (AFE detalle). Para su gestión se debe tener en cuenta el documento EGP-F-006 Formato Solicitud Control de Cambios al Programa Detallado de Intervenciones a Pozo.

4.7.6 Entrega de pozo. Al finalizar la ejecución de la intervención, se debe entregar el pozo formalmente a la Unidad de Negocio solicitante, Activo o proyecto y conjuntamente con el personal responsable del pozo se realiza el arranque del pozo (en el caso de trabajos de reacondicionamiento), con la revisión de seguridad previa de arranque (RSPA) para que continúe a la etapa de puesta en producción del pozo.

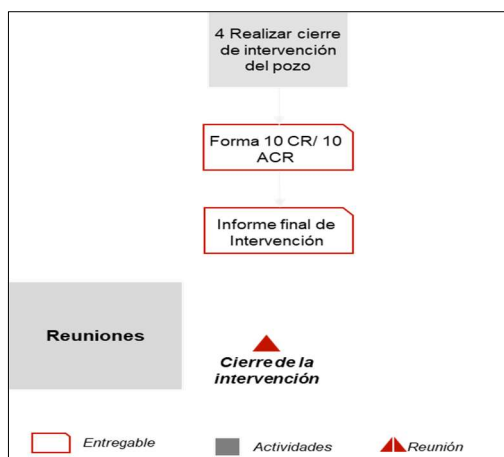
En caso de abandono se entrega el pozo abandonado para que el activo/proyecto ejecute las actividades de instalación de la placa de abandono y posterior recuperación de locación, si aplica.

4.7.7 Protocolo de arranque de pozo. Actividad que el equipo de intervenciones realiza junto con el activo y documenta el arranque del pozo intervenido, se registran las condiciones y parámetros de arranque de acuerdo al sistema de levantamiento de pozo o mecanismo de producción.

4.8 ETAPA DE CIERRE

El objetivo de esta actividad es revisar el desempeño de la intervención en tiempo, costo y cumplimiento de objetivos. Discutir y registrar lecciones aprendidas y documentar la información relevante de la ejecución.

Figura 18. Flujograma con actividades y formatos del cierre de la intervención.



4.8.1 Elaboración de Forma 10 CR / 10 ACR. Una vez entregado el pozo se debe diligenciar y radicar la forma 10CR, Informe sobre trabajos posteriores a la Terminación Oficial o 10ACR Informe de taponamiento y abandono, ante la ANH; máximo quince (15) días después de finalizado el trabajo de intervención. Documento diligenciado y radicado.

Las gerencias de operación de desarrollo definirán los responsables de elaborar y asegurar que la forma sea radicada y hacer seguimiento a la aprobación por parte de la ANH.

4.8.2 Acta de entrega de locación. Una vez validadas que las condiciones de la locación están a conformidad, el equipo de intervenciones entrega la locación al área solicitante. Se elabora un documento a la entrega de la locación al área solicitante.

4.8.3 Informes finales de contratistas. Las compañías contratistas que participan en la ejecución deben generar un informe final que contenga el resumen de las actividades, conclusiones, lecciones aprendidas y recomendaciones. Estos informes sirven de base para el cierre de la intervención.

4.8.4 Matriz de riesgos final. Formato matriz de riesgos actualizado y cerrado, con los riesgos identificados, acciones de tratamiento durante la ejecución de la intervención de pozo. Adicionalmente reporta aquellos riesgos que por algún motivo no se han cerrado (si los hay), en donde se debe seguir gestionando su acción de mitigación o en su defecto transferirlos. Igualmente se deben incluir aquellos riesgos que se materializaron en la ejecución pero que no habían sido identificados en la planeación.

4.8.5 Informe final de intervención. El equipo de intervención elabora un documento en el que se consolida el resumen de la ejecución, incluye aspectos relevantes del estado de pozo y de las barreras de integridad al finalizar la intervención, evaluación final de la integridad y en caso de presentarse limitantes operativas se deben indicar anexando el formato de evaluación de integridad IDA. Igualmente se comparan los objetivos propuestos con los resultados obtenidos, también incluye aspectos como información de los indicadores, análisis del desempeño operacional y de las compañías contratistas, costos y tiempos finales, incidentes y riesgos enfrentados, lecciones aprendidas y oportunidades de mejora para futuros proyectos. Se utiliza el formato WIP-009, detallado en el Anexo I.

Este documento debe entregarse en un plazo máximo de 15 días, posteriores a la finalización de la intervención, ***si el pozo reinicia producción.***

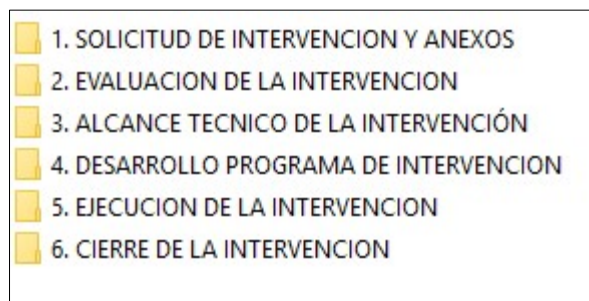
4.8.6 Reunión de cierre. Esta reunión es opcional. En conjunto el área solicitante, el equipo planeador y/o ejecutor de la intervención revisan el desempeño en aspectos como HSE, operacional y de integridad. Se presentan los eventos relevantes de la intervención, se resaltan lecciones aprendidas y acciones de mejora aplicables a intervenciones futuras.

4.8.7 Aseguramiento de la información. Para asegurar la información de cierre de la intervención, se requiere el uso de los medios con los que cuenta Ecopetrol S.A para tal fin, como son; Open Wells (para reportes diarios, lecciones aprendidas, acciones correctivas y otros) y el repositorio oficial de la información técnica, principalmente para el Informe final de la intervención.

Por lo tanto, el equipo de intervención será el responsable de la realización y radicación del “Informe final de la intervención” con un plazo no mayor a (15) quince días después de finalizar las operaciones del pozo y remitirse al Centro de Información Técnica, mediante el formato GDI-F-031 “Formato de Entrega de Información” y CIT - “Centro de Información Técnica”, para asegurar la disponibilidad de la misma para el uso y aprovechamiento por parte de los usuarios del Banco Corporativo-GITEP.

El equipo de intervención asegurará información como: programas de compañías, Programa final, actas de reunión y cualquier otro documento soporte de acuerdo a las actividades desarrolladas dentro de la planeación, ejecución y cierre de las intervenciones especiales y de acuerdo a sus necesidades en carpeta de acceso a personal involucrado en la planeación y ejecución. Se sugieren carpetas con las actividades del WIP como aparece a continuación en la estructura sugerida.

Figura 19. Estructura sugerida de carpeta con documentación de la intervención.



4.9 ROLES Y RESPONSABILIDADES PROCESO WIP

Cada área en la que se planeen y ejecuten intervenciones deberá definir de una forma clara y documentada, los roles y responsabilidades de todos los funcionarios requeridos para planear, ejecutar y cerrar una intervención especial. Los Roles y Responsabilidades deben ser documentados, comunicados e implementados usando herramientas como, por ejemplo, una matriz RASCI.

Cada área debe asegurar que todo el personal involucrado (funcionarios y Contratistas) en Actividades de intervención de Pozo sea competente para ejecutar las tareas que le sean asignadas y en las que sean necesarias competencias adicionales en intervenciones e integridad de pozo.

Teniendo en cuenta las actividades descritas anteriormente se presentan la Matriz de roles y responsabilidades para las intervenciones especiales que se planean, ejecutan y cierran desde la Gerencia General de Perforación y Completamiento, como referencia.

Tabla 10. RASCI - Solicitud de la intervención desde las diferentes áreas generadoras hacia GPN.

Actividades críticas	COMPLETAMIENTO					SUBSUELO				AREAS DE EJECUCIÓN (VEX/HNC)					PROYECTOS		GERENCIA DE OPERACIÓN DE DESARROLLO						VAS						
	Ger. P&C Onshore	Ger P&C Expl y filiales	Jefe Dpt Completamiento	Autoridades Tecnicas	Lider Ingenieria Completamiento	Ger Yctos	Lider de recobro	Jefe Regional Yctos	Geólogo	Ing Yacimientos / Recobro	Gerente Onshore VEX	Gerente planeación y ejecución VEX	Gerente HNC	Lider de la cuenca VEX	Yacimientos HNC	Geólogo VEX / Geólogo HNC	Lider / Profesional de Proyectos	Lider / Profesional Construcción Obras Civiles	Gerente de Activo	Jefe Dpt Ingenieria / Produccion	Profesional de Ingenieria	Coordinador Ing. Subsuelo	Ingeniero de Subsuelo	Coordinador de Producción	Ingeniero de Control de Producción	Gerente de Activo	Lider de Operación Directa y abandonos	Ingeniero integral de Producción	
Solicitud y requerimientos de la intervención (1)																													
Intervencion (EXP)	I	I	I		I					I	A		S		C	R													
Intervencion (GNC)	I		I		I							A		R	C														
Intervencion (EOR)	I		I		I	I	A		C	R						S		I	C		C		C						
Intervencion (Activo)	I		I		I	S		S	C									A	R		C		C			A	S	R	

"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.

4.10 METRICAS PROCESO WIP

Todo proceso que requiera unas etapas de implementación debe trabajar en un mejoramiento continuo de cada aspecto crítico a la hora de determinar su efectividad.

Para el proceso WIP, contar con un método que permita medir y evaluar lo anteriormente mencionado de manera efectiva, le va a permitir evaluar la evolución del proceso y su estandarización a nivel de cultura dentro de la organización.

El valor de las métricas propuestas en la tabla 16 con metas al 2020, permite analizar mediante indicadores de gestión, la efectividad del proceso en el tiempo. Se ha establecido su revisión periódica trimestral.

Tabla 16. Métricas del Proceso WIP

No.	Indicador	Unidad	Frecuencia	Peso	Meta 2020
1	Frecuencia del Total de Incidentes Operacionales	Casos / Intervención	Mensual	15%	0
2	Cumplimiento del plan de Manejo de Riesgos	%	Mensual	15%	100
3	Cumplimiento de la Meta técnica esperada (producción, solución a falla de integridad o abandono exitoso)	%	Mensual	10%	100
4	Intervenciones ejecutadas sobre planeadas	Real / Plan	Mensual	10%	80
5	Costo por pozo intervenido frente a AFE	Costo Real / Costo AFE	Mensual	15%	90
6	Cumplimiento del WIP como proceso - Formatos y estandarización	%	Mensual	10%	90
7	Cumplimiento NPT´s	%	Mensual	15%	5
8	Cumplimiento de eficiencias	MMUSD	Mensual	10%	80

4.11 IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO WIP

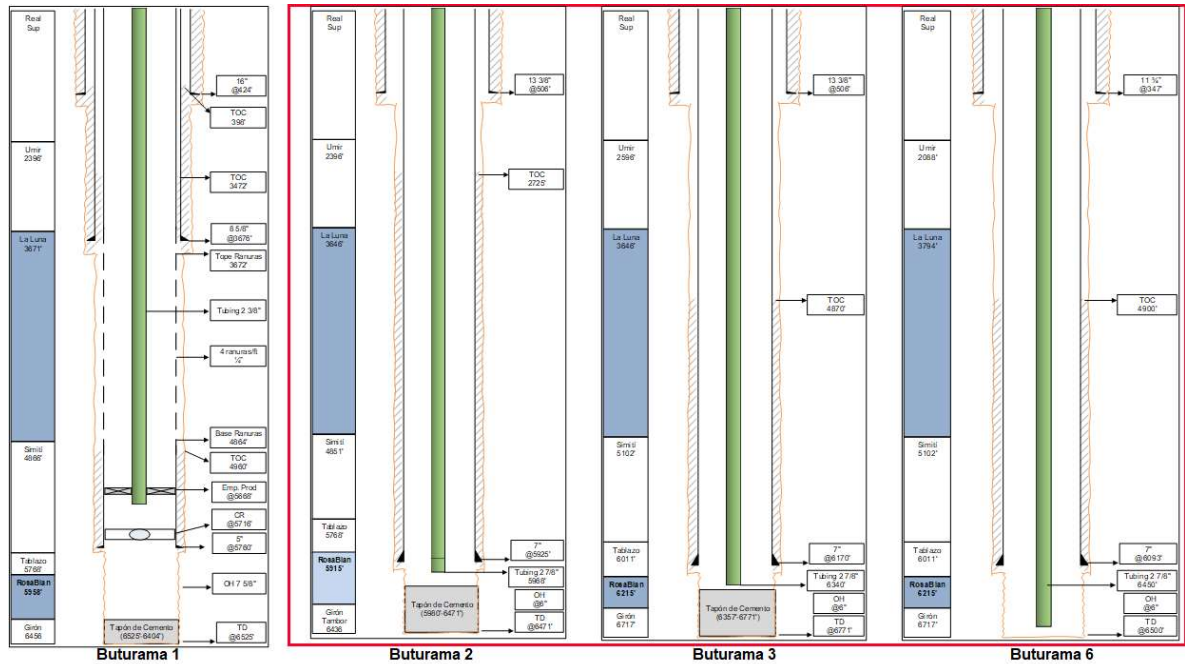
Después del proceso de diseño del modelo sistemático WIP, de gestión por procesos para las intervenciones a pozos categorizadas como especiales por su nivel de riesgo alto. Se inició una etapa de implementación a lo largo de los diferentes campos de la empresa. Paralelo a este proceso se llevó a cabo un trabajo de socialización y divulgación del proceso en los diferentes equipos de las regionales de Ecopetrol S.A.

A continuación, se presentan algunas de las implementaciones más importantes que se han realizado del proceso WIP tomando como referencia los mejores ejemplos dentro de los proyectos manejados en el último año.

4.11.1 Campo Buturama. El objetivo en este campo fue el desarrollo del Alcance Técnico de la Intervención de Abandonos de (4) Pozos del Campo Buturama, en línea con el proceso WIP, cumpliendo la política de integridad DPD-G-188 WIMS, Instructivo de Cementación WDP y Normatividad Colombiana para Abandonos.

El Campo Buturama fue descubierto en el año de 1953 y puesto en producción hasta 1965, año en donde el campo fue cerrado. En 12 años produjo 521,100 bbl de petróleo (Qo Prom: 119 BOPD). Los pozos son verticales y fueron perforados entre 6000' y 6700', con objetivo primario Formación Rosa Blanca y secundario, Formación La Luna, como puede observarse en la figura 20.

Figura 20. Pozos tipo del campo Buturama.



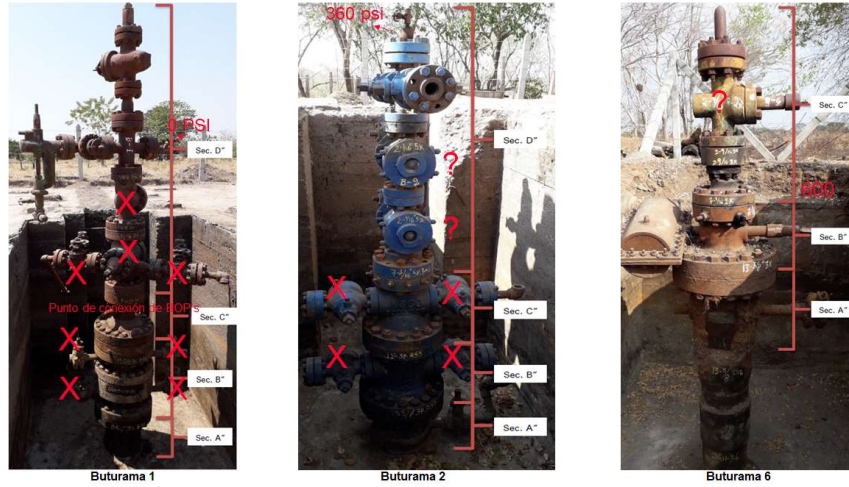
Fuente: Servidor de la GPN – Ecopetrol S.A.

Los pozos tienen antigüedad de 67 años, perforados en 1953. Durante la perforación se presentaron pérdidas de circulación en la Formación La Luna y el en el Yacimiento Rosablanca. La producción de los pozos estuvo entre 35 BOPD y 210 BOPD, con un caso particular del Buturama 2 con 1418 BOPD. El BSW estuvo entre el 1% y 5% y GOR 1100 - 580 SCF/STB. No hay evidencia en la información, que se haya producido gases corrosivos.

La presión de Yacimiento (Fm. Rosablanca) de 2700 psi a 5600' TVD (0.46 psi/ft)

El 27 de febrero de 2020 se realizó visita con compañía especialista en cabezales, en donde se caracterizaron las dimensiones de los cabezales, como se observa en la figura 21.

Figura 21. Estado cabezales campo Buturama.



Fuente: Servidor de la GPN – Ecopetrol S.A.

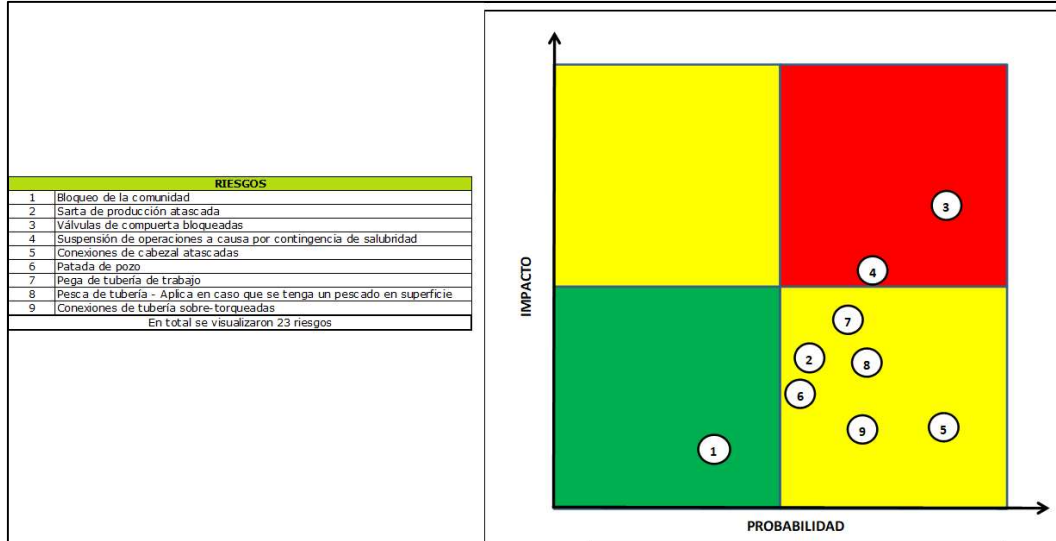
Este proyecto muestra la aplicación de la primera etapa del proceso WIP con la aplicación del formato WIP-001, presentada en la tabla 17.

Tabla 17. Matriz de complejidad de la intervención. Abandono pozos Buturama.

FACTORES	BAJA 1	MEDIA 2	ALTA 3	PUNTAJACION	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	5	Requiere adecuaciones en la vía															
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 Worlover / Combinación de equipos	5	Intervención con RSU															
3 Profundidad (MD - R) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000	5	Profundidades de los pozos entre 6100' y 6700'															
Arquitectura pozo productor	Desviado con Inclinación < 65°	Desviado Alto ángulo = Horizontal - Geomargado	Multilateral	1	Pozo Vertical															
Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 59° inyector selectivo	1	No es pozo Inyector															
Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0	1	Pozo Vertical															
4 GOR (SCF/STB)	GOR < 2000	2001 > GOR < 3500	GOR > 3500	1	Gor máximo de 1100															
5 Concentración H2S y criterio operacionales*	< 5 ppm	5 ppm < H2S < 15 ppm	H2S > 15 ppm	1	No presentó concentraciones de H2S															
6 Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Normal (0.433 psi/pie)	Subnormal	Subnormal con flujó cruzado /Anormal	10	Gradiente anormal															
7 Condición del completamiento inferior	Completamiento o con revestimiento y cañones.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena	5	Completamiento en Open Hole															
Condición del completamiento Superior	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Completamiento Múltiples / Dual / Concentrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	1	Completamiento con solo tubería de producción y empaque															
8 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	5	Sin restricción de acceso a fondo															
9 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	Con Componentes en subsuelo															
10 Costo Intervención	AFE < \$2MM	\$2MM < AFE < \$3MM	AFE > \$3MM	5	AFE entre 470 KUSD y 530 KUSD															
TOTAL				51																
<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th>Clasificación</th> <th>Complejidad</th> <th>Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Categoría 1</td> <td>Baja</td> <td><25</td> </tr> <tr> <td>Categoría 2</td> <td>Media</td> <td>25-50</td> </tr> <tr> <td>Categoría 3</td> <td>Alta</td> <td>50-80</td> </tr> <tr> <td>Categoría 4</td> <td>Critica</td> <td>>80</td> </tr> </tbody> </table>					Clasificación	Complejidad	Puntuación	Categoría 1	Baja	<25	Categoría 2	Media	25-50	Categoría 3	Alta	50-80	Categoría 4	Critica	>80	CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCIÓN ALTA
Clasificación	Complejidad	Puntuación																		
Categoría 1	Baja	<25																		
Categoría 2	Media	25-50																		
Categoría 3	Alta	50-80																		
Categoría 4	Critica	>80																		

Este proyecto también muestra la aplicación de matriz de riesgos operativos con la aplicación del formato WIP-006 en la tabla 18.

Tabla 18. Matriz de riesgos operativos. Abandono pozos Buturama.

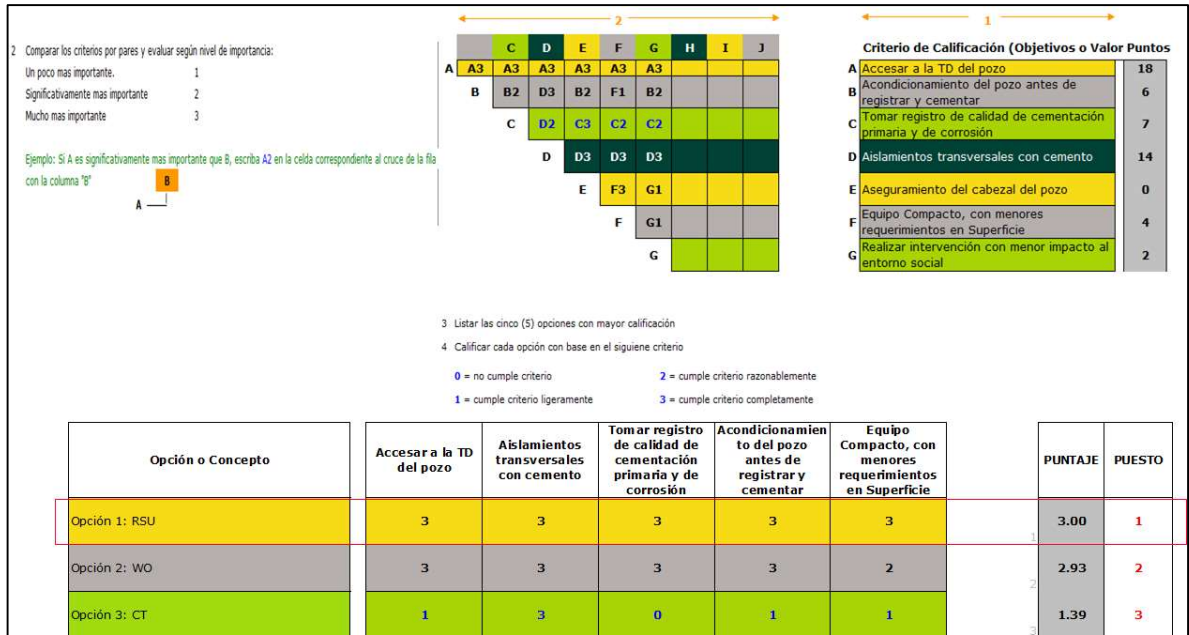


Por último, el proyecto en la actualidad se encuentra con su Fase de Evaluación y Desarrollo de su alcance técnico para el abandono, aprobada después de aplicarse el procedimiento para la selección de la opción de intervención, mediante el formato WIP-004, presentado en la tabla 19 y la figura 22.

Tabla 19. Análisis de opciones para intervención. Abandono pozos Buturama.

Opción	Costo Base Campaña (KUSD)	Tiempo Efectivo Campaña (Días)	Ventajas	Desventajas
RSU	2,065	31	<ol style="list-style-type: none"> Menor número de cargas en movilización y locación. Permite recuperar tubería de producción. Menor costo de intervención. 	<ol style="list-style-type: none"> Se debe rentar la tubería de trabajo. No tiene mesa rotaria (Power Swivel – Viabilidad Contractual) Mayor tiempo de intervención ya que los viajes de tubería son sencillos. Menor capacidad de tensión efectiva (120,000 LB)
WO 550	2,137	27	<ol style="list-style-type: none"> Cuenta con mesa rotaria Menor tiempo de intervención ya que los viajes de tubería son en dobles. No requiere alquiler de tubería (Excepto Buturama 1) Mayor capacidad de tensión (175,000 LB) 	<ol style="list-style-type: none"> Mayor costo de ejecución frente a la RSU Mayor número de cargas en movilización y en locación
Coiled Tubing	NA	NA	<ol style="list-style-type: none"> Permite trabajar con el pozo vivo, sin necesidad de matar el pozo. Solo requiere personal especializado para su operación. El menor tiempo de intervención. 	<ol style="list-style-type: none"> No permite retirar la tubería de producción No es posible tomar el registro de calidad de cemento/corrosión - Punto excluyente Mayor costo de intervención

Figura 22. Selección de la mejor opción. Abandono pozos Buturama.



Donde con este proceso el grupo técnico de P&A (*Plug and Abandonment*) recomienda al comité aprobador la **Opción 1 – RSU** como mejor alternativa técnica, para desarrollar las operaciones de intervención de abandono en Campo Buturama.

4.11.2 Campo Yariguí. El objetivo en este campo fue el desarrollo del Alcance Técnico de la Intervención de trabajos de reacondicionamiento en pozos inyectores con sarta selectiva para corregir fallas de integridad por corrosión, en línea con el proceso WIP.

Este proyecto muestra la aplicación de la primera etapa del proceso WIP con la aplicación del formato WIP-003, presentada en la figura 23.

Figura 23. Evaluación de integridad del pozo. WO pozos Yariguí.

INFORMACION GENERAL																	
FECHA	GERENCIA REGIONAL	CAMPO	PROYECTO	POZO	ESTADO ACTUAL	TIPO DE POZO	COMPLETAMIENTO										
23 de mayo de 2019	VRC	YARIGUI	WO 2019	YR-506	Activo	Inyector	Inyector de Agua										
ESQUEMATICO			OBJETIVO DE LA EVALUACION														
			WO A POZO INYECTOR POR CORROSION EN CABEZAL DE SUPERFICIE. Realizar pulling de sarta selectiva, pruebas de inyectividad y estimulación matricial de ser necesario. Justificación: Debido a la pérdida de inyectividad del pozo, se propone realizar cambio de sarta selectiva ya que no se ha realizado reacondicionamiento al pozo desde su conversión a inyector en el 2011; así mismo, se propone realizar prueba de inyectividad para definir la necesidad de estimulación matricial. El pozo brinda soporte de inyección a los productores YR-28, YR-29, YR-112.														
			MAWOP <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Anular-A</th> <th>Anular-B</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAWOP (Psi)</td> <td>2095</td> <td>2985</td> </tr> <tr> <td>MOP (Psi)</td> <td>1348</td> <td>1492,5</td> </tr> </tbody> </table>							Anular-A	Anular-B	MAWOP (Psi)	2095	2985	MOP (Psi)	1348	1492,5
				Anular-A	Anular-B												
			MAWOP (Psi)	2095	2985												
			MOP (Psi)	1348	1492,5												
			DATOS GENERALES y ACTUALES DEL POZO Máx inclinación @ Prof (Ft) : 14 @ 2595 ft Presión Anular A. (Psi) : _____ Fecha Registro de Cement : _____ Máx. DLS° / 100 ft @ Prof (Ft) : 2,65 @ 2595 ft Presión Anular B. (Psi) : _____ Fecha Registro de Integridad : N/A Fondo de Pozo (Ft) : 8825 ft Diagnóstico inicial Completamiento : FI Fecha Última Instalación : 2-2-2010														
			EVALUACION DE INTEGRIDAD														
			BARRERA PRIMARIA														
			ELEMENTOS		VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 1									
			1	Válvula Master Inferior	El cabezal presenta fuga por corrosión. Se anula prueba de presión	Medio	Presión anular	Medio									
2	TUBING HANGER	Probado @ 500 psi - 02-Feb-2010. Menor a WP	Medio	Presión anular													
3	TUBERIA DE PRODUCCION	Probado @ 3500 psi - 02-Feb-2010	Bajo	Presión anular													
4	CAMISA DE CIRCULACION	Probado @ 3500 psi - 02-Feb-2010	Bajo	Presión anular													
5	ON-OFF TOOL	Probado @ 3500 psi - 02-Feb-2010	Bajo	Presión anular													
6	EMPAQUE DE INYECCION SUPERIOR	Probado @ 500 psi - 02-Feb-2010. Menor a WP	Medio	Presión anular													
7	CASING 7 IN (DESDE 7797 FT HASTA 7820 FT)	Probado @ 500 psi - 02-Feb-2010. Sin registro. Integridad	Medio	Verificación o toma de registro													
8	CEMENTO 7 IN (DESDE 7797 FT HASTA 7820 FT)	No hay registro de cementación disponible.	Medio	Verificación o toma de registro													
9																	
9																	
10																	
11																	
12																	
BARRERA SECUNDARIA																	
ELEMENTOS		VERIFICACION	RIESGO POR ELEMENTO	MONITOREO	RIESGO BARRERA 2												
1	VÁLVULA MASTER SUPERIOR	El cabezal presenta fuga por corrosión. Se anula prueba de presión	Medio	Presión anular	Alto												
2	VÁLVULA LATERAL	El cabezal presenta fuga por corrosión. Se anula prueba de presión	Medio	Presión anular													
3	CABEZAL	Cabezal presenta fuga por corrosión. Se anula prueba de presión	Alto	Presión anular													
4	CASING 7 IN (DESDE 0 FT HASTA 7797 FT)	Probado @ 500 psi - 02-Feb-2010. Menor a WP. No se tiene registro de corrosión.	Medio	Verificación o toma de registro													
5	CEMENTO 7" (DESDE TOC FT HASTA 7797 FT)	No se tiene registro de cementación disponible.	Medio	Verificación o toma de registro													
RESULTADO																	
APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES													
	BARRERA 1	Medio	NO HAY INFORMACION. No se tiene información de integridad del cabezal, Tubing hanger y casing 7in	2. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado) 3. Correr registro de cementación y corrosión 7in en próxima intervención.													
	BARRERA 2	Alto	FUGA EN CABEZAL POR CORROSION. NO se tiene registro de cemento de 9 5/8" No se tiene prueba de presión de 9.625"	1. Cambio de cabezal operativo en la próxima intervención. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado)													
CLASIFICACION - NIVEL DE DEGRADACION		C															
COMENTARIOS:																	
El nivel de degradación C corresponde según WIMS a valoración de riesgo: H:																	
Realizado por: Walter Sánchez León walsanchez@ecopetrol.com.co		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Resultado Valoración del Riesgo</th> <th>Prioridad</th> <th>Acciones Recomendadas</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VH H</td> <td>Alta, Atención Inmediata</td> <td>Si la valoración indica una condición crítica en una de las barreras se recomienda: <ul style="list-style-type: none"> Identificar el tipo de anomalía en el elemento de la barrera Valorar el riesgo potencial de falla de la barrera Valorar e identificar las acciones a implementar para eliminar o mitigar el riesgo de escalamiento. Ejecutar las acciones de prevención/mitigación para eliminar la anomalía en la barrera tan pronto como sea prácticamente posible. </td> </tr> </tbody> </table>		Resultado Valoración del Riesgo	Prioridad	Acciones Recomendadas	VH H	Alta, Atención Inmediata	Si la valoración indica una condición crítica en una de las barreras se recomienda: <ul style="list-style-type: none"> Identificar el tipo de anomalía en el elemento de la barrera Valorar el riesgo potencial de falla de la barrera Valorar e identificar las acciones a implementar para eliminar o mitigar el riesgo de escalamiento. Ejecutar las acciones de prevención/mitigación para eliminar la anomalía en la barrera tan pronto como sea prácticamente posible. 								
Resultado Valoración del Riesgo	Prioridad	Acciones Recomendadas															
VH H	Alta, Atención Inmediata	Si la valoración indica una condición crítica en una de las barreras se recomienda: <ul style="list-style-type: none"> Identificar el tipo de anomalía en el elemento de la barrera Valorar el riesgo potencial de falla de la barrera Valorar e identificar las acciones a implementar para eliminar o mitigar el riesgo de escalamiento. Ejecutar las acciones de prevención/mitigación para eliminar la anomalía en la barrera tan pronto como sea prácticamente posible. 															

Figura 23. (continuación)

MAXIMUM ALLOWABLE WELLHEAD OPERATING PRESSURE - MAWOP							
INFORMACION TÉCNICA							
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Presión de Colapso (Psi)	Presión de Estallido (Psi)
Conductor 20"	20"			0	0		
Superficie 13 3/8"	13 3/8"			0	0	5970	5970
Intermedio 9 5/8"	9 5/8"	43,5	P-110	0	1019	5390	5390
Liner 7"	7"	29	P-110	8776	8825	7650	7650
Tubería de Producción 3 1/2"	3 1/2"	9,3	N-80	0	8461	10540	10160
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"							

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

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

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

2. 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 del software WellCAT con la carga de máxima presión anular disponible.

3. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings):

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 evaluad.

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 Máxima presión anular disponible.

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

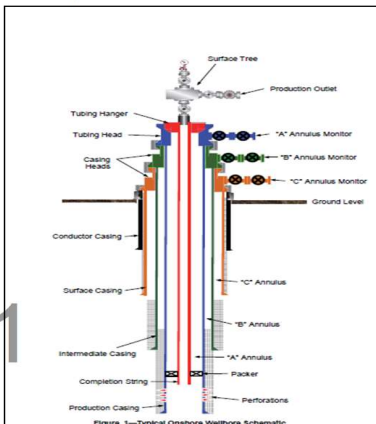
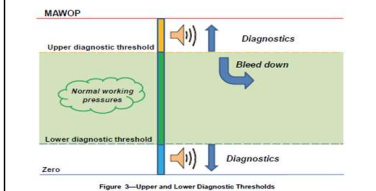
Fractura de las formaciones expuestas por debajo de la profundidad del tubular externo (si está presente):

Formation fracture breakdown component = $0.8[TVD(FG - FWG \text{ Fluid weight gradient})]$

Profundidad TVD (ft)	7770
Gradiente de Fractura FG (psi/ft)	0,9
Gradiente del Peso del Fluido FWG (psi/ft)	0,43316
Formation fracture breakdown component (PSI)	2901,87744

Nota:
 1. En las celdas grises escribir los valores y en la celda en verde se calcula el valor del Formation fracture breakdown component.
 2. EL gradiente del peso de fluido es el que se encontraría en el pozo en el momento que se presente presión en anulares. (Agua, Aceite, Lodo, Etc.).

5. El MAWOP del Anular evaluado es la mínima presión de los componentes o tubulares que el anular.

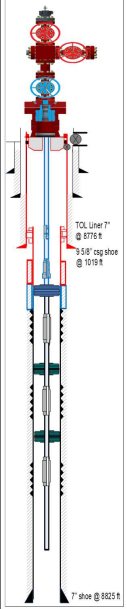
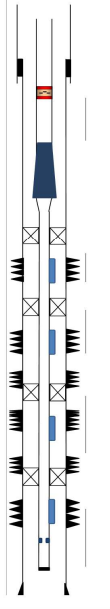



CALCULO DE MAWOP			
ANULAR	Tubular o Componente	MAWOP (Psi)	Comentarios
Anular A	50% Estallido casing evaluado - 9-5/8"	2695	
Anular A	75% Colapso Tubular interno - 3-1/2"	7905	
Anular A	80% Estallido casing externo al evaluado - 13-3/8"	4776	
Anular A	Fractura de la formación	2901,87744	
Anular A			
Anular A			
Anular A			
Anular A			
Anular A.		2695	
Anular B	50% Estallido casing evaluado - 13-3/8"	2985	
Anular B	75% Colapso Tubular interno - 9-5/8"	4043	
Anular B	80% Estallido casing externo al evaluado - 20"		
Anular B			
Anular B			
Anular B			
Anular B.		2985	

RESULTADOS		
ANULAR	MAWOP (Psi)	MOP (Psi)
ANULAR A	2695	1347,5
ANULAR B	2985	1492,5

Este proyecto también es un buen ejemplo para mostrar la aplicación de las bases de diseño con la aplicación del formato WIP-005 en la tabla 20.

Tabla 20. Bases de diseño. WO pozos Yariguí.

Proyecto	WO básica - inyectores 2019	EQUIPO DE INTERVENCIÓN			CABEZAL/ ARBOL DE PRODUCCIÓN				PRODUCCIÓN	
Pozo / Pozo Tipo	WO básica - inyectores 2019	WO 550 HP								
ESTADO MECÁNICO ANTES DE LA INTERVENCIÓN	ESTADO MECÁNICO DESPUES DE LA INTERVENCIÓN	FLUIDOS	CEMENTACIÓN REMEDIAL	SARTA DE PRODUCCION / INYECCION	TUBERIA DE PRODUCCION / INYECCION	WELLBORE CLEAN OUT	CONECTIVIDAD	ESTIMULACION / PRUEBAS DE INYECTIVIDAD	CABEZAL	ABANDONO
		Mezcla de agua de formación (66%) con agua de captación (34%)	N/A	<ol style="list-style-type: none"> On-off tool 1" X2-1/8" como medio para desconexión de tubería (liberación izquierda). Empaques 7"x 2-7/8" Hidráulico de liberación por rotación, con envoltorio que cumpla con el análisis de esfuerzos. Camisas 2-7/8" de circulación NO elastoméricas, apertura Open down. Mandriles 2-7/8" de inyección inferior, orientados con camisa discriminadora. Dummies con equalización, y diámetro 1 1/2", con latch RK. Válvulas reguladoras de flujo VRF 1 1/2" latch RK, máximo diferencial para regular 200psi. Rango de caudal regulado de 50 BHPD - 2000 BHPD. Landing Nipple perfil de acuerdo a diseño de detalle. Standing Valve- SK diferencial, para prueba de tubería sobre el perfil del Landing nipple debajo de la camisa según diseño de detalle. Blanking plug 5k-diferencial, en landing nipple de fondo, según diseño de detalle. Tubería y Pup Joints 2 7/8" EUE, N-80, 6.5 #, para BHA y superficie. Nipple debajo de camisa para prueba de 	Tubería 2-7/8" EUE, N80, 6.5 #/ft	<p>Limpieza Mecánica e hidráulica con herramientas para casing de 7" 29#.</p>	Intervalos cañodeados existentes y nuevos (Según diseño detalle)	<p>Empaques mecánicas 7,5k en tandem (RBP y Mecánico liberación por tensión)</p> <p>Pruebas selectivas en las formaciones k1_inf según requerimiento de selectividad de yacimientos.</p>	<p>Tubing Hanger 11" x 3-1/2" EU</p> <p>Presión de trabajo Inyección: 3200 psi</p>	N/A

4.11.3 Campo Castilla. El objetivo en este campo fue el desarrollo del Alcance Técnico de la Intervención y AFE clase 2 de una intervención al pozo CA-105 con el objetivo de realizar la conversión de productor a inyector con un completamiento inteligente, en línea con el proceso WIP.

El proceso de recuperación secundaria en el campo Castilla ya tiene una madurez suficiente, que le ha permitido entrar en la implementación de tecnologías para la optimización del proceso. El pozo CA-103 ha sido elegido como el candidato y es un excelente ejemplo para presentar la implementación del proceso WIP en su primera fase con la aplicación del formato de solicitud y requerimiento de

intervención WIP-002 y la determinación de su clasificación especial a través de la aplicación de la matriz de complejidad de la intervención con el formato WIP-001. Estos se presentan en la tabla 21 y 22.

Tabla 21. Solicitud y requerimiento de intervención. Conversión CA-105.

1. INFORMACIÓN GENERAL						Responsable de la Información:	María Paula Polonia Trujillo									
VICEPRESIDENCIA	GERENCIA	CAMPO	NOMBRE DEL POZO & CAMPAÑA	TIPO DE POZO	TIPO DE COMPLEMENTAMIENTO	SLA INSTALADO	PROFUNDIDAD FINAL DE POZO (ft) MD / TVD.	GOR (SCF/STB)								
VRO	GDT	Castilla	Expansión Inyección agua Centro Norte y Centro Sur	Inyector	EN HUECO REVESTIDO	BES	8000	15								
1.1 Ubicación de pozo o proyecto																
SISTEMA DE COORDENADAS	Magna - Siras	COORDENADAS DE SUPERFICIE	Norte (m)	1045129	Este (m)	916760,4	GLE:	1366,2								
REFERENCIA	CA105	COORDENADAS DE FONDO	Norte (m)	1045054	Este (m)	919771	PROFUNDIDAD MD (FT) / TVD (FT)	7447								
2. INTERVENCIÓN PLANEADA PARA EL POZO - DESCRIPCIÓN DE LA INTERVENCIÓN																
SERVICIO A POZO	<input type="checkbox"/>															
REACONDICIONAMIENTO	<input checked="" type="checkbox"/>	Conversión a pozo Inyector de Agua-Completamiento Inteligente en pozo altamente desviado (Mayor 60 grados)														
ABANDONO	<input type="checkbox"/>															
3. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN DE LA INTERVENCIÓN						Responsable de la Información:	María Paula Polonia Trujillo									
3.1 Objetivos Estratégicos y Específicos de la intervención																
<p>OBJETIVO ESTRATÉGICO: Apalancar el Proyecto de Inyección de Agua en el área Central del campo con reservas 1P de 29,16 MBLs (Volumen técnico).</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS: Convertir a inyector un pozo con complejidad geométrica moderada. Reducir los riesgos operacionales asociados a operaciones skidline en pozos de más de 60° con sartas de inyección selectivas. Probar el comportamiento de este tipo de completamientos en pozos con cuatro zonas de inyección en promedio. Apalancar la inyección del patrón CA105 del área centro del campo con reservas 1P de 0,42 MM BLS (Volumen técnico)</p>																
3.2. Justificación de la intervención																
Aseguramiento de las curvas de producción y los volúmenes de reservas asociados al Proyecto de Inyección de Agua. Este pozo no se puede convertir con un completamiento convencional dado que no es posible operar con skidline para regulación y control de caudal. Se requiere una solución de completamiento con ajuste de válvulas Rig-Less.																
4. ASPECTOS DE SUPERFICIE						Responsable de la Información:	Elizabeth Carrero									
4.1 Requisitos ambientales para la intervención																
Licencias Ambientales	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Aspectos Ambientales	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
4.2 Facilidades de superficie																
COMENTARIOS																
Vías	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Líneas de flujo	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Contrapozo	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Localización	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Facilidades en locación	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Punto de captación	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
Generales	Cumplidos en el pozo productor actual CA105															
5. INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO E HIDROCARBUROS (añadir más líneas si se requiere)									Responsable de la Información:	Edwín Carrero Suescun						
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 (psia)	Tipo de Hidrocarburo	Espesor de cañoneo (FT)
K1inf	1400 2200	210	12	15%	938				170		2400	93%		90 - 450	Parafínico	
Formación 2																
Formación 3																
6. ASPECTOS DE GEOLOGÍA						Responsable de la Información:	Nombre y Cargo									

Tabla 21. (continuación)

7. TARGET GEOLOGICO A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)							Responsable de la Información:		Nombre y cargo						
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)	POLIGONO	CIRCULAR	Norte (m)	Este (m)						
Nombre Objetivo 1															
Nombre Objetivo 2															
NOTAS REFERENTES AL TARGET(S) GEOLOGICO Comentarios relevantes del box target, definir líneas duras, etc:															
Nombre Objetivo 1							TARGET CIRCULAR	Radio (ft)	Espesor (ft)						
TVDss POLIGONO	Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)	Espesor (ft)										
Topo						NOTAS									
Base															
8. PROGNOSIS GEOLOGICA DE LA ZONA DE INTERES A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)							Responsable de la Información:		Nombre y cargo						
FORMACION	TOPE TVDss (ft)	TOPE TVD (ft)	LITOLOGIA (Areniscas/Arcoillolitas/Calkras/etc)	BUZAMIENTO (°)	PRESIONES		GEOHAZARDS Y PELIGROS POTENCIALES EN EL SUBSUELO								
					PORO (PSI)	FRACTURA (PSI)	Ej Perdidas	Ej Infiljo	Ej Pega Tuberia	Ej Formacion reactiva	Ej fracturas	Ej Gas superficial	Ej	Ej	
F.M 1									Ej Alto	Ej bajo	Ej bajo	Ej bajo	Ej Alto		
F.M 2									Ej bajo	Ej bajo	Ej Alto	Ej bajo	Ej Alto		
F.M 3									Ej Medio	Ej bajo	Ej Alto	Ej Alto			Ej Alto
F.M 4									Ej Medio	Ej Medio	Ej Alto	Ej Alto			
TD			INCERTIDUMBRE TD (% o LONG)			INCERTIDUMBRE PROGNOSIS (%)									
9. INFORMACION POZOS OFFSET (Si es necesario agregue más filas)							Responsable de la Información:		Nombre y cargo						
POZOS OFFSET MAS RELEVANTES (GEOLOGICOS & OPERACIONALES)						COMENTARIOS									
Nombre	Coordenas de Superficie (Magna Sirgas)		Coordenas de Fondo (Magna Sirgas)		Objetivo geológico										
	Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)											
POZO 1															
POZO 2															
POZO 3															
POZO 4															
POZO 5															
10. INTERVENCIONES FUTURAS Y RECOMPLEMENTARIOS							Responsable de la Información:		María Paula Polonia Trujillo						
Posible estimulación Matial y futuro abandono del pozo al final de la vida util.															
10.1 Plan de completamiento final															
Instalación de completamiento inteligente para inyección selectiva en pozo altamente desviado. 3-4 zonas dependiendo de la definición en el pozo a pozo.															
11. INFORMACION Y REQUERIMIENTOS DE INYECCION / RECUBRO							Responsable de la Información:		María Paula Polonia Trujillo						
CONVERSION A INYECCION?	SI		FLUIDO A INYECTAR	Agua		INYECCION POR CSG o TBG?	TBG								
IP INYECCION EN CABEZA (PSI) max / min	2200 / 400		Q INYECCION (BPM / MSCFD) max / min	3000 / 500		BPM	COMENTARIOS DE LA INYECCION. Los valores max y min de presiones en boca de pozo fueron tomados de valores historicos de campo.								
CARACTERÍSTICAS FLUIDO DE INYECCION		COMENTARIOS			COMBUSTION IN SITU		COMENTARIOS								
AGIA	TIPO DE AGIA	Agua de Formación tratada (de Planta Castilla)			TEMPERATURA DE FONDO (°F)										
QUIMICO	COMPOSICION DE LA MEZCLA				% H2S ESPERADO										
VAPOR	TEMPERATURA DE VAPOR FONDO (°F)				% CO2 ESPERADO										
	CALIDAD DE VAPOR														
POZO	TIPO DE TRABAJO	INTERVALO A INYECTAR													
		FORMACION O EMPAQUE	TOPE MD (FT)	TOPE TVD (FT)	PRESION DE FORMACION (PSI)	TEMPERATURA (°F)									
CA105	Conversion a Inyector	K11_inf		5100 / 6600	1400 - 2200	210									
Incluir más líneas si se requiere															

Tabla 21. (continuación)

12. REQUERIMIENTOS ESTIMULACION						Responsable de la Información:	Nombre y Cargo				
CARACTERÍSTICAS ESTIMULACION						COMENTARIOS					
TIPO DE ESTIMULACION	Tratamiento matricial					El tratamientos de diseño y ejecuta dependiendo de las pruebas de inyectividad.					
INTERVALO PROPUESTO A ESTIMULAR	TBD										
MAXIMA PRESIÓN REQUERIDA EN FONDO PARA ESTIMULACION / FRACTURA (psa)	0,75 Psi/ ft (2500 psi superficie)										
CAUDAL ESPERADO DURANTE LA ESTIMULACIÓN / FRACTURA (BPM)	1,5 bpm										
FLUIDO A USAR PARA LA ESTIMULACIÓN/ FRACTURA	Preflujo orgánico- ácido fórmico acético- ácido fluorhídrico										
MATRICIAL - TIPO DE TRATAMIENTO	Acido					Preflujo orgánico- ácido fórmico acético- ácido fluorhídrico					
12.1 Tasas y Volúmenes esperados				12.2 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											
13. PRUEBA EXTENSA O DE PRESIÓN REQUERIDA						Responsable de la Información:	Nombre y Cargo				
FORMACION OBJETIVO	INTERVALOS DE PRUEBA	TIPO DE PRUEBA	TIEMPO DE FLUJO (DÍAS)	REQUIERE CIERRE EN FONDO? (SI / NO)	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 (si es necesario agregue más filas)											
ESTRATEGIA DE PRUEBA											
COMENTARIOS											
14. PROGRAMA DE REGISTROS					15. PROGRAMA DE MUESTRAS DE ZANJA						
SET DE REGISTROS			SECCIÓN O INTERVALO		MUESTREO			SECCIÓN O INTERVALO			
Cemento e Integridad, perfiles de correlacion para asentamientos de empaques en profundidad			csg de 7" y 9 5/8"								
16. OTROS REQUERIMIENTOS						Responsable de la Información:	Nombre y Cargo				
17. LISTADO DE ANEXOS Y TIPO DE FORMATO (pdf, Word, Excel, Power Point, IAS)											
INFORMACION MINIMA REQUERIDA											
Conversión: 1. Estado mecánico, 3. Registros de cementación, 4. Survey final 6. Valoración EcosMIPy 12. Registro open hole Abandono: 1. Estado Mecánico, 3. Registros de cementación, 8. Historial de cañoneos											
Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado	Documento	Formato	Entregado
1. Estado Mecánico actualizado	xls	SI	5. Registros de corrosión	pdf	SI	9. Reportes de producción y pruebas corta/ extensa	pdf	SI	Ej: Modelo Geomecanico		
2. Handover Perforación y Completamiento a producción			6. Valoración del riesgo de los pozos por integridad (Herramienta EcosMIP)		NO	10. Reportes de falla / investigaciones asociadas al pozo					
3. Registros de cementación	pdf	SI	7. Reporte geología final de perforación		N/A	11. Especificaciones del cabezal					
4. Survey final	ppt	SI	8. Historial de cañoneos	xls	SI	12. Registro Open Hole por pozo de sección de interés	pdf	SI			

Tabla 22. Matriz de complejidad. Conversión CA-105.

FACTORES		BAJA 1	MEDIA 5	ALTA 10	PUNTAJACION	JUSTIFICACION
1	Valoración de Riesgo Matriz RAM	Riesgo aceptable o nulo	Riesgos tolerables	Riesgos ubicados en zona H, VH y M que tengan consecuencias 4 o 5 para personas o activos, son consideradas como no tolerables (potenciales casos HSE)	10	Matriz de evaluación de riesgos adjunta.
2	Resultado matriz de Susceptibilidad / Matriz de abandono	Pozos con susceptibilidad baja a falta	Pozos con susceptibilidad media a falta	Pozos con susceptibilidad alta a falta	5	Pozo en riesgo Medio
3	Nivel de madurez de Tecnología (TRL)	Tecnología con resultados satisfactorios y documentada para uso generalizado (TRL > 7)	Tecnología probada con resultados satisfactorios o positivos y se encuentre en nivel de maduración en una VR y se proyecte utilizar esta misma tecnología en otra VR	Nivel de madurez de Tecnología TRL ≤ 7	1	Equipos probados en condiciones reales
4	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	1	
5	Equipo de Intervención	Unidades de cable (slick line, braded 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	
6	Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000	5	
6	Arquitectura pozo productor	Derivado con Inclinación < 45°	Derivado Alto ángulo - Horizontal - Geonavegado	Multilateral		
	Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 55° inyector selectivo	10	Pozo con alta desviación
	Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0	5	
7	GOR (SCF/STB)	GOR < 2000	2001 > GOR < 3500	GOR > 3500	1	
8	Concentración H2S y criterio operacionales*	< 5 ppm	5 ppm < H2S < 15 ppm	H2S > 15 ppm	1	
9	Gradiente de presión de formación (de yacimiento o de overburden)	Normal (0,433 psi/pie)	Subnormal	Subnormal con flujo cruzado / Anormal	1	
10	Estado mecánico actual	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner burado o mallas y con sistemas de Control de Arena	1	
11	Completamiento a instalar	Completamiento Sencillo / SLA sencillo Completamiento selectivo hasta 3 zonas	Completamiento Múltiples / Dual / Concentrico / Completamiento selectivo mayor a 3 zonas / SLA con accesorios adicionales.	Completamiento Inteligente / Completamiento Yacimientos No Convencionales	10	
12	Accesibilidad	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	1	
13	Costo Intervención	AFE < \$1MM	\$1MM < AFE < \$3MM	AFE > \$3MM	5	
TOTAL PUNTAJACION					5,80	

Clasificación	Complejidad	Puntuación
Categoría 1	BAJA	< 2
Categoría 2	MEDIA	2 a 4
Categoría 3	ALTA	4 a 8
Categoría 4	CRITICA	> 8

CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCION
Categoría 3: ALTA

Este proyecto también es un buen ejemplo para mostrar la aplicación del procedimiento para la estimación de costos Clase 2 con el AFE de detalle a través de la aplicación del formato WIP-008 en la tabla 23.

Tabla 23. AFE Clase 2. Conversión CA-105.

ESTIMADO DE COSTOS DE INTERVENCIÓN					
ESTIMADO No.:					1
FECHA:	28/01/2020	CLASIFICACIÓN DEL PROYECTO		CLASE DEL ESTIMADO	CLASE III
				TRM	\$ 3.500
NOMBRE DEL PROYECTO: CA105 - Completamiento inteligente (Conversión a inyector)					
ALCANCE DEL PROYECTO: Conversión a inyector con Completamiento Inteligente					
TIPO DE POZO:	Inyector			TIPO DE INTERVENCIÓN:	Workover a pozo productor
PROF. EST. TVD (Pies):	8500			PROF. EST. MD (Pies):	7000
PIES EST. A CAÑONAR:	203				

COSTOS USD	INTERVENCIÓN	TIEMPO	DIAS
EQUIPO	\$ 306.577	MOVILIZACIÓN	1
SERVICIOS	\$ 904.895	INTERVENCIÓN	30
COMPRAS	\$ 1.534.338	TOTAL	31
SUBTOTAL	\$ 2.745.810		
GERENCIAMIENTO	\$ 54.916		
TOTAL BASE ESTIMADO	\$ 2.800.726		
CONTINGENCIAS			
ESCALACIÓN			
TOTAL ESTIMADO	\$ 2.800.726		

ESCENARIOS PROBABILÍSTICOS	TIEMPO (DIAS)	COSTOS (USD)
P10		\$ 3.016.382
P50		\$ 3.206.832
P90		\$ 3.442.093

MOVILIZACIÓN: Se estima un día de movilización. La estimación del costo se hace por el ítem de contrato de taladros: Movilización Entre Pozos De 20 A 30 Km Con Tubería

INTERVENCIÓN: Se consideran 30 días de intervención para la operación de conversión. Costos de operación tomados de referencia del pozo CH y del historial de la conversión de 25 pozos en Castilla (2015-2020). El costo de los equipos fue tomado de los costos del pozo inteligente CH29 (2019)

CONTINGENCIAS:

TABLA RESUMEN DE IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS ESPECÍFICOS PARA INTERVENCIÓN-CONTINGENCIA		
ID DEL RIESGO	DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	COSTO TOTAL
R5	Paro de operaciones, bloqueos	\$30.658
R9	Daño del TH, sección B y/o tapon del penetrador durante la instalación para abandono temporal.	\$28.056
R11	Daño en los equipos de la sarta de limpieza (WBCO).	\$8.333
R12	Mayor tiempo usado para limpieza del pozo.	\$23.406
R13	Limpieza deficiente del liner y revestimiento.	\$23.406
R15	Daño en herramienta durante el armado o corrida de calidad de cemento y VSP.	\$16.878
R17	No detonación de cañones	\$27.422
R18	Detonación en superficie durante almacenamiento en pozo, manejo o transporte	\$5.852
R19	Cañoneo en profundidad errónea.	\$50.522
R22	Pega de tubería	\$8.407
R23	Aterrizamiento o daño al cable de potencia durante la corrida.	\$139.760
R24	Daño mecánico de la BES durante RIH ó en operación temprana	\$139.760
R25	Daño a sellos TH y/o penetrador durante la instalación.	\$28.056
R26	Mal funcionamiento o fuga en sección C, ie. Valvulas (ref. CRA 14)	\$28.056
R27	No puede arrancar la BES	\$139.760
R31	Pescado despues o durante sacada de completamiento BES	\$75.653
TOTAL		\$773.984

ESCALACIÓN:

Tabla 23. (continuación)

FECHA:		martes, 28 de enero de 2020		ESTIMADO No.		1	
NOMBRE DEL PROYECTO Y/O POZO:		CA105 - Completamiento inteligente (Conversión a inyector)				CLASIFICACIÓN DE LOS ESTIMADOS DE COSTOS	
ALCANCE DEL PROYECTO:		Conversión a inyector con Completamiento Inteligente				TIPO DE ESTIMADO	
TIPO DE POZO:		Inyector				CLASE III	
PROFUNDIDAD ESTIMADA TVD (Pies):		8500,0 Pies					
PROFUNDIDAD ESTIMADA MD (Pies):		7000,0 Pies					
DÍAS ESTIMADOS MOVILIZACIÓN:		1,0 Días					
DÍAS ESTIMADOS INTERVENCIÓN:		30,0 Días				TRM	
TIPO DE INTERVENCIÓN:		Workover a pozo productor				\$ 3.200	
TOTAL DÍAS DE OPERACIÓN Y MOVILIZACIÓN:		31,0 Días					
FECHA ESTIMADA INICIO DE OPERACIONES:		sábado, 1 de agosto de 2020					
DESCRIPCIÓN		INVERSIONES		N° CONTRATO	OBSERVACIONES		
I. INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN		MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	INTERVENCIÓN				
CÓDIGO OPEN WELLS	A. INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN	USOS					
	EQUIPO	USOS	USOS				
01020	TOTAL POZO		\$ 965.037.515				
01030	TOTAL BASE GRAVADA		\$ 84.249.307				
01040	IVA BASE GRAVADA (19%)		\$ 16.007.368				
01050	TOTAL CON IVA (PESOS)		\$ 981.044.884				
01050	TOTAL CON IVA (USO)		\$ 306.577				
	SERVICIOS	USOS	USOS				
02020	ALQUILER DE HERRAMIENTAS ESPECIALES DE FONDO Y/O SUPERFICIE (WBCO)						
02040 / 02035	ALQUILER DE TUBERÍA (FRACTURAMIENTO / PERFORACIÓN)						
02050	ASEGURAMIENTO DE CALIDAD						
02070	CAÑONEO		\$ 184.053				
02080	CEMENTACIÓN						
02100	COMUNICACIONES						
02120	CORRIDA DE EMPAQUES		\$ 25.823				
02060	CORRIDA DE TUBULARES						
02141	EMPAQUE DE CIRCULACIÓN						
02150	ESTIMULACIÓN (FRACTURAMIENTO, ACIDIFICACIÓN, ETC)		\$ 190.400				
02160	MOVILIZACIÓN: Se estima un día de movilización. La estimación del costo se hace por el ítem: Movilización, entre						
02190	INSPECCIÓN DE EQUIPO DE PERFORACIÓN Y/O WORKOVER						
02180	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBULARES						
02300	INSTALACIÓN DE CABEZAL		\$ 5.355				
02200	LIMPIEZA DE REVESTIMIENTO		\$ 80.920				
02240	PROFESIONALES DE SUPERVISIÓN E INGENIERÍA		\$ 27.276				
02261	PRUEBAS DE PRESIÓN (FIT / LOT / CIT / INYECTIVIDAD, ETC)						
02260	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN						
05120	SEGURIDAD Y ORDEN PÚBLICO						
02270	REGISTROS ELÉCTRICOS O PRODUCCIÓN (PLT)		\$ 100.863				
02280	RENTA BROCCAS						
02290	REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TUBULARES Y HERRAMIENTAS						
01060	TRANSPORTE ADICIONAL DE HERRAMIENTAS (ECOPETROL)						
02310	TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES-TÉRMICO -INYECCIÓN / BIOREMEDIACIÓN						
02090	UNIDAD DE COILED TUBING Y NITROGENO						
02091	UNIDAD DE SWABBING / SLICKLINE / BRAIDED LINE		\$ 11.557				
02092	PULLING Y RUNNING EQUIPO RES		\$ 33.915				
02093	SERVICIO INSTALACIÓN SARTA INTELIGENTE		\$ 244.733				
02094	OTROS COSTOS						
SUBTOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN			\$ 1.211.472				
CÓDIGO OPEN WELLS	B. INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES)						
03030	COMPLETAMIENTO INTELIGENTE		\$ 1.428.000				
03030	ÁRBOL DE PRODUCCIÓN Ó INYECCIÓN		\$ 17.850				
03040	CABEZAL DE POZO Y HERRAMIENTAS						
03060	DIESEL PARA FLUIDO BASE ACEITE						
03080	EQUIPO DE SUBSUELO PARA INTERVENCIÓN						
03090	EQUIPO DE SUPERFICIE PARA INTERVENCIÓN						
03120	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Ó INYECCIÓN		\$ 88.488				
	PUP JOINTS Y ACCESORIOS		\$ -				
	EMPAQUE DE AISLAMIENTO		\$ -				
	Y-TOOL						
	BES		\$ -				
	OTROS COSTOS						
SUBTOTAL INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES)			\$ 1.534.338				
CÓDIGO OPEN WELLS	C. INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN						
05040 / 05060	SERVICIOS DE PLANEACIÓN Y SEGUIMIENTO		\$ 54.916				
05010 / 05020 / 05030	SERVICIOS ESPECIALES ASOCIADOS A INTERVENCIÓN						
05040	VIÁTICOS						
	SERVICIOS ADICIONALES ESPECIALES Y DE GERENCIAMIENTO						
	AFECCIÓN DE ENTORNO						
SUBTOTAL INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN			\$ 54.916				
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS, EN MATERIALES, ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO PARA LA INTERVENCIÓN			\$ 2.800.726				
TOTAL INTERVENCIÓN SIN CONTINGENCIAS					INTERVENCIÓN		
CONTINGENCIA					0,0%	\$	2.800.726
TOTAL INTERVENCIÓN CON CONTINGENCIAS						\$	2.800.726
ESCALACIÓN					0,0%	\$	-
TOTAL INTERVENCIÓN CON ESCALACIÓN Y CONTINGENCIAS						\$	2.800.726
OBSERVACIONES							
Se toman las tarifas de vigentes con los contratos de Multiservicios vigente a 2019							
Las estimaciones de cantidades se realizaron por medio de los pozos ejecutados que hacen parte del piloto de inyección de agua y trabajos realizados por el proyecto de producción básica (CN-8, CN-9, C-144, C-36). Se utilizaron estos pozos para correlación, por sus similitudes en el estado de mecánico y zonas geológicas presentes en el área.							
Todas las estimaciones realizadas en este AFE se realizaron con TRM de 3200 COP\$/US\$.							

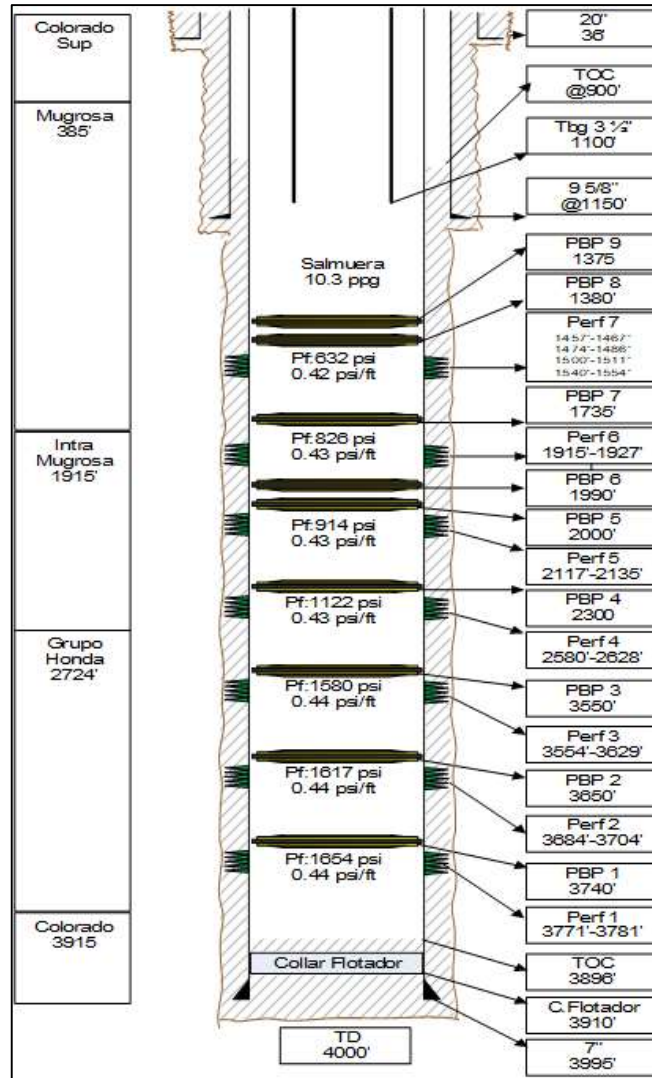
4.11.4 Campo Búfalo. El objetivo en este campo fue el desarrollo del Alcance Técnico de la Intervención del abandono del pozo Búfalo-1, en línea con el proceso WIP, cumpliendo la política de integridad DPD-G-188 WIMS, Instructivo de Cementación WDP y normatividad colombiana para Abandonos.

El pozo Búfalo 1, es un pozo exploratorio el cual fue perforado entre diciembre de 2017 - enero de 2018 y completado-probado entre abril y mayo de 2018. Está ubicado en Guaduas, Cundinamarca. Probado en siete (7) zonas en Las Formaciones Grupo Honda e Intra-Mugrosa, en donde el máximo valor de producción fue de 30 BFPD en Formación Mugrosa y de 3.3 MMSCFD en el Grupo Honda.

El pozo fue Perforado en dos (2) fases de 12 ¼" y 8 ½" a las cuales se le corrieron revestimientos hasta superficie de 9 5/8" y 7" respectivamente. La condición de cemento no es buena a lo largo de toda la sección de 12-1/4" x 9-5/8". Las lecturas de CBL están en promedio entre 30 mV y 50 mV (desde el Casing shoe @ 1150 ft hasta superficie), lo cual representa que no hay buena adherencia entre el casing y el cemento. No se evidencian sellos hidráulicos y se detecta el TOC @ 200 ft.

Realizó Top Job en anular entre conductor de 20" y revestimiento de 9 5/8". El registro de calidad de cemento en revestimiento de 7", muestra valores de amplitud por debajo de 5 mV desde 4000' hasta el Zapato de 9 5/8" (1150'), confirmando el sello hidráulico en este anular. Se realizaron pruebas DST en siete (7) zonas en las formaciones Grupo Honda, Intra-Mugrosa y Mugrosa. Cada zona probada fue aislada con *Permanent Bridge Plug* 10K (PBP), los cuales fueron probados con éxito.

Figura 24. Estado mecánico pozo Bufalo-1.



Fuente: Servidor de la GPN – Ecopetrol S.A.

El proyecto en la actualidad se encuentra con su fase de cierre para el abandono aprobada después de aplicarse todo el proceso WIP. Algunos ejemplos importantes de su aplicación fueron:

El procedimiento para la selección de la opción de intervención, mediante el formato WIP-004, presentado en la tabla 24 y la figura 25.

Tabla 24. Análisis de opciones para intervención. Abandono Bufalo-1.

Opción	Costo Base (KUSD)	Tiempo Efectivo (Días)	Ventajas	Desventajas
Unidad de Bombeo	51	1.86	<ol style="list-style-type: none"> Menor costo de intervención. Menor número de cargas. Menor tiempo de RU Menor tiempo de Operación. 	<ol style="list-style-type: none"> No es posible recuperar la tubería de control No es posible acceder a la TD del pozo. En caso que no exista circulación o no se tenga éxito en la prueba de integridad de los tapones (cuya probabilidad es muy baja) se debe cambiar de equipo para terminar el abandono.
WO 550	293	3.1	<ol style="list-style-type: none"> Permite recuperar 1100' de tubería de 3 ½" N80 EUE que está asegurando el pozo. Permite tener acceso hasta la TD del pozo Tiene la capacidad de rotar. 	<ol style="list-style-type: none"> Dependencia de ventana operativa con Gerencias de VRC para utilización del equipo. Modificación de ODS regional para que Búfalo 1 esté dentro del alcance. Mayor número de cargas en la movilización Tiempos de contratación del personal no calificado.
RSU	233	3.5	<ol style="list-style-type: none"> Permite recuperar 1100' de tubería de 3 ½" N80 EUE que está asegurando el pozo Permite tener acceso hasta la TD del pozo 	<ol style="list-style-type: none"> Modificación contractual para agregar a VEX dentro del objeto del contrato. Modificación contractual por rubros asociados a contratación de personal, solicitado por única compañía que manifestó interés para realizar el abandono. Recorrido de movilización mayor a 200 km Tiempos de contratación del personal no calificado.
Coiled Tubing 1.5"	297	3.0	<ol style="list-style-type: none"> Permite tener acceso hasta la TD del pozo Solo se requiere personal especializado en la operación. 	<ol style="list-style-type: none"> No se puede recuperar la tubería de control que está en el pozo Mayor costo de intervención Requiere movilización de Explosivos y unidad de E-Line

Figura 25. Selección de la mejor opción. Abandono Bufalo-1.

	Verificar Circulación	Bombear tapón de Cemento desde 1100'	Probar Integridad del Pozo	Intervención Bajo Costo	Asegurar cabezal	Recuperar la tubería de 3 1/2"		PUNTAJE	PUESTO
Opción 1: UNIDAD DE BOMBEO	3	3	3	3	3	0	1	3.00	3
Opción 2: RSU	3	3	2	3	3	3	2	2.81	2.71875
Opción 3: WO	3	3	1	3	3	3	3	2.63	2.4375
Opción 4: CT	3	3	1	3	3	3	3	2.63	2.4375

1	2	3	4	5	6
11	9	6	6	0	0

Donde con este proceso el grupo técnico de P&A (*Plug and Abandonment*) recomienda al comité aprobador la **Opción 1 – Unidad de Bombeo** como mejor alternativa técnica, para desarrollar las operaciones de intervención para el abandono del pozo Bufalo-1.

Este proyecto es también un buen ejemplo para mostrar la aplicación de las etapas de elaboración del programa detallado, su ejecución y cierre.

A través del formato WIP-007 para la estructuración del programa de intervención se presenta su elaboración para el pozo Bufalo-1 en la siguiente figura:

Figura 26. Formato programa de intervención. Abandono Bufalo-1.

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-007	Elaborado 06/25/2019	Versión: 1
PROGRAMA DE INTERVENCIÓN PARA ABANDONO DEFINITIVO POZO BÚFALO 1		
<p>ECOPETROL S.A. GERENCIA DE COMPLEMENTAMIENTO – GTO. DEPARTAMENTO DE PERFORACIÓN Y COMPLEMENTAMIENTO REGIONAL EXPLORATORIOS. Bogotá, 29-01-2020</p>		
Elaboró	Revisó	
 Fecha: 29-01-2020	 Fecha: 17/02/2020	
Vo.Bo	Aprobó	
 Cargo: Líder de Abandonos / GTO Fecha: 17/02/2020	 Cargo: Líder de Perforación y Complementamiento Regional Exploratorios y Filiales Fecha: 13/02/2020	

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-007	Elaborado 06/25/2019	Versión: 1
CONTENIDO		
1.	OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO	2
1.1	Objetivo estratégico de Intervención	2
1.2	Objetivos Técnicos.....	2
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.....	4
3.2.1	Reportes diarios	4
3.3	Ubicación geográfica y mapa de acceso a la localización	5
4.	INFORMACIÓN DE LA INTERVENCIÓN	6
4.1	Historia del pozo	6
4.2	Evaluación de integridad.....	9
4.3	Estado mecánico actual.....	10
4.4	Resumen de la intervención.....	11
5.	PROGRAMA OPERACIONAL DE LA INTERVENCIÓN	11
5.1	Secuencia operacional de intervención.....	14
5.2	Estado mecánico final propuesto.....	14
5.3	AFE resumido de la Intervención.....	15
5.4	Flujograma de Decisión.....	16
6.	ANEXOS	17
1. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO		
1.1 Objetivo estratégico de Intervención		
<ul style="list-style-type: none"> Intervenir y abandonar el pozo Búfalo 1, de la Vicepresidencia de Exploración (VEX), en cumplimiento de la política de integridad de la organización (Guía para el Manejo de la Integridad de Pozos WIMS, DPD-G-188) y la guía IDA-G-001 WIP (Well Intervention Process) 		
1.2 Objetivos Técnicos		
<ul style="list-style-type: none"> Verificar la integridad del tapón Bridge Plug sentado a 1375' con 1000 psi Bombear tapón de cemento desde la punta de la tubería "Kill String" de 3 1/2" posicionada a 1100' hasta obtener retornos de cemento en superficie por el anular "A" (Revestimiento de 7" – Kill String de 3 1/2"). Asegurar el Cabezal con componentes API para el abandono del pozo, lo que implica: <ul style="list-style-type: none"> Instalación de Blind Flange de 7 1/16" 3K. Instalación de componentes ciegos en las salidas laterales. 		

Fuente: Servidor de la GPN – Ecopetrol S.A.

La evaluación de la aplicación oficial del proceso WIP ha iniciado desde el año 2019 en el mes de Julio y a la fecha se tienen los siguientes resultados en las métricas de implementación y efectividad del proceso presentadas en la siguiente tabla:

Tabla 25. Métricas al 1Q 2020. Implementación y efectividad del proceso WIP.

No.	Indicador	Unidad	Frecuencia	Peso	Meta 2020	% Cumplimiento al 1Q2020
1	Frecuencia del Total de Incidentes Operacionales	Casos / Intervención	Mensual	15%	0	0
2	Cumplimiento del plan de Manejo de Riesgos	%	Mensual	15%	100%	100%
3	Cumplimiento de la Meta técnica esperada (producción, solución a falla de integridad o abandono exitoso)	%	Mensual	10%	100%	95%
4	Intervenciones ejecutadas sobre planeadas	Real / Plan	Mensual	10%	80%	75%
5	Costo por pozo intervenido frente a AFE	Costo Real / Costo AFE	Mensual	15%	90%	95%
6	Cumplimiento del WIP como proceso - Formatos y estandarización	%	Mensual	10%	90%	97%
7	Cumplimiento NPT´s	%	Mensual	15%	5%	6,2%
8	Cumplimiento de eficiencias	MMUSD	Mensual	10%	80	35

5. CONCLUSIONES

- Los problemas asociados a la baja estandarización y fallas en la planeación de las actividades de intervención a pozo, originan tiempos no productivos en la etapa de producción de los pozos de los campos más representativos de Ecopetrol S.A. equivalentes a aproximadamente 343 días por campo en promedio en un periodo de evaluación de 10 años.
- Los trabajos que más generaron tiempos no productivos en los campos representativos de Ecopetrol S.A entre 2009 y 2019, son aquellos asociados a intervenciones con alto nivel de riesgo sumando un total de 135 días por campo.
- Cuando se analizan las estadísticas de problemas asociados a tiempos no productivos en las operaciones de intervención a pozos a lo largo de los campos más representativos de Ecopetrol S.A, se puede encontrar aún una brecha que no ha permitido optimizar estas operaciones y manejar los niveles de riesgo críticos, debido a que aún cada Departamento sigue trabajando de una forma independiente y con un flujo de trabajo diferente cada una.
- Dentro de Ecopetrol S.A. existe un proceso estandarizado a nivel de la construcción de los pozos (perforación y completamiento) con un nivel de implementación y efectividad alto, sin embargo, los procesos que se han generado para tratar de manejar las intervenciones a pozos en los campos no se han logrado estandarizar a lo largo de todas las Regionales y campos de la empresa.
- Se identificaron 3 tipos de eventos bajo los que se agrupan las intervenciones a pozo en los campos de Ecopetrol S.A. durante los años 2009 y 2019: Rediseño, Wellservice y Workover. La frecuencia de ejecución de cada tipo de evento es de 5.12%, 18.18% y 76.7% respectivamente.

- Las actividades de intervención a pozos más comunes en el periodo de tiempo evaluado, son aquellas relacionadas a estimulación (39.77%), cañoneo (17.05%) y pesca (15.91%). Las menos frecuentes son aquellas relacionadas a operaciones de cambio de diseño de levantamiento, convertir a bombeo electrosumergible, mantenimiento del equipo de bombeo mecánico, re-recañoneo y trabajos de cementación con 0.57% cada uno.
- Como resultado del estudio se ha generado una clasificación final de las intervenciones a pozo que pueden tener un nivel crítico de riesgo, agrupadas dentro de dos categorías generales; Servicios a pozo (Registros, Pruebas de pozo y limpiezas) y Reacondicionamientos (Estimulación, optimización de pozo, cañoneo y re-cañoneo, conversiones de pozos, reparaciones de integridad, aislamientos y abandono de pozos).
- Las variables críticas durante la planeación, ejecución y cierre de los proyectos de intervención a pozos son; matriz de complejidad de la intervención, evaluación de integridad, bases de diseño, selección de la mejor opción, estimación de tiempos y costos, revisión de pares, matriz de riesgos, programa de intervención, reunión de pre-spud, control de cambios, cierre del proyecto y aseguramiento de la información.
- El modelo de proceso WIP fue estructurado en cinco etapas, tres de ellas de planeación (Evaluación de la complejidad de la intervención, evaluación y desarrollo del alcance técnico de la intervención y elaboración del programa detallado de trabajo), una para la ejecución del programa y por último una etapa de cierre y aseguramiento de lecciones aprendidas y buenas prácticas.
- Como estrategia de la Gerencia de Perforación y Completamiento para lograr el inicio de la estandarización de los procesos a nivel de intervenciones a pozos, se decidió iniciar la implementación del modelo WIP para atender las operaciones de intervención evaluadas como especiales por su alto nivel de riesgo desde mediados del año 2019. Presentando hasta la fecha su aplicación a diferentes campos, con objetivos técnicos variados como;

abandono de pozos, conversión de pozos a inyectoros y reacondicionamientos para solucionar problemas de integridad.

- Las métricas establecidas para la medición de la efectividad del proceso, con las aplicaciones registradas al 1Q de 2020, muestran que el proceso WIP está encaminado a lograr su objetivo de optimizar los costos y tiempos de estas operaciones y asegurar un ambiente libre de incidentes.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una estandarización para el proceso de toma y análisis de datos de los pozos. Lo anterior facilitaría la elaboración de diagnósticos y toma de decisiones relacionadas a las actividades de intervención a pozo.
- Se propone entrar en una fase de digitalización y sistematización del proceso WIP para optimizar los flujos de trabajo en sus fases diferentes fases.
- Se recomienda continuar con la implementación del modelo de proceso WIP en todas las operaciones de intervención a pozos con nivel de riesgo crítico, para lograr las metas de efectividad y el establecimiento de una cultura del uso de estos procesos sistemáticos.
- Se sugiere hacer un análisis de efectividad finalizado el año 2020, a partir de la implementación del WIP para determinar si la aplicación de este proceso está mejorando los resultados costo-beneficio de las intervenciones a pozo y asegurando las metas de HSE y confiabilidad-eficiencia-integridad.
- Dada la importancia de la calidad que deben tener los programas detallados de ejecución de las intervenciones a los pozos, se recomienda realizar una revisión de los mismos en dos etapas, que asegure la alineación de los requerimientos de la Operadora con los de las empresas contratistas.

BIBLIOGRAFÍA

BARRAGAN BACENAS, M. J. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LA APLICACIÓN DE NUEVOS EMPAQUES PERFORABLES EN OPERACIONES DE AISLAMIENTO EN LA ASOCIACION LLANOS NORTE. Medellín, 2014, 42 p.

BOHORQUEZ ACOSTA, O. I., Cadena Garcia, M. I., Calvete, F. d., & Garcia Navas. Metodología para la Evaluación de Riesgos Durante Operaciones de Workover y Servicio a Pozos: directores Fernando Enrique Calvete, Edison Odilio Garcia Navas. Bucaramanga, 2014, 174 p.

CASTELLANOS GARCIA, D. F., Leon Pallares, E., & Calvete Gonzalez, F. Estudio Integral Para la Evaluación Técnico-Económica de Las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos en el Campo Casabe. Bucaramanga, 2014, 59 p.

DAVIES, *et al.* Del Busto: Enhancing Well Delivery Performance Through Discipline Integration. En Society of Petroleum Engineers, SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, 6-8 September, Aberdeen, Scotland, UK. 2016.

DE WARDT (DE WARDT & CO.): Well Delivery Process: A Proven Method To Improve Value and Performance While Reducing Cost. En Society of Petroleum Engineers, SPE IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, 2-4 February, New Orleans, Louisiana, USA. November 2006.

DIAZ CARVAJAL, R. A., Campos Mejia, E. E., Calvete Gonzalez, F. d., & Castillo Salamanca, G. d. (2011). Evaluación de las Operaciones de

Reacondicionamiento de Pozos Implementando El Uso de Unidades de Tubería Flexible. Bucaramanga, 2014, 174 p.

ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol S.A. Libro de proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. Bogotá. 2019. 270 p.

ECOPETROL S. A. Libro de proceso Intervenciones y Desincorporación de Activos de Producción. Versión 1.0. Bogotá. 2016. 111 p.

FILIZZOLA ARZUAGA, R. P., & Ortiz Cancino. Análisis Probalístico de los Tiempos de Operación de los Equipos de Workover y Varilleo del Campo Casabe para Optimizar el Factor de Servicio Utilizando la Herramienta. Bucaramanga, 2014, 127 p.

ISO Releases 16530-1. Petroleum and natural gas industries — Well integrity. Part 1 - Life Cycle Governance. First Edition 2017-03. 123 p.

LEÓN QUINTANA, Camilo Andrés y BOHADA CORREA, Marlon Julio. Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivo. Tesis de ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de petróleos. 2009.

MEJIA AMAYA, C. F., & HERNANDEZ TREJOS. Evaluación de Los Problemas en Operaciones de Wellservice, Workover, Perforación e Incorporación de Nuevas Tecnologías a las Condiciones Operativas del Campo Caño Limón. Bucaramanga, 2014, p. 59.

MONCADA TOCAR, D. M., & Candela Herrera. Mejoramiento De Planes de Mantenimiento Preventivo para Equipos de Workover de la Empresa Independence S.A. Bucaramanga, 2014, 185 p.

PROGRAMA DE TRANSFORMACIÓN EMPRESARIAL DE ECOPETROL S.A.
Libro de Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. Ecopetrol S.A., 2018. 131
p.

VILLALOBOS FUENTES, Fredy René. “Protocolo de reparación y mantenimiento de pozos aplicado en un caso típico de la provincia geológica Tampico-Misantla”. Tesis de ingeniería de petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2016.

ZAHRAN, *et al.* Al-Fardan: Automation of ADCO Well Delivery Process - A Dream that has Become a Reality. En Society of Petroleum Engineers, SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, 10-13 November, Abu Dhabi, UAE.

ANEXOS

Anexo A. Formato matriz de complejidad de intervención

FORMATO MATRIZ DE COMPLEJIDAD DE INTERVENCIÓN																						
WELL INTERVENTION PROCESS																						
WIP-001		Elaborado 06/25/2019			Versión: 1																	
PROYECTO		FECHA DE ELABORACION																				
CAMPO / POZO																						
FACTORES	BAJA 1	MEDIA 5	ALTA 10	PUNTAJACION	JUSTIFICACIÓN																	
1	Valoración de Riesgo Matriz RAM	Riesgo aceptable o nulo	Riesgos tolerables	Riesgos ubicados en zona H, VH y M que tengan consecuencias 4 o 5 para personas o activos, son considerados como no tolerables (potenciales casos HSE)																		
2	Resultado matriz de Susceptibilidad / Matriz de abandono	Pozos con susceptibilidad baja a falla	Pozos con susceptibilidad media a falla	Pozos con susceptibilidad alta a falla																		
3	Nivel de madurez de Tecnología (TRL)	Tecnología con resultados satisfactorios y documentada para uso generalizado (TRL > 7)	Tecnología probada con resultados satisfactorios o positivos y se encuentre en nivel de masificación en una VR y se proyecte utilizar esta misma tecnología en otra VR	Nivel de madurez de Tecnología TRL ≤ 7																		
4	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																		
5	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																		
6	Profundidad (MD - ft) pozo a intervenir	6000 < Profundidad	6001 < Profundidad < 12000	Profundidad > 12000																		
	Arquitectura pozo productor	Desviado con Inclinación < 65°	Desviado Alto ángulo - Horizontal - Geonavegado	Multilateral																		
	Inclinación para pozo inyector selectivo	Inclinación < 40° inyector selectivo	Inclinación 40° - 50° inyector selectivo	Inclinación 51° - 55° inyector selectivo																		
	Dogleg (°/100 ft)	0,5 < DLS < 2,0	2,0 < DLS < 3,0	DLS > 3,0																		
7	GOR (SCF/STB)	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	Estado mecánico actual	Completamiento con revestimiento y cañoneo.	Completamiento Open Hole.	Completamiento con liner ranurado o mallas y con sistemas de Control de Arena																		
11	Completamiento a instalar	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																		
12	Accesibilidad	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																		
13	Costo Intervención	AFE < \$1MM	\$1MM < AFE < \$5MM	AFE > \$5MM																		
TOTAL PUNTAJACION				0																		
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">Clasificación</th> <th style="text-align: center;">Complejidad</th> <th style="text-align: center;">Puntuación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Categoría 1</td> <td style="text-align: center;">BAJA</td> <td style="text-align: center;">≤ 2</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Categoría 2</td> <td style="text-align: center;">MEDIA</td> <td style="text-align: center;">2 a 4</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Categoría 3</td> <td style="text-align: center;">ALTA</td> <td style="text-align: center;">4 a 8</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Categoría 4</td> <td style="text-align: center;">CRITICA</td> <td style="text-align: center;">> 8</td> </tr> </tbody> </table>			Clasificación	Complejidad	Puntuación	Categoría 1	BAJA	≤ 2	Categoría 2	MEDIA	2 a 4	Categoría 3	ALTA	4 a 8	Categoría 4	CRITICA	> 8	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="text-align: center;">CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCIÓN</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="height: 40px;"></td> </tr> </tbody> </table>			CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCIÓN	
Clasificación	Complejidad	Puntuación																				
Categoría 1	BAJA	≤ 2																				
Categoría 2	MEDIA	2 a 4																				
Categoría 3	ALTA	4 a 8																				
Categoría 4	CRITICA	> 8																				
CATEGORIA COMPLEJIDAD DE LA INTERVENCIÓN																						

Anexo B. Formato solicitud y requerimientos de intervención

FORMATO SOLICITUD Y REQUERIMIENTOS DE INTERVENCIÓN																	
WELL INTERVENTION PROCESS																	
WIP-002			Elaborado 06/25/2019				Versión: 1										
<p>Por favor elaborar documento Formato solicitud y requerimientos de intervención cuando el área solicitante de la intervención define con base en la matriz de complejidad de la intervención que esta debe ser realizada bajo la guía IDA-G-001 Guía para la planeación, ejecución y cierre de intervenciones especiales -WIP.</p> <p>Tener en cuenta de acuerdo al tipo de intervención planeada para el pozo, se deben elaborar las hojas del formato: así:</p> <p>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.</p> <p>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, requerimientos de registros en caso que se requieran dentro de la intervención.</p> <p>Para los reacondicionamientos que involucren conversión de pozo, abandonos y nuevos, elaborar el numeral correspondiente de la hoja "CONV. ENTORNO TEST". Con esta información se deberá tener claridad de los aspectos a tener en cuenta en la actividad objetivo de la intervención.</p>																	
FECHA ELABORACIÓN																	
1. INFORMACIÓN GENERAL							Responsable de la Información:	Nombre y Cargo									
VICEPRESIDENCIA	GERENCIA	CAMPO	NOMBRE DEL POZO & CAMPANA	TIPO DE POZO	TIPO DE COMPLEMENTAMIENTO	SLA INSTALADO	PROFUNDIDAD FINAL DE POZO (H) MD / TVD	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																	
3.1 Objetivos Estratégicos y Específicos de la intervención																	
<p>OBJETIVO ESTRATÉGICO. Ej: Aumentar en 2.0 MMbbl la producción del pozo) realizando estimulación hidráulica, con el fin de incrementar volúmenes recuperables de la formación XXXX.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS. 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.</p>																	
3.2. Justificación de la intervención																	
3.2. Justificación de la intervención																	
4. INTERVENCIÓN FUTURAS Y RECOMPLEMENTOS							Responsable de la Información:	Nombre y Cargo									
4.1 Plan de completamiento final																	
4.1 Plan de completamiento final																	
5. OTROS REQUERIMIENTOS							Responsable de la información:	Nombre y Cargo									
5. OTROS REQUERIMIENTOS																	
6. LISTADO DE ANEXOS Y TIPO DE FORMATO (pdf, Word, Excel, Power Point, LAS)																	
<p>INFORMACIÓN MINIMA REQUERIDA</p> <p>Conversión: 1. Estado mecánico, 3. Registros de cementación, 4. Survey final 6. Matriz de Susceptibilidad y/o Matriz de abandono ECOSMIP y 12. Registro open hole</p> <p>Abandono: 1. Estado Mecánico, 3. Registros de cementación, 8. Historial de cañones</p>																	
Documento			Formato			Entregado			Documento			Formato			Entregado		
1. Estado Mecánico actualizado			5. Registros de corrosión			9. Reportes de producción y pruebas corta/extensa			Ej: Modelo Geomecánico								
2. Handover Perforación y Completamiento a producción			6. Matriz de susceptibilidad y/o matriz de abandono (Herramienta ECOSMIP)			10. Reportes de falla / investigaciones asociadas al pozo											
3. Registros de cementación			7. Reporte geología final de perforación			11. Especificaciones del cabezal											
4. Survey final			8. Historial de cañones			12. Registro Open Hole por pozo de sección de interés											

FORMATO SOLICITUD Y REQUERIMIENTOS DE INTERVENCIÓN									
WELL INTERVENTION PROCESS									
WIP-002			Elaborado 06/25/2019				Versión: 1		
<p>Por favor elaborar documento Formato solicitud y requerimientos de intervención cuando el área solicitante de la intervención define con base en la matriz de complejidad de la intervención que esta debe ser realizada bajo la guía IDA-G-001 Guía para la planeación, ejecución y cierre de intervenciones especiales -WIP.</p> <p>Tener en cuenta de acuerdo al tipo de intervención planeada para el pozo, se deben elaborar las hojas del formato: así:</p> <p>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.</p> <p>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, requerimientos de registros en caso que se requieran dentro de la intervención.</p> <p>Para los reacondicionamientos que involucren conversión de pozo, abandonos y nuevos, elaborar el numeral correspondiente de la hoja "CONV. ENTORNO TEST". Con esta información se deberá tener claridad de los aspectos a tener en cuenta en la actividad objetivo de la intervención.</p>									
FECHA ELABORACIÓN									
7. ASPECTOS DE SUPERFICIE							Responsable de la Información:	Nombre y Cargo	
7.1 Requisitos ambientales para la intervención									
Licencias Ambientales									
Aspectos Ambientales									
7.2 Facilidades de superficie									
COMENTARIOS									
Vías									
Líneas de flujo									
Contrapozo									
Localización									
Facilidades en locación									
Punto de captación									
Generales									

FORMATO SOLICITUD Y REQUERIMIENTOS DE INTERVENCIÓN																				
WELL INTERVENTION PROCESS																				
WIP-002				Elaborado 06/25/2019				Versión: 1												
Por favor elaborar documento Formato solicitud y requerimientos de intervención cuando el área solicitante de la intervención define con base en la matriz de complejidad de la intervención que esta debe ser realizada bajo la guía IDA-G-001 Guía para la planeación, ejecución y cierre 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.																				
FECHA ELABORACIÓN																				
8. INFORMACIÓN DEL YACIMIENTO E HIDROCARBUROS (adicionar mas lineas si se requiere)											Responsable de la Información:		Nombre y Cargo							
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 cañoneo (ft)				
Formación 1																				
Formación 2																				
Formación 3																				
9. ASPECTOS DE GEOLOGIA											Responsable de la Información:		Nombre y Cargo							
10. TARGET GEOLÓGICO A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)											Responsable de la Información:		Nombre y cargo							
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(S) GEOLÓGICO	Comentarios relevantes del box target, definir líneas duras, etc																			
Nombre Objetivo 1											TARGET CIRCULAR		Radio (ft)	Espesor (ft)						
TVDss POLÍGONO	Norte (m)	Este (m)	Norte (m)	Este (m)	Espesor (ft)															
Topo																				
Base																				
11. PROGNOSIS GEOLOGICA DE LA ZONA DE INTERES A PERFORAR (Si es necesario agregue más filas)											Responsable de la Información:		Nombre y cargo							
FORMACION	TOPE TVDss (ft)	TOPE TVD (ft)	LITOLOGÍA (Areniscas/Arcillas/olitas/Callizas/etc)	BUZAMIENTO (°)	PRESIONES		GEHAZARDS Y PELIGROS POTENCIALES EN EL SUBSUELO													
					PORO (PSI)	FRACTURA (PSI)	Ej Perdidas	Ej Infilujo	Ej Pega Tuberia	Ej Formación reactiva	Ej fracturas	Ej Gas superficial	Ej	Ej						
F.M 1									Ej Alto	Ej bajo	Ej bajo	Ej bajo	Ej Alto							
F.M 2									Ej bajo	Ej bajo	Ej Alto	Ej bajo	Ej Alto							
F.M 3									Ej Medio	Ej bajo	Ej Alto				Ej Alto					
F.M 4									Ej Medio	Ej Medio	Ej Alto	Ej Alto								
TD			INCERTUDUMBRE TD (% ó LONG)			INCERTUDUMBRE PROGNOSIS (%)									TIPO ESTRUCTURA					
12. INFORMACIÓN POZOS OFFSET (Si es necesario agregue más filas)											Responsable de la Información:		Nombre y cargo							
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 ZARJA									
SET DE REGISTROS					SECCIÓN O INTERVALO					MUESTRO					SECCIÓN O INTERVALO					

Anexo C. Formato evaluación de integridad de pozo

FORMATO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO																																																								
WELL INTERVENTION PROCESS																																																								
WIP-003			Elaborado 06/25/2019				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 Ej: CONVERSION A INYECTOR CON SARTA SELECTIVA. Ej. EVALUACION DE UN POZO ACTIVO. Ej: POZO PARA ABANDONO DEFINITIVO Ej: POZO A INTERVENIR O REACTIVAR																																																					
			RESULTADO MAWOP Y MOP																																																					
			<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td></td> <td>Anular-A</td> <td>Anular-B</td> <td>Anular-C</td> </tr> <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> </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 (F1) :			Presión Anular A. (Psi) :			Fecha Registro de Cemento :																																																		
Máx. DLS° / 100 ft @ Prof (F1) :			Presión Anular B. (Psi) :			Fecha Registro de Integridad :																																																		
Fondo de Pozo (F1) :			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 WHP Densidad del fluido de prueba (ppg) Duración de la prueba (min) Tasa de Fuga (psi/min) en los últimos 15 min	MEDIO		MEDIO																																																				
2	Ej: VALVULA LATERAL CABEZAL	BAJO																																																						
3	Ej: TUBING HANGER																																																							
4	Ej: CASING 7 IN (DESDE OFT HASTA 8396 FT)																																																							
5	Ej: CEMENTO EN LA ZONA DE INTERES																																																							
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 OFT HASTA 1028 FT)	Reg Integridad o Probado con presión @ xxxx, el	BAJO	MEDIO																																																				
2	Ej: Cemento EN LA ZONA DE INTERES	Registro de cementación. Amplitud según - DYC-G-012. Sello desde	MEDIO																																																					
3																																																								
4																																																								
5																																																								
6																																																								
7																																																								
8																																																								
9																																																								
RESULTADO																																																								
APROBADO PARA	BARRERAS	RIESGO	DETALLE	ACCIONES																																																				
	BARRERA 1	MEDIO	NO HAY INFORMACIÓN. No se tiene información 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) 3. Correr registro de corrosión modo imagen 7in en próxima. 2. Monitoreo de presión de anular (debe ser menor al MAWOP calculado)																																																				
	BARRERA 2	MEDIO	NO HAY INFORMACIÓN NO se tiene registro de cemento de 9.5/8" (no se tiene prueba de presión de 9.625"																																																					
CLASIFICACION - NIVEL DE DEGRADACION																																																								
C																																																								
Datos de referencia para definir clasificación - Nivel de degradación Equivalencia Nivel de Riesgo Formato Integridad - ECOSNIPV2.0																																																								
<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <th colspan="3">Riesgo</th> </tr> <tr> <th>Barrera 1</th> <th>Barrera 2</th> <th>Clasificación</th> </tr> <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> </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" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <th colspan="2">MATRIZ DE VALORACION DE RIESGOS</th> </tr> <tr> <th>CLASIFICACION</th> <th>DESCRIPCION DE LA CLASIFICACION</th> </tr> <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> </table>							MATRIZ DE VALORACION DE RIESGOS		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																																																						
MATRIZ DE VALORACION DE RIESGOS																																																								
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																																																								

FORMATO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO Hoja de Cálculo MAWOP															
WELL INTERVENTION PROCESS															
WIP-003		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1											
INFORMACION GENERAL															
FECHA	GERENCIA REGIONAL	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	8506										
2.81 Sliding Sleeve X profile	3 1/2"			8462	8465										
Tope del liner 7"															
Cabezal	Diámetro (in)	Presión de trabajo (psi)													
<p>De acuerdo al "Annular Casing Pressure Management for Onshore Wells" API RECOMMENDED PRACTICE 90-2 FIRST EDITION, APRIL 2016.</p> <p>a. Presión de trabajo de cabezal - Well Head Section Rating:</p> <p>Componente Presión de trabajo de cabezal (Well Head Rating Component): 0,8 RWP</p> <p>b. Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Ratings Components):</p> <p>Presión de trabajo de Componentes del completamiento (Completion Rating Component): 0,8 RWP</p> <p>La Evaluación de los componentes del Upper Completion se realiza por medio del Análisis de esfuerzos WellCAT con la Carga de máxima presión anular disponible.</p> <p>c. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sartas de tubería internas:</p> <p>Se definió el "Simple Derating Methods" para la evaluación de los tubulares como sigue:</p> <p>50% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.</p> <p>75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.</p> <p>80% de la mínima Presión de Estallido del casing externo siguiente del evaluado.</p> <p>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 Máxima de presión anular disponible.</p> <p>d. Presión de trabajo de Tubulares (Tubular Ratings) para sarta de revestimiento mas externo:</p> <p>30% de la mínima Presión de Estallido del Casing a ser evaluado.</p> <p>75% de la mínima Presión de Colapso del Tubular Interno.</p> <p>e. Fractura de la Formación (Formation Fracture Break Down Pressure):</p> <p>Fractura de las formaciones expuestas por debajo de la profundidad del tubular externo (si está presente):</p> <p>Formation fracture breakdown component = 0,8[TVD(FG - FWG Fluid weight gradient)]</p> <table border="1" style="margin-left: 40px;"> <tr> <td>Profundidad TVD (ft)</td> <td style="background-color: #cccccc;"></td> </tr> <tr> <td>Gradiente de Fractura FG (psi/ft)</td> <td style="background-color: #cccccc;"></td> </tr> <tr> <td>Gradiente del Peso del Fluido FWG (psi/ft)</td> <td style="background-color: #cccccc;"></td> </tr> <tr> <td>Formation fracture breakdown component (PSI)</td> <td style="background-color: #90ee90;">0</td> </tr> </table> <p>Nota:</p> <ol style="list-style-type: none"> En las celdas grises escribir los valores y en la celda en verde se calcula el valor del Formation fracture breakdown component. El gradiente del peso de fluido es el que se encuentra en el anular. (Agua, Aceite, Lodo, Etc.). Usar la formación expuesta con el menor gradiente de fractura (LOT o FIT) 								Profundidad TVD (ft)		Gradiente de Fractura FG (psi/ft)		Gradiente del Peso del Fluido FWG (psi/ft)		Formation fracture breakdown component (PSI)	0
Profundidad TVD (ft)															
Gradiente de Fractura FG (psi/ft)															
Gradiente del Peso del Fluido FWG (psi/ft)															
Formation fracture breakdown component (PSI)	0														
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															
Anular A															
Anular A															
Anular A															
Anular A															
ANULAR A		0													
Anular B															
Anular B															
Anular B															
Anular B															
Anular B															
Anular B															
ANULAR B		0													
Anular C															
Anular C															
Anular C															
Anular C															
Anular C															
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												

FORMATO EVALUACION DE INTEGRIDAD DE POZO INSTRUCTIVO PARA LA EVALUACION DE LA INTEGRIDAD			
WELL INTERVENTION PROCESS			
WIP-003		Elaborado 06/25/2019	Versión: 1
NIVEL DE RIESGOS DE BARRERAS PARA EVALUACION DE INTEGRIDAD			
1. EVALUACION DE CEMENTO - ZONA DE INTERES E INTERMEDIO			
VERIFICACION		RIESGO	
Cemento Bueno	1. El CBL debe estar por debajo o igual de lo relacionado en la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016. 2. Sello por encima del empaque superior o del tope de los cañoneos hacia arriba mínimo de 50 ft. 3. Con pocos canales sin comunicación.	ALTO	Cemento Regular
Cemento Aceptable	1. Zonas de buenos sellos con CBL menor o igual a la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016, que permite realizar la inyección y ubicación de empaques de BHA. 2. Sello mínimo de 30 ft por encima de la profundidad del empaque superior o o del tope de los cañoneos hacia arriba. 3. Cemento con canales no conectados.	MEDIO	Pendiente Información Cemento Aceptable Tomar registro
Cemento Regular	Condición del cemento en condiciones no favorables para la inyección pocos sellos, canales comunicados y con valores de CBL mayores a los de la tabla 6 del documento guía de evaluación de registros de cementación WDP-G-016. (posible cementación remedial)	BAJO	Cemento Bueno
Pendiente de Información	1. No se cuenta con el registro de cementación. 2. El registro no está completo en toda la zona de inyección. 3. Es necesario tomar el registro de cementación: la antigüedad del registro es > 5 años	Nota: Cuando se cuente con casing hasta superficie no es necesario evaluar la calidad de cemento en el casing intermedio	
2 . EVALUACION DE COMPLETAMIENTO			
VERIFICACION		RIESGO	
Buena condición	1. Pozo en condiciones normales de producción o inyección 2. Sin evidencia de presión anular 3. Sin falla mecánica	ALTO	* Presión anular mayor a MAWOP * Falla Mecánica que afecte la integridad del completamiento. * Fuga que afecte el anular A. * No se logra correr el completamiento o empaques debido a deformaciones con IDs menores al drift o Ovalidades mayores de 5%.
Fuga	1. Evidencia de fuga que comprometa la integridad del completamiento 2. Fuga que se manifieste en superficie	MEDIO	* Presión anular entre MOP y MAWOP * Falla mecánica que es posible solucionar rigless * Sin información * Fuga en el BHA o debajo del empaque superior No logra correr el completamiento o empaques con un poco de restricción debido a deformaciones con IDs entre el drift y el ID nominal del pozo o Ovalidades entre 2% al 5%.
Falla Mecánica	1. Falla Mecánica que comprometa la integridad del completamiento 2. Pescado o herramientas dejadas en fondo que puedan afectar la integridad del completamiento	BAJO	* Presión anular cero o debajo de MOP * Buena condición * Se logra correr el completamiento o empaques sin problemas sin deformaciones con IDs cerca al nominal y ovalidades menores al 2%.
Presión Anular	1. Se registra presión en el anular del pozo		
Corrida del completamiento	1. Verificación de deformación con ID del casing menor al drift del pozo y ovalidades tomado por el registro de integridad que afecte la corrida del completamiento.	Nota: Esta evaluación No Aplica cuando NO se tiene sello anular, es decir un empaque que aisle un BHA con el cabezal del pozo	
Sin Información	1. No se cuenta con información detallada del completamiento		
3. EVALUACION DEL CASING - ZONA DE INTERES E INTERMEDIO			
VERIFICACION		RIESGO	
Disminución del valor de presión de estallido	1. % de disminución de estallido respecto al estallido nominal del casing a evaluar.	ALTO	Desgaste y/o disminución de valor de colapso o estallido respecto al nominal > 50%
Disminución del valor de presión de colapso	1. % de disminución de colapso respecto al colapso nominal del casing a evaluar.	MEDIO	Entre el 40% y 50% de disminución de valor de colapso o estallido respecto al nominal
Sin información	1. No se cuenta con registro de corrosión 2. La antigüedad del registro de corrosión es > 10 años	BAJO	Disminución del valor de colapso o estallido respecto al nominal < 40%
Nota: 1. La evaluación del integridad del casing debe evaluarse en todo el casing y dividirse en profundidades identificando la barrera primaria y secundaria del pozo. (Esto depende de la profundidad del sello de formación y tope del empaque superior del completamiento). 2. Se debe verificar la ovalidad y el ID mínimo para paso de herramientas de todo el pozo ejemplo empaques. 3. Se debe tener en cuenta la presión de colapso mínima para cálculos de MAWOP y MOP. 4. La disminución de la presión de colapso en el casing se ve afectado ya sea por desgaste del espesor del casing o por deformación del mismo. 5. La disminución de presión de estallido en el casing se ve afectado por el desgaste del casing. 6. No aplica evaluación de casing intermedio cuando se tenga un casing hasta superficie.			
4. EVALUACION TUBING HANGER Y CABEZAL			
VERIFICACION		RIESGO	
Buena condición	1. Cabezal en buenas condiciones 2. Sin evidencia de fuga 3. Sin falla mecánica	ALTO	Falla Mecánica que comprometa la integridad del cabezal Fuga que represente contaminación del medio ambiente
Fuga	1. Fuga que comprometa la integridad del cabezal 2. Fuga que represente contaminación del medio ambiente	MEDIO	Evidencia de No sello en alguna de las válvulas del cabezal (paso de fluidos), no afectación a la integridad del cabezal Sin Información
Falla Mecánica	1. Falla Mecánica que comprometa la integridad del cabezal 2. Evidencia de No sello en alguna de las válvulas del cabezal (paso de fluidos), no afectación a la integridad del cabezal	BAJO	Buena condición
Sin Información	1. No se cuenta con información detallada del cabezal y/o tubing hanger		
5 . EVALUACION DE TOPE DEL LINER (TOL)			
VERIFICACION		RIESGO	
Buena condición	1. Información detallada del TOL 2. Sin evidencia de fuga en el anular A	ALTO	Presión anular mayor a MAWOP
Presión Anular	1. Se registra presión en el anular del pozo	MEDIO	Presión anular entre MOP y MAWOP Sin información
Sin Información	1. No se cuenta con información detallada del completamiento	BAJO	Presión anular cero o debajo de MOP Buena condición

Formato para Selección de la opción	
WELL INTERVENTION PROCESS	
WIP-004	Elaborado 06/25/2019
Versión: 2	

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	Objetivo 1	Objetivo 2	Objetivo 3	Objetivo 4	Objetivo 5		PUNTAJE	PUESTO
Opción 1:							0	0
Opción 2:							0	0
Opción 3:							0	0
Opción 4:							0	0
Opción 5:							0	0

← 3 →

← 4 →

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

Anexo E. Formato bases de diseño de la intervención

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN							
WELL INTERVENTION PROCESS							
WIP-005		Elaborado 06/25/2019			Versión: 1		
Proyecto		EQUIPO DE INTERVENCIÓN		CABEZAL/ ARBOL DE PRODUCCIÓN		PRODUCCIÓN	
Pozo / Pozo Tipo							
ESTADO MECÁNICO ANTES DE LA INTERVENCIÓN	ESTADO MECÁNICO DESPUES DE LA INTERVENCIÓN	FLUIDOS	CEMENTACIÓN REMEDIAL	SARTA DE PRODUCCIÓN / INYECCIÓN	TUBERIA DE PRODUCCION	ESTIMULACION	ABANDONO

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
WELL INTERVENTION PROCESS				
WIP-005		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1
Proyecto		Fecha de elaboración		
Pozo tipo				
ESQUEMA DEL POZO	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Fluidos de Completamiento / Intervención	<p>La principal función de un fluido de completamiento/ Intervención: Permitir un buen control de la presión de formación y a su vez, minimizar posibles daños inducidos por la interacción de fluido-fluido o fluido-roca de la formación. Evitar mecanismos de daño como los siguientes: Invasión de partículas finas, invasión de filtrados, hidratación y de floculación de arcillas, taponamiento por bacterias, cambio de la mojabilidad natural, bloqueo por emulsiones, precipitaciones de compuestos orgánicos e inorgánicos, corrosión de los materiales del completamiento.</p>	<ul style="list-style-type: none"> * Temperatura Superficie: xx°F * Temperatura de fondo: xx°F * Temperatura mas baja a la que el fluido va a estar expuesto: xx°F * Rango Presión de Poro: xx-xx ppg * Rango Presión de Colapso: xx-xx ppg * Rango Esfuerzo Mínimo: xx-xx ppg * Rango Gradiente de Fractura: xx-xx ppg * Densidad requerida a la profundidad de los perforados: xx ppg (Sobrealance xxx psi) * Porosidad: xxx * Permeabilidad: xxx mD * Distribución de Tamaño de garganta de poro: xxx * Caracterización de los fluidos de yacimiento * Mineralografía * Inhibición requerida * Tipo de material de los tubulares expuestos al fluido * Tipo de Completamiento * Geometría del pozo * Tiempo entre cañoneo y entrada en producción: xx hs * Máxima presión de trabajo con el fluido de completamiento: (Pruebas de integridad) * Requerimientos mínimos de limpieza del fluido de completamiento * Tipo de fluido de completamiento * % de sólidos * Turbidez < 50 HTU * Volumen requerido * Aditivos: (Surfactante, Solvente mutual, Bactericida, etc) <p>El diseño final del fluido de completamiento deber ser validado por el protocolo de pruebas requerido en la Guía WDP-G-003 Diseño de Fluidos de Perforación y Completamiento.</p>	<p>Influjo: Primera barrera, fluido de completamiento Emulsión: incompatibilidad entre fluido de completamiento y fluidos de yacimiento. Migración de finos: Incompatibilidad entre fondos Cambio en propiedades petrofísicas de la roca Cambio en humectabilidad de la roca. Riesgos ambientales: manipulación y tratamientos de disposición final de fluido. Minimizar el daño de formación</p>	<p>Diseño de acuerdo a presión de formación Protocolo de pruebas para fluido de completamiento Diseño del fluido de completamiento por medio de protocolo de retorno de permeabilidad; compatibilidades fluido-fluido, fluido-roca; hinchamiento lineal</p>

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN						
WELL INTERVENTION PROCESS						
WIP-005		Elaborado 06/25/2019			Versión: 1	
Proyecto		Fecha de elaboración				
Pozo tipo						
CEMENTACIÓN REMEDIAL						
ESQUEMA DEL POZO	OBJETIVOS	EQUIPOS	PARÁMETROS DISEÑO PREFLUJO, ESPACIADOR, LECHADAS	EJECUCIÓN MEJORES PRACTICAS	RIESGOS CRÍTICOS	REQUERIMIENTOS DE AISLAMIENTO
	Los Objetivos requeridos dependiendo de la cementación remedial	Tapones Cabeza de Cementación Convencional Cabeza de Cementación Rotativa Uso de Empacadores Requerimientos Adicionales	Densidad Preflujo (ppg) Composición Preflujo Volumen Preflujo (bbt) Remoción de lodo con prueba de viscosímetro (%) Remoción de lodo con prueba usando el PPT (%) Densidad Espaciador (ppg) Composición Espaciador Volumen Espaciador (bbt) Remoción de lodo con prueba de viscosímetro (%) Remoción de lodo con prueba usando el PPT (%) Tope de Cemento (ft) Volumen Lechada (bbt) Densidad lechada (ppg) Rendimiento (cuft/sk) Requerimiento de agua (gal/sk) Longitud anular (ft) Exceso Anular (%) Agua Libre (ml) Control de filtrado (cc/30 min) BP Settling (s/g) Tiempo de transición (min) Sensibilidad en retardador requerida (+/-10%) Resistencia a la compresión 500 psi (hh:mm) Resistencia a la compresión 24 horas (psi) Resistencia a la compresión a 48 hrs con 10% de contaminación con lodo - únicamente para trabajos de producción (psi) Tiempo para realizar el trabajo (hh:mm) Tiempo Bombeable requerido (hh:mm) Módulo de Young (psi) Relación de Poisson Resistencia a la tensión (lb) Angulo de Fricción Expansión/Contracción (%) Pruebas Especiales Compatibilidades Lodo/Preflujo/Espaciador/Cemento	Información sobre calidad de agujero Información de registros de hueco abierto Tortuosidad Standoff Riesgo de Perdidas de Circulación Riesgo de Infiltros Circulación mientras se corre revestimiento Circulación con casingliner en fondo Valores de acondicionamiento del lodo de perforación Caudal de circulación Movimiento del casingliner Máximo/Mínimo ECD experimentado Jerarquía Reologica Contingencias	Retorno de Cemento a superficie Presencia de CO2 Presencia de H2S Perdidas Influjos Balloning Empaquetamiento Presencia de zonas lavadas Presencia de zonas de alta permeabilidad Presencia de Earmor Externo en el casing Frague Prematuro Falla de Equipo de Flotación Falla de Centralizadores	Zonas Permeables Zonas de Agua Overlap Registros de Evaluación de Cemento sugeridos para el sistema de cemento Pruebas de Mecánica de Rocas y Simulación de cargas confinadas para el cemento
INFORMACIÓN PARA DISEÑO						
<p>Descripción Estado Mecánico, libraje Casing, rosca, grado, daparos entre otros: Breve descripción histórica de la experiencia en cementaciones en el Área: Resultados de Registros de Evaluación de Cemento: LOT, XLOT, FITT: Temperatura Estática y Profundidad Vertical de pozos offset: Ventana Operacional de pozos offset (presión Poro, Colapso, esfuerzo mínimo, gradiente de fractura): Formaciones Permeables que se deban considerar en el diseño de cementaciones y rangos de permeabilidades esperados: Inclinación, azimuth y doglegs severity (Perfil de Pozo): Requerimientos de propiedades elásticas y de expansión para las lechadas de cemento: Propiedades Mecánicas de la formación si aplica: Presencia de CO2/H2S (PPM) si aplica: Uso de esquema de bombeo especial de prueba para lechadas de cemento: Descripción del sistema requerido para realizar el trabajo de cementación (ejemplo stab in con packoff bushing): Requerimientos Logísticos: Requerimientos de Blendeo: Tiempo de respuesta requerido para movimiento de recursos: Presencia de pozos inyector offset: Requerimientos de simulación hidráulica: Requerimientos de simulación de temperatura: Requerimientos de simulación de desplazamiento de fluidos: Requerimientos de simulación de Torque y Arrastre: Requerimientos de simulación de ECD dinámico (reciprocación): Requerimientos para pruebas especializadas de laboratorio: Requerimientos Adicionales:</p>						

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN						
WELL INTERVENTION PROCESS						
WIP-005		Elaborado 06/25/2019			Versión: 1	
Proyecto		Fecha de elaboración				
Pozo tipo						
OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS			RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL	
Barreras de Levantamiento Artificial	<p>Datos Generales</p> <p>Presencia requerida (consumo de energía del SLA) Disponibilidad de Fuentes de energía en superficie Profundidad de asentamiento / Inclinación de la bomba (ft) Ventanas operacionales Presión en cabeza de pozo (psi) / Temperatura (°F) / Frecuencia / Caudal / RPM</p> <p>Consideraciones generales</p> <p>Información y documentos soporte del diseño y comentarios</p> <p>Seguir la guía WDP-G-007 guía practica para la selección de sistema de levantamiento. Formato WDP-F-033 Formato selección del sistema de levantamiento artificial.</p>					

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN																															
WELL INTERVENTION PROCESS																															
WIP-005		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1																											
Proyecto	Fecha de elaboración																														
Pozo tipo																															
OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS		RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL																											
Barra de Completamiento y Tubería de Producción/Inyección Conducir los fluidos que se van a producir desde las perforaciones a través de la tubería de producción hasta las facilidades de superficie.	Datos Generales Caudal de producción/inyección Profundidad base de tubing (ft) Temperatura ambiente (°F) Temperatura en fondo (°F) Presión en cabeza de pozo (psa) CO2 (% Molar) / (presión parcial psia) H2S (% Molar) / (presión parcial psia) Cloruros (ppm) % de agua SOH Densidad del fluido (ppg) Cargas esperadas		Factores de diseño Cuerpo Tubería Producción/Inyección: <table border="1"> <tr> <th>Factor de diseño</th> <th>FD Ecopetrol</th> <th>FS Simulación</th> </tr> <tr> <td>Estallido</td> <td>1.1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Colapso</td> <td>1.0</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tensión</td> <td>1.34</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Traslado</td> <td>1.25</td> <td></td> </tr> </table> Factores de diseño Conexión Tubería Producción/Inyección: <table border="1"> <tr> <th>Factor de diseño</th> <th>FD Ecopetrol</th> <th>FS Simulación</th> </tr> <tr> <td>Estallido</td> <td>1.1</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Tensión</td> <td>1.34</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Compresión</td> <td>1.3</td> <td></td> </tr> </table> Consideraciones generales El diseño de tubería de producción XX diámetro, grado, conexión, se presenta como propuesta para el completamiento debido que esta tubería cumple técnicamente con los caudales requeridos y requerimientos de espesores y cargas para las producción y pruebas planeadas para el pozo. Descripción de la sorta de completamiento: sencilla, dual Elementos requeridos en la sorta de completamiento Se debe anexar el documento soporte con el diseño de la tubería Incluir consideraciones y análisis de corrosión por CO2, H2S, alta salinidad e erosión. Seguir la guía WIP-C-002 Guía de Factores y Cargas Mínimas Para el Diseño de Revestimiento y Tubería de Producción		Factor de diseño	FD Ecopetrol	FS Simulación	Estallido	1.1		Colapso	1.0		Tensión	1.34		Traslado	1.25		Factor de diseño	FD Ecopetrol	FS Simulación	Estallido	1.1		Tensión	1.34		Compresión	1.3	
	Factor de diseño	FD Ecopetrol	FS Simulación																												
	Estallido	1.1																													
	Colapso	1.0																													
	Tensión	1.34																													
	Traslado	1.25																													
	Factor de diseño	FD Ecopetrol	FS Simulación																												
	Estallido	1.1																													
	Tensión	1.34																													
	Compresión	1.3																													

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
WELL INTERVENTION PROCESS				
WIP-005		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1
Proyecto	Fecha de elaboración			
Pozo tipo				
OBJETIVOS	SUPUESTOS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL	
Pruebas de Producción Objetivo de las pruebas de producción	Tipo de prueba Se requiere inducción a flujo Tiempos de prueba Muestreo Condiciones de la prueba Equipos de fondo Equipos de well Testing			
Inyección y pruebas de inyectividad Objetivo de la inyección y de las pruebas	Fluidos a inyectar Caudales y presiones de inyección. Zonas a inyectar. Volumen a inyectar. Fluidos de prueba, Caudales de prueba Presiones de prueba. Tiempos de prueba			

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
WELL INTERVENTION PROCESS				
WIP-005		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1
Proyecto		Fecha de elaboración		
Pozo tipo				
	OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL
Registros	Objetivo de los registros	<p>Información técnica de yacimiento y fluidos de producción, producción y propiedades mecánicas del pozo, relevantes para la conectividad.</p> <p>Tipo de herramientas a utilizar y requerimientos de las operaciones</p>		
Chhoneo / Reforación a brava	Objetivo de la conectividad	<p>Información técnica de yacimiento y fluidos de producción, producción y propiedades mecánicas del pozo, relevantes para la conectividad.</p> <p>Tipo de herramientas a utilizar y requerimientos de las operaciones</p>		
Control de arena	Objetivo del trabajo de control de arena	<p>Apertura de ventana y ensanchamiento, parametros,</p> <p>Tipo de formación, Tipo de completamiento, resultados analisis granulometrico, fluido de acarreo, tamaño de grava, tamaño de malla, herramientas del sistema de control de arena.</p> <p>Descripción del metodo de control de arena y datos de operación.</p> <p>Usar guía WDP-G-010 Guía Para Control De Arena.</p>		
Estimulación (Fracturamiento Hidráulico / Tratamiento Matricial)	Objetivo de la estimulación	<p>Información técnica de yacimiento y fluidos de producción, producción y propiedades mecánicas del pozo, relevantes para la estimulación.</p> <p>Volúmenes, características y composición o concentración recomendada Para caso de uso de propano (tipo, malla y concentración)</p> <p>Etapas de bombeo, caudal de bombeo (bb/min), presión en superficie y en fondo</p> <p>Unidades de superficie, capacidades y requerimientos mínimos</p> <p>Equipos de fondo, resistencias, presiones de trabajo minimas</p> <p>Seguir el Instructivo WDP-I-002 Instructivo Estándar de Fracturamiento y Estimulación Matricial</p>		

FORMATO BASES DE DISEÑO DE LA INTERVENCIÓN				
WELL INTERVENTION PROCESS				
WIP-005		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1
Proyecto				Fecha de elaboración
Pozo tipo				
OBJETIVOS	CONSIDERACIONES Y PREMISAS	RIESGOS	BARRERAS DE CONTROL	
Suspensión	<p>Definición Pozos Suspendido: pozo inactivo que no ha reportado algún tipo de actividad volumétrica (producción, inyección o disposición); y que requiere un elemento de barrera en fondo y fluido de preservación para proteger su integridad. El pozo no debe permanecer suspendido indefinidamente y debe tener un plan para su reactivación o su abandono temporal o definitivo.</p> <p>Objetivo de la suspensión: Describir el objetivo específico de la suspensión del pozo</p>	<p>Datos Generales</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación Presiones de formación Propiedades del fluido de formación</p> <p>Condiciones de la suspensión: Barrera en fondo Fluidos de preservación Cabezal asegurado y programa de monitoreo</p> <p>Requerimientos de seguimiento posteriores por parte del proyecto o activo</p> <p>Normatividad aplicable del Ministerio de Minas y Energía</p>		
Abandono Temporal	<p>Definición pozo abandonado temporalmente: pozo que se encuentra aislado con una barrera primaria y una barrera secundaria debidamente probadas y en el que el operador tiene interés de ingresar nuevamente. Para este tipo de abandono no se requiere el desmantelamiento de facilidades de superficie o remoción del cabezal.</p> <p>Objetivo del abandono temporal: Describir el objetivo específico del abandono temporal del pozo</p>	<p>Especificaciones del API Especificación 10A (Especificación for Cements and Materials for Well Cementing)</p> <p>Datos Generales</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación Presiones anulares, MAWOP Presiones de formación Propiedades del fluido de formación</p> <p>Barreras requeridas. Primaria y secundaria Tapones de cemento requeridos, intervalos, volúmenes y propiedades de lechada requeridas, temperatura y presión en el intervalo a ubicar el tapón Fluidos espaciadores, píldoras viscosas/pesadas/reactivas, tapones mecánicos (según aplique) Condiciones de pruebas de tapones de abandono (de acuerdo a Instructivo WDP-I-008) Requerimientos para el cabezal, aseguramiento y programa de monitoreo Fluidos de preservación Consideraciones para Bullheading, si se requiere</p> <p>Requerimientos de seguimiento posteriores por parte del proyecto o activo</p> <p>Instructivo WDP-I-008 Instructivo Estándar de Cementación (3.4.7 Guía para tapones de abandono), Anexo 1. Matriz de diseño para trabajos de cementación. Normatividad del Ministerio de Minas y Energía</p>		
Abandono Definitivo	<p>Definición Pozo Abandonado Definitivamente: pozo que se encuentra aislado con una barrera primaria y una barrera secundaria debidamente verificadas y probadas y en los que el operador no tiene interés de ingresar nuevamente. Para este tipo de abandono se requiere la remoción del cabezal, en las situaciones que aplique.</p> <p>Objetivo de abandono definitivo: Describir objetivo del abandono definitivo del pozo</p>	<p>Datos Generales</p> <p>Condiciones de integridad de revestimientos y cementación Presiones anulares; MAWOP Presiones de formación Propiedades del fluido de formación</p> <p>Barreras requeridas. Primaria y secundaria Fluidos de preservación Tapones de cemento requeridos, intervalos, volúmenes y propiedades de lechada requeridas, temperatura y presión en el intervalo a ubicar el tapón Fluidos espaciadores, píldoras viscosas/pesadas/reactivas, tapones mecánicos (según aplique) Condiciones de pruebas de tapones de abandono (de acuerdo al instructivo WDP-I-008) Tapones mecánicos (según aplique) Requerimientos de abandono para el cabezal, desmantelamiento Consideraciones para Bullheading, si se requiere</p> <p>Requerimientos de seguimiento posteriores por parte del proyecto o activo Instructivo WDP-I-008 Instructivo Estándar de Cementación (3.4.7 Guía para tapones de abandono), Anexo 1. Matriz de diseño para trabajos de cementación Guía DYC-G-013 Guía abandono técnico de pozos secos Normatividad del Ministerio de Minas y Energía</p>		

Anexo F. Formato matriz de riesgos operativos para intervención

FORMATO MATRIZ DE RIESGOS OPERATIVOS PARA INTERVENCIÓN									
WELL INTERVENTION PROCESS									
WIP-006			Elaborado 06/25/2019				Versión: 1		
Proyecto:		Pozo:							
Tipo de Intervención		Fecha Elaboración:							
ACTIVIDAD									
R Id.	Descripción del Riesgo	Causas básica identificada	Impacto	Probabilidad	Val. Riesgo	Acción de tratamiento	Fecha de implementación	Responsable	
R-01					M				
R-02									
R-03									
R-04									

Consulte el Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos - RAM (Dirección de HSE y Gestión Social)
Dicha matriz ayuda a evaluar los riesgos asociados a las actividades desarrolladas por la Empresa

CONSECUENCIAS						No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. Probable	Sucede varias veces al año en el Departamento.
CATEGORÍAS					R A M V E L A	PROBABILIDAD				
PERSONAS	ECONÓMICA (USD\$)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN		A	B	C	D	E
Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millon y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millon	Localizada	Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor (Sin Incapacidad) en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10,000 y Menor o Igual a 1 00,000	Menor	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	2	N	N	L	M	N
Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10,000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones solucionado	Local y baja importancia	1	N	N	N	L	L
Sin Lesión	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	0	N	N	N	N	N

Anexo G. Formato programa de intervención

FORMATO PROGRAMA DE INTERVENCIÓN		
WELL INTERVENTION PROCESS		
WIP-007	Elaborado 06/25/2019	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

DESGLOSE AFE DETALLE DE INTERVENCIÓN					
WELL INTERVENTION PROCESS					
WIP-008		Elaborado 06/25/2019		Versión: 1	
FECHA:			AFE No.:		
NOMBRE DEL PROYECTO Y/O POZO:			CLASIFICACIÓN DE LOS ESTIMADOS DE COSTOS		
ALCANCE DEL PROYECTO:			TIPO DE ESTIMADO		
TIPO DE POZO:			CLASE II		
PROFUNDIDAD ESTIMADA TVD (Pies):			TRM		
DÍAS ESTIMADOS MOVILIZACIÓN					
DÍAS ESTIMADOS INTERVENCIÓN					
TIPO DE INTERVENCIÓN:					
TOTAL DÍAS DE OPERACIÓN Y MOVILIZACIÓN:			0,0 Días		
FECHA ESTIMADA INICIO DE OPERACIONES:					
DESCRIPCIÓN		INVERSIONES		N° CONTRATO	OBSERVACIONES
		MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	INTERVENCIÓN		
I. INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN					
CÓDIGO OPEN WELLS	A. INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN	USD\$	USD\$		
	EQUIPO	\$	-	\$	-
01020	EQUIPO DE WORKOVER				
01030	TRANSPORTE Y ARME EQUIPO PARA INICIAR OPERACIONES				
01040	DESARME, TRANSPORTE Y ARME ENTRE POZOS				
01050	DESMOVILIZACIÓN FINAL				
	SERVICIOS	\$	-	\$	-
02020	ALQUILER DE HERRAMIENTAS ESPECIALES DE FONDO Y/O SUPERFICIE				
02040 / 02035	ALQUILER DE TUBERÍA (FRACTURAMIENTO / PERFORACIÓN)				
02050	ASEGURAMIENTO DE CALIDAD				
02070	CAÑONEO				
02080	CEMENTACIÓN				
02100	COMUNICACIONES				
02120	CORRIDA DE EMPAQUES				
02060	CORRIDA DE TUBULARES				
02141	EMPAQUE DE CIRCULACIÓN				
02150	ESTIMULACIÓN (FRACTURAMIENTO, ACIDIFICACIÓN, ETC)				
02160	FLUIDOS				
02190	INSPECCIÓN DE EQUIPO DE PERFORACIÓN Y/O WORKOVER				
02180	INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBULARES				
02300	INSTALACIÓN DE CABEZAL				
02200	LIMPIEZA DE REVESTIMIENTO				
02240	PROFESIONALES DE SUPERVISIÓN E INGENIERÍA				
02261	PRUEBAS DE PRESIÓN (FIT / LOT / C/T / INYECTIVIDAD, ETC)				
02260	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN				
05120	SEGURIDAD Y ORDEN PÚBLICO				
02270	REGISTROS ELÉCTRICOS O PRODUCCIÓN (PLT)				
02280	RENTA BROCAS				
02290	REPARACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TUBULARES Y HERRAMIENTAS				
01060	TRANSPORTE ADICIONAL DE HERRAMIENTAS (ECOPETROL)				
02310	TRATAMIENTO DE CORTÉS Y FLUIDOS RESIDUALES-TÉRMICO-INYECCIÓN / BIOREMEDIACIÓN				
02090	UNIDAD DE COILED TUBING Y NITRÓGENO				
02091	UNIDAD DE SWABBING / SLICKLINE / BRAIDED LINE				
	CONTROL DE ARENAS				
	OTROS COSTOS				
SUBTOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE INTERVENCIÓN		\$	-	\$	-
CÓDIGO OPEN WELLS	B. INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES)				
03030	ÁRBOL DE PRODUCCIÓN Ó INYECCIÓN				
03040	CABEZAL DE POZO Y HERRAMIENTAS				
03060	DIESEL PARA FLUIDO BASE ACEITE				
03080	EQUIPO DE SUBSUELO PARA COMPLETAMIENTO				
03090	EQUIPO DE SUPERFICIE PARA COMPLETAMIENTO				
03120	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN Ó INYECCIÓN				
	OTROS COSTOS				
SUBTOTAL INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES)				\$	-
CÓDIGO OPEN WELLS	C. INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN				
05040 / 05060	SERVICIOS DE PLANEACIÓN Y SEGUIMIENTO				
05010 / 05020 / 05030	SERVICIOS ESPECIALES ASOCIADOS A INTERVENCIÓN				
05040	VIÁTICOS				
	SERVICIOS ADICIONALES ESPECIALES Y DE GERENCIAMIENTO				
	AFECTACIÓN DE ENTORNO				
SUBTOTAL INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A INTERVENCIÓN		\$	-		
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS, EN MATERIALES, ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO PARA LA INTERVENCIÓN		\$	-		
TOTAL INTERVENCIÓN SIN CONTINGENCIAS					INTERVENCIÓN
CONTINGENCIA				\$	-
TOTAL INTERVENCIÓN CON CONTINGENCIAS				%	#IVALORI
ESCALACIÓN AÑO				%	#IVALORI
TOTAL INTERVENCIÓN CON ESCALACIÓN Y CONTINGENCIAS				%	#IVALORI

Anexo I. Formato informe final de intervención

	FORMATO INFORME FINAL DE INTERVENCIÓN		
	WELL INTERVENTION PROCESS		
	WIP-009	Elaborado 06/25/2019	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