

**DESARROLLO DE UN DIAGNÓSTICO DE LAS ACTIVIDADES DE
WORKOVER EN LOS POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO APIAY
PARA EL ESTABLECIMIENTO DE INDICADORES ADECUADOS DE
EVALUACIÓN**

**MARÍA CAMILA LUGO GÓMEZ
MARÍA VICTORIA PARRA TRUJILLO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**DESARROLLO DE UN DIAGNÓSTICO DE LAS ACTIVIDADES DE
WORKOVER EN LOS POZOS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO APIAY
PARA EL ESTABLECIMIENTO DE INDICADORES ADECUADOS DE
EVALUACIÓN**

**MARÍA CAMILA LUGO GÓMEZ
MARÍA VICTORIA PARRA TRUJILLO**

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

**Director
OSCAR ARMANDO ARENAS MANTILLA
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación:

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Como autoras del presente trabajo de grado agradecemos a todas las personas que brindaron su apoyo y parte de su tiempo para realizar este proyecto, especialmente:

A Ecopetrol S.A por brindarnos el apoyo técnico y de talento humano para el desarrollo exitoso de este trabajo de grado.

Al ingeniero Oscar Armando Arenas Mantilla, director del proyecto de grado por guiarnos y orientarnos con su conocimiento y experiencia para que este proyecto sea posible.

A nuestro orientador, el ingeniero Sebastián Alejandro Gómez Alba por ayudarnos en el avance del trabajo de grado.

A nuestra profesora, la ingeniera Yatnielah Isbel Pirela Roperó por su apoyo y dirección desde la presentación del anteproyecto.

Al ingeniero Andrés Eduardo Zarate Sanabria por su disposición y tiempo para atender nuestras inquietudes.

A nuestras profesoras, la ingeniera Adriangela Chiquinquirá Romero Sánchez y la geóloga Adriana Milena Henao Bejarano por su colaboración y guía para la culminación del proyecto.

A las Directivas, Personal Administrativo y Cuerpo Docente de la Fundación Universidad América por los conocimientos que nos brindaron a lo largo de la carrera y la capacitación que nos ofrecieron durante nuestra preparación como Ingenieras de Petróleos.

DEDICATORIA

A mis papás por la vida, el apoyo, la entrega y todo lo que soy.

A mi hermano por su respaldo, incondicionalidad y ser el mejor ejemplo.

A mi Tata y a mis tíos Pilar, Beatriz y Fernando por creer siempre en mí y ser un gran soporte en mi vida.

María Camila Lugo Gómez

DEDICATORIA

Hace casi seis años empecé este camino para formarme como Ingeniera de petróleos y, presentar este trabajo de grado significa la culminación de esta etapa y el inicio de una nueva como profesional.

Quiero dedicar este logro a mi familia que siempre ha estado conmigo en cada momento y que han vivido junto a mi todo este proceso, quiero dedicárselo en especial a mis padres que son mi ejemplo a seguir y a mis hermanas que son mi motivación diaria en cada paso y aprendizaje.

Quiero dedicar también este logro a mi compañero de vida Juan C. Sandoval, que apareció en mi camino para ser mi cómplice y complemento para apoyarme en cada decisión.

Los amo, y gracias por estar siempre presente en mi vida.

María Victoria Parra Trujillo

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	19
OBJETIVOS	20
1. GENERALIDADES DEL CAMPO APIAY	21
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	21
1.2 LOCALIZACIÓN	21
1.3 MARCO GEOLÓGICO	23
1.3.1 Columna estratigráfica.	23
1.3.2 Estratigrafía.	24
1.3.3 Geología estructural.	27
1.3.4 Geología del petróleo.	30
1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO	30
1.4.1 Mecanismo de producción.	31
1.4.2 Producción acumulada.	32
1.4.3 Pozos del Campo Apiay.	33
1.4.4 Características del Yacimiento.	34
2. WELL INTERVENTION DELIVERY PROCESS	36
2.1 WELL DELIVERY PROCESS	36
2.1.1 Objetivos del proceso.	36
2.1.2 Alcance del proceso.	37
2.1.3 Dispensación.	37
2.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROCESO	38
2.2.1 Gobernabilidad.	38
2.2.2 Matriz de Escalamiento & Toma Decisión-Fase Ejecución.	38
2.2.3 Gestión de cambios.	39
2.2.4 Equivalencia de Organizacional.	40
2.2.5 Key Performance Indicators – KPI'S.	40
2.3 GUÍA DEL PROCESO	41
2.3.1 Hooper.	41
2.3.2 Fase de Evaluación.	42
2.3.3 Fase de Selección.	43
2.3.4 Fase de Detalle.	44
2.3.5 Fase de Ejecución.	45
2.3.6 Fase de Cierre.	46
2.4 Interdependencias.	47
2.4.1 Exploración y WDP.	48
2.4.2 Ecopetrol Desarrollo de Proyectos y WDP.	49

2.4.3	Gestión de Oportunidades de Desarrollo y WDP.	50
2.4.4	Gestión de Abastecimiento y WDP.	50
2.4.5	Gestión de Activos con Asociados y WDP.	51
2.5	EMPRESAS CON WELL INTERVENTION DELIVERY PROCESS ESTABLECIDO	52
2.5.1	ADCO.	53
2.5.2	Equion.	53
2.5.3	Chevron.	54
2.5.4	HOCOL.	54
2.5.5	Talisman.	54
3.	ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO EN CAMPO APIAY	56
3.1	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	59
3.1.1	Bombeo hidráulico.	60
3.1.2	Bombeo electrosumergible.	60
3.1.3	Bombeo mecánico.	60
3.1.4	Bombeo por cavidades progresivas.	61
3.1.5	Embolo viajero.	61
3.1.6	Gas lift.	61
3.1.7	Software y automatización.	61
3.2	CONVERSIÓN DE POZO PRODUCTOR A POZO INYECTOR	61
3.3	EVALUACIÓN DE FORMACIONES	62
3.4	CAÑONEO	63
3.5	ESTIMULACIÓN	64
3.6	PESCA	64
3.7	CEMENTACIÓN REMEDIAL	65
4.	PROBLEMAS RELACIONADOS A TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN CAMPO APIAY	66
4.1	CÓDIGO 1000 – CABEZAL DE POZO / B.O.P	67
4.2	CÓDIGO 1100 – TRABAJO RUTINARIO	67
4.3	CÓDIGO 1200 – OPERACIONES DE CIRCULACIÓN	68
4.4	CÓDIGO 1300 – SERVICIOS DE MANTENIMIENTO	69
4.5	CÓDIGO 1400 – WIRELINE/ SLICKLINE	69
4.6	CÓDIGO 1500 – OPERACIONES DE PESCA	69
4.7	CÓDIGO 1600 – SEGURIDAD	70
4.8	CÓDIGO 1700 – OPERACIONES DE REGISTRO	70
4.9	CÓDIGO 1900 – COMPLETAMIENTO ESP	70
4.10	CÓDIGO 2100 – PRUEBAS DE PRESIÓN	71
4.11	CÓDIGO 2300 – COMPLETAMIENTO PCP	71
4.12	CÓDIGO 2400 – OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN	72
4.13	CÓDIGO 2500 – OPERACIONES DE CEMENTACIÓN	72
4.14	CÓDIGO 2900 – OPERACIONES DE CONTROL DE POZO	73
4.15	CÓDIGO 3000 – MOVIENDO A LOCACIÓN	73

5.	KEY PERFORMANCE INDICATORS	75
5.1	EJEMPLO APLICABILIDAD DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN	82
6.	CONCLUSIONES	84
7.	RECOMENDACIONES	85
	BIBLIOGRAFÍA	86
	ANEXOS	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos del Bloque Apiay.	33
Tabla 2. Actividades de intervención a pozo Campo Apiay (2009-2019)	57
Tabla 3. Problemas relacionados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campo Apiay.	66
Tabla 4. Rangos de clasificación de actividades	76
Tabla 5. Comparación de resultados pozos Apiay 11-Apiay26	83

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de Localización del Bloque Apiay, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.	22
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para Bloque Apiay.	23
Figura 3. Esquema transversal de la Cuenca de los Llanos	28
Figura 4. Mapa Estructural al tope de la Unidad K2 Campo Apiay.	29
Figura 5. Comportamiento histórico de la producción en el Campo Apiay.	32
Figura 6. Producción acumulada en el Campo Apiay.	33
Figura 7. Datos técnicos del Campo Apiay.	35
Figura 8. Cinco fases del WDP	38
Figura 9. Matriz de Escalamiento "Onshore"	39
Figura 10. Matriz de estructura organizacional en el WDP	40
Figura 11. Indicadores para establecer el WDP	41
Figura 12. Introducción a la integración del WDP dentro del grupo de procesos de E&P.	48
Figura 13. Fases del WDP	48
Figura 14. Interrelación en torno a las aprobaciones presupuestales.	49
Figura 15. Visión global de relación entre GOD y WDP	50
Figura 16. Visión global de relación entre GAB y WDP	51
Figura 17. Protocolo de validación y presupuestos	51
Figura 18. Guía global del WDP	52
Figura 19. Sistemas de levantamiento artificial.	59
Figura 20. Pozo productor a pozo inyector	62
Figura 21. Cañoneo	63
Figura 22. Actividades de seguridad	78
Figura 23. Actividades de completamiento-PCP	79
Figura 24. Actividades de movimiento a locación	80
Figura 25. Ejemplo de valores dados por la matriz	81
Figura 26. Instructivo de matriz de indicadores	82

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Actividades de Intervención a Pozo (2009-2019) Campo Apiay	58
Gráfica 2. Problemas asociados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campo Apiay	74

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Tiempo optimo de operacion para cada actividad realizada en campo apiay	89
Anexo B. Matriz de evaluación	97
Anexo C. Matriz evaluada para los pozos apiay 11 y apiay 26	113

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Operational Intervention Indicator (OII)	76

ABREVIATURAS

GDA: Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Apiay
API: American Petroleum Institute
BPD: Barriles Por Día
Km: Kilómetro
km²: Kilómetro cuadrado
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
NE: Nor-este
BOPD: Barriles de Petróleo por Día
MBbl: Millones de Barriles
Mscf: Millones de pies cúbicos
Ft: Pies
TVDss: True Vertical Depth subsea
Sw: Saturación de agua
°F: Grados Fahrenheit
FR: Factor de Recobro
Kv: Permeabilidad vertical
Kh: Permeabilidad horizontal
Cp: Centipoise
PSI: Libra por pulgada cuadrada
SCF: Pie cúbicos estándar
STB: Barriles en tanque de almacenamiento
mD: Mili-Darcys
Rsi: Relación Gas-Aceite
Bo: Factor volumétrico del petróleo
Bg: Factor volumétrico del gas
PPM: Partes por millón
WDP: Well Delivery Process
WIDP: Well Intervention Delivery Process
P&C: Producción y Completamiento
E&P: Exploración y Producción
KPI's: Key Performance Indicators
ECP: Ecopetrol S.A.
NPT: Tiempos No Productivos
EXP: Exploración
EDP: Ecopetrol Desarrollo de Proyectos
GOD: Gestión Oportunidades Desarrollo
GAA: Gestión de Activos con Asociadas
GNN: Gerencia de Nuevos Negocios
HSE: Gestión de seguridad, salud y medio ambiente
DWOP: Drill Well On Paper
CWOP: Completion Well On Paper
TWOP: Testing Well On Paper

MOC: Gestión de cambios
DWS: Horario de perforación y Workover
DC&I: The Drilling, Completions and Interventions
PDSW: Project Delivery System for Wells
RDG: Rediseño
WSV: Servicio a pozo
WRK: Workover
BES: Bombeo electrosumergible.
BHA: Bottom Hole Assembly

INTRODUCCIÓN

Una de las dificultades que afronta Ecopetrol en la actualidad es que no cuenta con un proceso que permita estandarizar todas las operaciones que pueda requerir un pozo en su fase productiva. Lo anterior ocasiona que los costos y tiempos de operación, que están directamente relacionados con los trabajos de intervención a pozo, sean altos respecto al precio de venta del barril de crudo.

El factor de recobro en un pozo está dado por el volumen de petróleo que pueda ser extraído en relación con el que se tiene en el yacimiento. Este factor tiende a disminuir con el tiempo, y existen diversas circunstancias que pueden disminuir o incrementar dicho factor. Las actividades de Workover o intervenciones a pozo que se realizan en el Campo Apiay tienen como objetivo principal disminuir el daño que se tenga en este y por tanto mantener el factor de recobro lo más cercano posible al factor de recobro inicial.

Para que lo anterior funcione de dicha manera, las actividades tienen que tener una planeación adecuada tanto en las tareas a desarrollar como en los recursos requeridos. Sin embargo, el programa no está bien estructurado y por tanto los trabajos de intervención a pozo no tienen la efectividad deseada. Lo anterior genera una baja relación entre las ganancias esperadas respecto a la inversión realizada. Adicionalmente situaciones asociadas a sobrecostos en los trabajos o falta de presupuesto conllevan a la reducción del factor de recobro esperado.

Es por esto que el presente trabajo de grado, tiene como objetivo permitir a esta compañía la obtención de un diagnóstico inicial de las actividades de workover en los pozos representativos del Campo Apiay para el establecimiento de indicadores adecuados de evaluación; y por medio de los cuales, implementar procesos de estandarización en la fase productiva de los pozos. La incorporación de estos indicadores permitirá a futuro, un adecuado manejo de las actividades de workover para mantener una alta relación ganancia/inversión.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un diagnóstico de las actividades de Workover en los pozos representativos del Campo Apiay para el establecimiento de indicadores adecuados de evaluación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir la geología y las generalidades del Campo Apiay.
2. Detallar el proceso de “Well Delivery Process” estandarizado e implementado por Ecopetrol S.A.
3. Mencionar los métodos y equipos comúnmente utilizados en actividades de Workover en pozos representativos del Campo Apiay.
4. Reconocer los problemas de los pozos representativos de Campo Apiay en la etapa de producción debido a los inadecuados procedimientos de intervención a pozo.
5. Identificar las variables que ayuden a construir indicadores para mantener el rendimiento de los pozos, con la información de actividades de Workover y los respectivos problemas que se presentan.
6. Proponer los indicadores necesarios para la evaluación de los procesos de Workover en el Campo Apiay.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO APIAY

Campo Apiay se encuentra operado en un 100% por Ecopetrol a través de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Apiay (GDA) que administra también los campos de Suria, Reforma-Libertad, Castilla- Chichimene. En este capítulo se describirán las generalidades del campo abarcando historia, localización, geología e historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del Campo Apiay inicia con el primer pozo perforado, Quenane 1127-1X, en abril de 1972 por la Compañía *Phillips Petroleum Company* el cual fue posteriormente abandonado, debido a que las cantidades producidas de aproximadamente 600 BOPD de 26 a 29° API, no eran comerciales.

Posteriormente, Ecopetrol S.A inicia los programas sísmicos Quenane y Chaviva que conllevaron el 12 de agosto de 1981 a encontrar la primera estructura probada petrolífera. Después de comprobar la producción comercial mediante pruebas en los pozos Apiay-1 y Apiay-3, se inició la explotación de hidrocarburos de Campo Apiay.

Desde el año de su descubrimiento hasta 1988 fueron perforados 47 pozos en desarrollo pertenecientes a los campos Austral, Apiay, Apiay Este, Guatiquía, Guayuriba, Libertad, Libertad Norte, Pompeya, Reforma, Suria, Suria Sur y Tenané. El crudo producido alcanzó un volumen de 16.000 BPD en este periodo de tiempo y se transportó por medio de carrotanques hasta el 8 de agosto de 1989 cuando se inició el bombeo por el Oleoducto central de los Llanos.

De igual forma, desde 1981 hasta 1993 fueron construidas las facilidades de producción, la estación de bombeo Apiay y las plantas de gas y asfalto. Durante este año y el siguiente, se desarrolló un programa de sísmica 3D en un área de aproximadamente 125 km². En 1995 se inició el proyecto “Desarrollo Adicional área Apiay-Ariari”, para un recobro adicional de 36 Mbls.

A febrero del 2019, Campo Apiay hace parte de la denominada área Apiay-Ariari que consta de los campos Apiay, Suria y Libertad-Reforma. A esta área se le conoce también como Bloque Apiay.

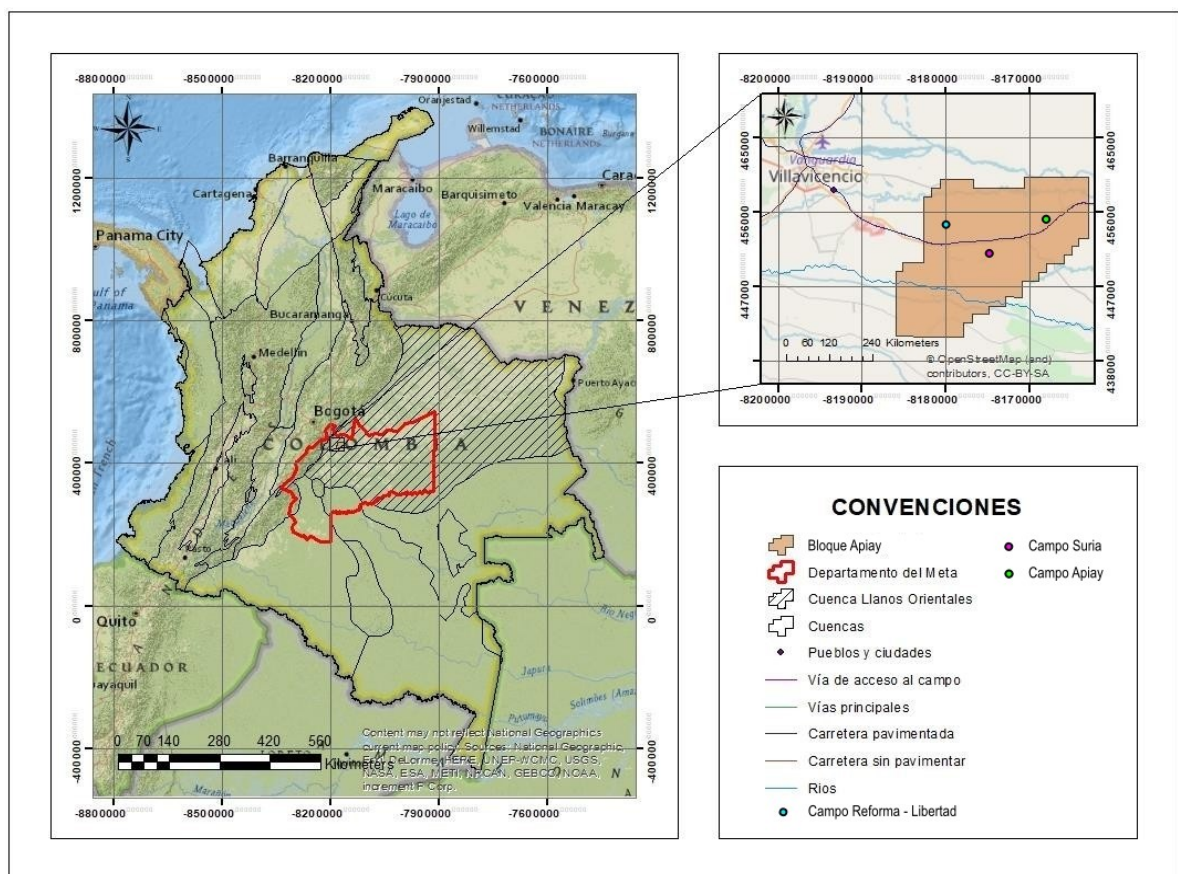
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Apiay está ubicado al Noreste del Bloque Apiay como se observa en la **Figura 1**. Este se encuentra a su vez ubicado al Suroeste de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, al Oriente del departamento del Meta. Se localiza

también al Sureste, aproximadamente a 100 km de la ciudad de Bogotá D.C. y 32 km de la ciudad de Villavicencio.

El acceso a este campo puede hacerse por vía aérea o terrestre. La primera opción, tomando un vuelo a la ciudad de Villavicencio y desde ese punto por vía terrestre por medio de la carretera Villavicencio – Puerto López. La segunda opción, por tierra al tomar desde Bogotá la salida a la ciudad de Villavicencio y continuar el recorrido según la trayectoria anterior.

Figura 1. Mapa de Localización del Bloque Apiay, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: BONILLA, Andrés y MEDINA, Carol. Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del Campo Suria 2018. Modificado por los autores 2019.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca de los Llanos Orientales posee rocas que van desde el Jurásico hasta el Neógeno (Ver **Figura 2**). En esta sección se muestra la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo de esta cuenca.

1.3.1 Columna estratigráfica. La columna que se observa en la Figura 2 corresponde a una modificación de la columna estratigráfica existente para la cuenca de los Llanos Orientales en la que se observa una discordancia que pone en contacto a las Formaciones Gachetá y Mirador.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para Bloque Apiay.

PERIODO	LITOESTRATIGRAFÍA	UNIDAD OPERACIONAL		LITOLOGÍA arena gruesa arena media arena fina limo
		Nomenclatura Casanare	Nomenclatura Ecopetrol S.A	
NEÓGENO	Fm. NECESIDAD	NECESIDAD	NECESIDAD	
	Fm. GUAYABO	GUAYABO	GUAYABO	
	Fm. LEÓN	SHALE LEÓN	SHALE LEÓN	
PALEÓGENO	Fm. CARBONERA	C1	Areniscas Superiores	
		C2	Lufía E	
		C3	Conjunto C1	
		C4	Areniscas de Carbonera	
		C5	Conjunto C2	
		C6	Lufía E3	
		C7	Arenisca T1	
		C8	Lufía E4	
	Fm. MIRADOR (Fm. San Fernando)	T2	T2	
CRETÁCICO	Fm. GACHETÁ	K1	K1	
	Fm. Une	K2	K2	
JURÁSICO	BA SAMENTO			

Fuente: elaboración propia, con base en ANH (2012).

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describirán las unidades litoestratigráficas de base a tope que hacen parte de la columna estratigráfica de la Figura 2. Las unidades de interés para la industria petrolera son las Formaciones Une, Gachetá y San Fernando.

1.3.2.1 Basamento. En la cuenca de los Llanos Orientales se tienen rocas en el basamento que van desde el Precámbrico hasta depósitos más recientes. Sin embargo, para generalizar la litología, se asume como basamento a las rocas jurásicas de color rojo que se encuentran preservadas en grabens aislados y que son asociadas a fenómenos de distensión.

Hacia el sector del Meta se tiene un basamento ígneo-metamórfico precámbrico de composición diorítica – sienítica (Obando y Pérez, 1988) cuyo fallamiento normal causó un relieve positivo que controló la depositación en los otros sectores de la cuenca. Adicionalmente, en el área de Guape, se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana y en algunos sectores de la serranía de La Macarena y borde Este de la Cordillera Oriental, se describen gneises pertenecientes probablemente a las facies anfibolita (Bogotá, 1988), esquistos sericíticos y rocas intrusivas granosieníticas

La estratigrafía del Paleozoico en la cuenca Llanos Orientales no se conoce muy bien. Consiste en rocas ubicadas en un posible rango de edad desde el Cámbrico hasta el Carbonífero, pues pocos pozos han perforado dicha secuencia completamente hasta el basamento. Se caracteriza por facies de arenitas claras, blancas de grano fino con glauconita, lutitas oscuras y carbonatos pertenecientes a un ambiente de sedimentación de plataforma y se localizan regionalmente en el sector de Arauca y en el Centro Norte del sector del Casanare. De acuerdo con Pérez *et al.* (1982), sobre el basamento ígneo o metamórfico descansa, en forma discordante, la secuencia paleozoica, la cual según estos mismos autores, inició su depositación a finales del Cámbrico o comienzos del Ordovícico, con una transgresión marina.

Así mismo, se presentan periodos de erosión y/o no depositación que hacen que existan discordancias que conllevan a unidades que no presentan continuidad lateral a lo largo de la cuenca y que se encuentren en contacto formaciones que no son consecutivas en el tiempo.

1.3.2.2 Formación Une. Denominada también unidad operacional K2 tiene una edad Cenomaniano a Coniaciano temprano (Castro 1989 en Nieto 1999). Se encuentra sobre sedimentos Paleozoicos e infrayace en un contacto transicional a la Formación Gachetá.

Consiste también en cuarzoarenitas cementadas de grano medio a grueso, blancas y sublitoarenitas localmente conglomeráticas asociadas a depósitos fluviales de tipo

corrientes entrelazadas según Nieto (1999). Además, tiene un contenido escaso de arcillas correspondientes a Caolinita, Illita y Clorita que se observan únicamente en sección delgada (microscópicamente).¹

Así mismo, presenta esporádicamente niveles de lutitas de colores grises, subastillosas a subfisiles con pequeñas cantidades de pirita y mica (Baker Huges 2000). Su espesor aumenta en general hacia el Noroeste y tiene un valor promedio de 760 pies. Su ambiente de depositación es fluvial y se evidencia en depósitos de canales abandonados y llanuras de inundación, aunque también presenta, depósitos con influencias mareales.

1.3.2.3 Formación Gachetá. Esta formación es también denominada como unidad operacional K1, es de edad Coniaciano a Santoniano y es correlacionable con la Formación Chipaque (Castro 1989 en Nieto 1999). Se encuentra en contacto transicional sobre la Formación Une y bajo la Formación Guadalupe a nivel regional en la Cuenca de los Llanos Orientales. Sin embargo, en la geología del campo, esta unidad se encuentra discordantemente bajo la parte superior de la Formación Mirador.

El espesor de esta unidad aumenta hacia el Noroeste y tiene un valor promedio de 560 pies de espesor y consiste principalmente en lutitas y en depósitos fluvio-deltaicos a la base que gradan a depósitos de canales y planicies de mareas, los cuales son cubiertos por sedimentos arcillosos de plataforma externa, mostrando una secuencia típicamente retrogradacional (Amaya et al, 1998). Por lo tanto, su ambiente de depositación es marino somero².

1.3.2.4 Formación San Fernando. También conocida como unidad operacional T2 corresponde a la parte superior de la Formación Mirador y tiene edad Eoceno Tardío según palinología (Reyes et al, 1991). Consiste en arenitas de grano fino a grueso con algunos niveles conglomeráticos e intercalaciones limosas y arcillosas. Son depósitos fluviales de corrientes entrelazadas (Nieto 1999) y tiene un espesor promedio de 250 pies. Esta formación se encuentra en contacto discordante sobre la Formación Gachetá en Campo Apiay e infrayace a la Formación Carbonera.³

¹ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales. 2012.

² *Ibidem*, Pág. 9

³ *Ídem*

1.3.2.5 Formación Carbonera. Esta formación corresponde a depósitos transgresivos y regresivos de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad. En el área de Casanare consiste de una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón (Charitat y otros, 1985), depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental. La Formación Carbonera representa la sedimentación ocurrida entre el Eoceno Superior y el Mioceno Inferior. Esta formación está limitada en la base por una posible discordancia (base de la Formación Mirador), y en el tope por la principal superficie de transgresión (base de la Formación León).

Además, esta formación se encuentra dividida en unidades operacionales que tienen diversas nomenclaturas. La primera adoptada por Ecopetrol S.A. divide a la unidad de base a tope en Lutita E4, Arenisca T1, Lutita E3, Conjunto C2, Areniscas de Carbonera, Conjunto C1, Lutita E y Areniscas Superiores y la segunda, heredada de la nomenclatura del área de Casanare (dada por Elf Aquitaine) divide a la Formación en los Miembros C8 a C1 donde los miembros pares son predominantemente lodosos y los impares predominantemente arenosos.⁴

1.3.2.6 Formación León. Se compone por capas gruesas de lutitas grises y se ubica en el Mioceno Medio según Notestein, Hubman y Bowler (1944). Consiste en una secuencia arcillo - lutítica con intercalaciones de capas delgadas de arenitas carbonáceas. Son comunes minerales tales como glauconitas, sideritas, piritas y limolitas.

De igual forma, está compuesta por capas gruesas de lutitas grises en contacto concordante con la Formación Carbonera. El espesor de la formación varía de 1.673 a 2.500 pies y corresponde a un ambiente de sedimentación marino somero. La Formación León está en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Carbonera que la infrayace.⁵

1.3.2.7 Formación Guayabo. La Formación Guayabo representa la última sedimentación de la cuenca correspondiente al Plioceno-Pleistoceno según Notestein, Hubman y Bowler (1944). Es una de más de 13.000 pies ubicada en el piedemonte de la cordillera. Está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos y arenitas finas a muy gruesas, a veces con niveles de conglomerados y ocasionalmente, hacia el tope, niveles carbonosos. Hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental.

Esta formación está en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace, aunque en algunos sectores de la cuenca como en el caso del Campo Suria, se encuentra expuesta a superficie, y en contacto concordante con la Formación León que la infrayace.⁶

⁴ Ibídem, Pág. 9

⁵ Ídem

⁶ ibídem, Pág. 9

1.3.2.8 Formación Necesidad. Se le asigna una edad del Plioceno según J. de Porta (1974). Consta de una serie de alternancias de arenitas y conglomerados con arcillas compactas. El espesor medio es de 200 pies y su ambiente de sedimentación es continental. La Formación Necesidad está en contacto discordante con la Formación Guayabo que la infrayace.

Esta formación no se encuentra en la totalidad de la Cuenca de los Llanos Orientales como es el caso del Bloque Apiay. Sin embargo si en el resto de la cuenca y por lo tanto, en la columna generalizada se encuentra reportada.⁷

1.3.3 Geología estructural. La tectónica actual de la región del noroeste de Suramérica se encuentra definida por la interacción entre las placas oceánicas de Nazca y de El Caribe, y la placa continental de Suramérica la cual a su vez ha impactado la evolución y conformación de la Cuenca de los Llanos Orientales.

Esta cuenca es una depresión estructural asimétrica con tendencia al Noreste, que ha tenido un desarrollo a través de diferentes etapas, producto de la superposición de varios eventos que generan su configuración actual durante la Orogenia Andina del Mio - Plioceno y posterior a ésta.

De igual forma, el estilo estructural que caracteriza la parte de la cuenca donde se encuentra ubicado el Bloque Apiay, corresponde a sistemas transpresionales (sistema de Fallas Castilla - Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son los responsables de los entrampamientos de los campos enumerados. Estos sistemas estructurales tienen relación de origen con el frente de deformación andina. Otros tipos de entrampamiento tienen ocurrencia por acuñamiento de las Formaciones Gachetá y Mirador contra paleoaltos de rocas del Paleozoico.

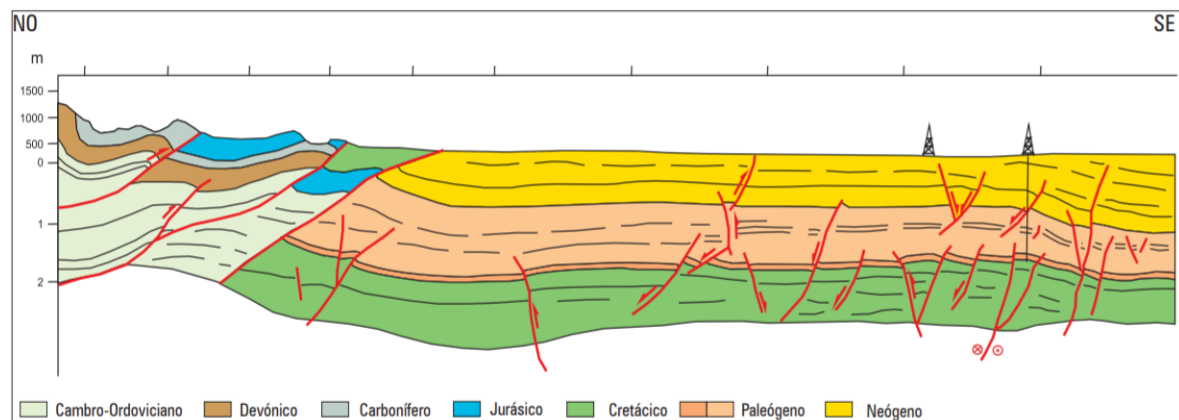
Los Campos Apiay y Suria presentan estructuras semidómicas, dómicas y anticlinales asociadas a un fallamiento inverso y normal. La estructura que forma la Cuenca de los Llanos es el resultado de los procesos tectónicos que han afectado el Noroeste suramericano. (**Figura 3**).

⁷ BONILLA, Andrés y MEDINA, Carol. Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del Campo Suria. Trabajo de grado (Ingenieras de petróleos). Bogotá D. C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2018.

En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo tectónico dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zona de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos. Las zonas de falla en el área, presentan una tendencia N50°E (50° Noreste). Generalmente, se componen de numerosas fracturas de poco desplazamiento vertical. Los ejes principales de los pliegues son paralelos a la dirección de las fallas inversas y están alineados en dirección N30°E (30° Noreste) aproximadamente. Estas fallas inversas limitan los Campos Apiay y Suria.

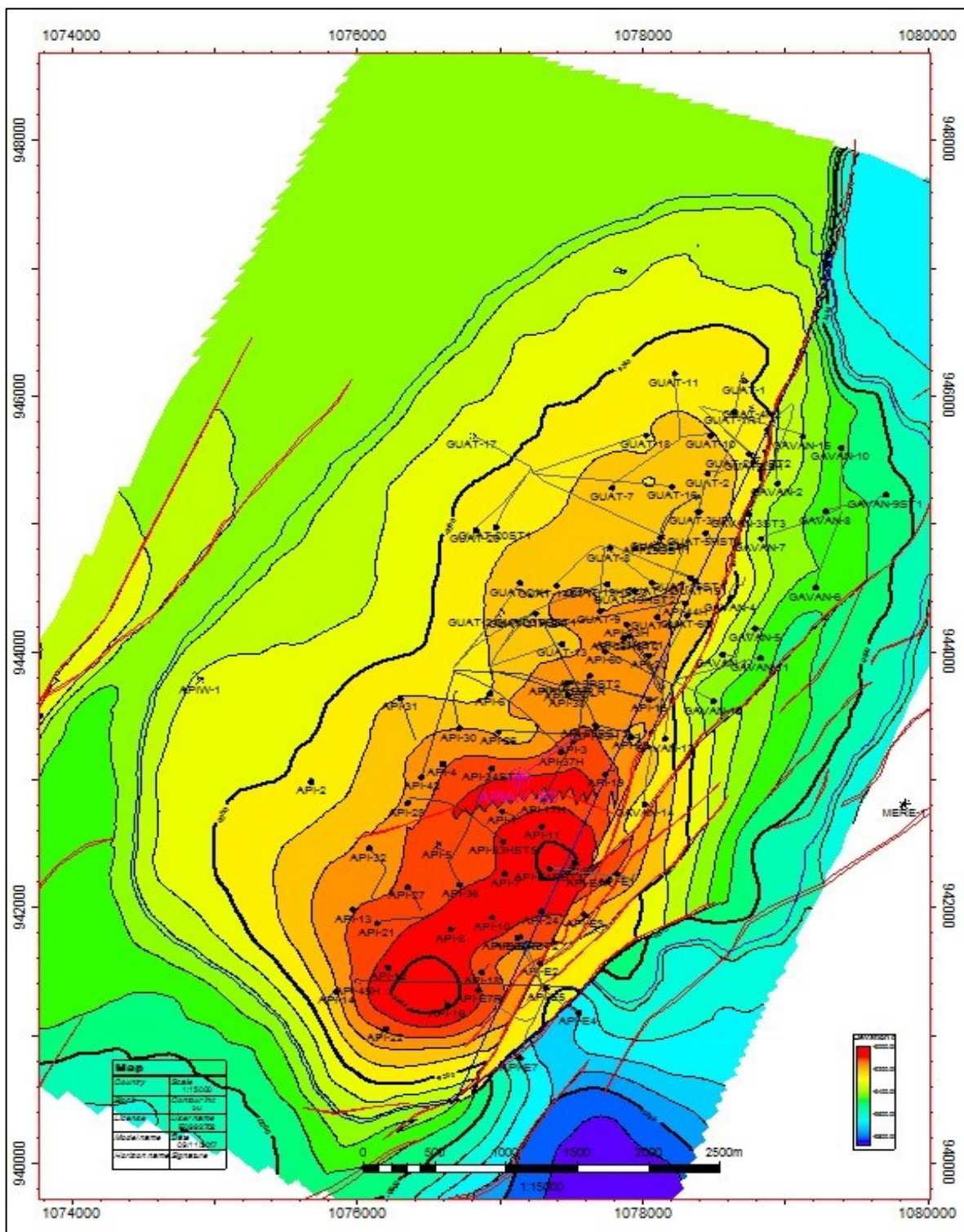
La estructura de Apiay - Guatiquia, corresponde a un anticlinal simétrico fallado en su flanco Sureste. La dirección del eje del anticlinal es aproximadamente N30E, con cabeceo al NE, de 6km de longitud por 1.6 km. de ancho, con una ligera depresión entre el área de Apiay y Guatiquia. El límite de la estructura al Este lo determina la falla de Apiay, la cual es de carácter inverso, de alto ángulo, vergencia NE, y corta solamente desde el Paleozoico inferior hasta el basamento. El desplazamiento vertical máximo es alrededor de 300 pies en las cercanías del pozo Apiay-E1 y va disminuyendo hacia el Noreste. Al este de esta falla se presentan otras fallas normales de menor longitud y hacia la parte más norte hay una falla inversa convergencia NE. Ver **Figura 4**.

Figura 3. Esquema transversal de la Cuenca de los Llanos.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Disponible en <http://www.anh.gov.co/Paginas/inicio/defaultANH.aspx>. Consultado. 2019

Figura 4. Mapa Estructural al tope de la Unidad K2 Campo Apiay.



Fuente: ECOPETROL S.A Socialización con Departamentos del Activo. Pozos Estudio. SAURIO 2- APIAY 80. Campo Apiay. 2017

1.3.4 Geología del petróleo. A continuación, se describe la geología del petróleo para la Cuenca de los Llanos Orientales y por lo tanto, la asociada al Campo Apiay.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco Oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen un kerógeno tipo II y III, rangos de TOC entre 1 y 3% y un espesor efectivo de 164 a 328 pies

1.3.4.2 Roca Reservorio. Las arenitas de la Formación Carbonera (C3, C5 y C7) y Mirador, son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica, algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Presentan un rango de porosidad regional que varía entre el 10 y el 30%.

1.3.4.3 Migración. Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno tardío-Oligoceno y un segundo que comenzó en el Mioceno y continúa en la actualidad.

1.3.4.4 Roca Sello. El sello regional de la cuenca es la Formación León. Por otra parte, las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Además de esto, las lutitas cretácicas de la Formación Gachetá pueden actuar como sellos intraformacionales.

1.3.4.5 Trampas. Hasta el momento, la exploración se ha concentrado en las fallas normales. Sin embargo, los anticlinales asociados a fallas inversas y estructuras de bajo relieve, así como las trampas estratigráficas, pueden representar un importante objetivo exploratorio.

1.4 HISTORIA DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO

En la actualidad, la Unidad K2 ha sido casi totalmente drenada desde que comenzó su desarrollo a diferencia de la unidad K1, la cual se encuentra aún en etapa de desarrollo. Debido a las condiciones que se tienen en el mercado y el precio internacional del crudo, puede considerarse adicional a las dos anteriores, la Unidad T2 como un prospecto que demuestra éxito para el desarrollo de estos campos por su potencial de reservas.

La producción en el Bloque Apiay comenzó con el Campo Apiay en 1981 como se mencionó anteriormente, después de la perforación del Pozo Apiay 1. Para comienzos del año 2012 Campo Apiay producía un promedio de 12.000 BOPD. Adicional a la producción de crudo es importante tener en cuenta la cantidad de agua que se produce. Para este campo, el corte de agua ha aumentado

progresivamente con el tiempo hasta alcanzar un valor aproximado del 85% debido al proceso de depletamiento del yacimiento y al acuífero activo presente.

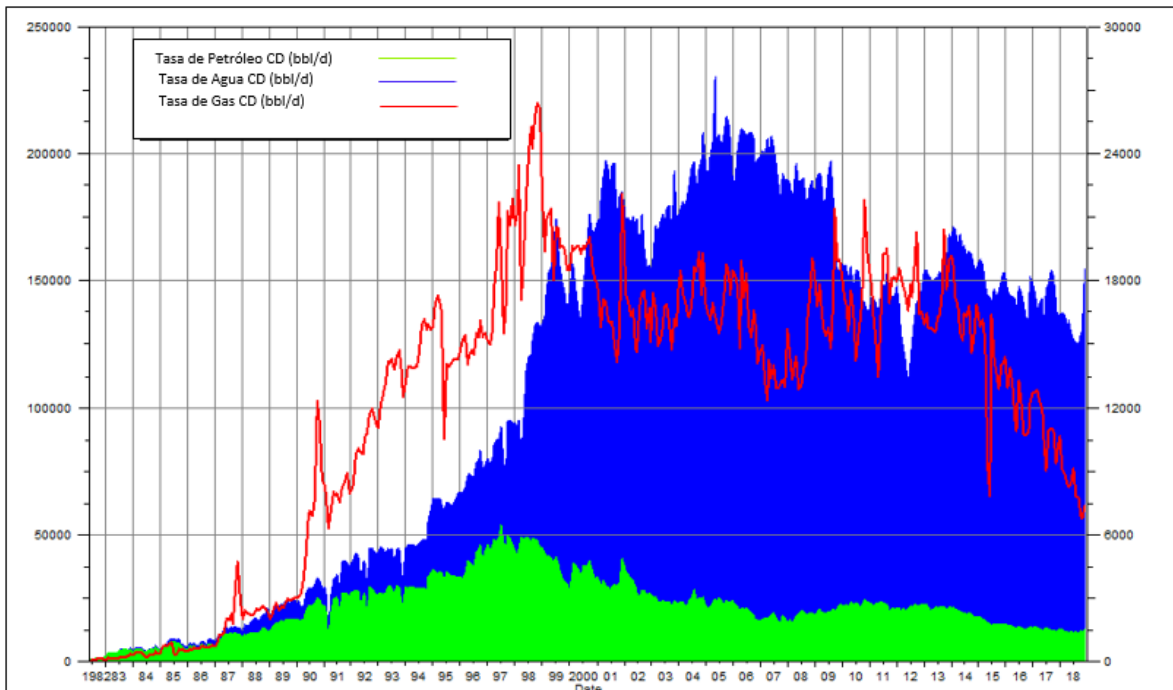
1.4.1 Mecanismo de producción. Para el Bloque Apiay existen dos tipos de mecanismos de producción; el primero es para la Unidad K2, un acuífero activo y para las Unidades K1 y T2 es una combinación entre un acuífero parcial y gas en solución.

El primer mecanismo que es el de acuífero consiste en un yacimiento que tiene una conexión hidráulica con una roca porosa saturada con agua denominada acuífero la cual se encuentra comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero lo que va aumentando la energía del yacimiento por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Este mecanismo tiene una eficiencia entre el 35 y el 80%, durante la producción la presión del yacimiento permanece alta y la producción de agua aumenta.

A diferencia del anterior, el segundo mecanismo de producción tiene una eficiencia del 5 al 35% y ocurre cuando el petróleo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura contiene gas disuelto y cuando la presión disminuye debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo del yacimiento hacia los pozos productores. Durante la producción, la presión del yacimiento declina rápidamente y continuamente, la relación gas petróleo primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente, no genera ninguna producción de agua, excepto en yacimientos con alta saturación de esta.

Para comienzos del año 2012 el Campo Apiay estaba produciendo un promedio de 12.000 BOPD en donde el corte de agua ha aumentado progresivamente. En la **Figura 5** se aprecia el comportamiento histórico de la producción en el campo en la que además se observa que para el año 2018, la producción de este campo continúa con la tendencia del año 2012 en barriles de crudo.

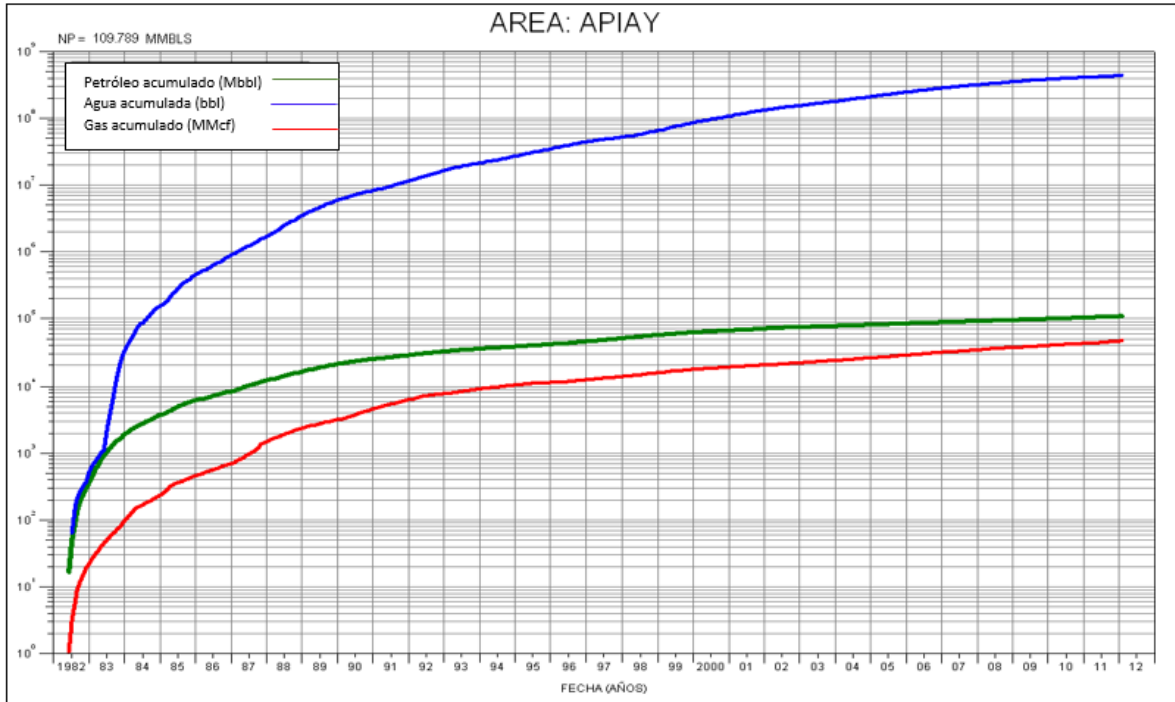
Figura 5. Comportamiento histórico de la producción en el Campo Apiay.



Fuente: ECOPETROL S.A. GERENCIA VRO. Informe de producción. Campo Apiay. 2018

1.4.2 Producción acumulada. Desde que comenzó el proceso de explotación de hidrocarburos en el Campo Apiay hasta comienzos del 2012 este ha producido un total de 120.000 Mbbl de petróleo, 4.500 Mbbl de agua y 48.000 Mscf de gas; tal como se muestra en la Figura 6. Para octubre de 2017, Campo Apiay tenía una producción acumulada de 288 Mbbl de petróleo. La máxima producción del Campo se da en 1997 con 53.500 bbl de petróleo al día y, para septiembre de 2017 alcanzó los 14.215 bbls de petróleo al día.

Figura 6. Producción acumulada en el Campo Apiay.



Fuente: CAMACHO, Julio y RIASCOS, Cristian. Determinación del sistema de levantamiento artificial más eficiente para la producción según las condiciones actuales en la unidad T2 Campos Apiay y Suria. 2012

1.4.3 Pozos del Campo Apiay. Actualmente el Campo Apiay se encuentra activo en etapa de desarrollo primario y transición de piloto de inyección de agua a desarrollo secundario.

Para 2017 los pozos inyectoros lograron una inyección acumulada de 0,3 Mbbbl de agua para inyectar actualmente 6.000 bbl de agua al día.

Tabla 1. Pozos del Bloque Apiay.

Tipo de pozo	Cantidad
Activos	112
Productores	107
Inyectoros	5
Inactivos	48
Abandonados	25
TOTAL	185

Fuente: elaboración propia, basado en ECOPETROL S.A. <http://www.esri.com>. consultado.2019

1.4.4 Características del Yacimiento. En las formaciones K1 Y T2 la porosidad varía entre 12% y 15%, el espesor neto petrolífero está entre 35 Ft y 95 Ft. Además, tienen baja saturación de agua inicial promedio del 12%.

El tipo de crudo entre estas formaciones varía considerablemente ya que, para K1 se presenta un crudo liviano mientras que para T2, el crudo es pesado. Esto es muy importante de tener en cuenta debido a que el lifting-cost va a aumentar o disminuir según la formación de la que se esté produciendo.

Figura 7. Datos técnicos del Campo Apiay.

Datos Técnicos del Campo			
Gerencia	GERENCIA DE OPERACIONES DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN APIAY (GDA)	Año de descubrimiento	1981
Nombre del campo	AREA APIAY (Gavan, Guatiquia, Apiay y Apiay Este)	Área Producción (Acres)	4294 (T2), 4005 (K1), 1948 (K1)
Nombre de Formación	Une (K2), Gacheta(K1), San Fernando (T2)	Participación ECOPETROL	100%
YACIMIENTO		PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDOS	
Tipo de Trampa	Estructural	Porosidad promedio %	T2:12 K1:12 K2:15
Angulo de Buzamiento	5-20°	Rango de porosidad, %	10-16
Edad Geológica	Mesozoico (K1 y K2) Cenozoico (T2)	Permeabilidad Promedio (mD)	T2:120 K1:120 K2:450
Ambiente de Deposición	Fluvial – Deltaico - Costero	Rango permeabilidad, (mD)	50-1500
Litología	Areniscas intercaladas con Shales (K1)	Relación Kv/Kh	-----
Profundidad Promedio (pies)	9265' a 10221' (TVDSS-K1)	Reservorio Naturalmente Fracturado	No
Esesor total (prom pies TVT)	K2=200; K1=450; T2=180	Gravedad API del Aceite	21 (K1); 24.9(K2); 15.7 (T2)
Esesor neto petrolífero (Prom. pies TVT)	K2=95; K1=35; T2=35	GE del gas	0.741 (K1); 0.94(T2)
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	K2.Y K1=15%; T2=12%	Viscosidad Aceite/gas (cp)	Aceite: 0.453 (K1), 1.92 (K2); 8.53 (T2)
Saturación de Aceite Residual (%)	-----	Presión Punto de Burbuja (psi)	2425 (K1), 1020 (K2); 609 (T2)
Temperatura del Yacimiento (F)	250 (K1); 255 (K2); 250 (T2)	Relación Gas-Aceite Rai (SCF/STB)	550 (K1), 158 (K2); 93.5 (T2)
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	4313 (K1), 4495 (K2); 4515 (T2)	Factor Volumétrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	Boi:1.35 (K1); 1.2 (K2); 1.078 (T2)
Mecanismo primario de producción	Expansión de Fluidos y empuje parcial de agua (K1), Acuífero Activo (K2)	Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	3511 (K1), 3182(K2); 5854(T2)
CONTACTO DE LOS FLUIDOS		ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	
Contacto gas-aceite o LKG(pies)		Pozos totales perforados	78
Contacto aceite-agua o LKO(pies)	UNIDAD (K1) TVDSS = -9850 APIAY; -9900 GUAT; -10050 GAVAN. UNIDAD (T2) TVDSS = -9300 APIAY Y GUATIQUIA; -9540 GAVAN.	Pozos productores activos(petróleo, Gas)	66
Contacto gas-agua o LKG (pies)		Pozos inyectores activos(agua y gas)	2
		Producción actual y acumulada:	
VOLUMENES DE FLUIDOS Y FR		Petróleo (bpd y Mbbls)	9553 BPD, 129.36 Mbbls
OOIP (MBPE)	245 (T2), 192(K1), 130(K2)	Gas (Kpcd, GPC)	5970 MPCD, 59.36 GPC
OGIP (GPC)	29.9 (T1)	Agua (bpd y Mbbls)	83207 BPD, 566.3 Mbbls
FR actual (petróleo, gas), %	32.4 %	inyección actual y acumulada:	0
FR esperado escenario 3P (petróleo, gas), %	36.5%	Gas (pcd, GPC)	
		Agua (bpd y Mbbls)	1013 BPD, 0.054 Mbbls

Fuente: ECOPETROL S. A. Socialización con Departamentos del Activo. Pozos Estudio. SAURIO 2 – APIAY 80. Campo Apiay – Suria. Presentación. 2019

2. WELL INTERVENTION DELIVERY PROCESS

Para el desarrollo de un proceso de estandarización de intervención a pozos, es necesario haber desarrollado previamente un proceso que permita generalizar las acciones realizadas en la construcción y entrega de un pozo. Adicional a esto, se debe tener mayor información posible de las actividades realizadas en los pozos para que después, se puedan establecer las fases de progreso que regirán el proceso.

Es por ello que, para este caso se tomará como base, el proceso ya creado y establecido por Ecopetrol S.A. y denominado Well Delivery Process (WDP) y además, se tendrá como guía el Well Intervention Delivery Process (WIDP) desarrollado por otras empresas.

Lo anterior con el fin que tiene este trabajo de enfocarse en la construcción de los indicadores necesarios para poder crear el proceso que llevará a una optimización en las actividades de intervención de la empresa.

2.1 WELL DELIVERY PROCESS

Ecopetrol S.A. propone un proceso que describe de manera detallada las fases que conforman el procedimiento de Perforación & Completamiento (“Well Delivery Process – WDP”) para pozos “onshore” operados por la empresa.

Este WDP surge a partir de la recolección de las mejores prácticas en la comunidad de Perforación & Completamiento de la industria y aportes de expertos con trayectoria a nivel internacional. Adicionalmente, este no define o describe “paso a paso” el trabajo realizado, si no que provee un marco y una estructura para el desarrollo de las funciones de la empresa. El WDP aporta mayor claridad y eficiencia a la manera como se trabaja en la compañía y dirige el foco hacia la generación de valor.

2.1.1 Objetivos del proceso. El objetivo global del WDP es asegurar que un pozo o grupo de pozos se planeen y ejecuten de la forma más eficiente, garantizando que el diseño ejecutado cumple con las políticas de integridad, estándares de entorno y HSE de Ecopetrol.

Este objetivo global se 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. El WDP es *guía única* 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.

Multidisciplinarietà: Definiendo objetivos, "inputs" y entregables comunes entre las áreas y procesos involucradas en el proceso P&C.

2.1.2 Alcance del proceso. El proceso WDP aplica para el desarrollo de todos los proyectos de la Gerencia General de Perforación y Completamiento ("onshore" & "offshore"), 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.

Teniendo en cuenta las operaciones de perforación y completamiento de Ecopetrol S.A. en los campos de desarrollo, los pozos de un módulo/campaña pueden ser madurados de forma individual o agrupados en pozos tipo/cluster/etc. Para el caso de módulo/campañas, en las fases de Evaluación, Selección y Detalle se sancionan pozos tipo, los cuales son definidos y agrupados por el Equipo de Perforación y Completamiento de acuerdo a la estrategia de desarrollo del campo.

Posteriormente las fases de Ejecución y Cierre se desarrollan de manera específica para cada pozo. La finalización del último pozo es el hito que marca el cierre de la campaña de perforación y completamiento.

2.1.3 Dispensación. Dependiendo del alcance, complejidad, objetivos y requerimientos solicitados para el desarrollo de una campaña, el proceso WDP puede iniciar en fase de Selección o Detalle. Para esto, los líderes de Ingeniería de Perforación y Completamiento realizan un diagnóstico teniendo en cuenta: bases de diseño definidas para el campo, estado de madurez del campo, desarrollo de ingeniería de las campañas maduradas previamente en el proceso WDP, cumplimiento de políticas de integridad de riesgos, cumplimiento de metas y KPI's entre otras.

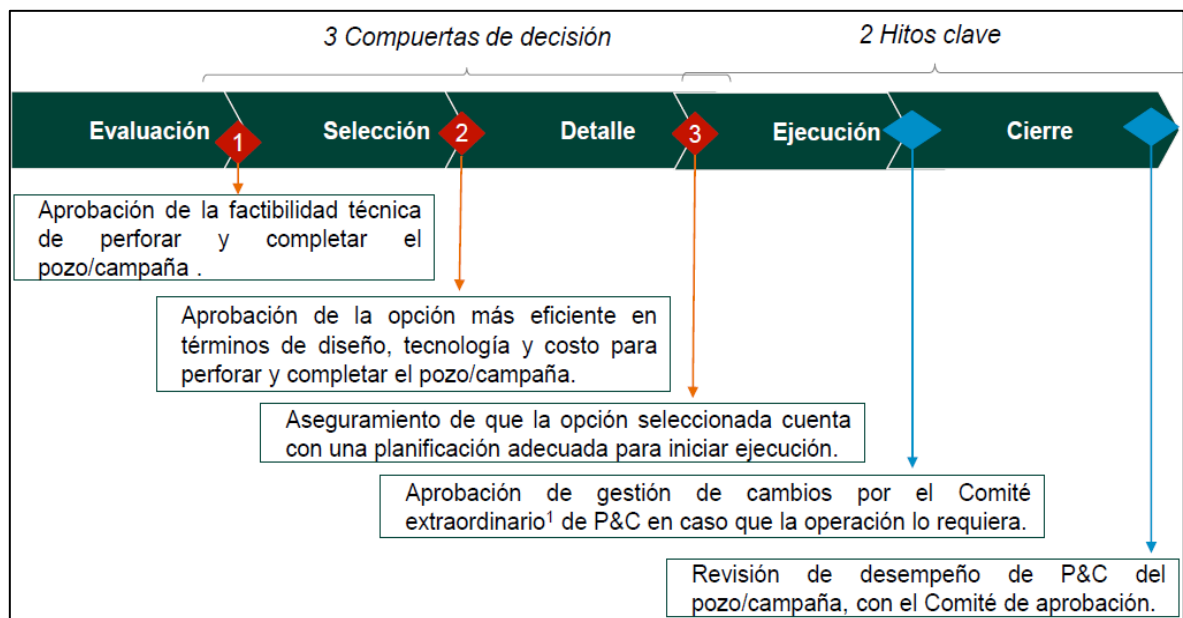
Los líderes de ingeniería de Perforación y Completamiento identifican y proponen la fase en la que debe iniciar el proceso y diligencian el *Formato Solicitud de Dispensación a un Documento de Gestión*, donde se documentan y soportan los motivos por los cuales se inicia en una fase diferente a Evaluación. Esta dispensación debe ser revisada por los jefes de departamento y aprobada por el dueño del proceso.

Si el proceso inicia en fase de Detalle, los líderes de ingeniería de Perforación y Completamiento deben asegurar que las actividades y entregables relacionados con estimación de costos y selección y compra de materiales sean realizados y entregados como input a los procesos de ECP que correspondan.

2.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROCESO

El proceso WDP consta de cinco fases como se observa en la **Figura 8**. La progresión de las fases pasa por la aprobación de tres compuertas de decisión y el cumplimiento de dos hitos clave.

Figura 8. Cinco fases del WDP



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.2.1 Gobernabilidad. Al finalizar cada fase se realiza la Compuerta de Decisión en 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.

2.2.2 Matriz de Escalamiento & Toma Decisión-Fase Ejecución. Durante la fase de Ejecución la toma de decisiones se escalará teniendo en cuenta el cumplimiento de las siguientes premisas: costo total derivado de la decisión, tiempo y riesgo asociado al pozo, en caso de tener diferentes valoraciones para cada aspecto, prevalecerá la premisa con la valoración más alta de los tres. El esquema aplica si el dinero está disponible en el costo aprobado para el pozo. En la figura 9 se visualiza la Matriz de Escalamiento.

Figura 9. Matriz de Escalamiento "Onshore"

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

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

Fuente: ECOPEPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.2.3 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.

2.2.4 Equivalencia de 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 10**.

Figura 10. 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)		
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: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.2.5 Key Performance Indicators – KPI'S. 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 11. Indicadores para establecer el WDP



Fuente. ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Libro de proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.3 GUÍA DEL PROCESO

Esta guía describe detalladamente cada fase del WDP para lograr el éxito del proceso. Tiene en cuenta desde los datos de entrada (Inputs), actividades, críticas, áreas responsables, área de decisión, hasta entregables finales (Outputs), entre otros. A continuación se describen cada una de las fases mencionadas anteriormente.

2.3.1 Hooper. El Hooper responde a una necesidad de brindar soporte desde la Gerencia General de Perforación y Completamiento a las áreas de la compañía que tienen dentro de su objetivo articular, priorizar o visualizar oportunidades en fases tempranas, realizando un diagnóstico de pre-facilidad, para lo cual requieren de un estimado de tiempos y costos previo al inicio del WDP.

El soporte, se puede enmarcar dentro de las siguientes actividades:

- **Estimación de costos y tiempos Clase 5:** Esta labor comprende una valoración de tiempos y costos asociados a operaciones de perforación y completamiento para un pozo; también aplica para operaciones específicas de acuerdo a lo requerido por el área usuaria. Esta estimación está construida a partir de modelos paramétricos o juicio de expertos.
- **Validación de programas y presupuestos:** Esta actividad aplica en escenarios donde Ecopetrol en calidad de socio No operador, debe aprobar actividades y/o presupuesto en el marco de los acuerdos u operaciones en conjunto. Para esto las áreas aprobadas VEX/VAS, solicitan soporte a la Gerencia General de

Perforación y Completamiento para que emita conceptos o recomendaciones generales a considerar para la respectiva aprobación.

- **Seguimiento de operaciones:** Situaciones en donde se le solicita a la Gerencia General de Perforación y Completamiento, realizar el acompañamiento de la maduración y/o ejecución de un proyecto en donde Ecopetrol es No operador o el proyecto pertenece a alguna de sus filiales. El acompañamiento del grupo de Hooper no reemplaza ninguna de las obligaciones del socio operador o de la filial.

Los procesos que presentan interdependencias significativas con el Hooper son:

- Exploración (EXP)
- Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EDP)
- Gestión Oportunidades Desarrollo (GOD)
- Gestión de Activos con Asociadas (GAA)
- Gerencia de Nuevos Negocios (GNN)

2.3.2 Fase de Evaluación. El objetivo de esta fase es determinar si a nivel técnico, es factible realizar la perforación y completamiento del pozo/campaña.

Para empezar esta fase se requiere tener el informe de evaluación de riesgos geológicos debidamente diligenciado de manera oficial por el líder del proyecto junto con todos los requerimientos para perforar.

Esta fase tiene ciertas actividades catalogadas como Actividades Críticas que son de suma importancia para la elaboración del proceso y ejecución de la fase. Estas actividades son:

- Conformar equipo P&C.
- Elaborar y actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Analizar pozos "Offset".
- Identificar y analizar riesgos.
- Visualizar posibles locaciones y premisas de diseño.
- Revisar prerequisites HSE, entorno ambiental y seguridad física.
- Evaluar complejidad del pozo/campaña.
- Revisar disponibilidad de equipo de perforación y/o "Workover".
- Revisar requisitos iniciales de logística P&C y pruebas.
- Definir factibilidad técnica.

Las áreas responsables de esta fase son:

- Gerencia general de P&C.
- Vicepresidencia de Exploración.
- Departamento Ingeniería P&C.
- Departamento Operaciones P&C.
- Gerencia de Yacimientos.
- Gerencia Recobro.
- Entorno, ambiental y HSE.
- ICP.
- Activo/Proyecto.

- Obras civiles.
- Abastecimiento.

Después de completar las actividades de la fase, se debe entregar:

- Hoja de vida del pozo/campaña.
- Matriz de riesgos.
- Matriz de complejidad.
- Diagnóstico general de logística P&C y pruebas.
- Acta de factibilidad técnica.

La aprobación de esta fase se da después de una reunión de arranque de WDP y otra reunión de aseguramiento. Tras este proceso, se da continuación a la Fase de Selección.

2.3.3 Fase de Selección. El objetivo de esta fase es elegir la opción óptima para el diseño del pozo/campaña teniendo en cuenta costos, tiempo y riesgos.

Para empezar esta fase se requiere información mínima de subsuelo, diagnóstico general, logística de perforación y matriz de riesgos debidamente enviados de manera oficial por el líder del proyecto junto con todos los requerimientos para perforar.

Las actividades críticas de esta fase son:

- Actualizar hoja de vida del pozo/campaña.
- Identificar opciones de diseño de P&C pozo/campaña.
- Definir costos, tiempos y riesgos de las operaciones seleccionadas.
- Realizar “Peer Review” selección de la mejor opción.
- Desarrollar estrategia de logística de P&C.
- Realizar bases de diseño.
- Definir requerimientos para locaciones, facilidades eléctricas, prueba de pozo y de producción.
- Definir requerimientos de entorno, HSE, ambiental y seguridad física.
- Identificar equipos, compras, bienes y servicios.
- Evaluar técnicamente las compañías de servicios.
- Actualizar y estimar costo/tiempo/riesgo de la opción seleccionada.
- Elaborar SOR (Statement Of Requirements).
- Elaborar o actualizar plan de respuesta a emergencia y plan de contingencia para control de pozo.

Las áreas responsables de esta fase son:

- Gerencia general de P&C.
- Vicepresidencia de Exploración.
- Departamento Ingeniería P&C.
- Departamento Operaciones P&C.

- Gerencia de Yacimientos.
- Gerencia Recobro.
- Entorno, ambiental y HSE.
- ICP.
- Activo/Proyecto.
- Obras civiles.
- Abastecimiento.

Después de completar las actividades de la fase, se deben entregar:

- Hoja de vida del pozo/campaña.
- Plan inicial logística de perforación/completamiento/pruebas.
- Bases de diseño.
- Listado de bienes y servicios.
- Anexos técnicos de contratos.
- Matriz de riesgos.
- Estimado de costos.
- Plan de contingencia para control de pozo.

La aprobación de esta fase se da después de la reunión de selección de la mejor opción y otra reunión de aseguramiento; gracias a esta fase se da la aprobación de compras de larga entrega-LLI- y se da continuación a la Fase de Detalle.

2.3.4 Fase de Detalle. El objetivo de esta fase es desarrollar la ingeniería de detalle de la opción seleccionada.

Para empezar esta fase se requieren las bases de Diseño, SOR, estimado de costos, evaluación técnica de compañías, plan inicial de logística de perforación, contratos y asignación de recursos.

Las actividades críticas de esta fase son:

- Actualizar hoja de vida de pozo/campaña.
- Asignar compañías de servicios.
- Realizar ingeniería de detalle y elaborar programa de perforación/completamiento/pruebas.
- Notificar a contratista y proveedores.
- Desarrollar plan detallado de logística de perforación.
- Actualizar y estimar costo/tiempo/riesgo del pozo/campaña.

Las áreas responsables de esta fase son:

- Gerencia general de P&C.
- Vicepresidencia de Exploración.
- Departamento Ingeniería P&C.
- Departamento Operaciones P&C.
- Gerencia de Yacimientos.
- Gerencia Recobro.

- Entorno, ambiental y HSE.
- ICP.
- Activo/Proyecto.
- Obras civiles.
- Abastecimiento.

Después de completar las actividades de la fase, se debe entregar:

- Hoja de vida del pozo/campaña.
- Programa de perforación (Tipo/Cluster o pozo).
- Programa de completamiento y pruebas (Tipo/Cluster o pozo).
- Plan detallado logística de perforación.
- Plan de movilización.
- Matriz de riesgos.
- AFE.

La aprobación de esta fase se da después de un comité de asignación de compañías, un comité de compras y contratación, ingeniería de detalle, un “Drill Well On Paper” (DWOP), el “Completion Well On Paper (CWOP), un “Testing Well On Paper” (TWOP) y una reunión de aseguramiento. Esta aprobación da continuación a la Fase de Ejecución.

2.3.5 Fase de Ejecución. El objetivo de esta fase es ejecutar el plan de perforación, completamiento y pruebas y entregar el pozo con integridad. Para empezar esta fase se requiere una matriz de riesgos actualizada, un programa de perforación y un programa de completamiento y pruebas.

Las actividades críticas de esta fase son:

- Actualizar hoja de vida pozo/campaña.
- Recibir locación.
- Movilizar equipo y servicios de P&C y pruebas.
- Inspeccionar y aceptar equipo de Perforación o “Workover”.
- Ejecutar operaciones de perforación, completamiento y pruebas.
- Capturar lecciones aprendidas y buenas prácticas.
- Realizar seguimiento costos y desempeño KPI’s.
- Entregar pozo.
- Entregar locación.

Las áreas involucradas en esta fase son:

- Gerencia general de P&C.
- Vicepresidencia de Exploración.
- Departamento Ingeniería P&C.
- Departamento Operaciones P&C.
- Gerencia de Yacimientos.
- Gerencia Recobro.
- Entorno, ambiental y HSE.

- ICP.
- Activo/Proyecto.
- Obras civiles.
- Abastecimiento.

Se debe aprobar una gestión de cambios (MOC) mediante reuniones de seguimiento operacional para la continuación de la Fase de Cierre posterior a los siguientes entregables:

- Hoja de vida del pozo/campaña.
- Acta de recibo de locación.
- Reporte diario de movilización Perforación/Completamiento.
- Acta de aceptación de equipo de Perforación o “Workover”.
- Reporte diario de operaciones Perforación/Completamiento/pruebas.
- Reporte diario de costos Perforación/Completamiento/pruebas.
- Reporte diario de incidentes y no conformidades.
- Formas ministeriales.
- Formato de proyección operacional.
- Reporte de investigación.
- Informe semanal de seguimiento y gestión.
- Reporte control de costos y desempeño KPI´s.
- Documento de entrega de pozo.
- Acta de entrega de la locación.

2.3.6 Fase de Cierre. El objetivo de esta fase es revisar el desempeño del pozo/campaña en tiempo, costo y cumplimiento de objetivos.

Para empezar esta fase se requieren reportes diarios de operaciones, reportes de costos, reportes diarios de compañías contratistas, informes finales de compañías contratistas, reportes de desempeño, reportes de investigación y reportes de incidentes y no conformidades.

Las actividades críticas de esta fase son:

- Actualizar hoja de vida del proyecto.
- Asegurar información y entregables técnicos y de HSE.
- Cerrar costo operacional extracontable de P&C y pruebas.
- Revisar desempeño del pozo/campaña.
- Realizar conciliación de materiales y equipos pozo/campaña.
- Asegurar cumplimiento de requerimientos gubernamentales y corporativos.

Las áreas responsables de esta fase son:

- Gerencia general de P&C.
- Vicepresidencia de Exploración.
- Departamento Ingeniería P&C.
- Departamento Operaciones P&C.
- Gerencia de Yacimientos.
- Gerencia Recobro.

- Entorno, ambiental y HSE.
- ICP.
- Activo/Proyecto.
- Obras civiles.

En esta última fase las reuniones pertinentes se hacen para hacer un cierre final de pozo/campaña y se debe entregar:

- Hoja de vida del pozo/campaña.
- Formato de control de costos por pozo.
- Reporte final de pozo (Perforación).
- Reporte final de pozo (Completamiento/Pruebas).
- Matriz de riesgos.
- Balance de materiales por pozo y campaña.

2.4 Interdependencias. El WDP de Ecopetrol es un proceso clave de E&P y como tal debe integrarse con los otros procesos core para asegurar su eficiencia y la aplicación de mejores prácticas.

Los procesos clave que presentan interdependencias significativas en el WDP son:

- Exploración (EXP).
- Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EDP).
- Gestión de Oportunidades de Desarrollo (GOD).
- Gestión de Abastecimiento (GAB).
- Gestión de Activos con Asociadas (GAA).

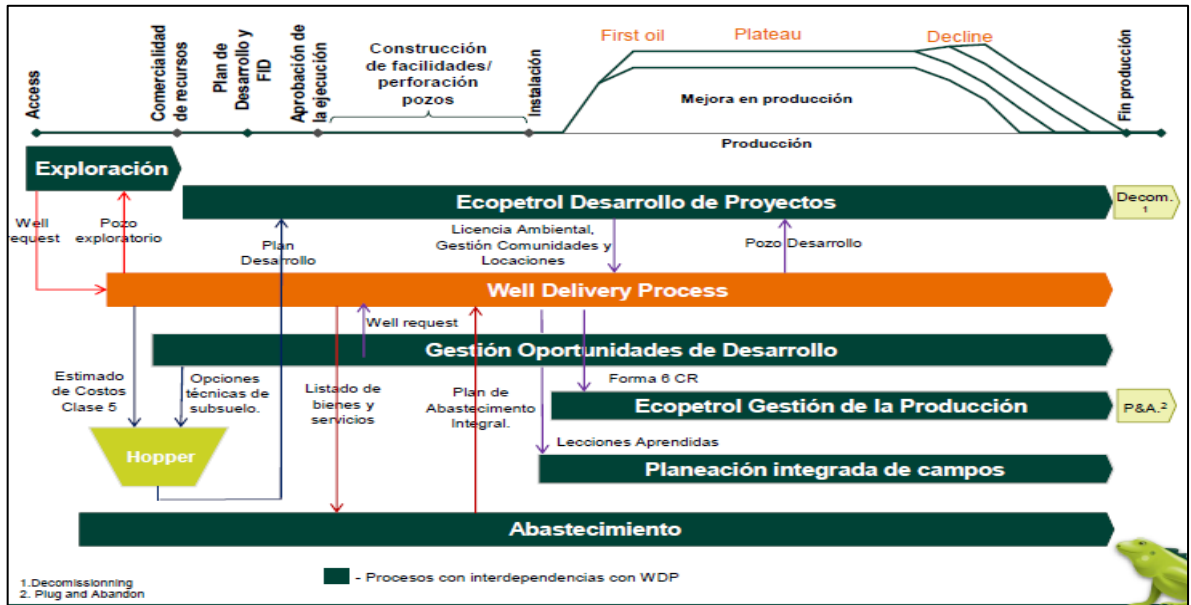
La siguiente sección describe en mayor detalle cómo se integra el WDP con cada uno de los procesos identificados.

La correcta integración del WDP con los procesos se logra mediante una clara definición de la información que el WDP requiere como insumos (“Inputs”) y cuales entregables (“Outputs”) del proceso son requeridos por otros procesos:

- **“Inputs”**: Actividades con entregables por parte de otros procesos que se requieren como insumo para ejecutar las tareas dentro del WDP.
- **“Outputs”**: Actividades con entregables por parte del WDP necesarias para el avance de otros procesos.

La **Figura 12** muestra el mapa de procesos integrados el cual relaciona el departamento de desarrollo de proyectos y el departamento de gestión de oportunidades con el WDP. Este mapa a su vez permite que el WDP abarque la mayor parte de departamentos y así sea más íntegro y verídico.

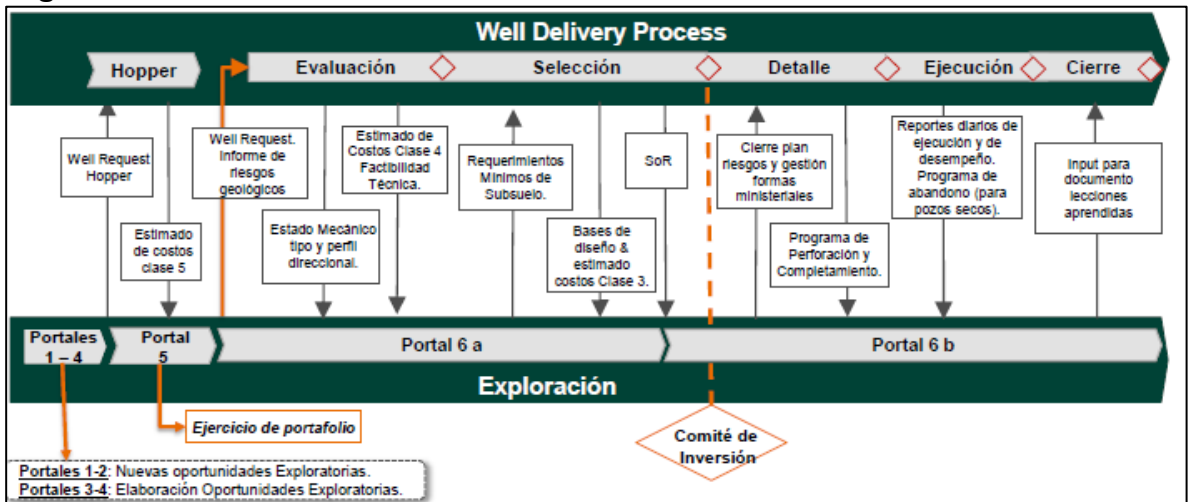
Figura 12. Introducción a la integración del WDP dentro del grupo de procesos de E&P.



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.4.1 Exploración y WDP. La relación entre la Exploración y el WDP se encuentra limitada por las 5 fases del proceso y 6 portales de exploración como se observa en la **Figura 13.**

Figura 13. Fases del WDP



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0.2018

2.4.2 Ecopetrol Desarrollo de Proyectos y WDP. Para la maduración y desarrollo de un proyecto, se deben realizar actividades a nivel de superficie y actividades a nivel de subsuelo generando una estrecha relación entre el Proceso de Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EDP) y el Well Delivery Process (WDP).

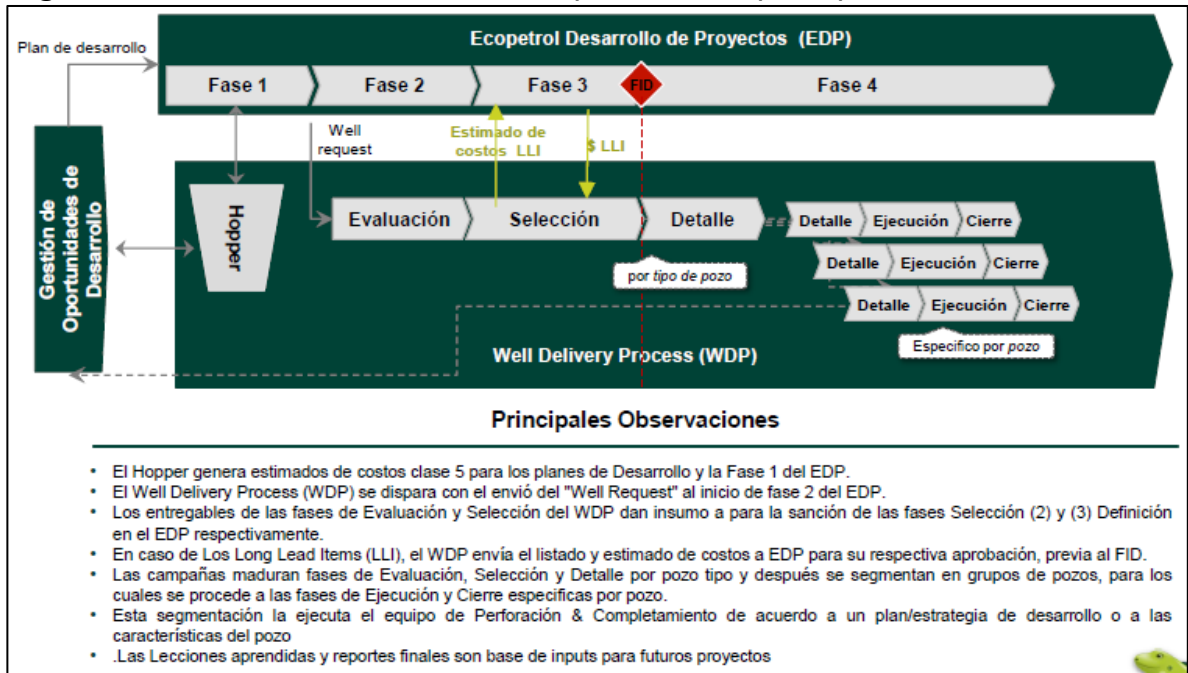
Ambos procesos siguen la estructura del Proceso de Maduración de Proyectos y si bien son procesos independientes, el WDP está incluido dentro del EDP.

Las posibles interrelaciones entre el proceso de EDP y el WDP se dan principalmente alrededor de estas temáticas:

- Aprobaciones presupuestales.
- Gestión de licencias ambientales y comunidades.
- Locaciones para Taladros/Equipo de Workover.
- Facilidades de Producción.

En la **Figura 14** se muestra la manera en cómo se desarrolla cualquier proyecto en Ecopetrol. En el desarrollo de cada proyecto además de ejecutar todas las fases, es importante tener en cuenta diferentes temáticas como la aprobación financiera de la propuesta, los permisos ambientales y de gestión social y las locaciones para equipos y facilidades.

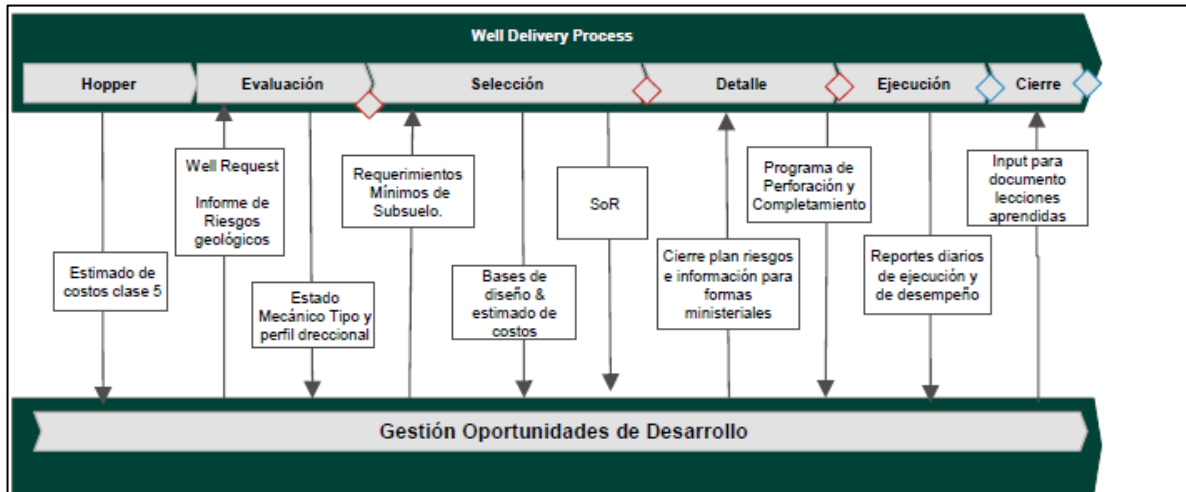
Figura 14. Interrelación en torno a las aprobaciones presupuestales.



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.4.3 Gestión de Oportunidades de Desarrollo y WDP. Para esta interrelación, el Hooper atiende los planes de desarrollo del GOD, con estimados clase 5, el inicio del WDP se da con el envío del Well Request por parte del GOD y cualquier cambio relevante que afecte el diseño del pozo en el Well Request implica reiniciar la fase de Evaluación y si el cambio relevante es en los Requerimientos Mínimos de Subsuelo, implica reiniciar la fase de Selección. **(Figura 15).**

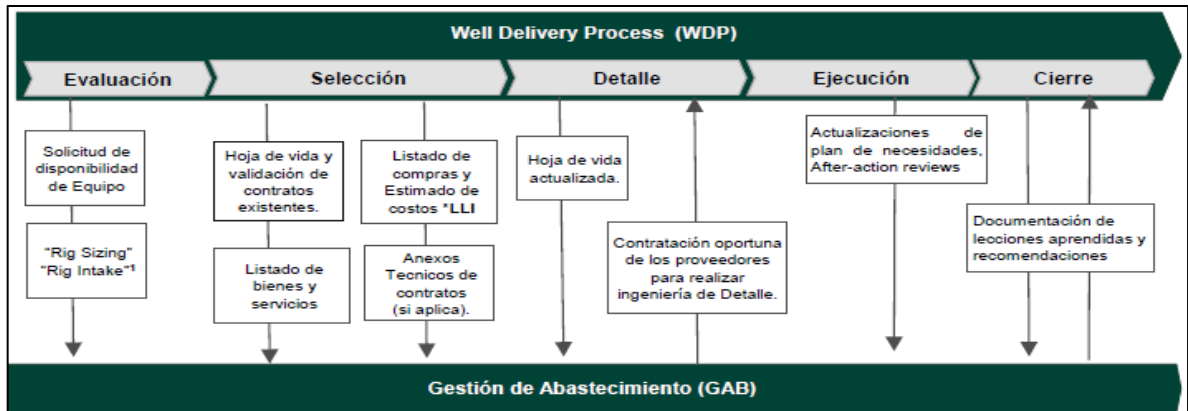
Figura 15. Visión global de relación entre GOD y WDP



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.4.4 Gestión de Abastecimiento y WDP. La interrelación de GAB y WDP requiere una comunicación activa entre las áreas de ambos procesos para asegurar un alineamiento que garantice la captura de eficiencias. Este proceso está diseñado para asegurar coordinación y evitar la realización de compras no planificadas. **(Figura 16).**

Figura 16. Visión global de relación entre GAB y WDP



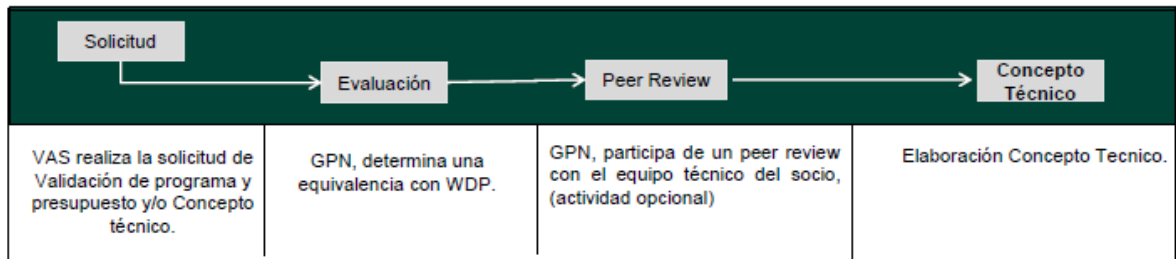
Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.4.5 Gestión de Activos con Asociados y WDP. Para definir la interdependencia entre WDP y GAA, es necesario enmarcar el relacionamiento en los siguientes escenarios:

- Validación de Programas y Presupuestos.
- Requerimiento de acompañar la maduración/ejecución de un proyecto.

Para la validación de programas y presupuestos, el protocolo a seguir es el que se observa en la **Figura 17**.

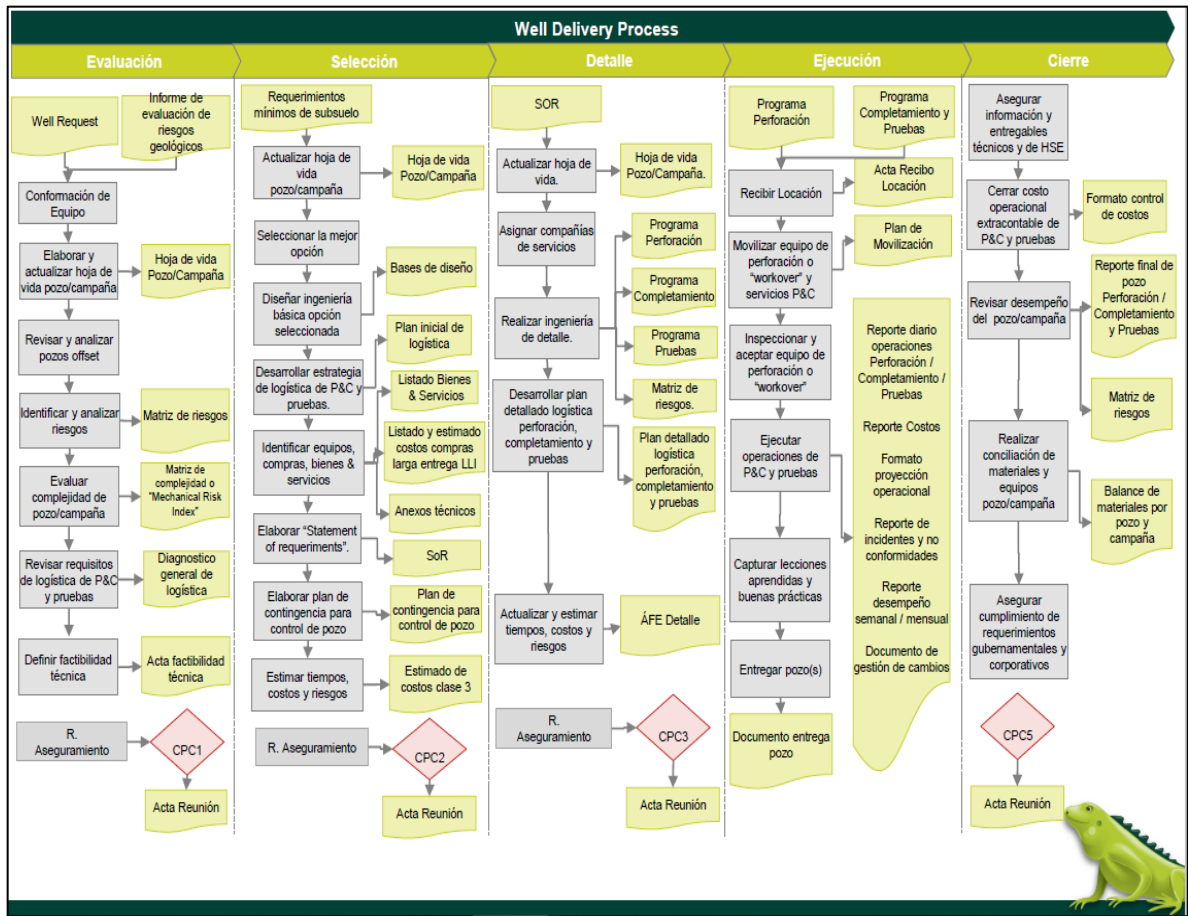
Figura 17. Protocolo de validación y presupuestos



Fuente: ECOPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

Se debe solicitar de acuerdo al estado del proceso de maduración del operador, la información necesaria para realizar el análisis y posteriormente emitir concepto técnico o recomendaciones. La **Figura 18**. Explica un resumen global del WDP

Figura 18. Guía global del WDP



Fuente: ECOPEPETROL S. A. Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Proceso Well Delivery Process. Versión 3.0. 2018

2.5 EMPRESAS CON WELL INTERVENTION DELIVERY PROCESS ESTABLECIDO

Actualmente, en la industria del petróleo, muy pocas empresas cuentan con un proceso de estandarización para las actividades de intervención que se realizan a los pozos productores. Dentro de este selectivo grupo de empresas se encuentran ADCO, Equion, Chevron, HOCOL y Talisman.

2.5.1 ADCO. En ADCO el proceso de estandarización es nombrado como e-WDP y consiste en subprocesos y tareas de planificación y ejecución relacionadas con las actividades de perforación y Workover, que se requieren para cumplir con los requisitos de inyección y producción de la empresa.

El principal objetivo de e-WDP es mejorar los procesos de negocios y crear un conjunto de aplicaciones y herramientas totalmente integrado para automatizar el proceso de entrega de pozos.

Sus principales beneficios del e-WDP son la reducción de tiempo en la recolección de datos (muchas fuentes de datos), reducción de costos a través de optimizar el tiempo en el que se mueve el taladro, usar una sola infraestructura para todo el proceso, entre otros.

Adicionalmente, ADCO desarrolló 2 fases a tener en cuenta para el desarrollo del proceso:

- Fase 1: Está dividida en los siguientes módulos:

- Horario de Perforación y Workover (DWS).
- Predicción de material de perforación.
- Tie-In & Tie-In Material Forecasting.
- Gestión de servicios de registro.
- Optimización para mover el taladro.
- Procesos de apoyo.
- Reunión de requisitos del equipo de activos.
- Solicitud de cambio DWS.
- Trabajo sobre la propuesta.

- Fase 2: Está dividida en los siguientes módulos:

- Pronóstico de pozo.
- Programa de perforación.
- Hoja de costos de perforación.
- Procesos de apoyo.
- Abandono del pozo.
- Informe final del pozo.
- Informe de calidad del pozo.

2.5.2 Equion. En Equion el proceso de estandarización es conocido como “The Drilling, Completions and Interventions (DC&I)” y desarrollan como empresa una estrategia con el fin de entregar una operación segura, responsable y confiable.

La empresa alinea el objetivo con los valores: valor por la vida, excelencia e innovación y pasión por crecer. Esto les permite desarrollar un plan de perforación y enfoque de ejecución que se divide en el modelo del proceso, la administración

del proyecto, administración de riesgos, administración de conocimiento y las secciones de selección, detalle, ejecución y resumen.

2.5.3 Chevron. El propósito del proceso de optimización y confiabilidad de un pozo es proveer un enfoque consistente con tres niveles de práctica (requerido, recomendado y avanzado) para optimizar y mejorar la confiabilidad de producir e inyectar pozos en orden de maximizar producción. Para esta empresa dicho proceso se denomina WRO.

Este proceso se aplica a todos los pozos activos e inactivos operados por Chevron, incluidos los tipos de pozos de producción, inyección y disposición. El proceso cubre todos los equipos y las condiciones de operación asociadas con los pozos de extracción natural y de flujo natural.

De igual forma, se aplica al sistema de pozo desde la finalización hasta el estrangulador de la cabeza del pozo. Se pretende que el Proceso de WRO se alinee con las expectativas establecidas en el Proceso del Marco de Gestión de Reservorios y el Proceso de Optimización de la Instalación de Superficie. Las expectativas específicas para el mantenimiento y la confiabilidad de los pozos se rigen por otro proceso denominado SERI y no se incluyen en el proceso WRO.

2.5.4 HOCOL. Esta empresa empieza el desarrollo del proceso haciendo una división por gestión, macro proceso, proceso y la gerencia a la que pertenece. Después de esto, desarrolla un flujo de las actividades de Workover y una matriz que contiene el objetivo a desarrollar y los riesgos asociados a dicha actividad. Al identificar cada uno de los objetivos, se hace un plan de mejora para que por último, se plantee un control de cambios en las actividades que necesitan ser optimizadas y estandarizadas.

2.5.5 Talisman. Un sistema cerrado por etapas como “Project Delivery System for Wells o PDSW” no es nuevo y se usa ampliamente en la industria de O&G. Introduciendo un enfoque estructurado, sistemático y consistente como el de Talisman a la hora de planificar y ejecutar cualquier actividad de pozo, a través de una mejor colaboración de los mecanismos entre Exploración, Subsuelo y D&C, apoyarán sus iniciativas estratégicas y generarán entrega de valor adicional. Además, los usuarios finales de PDSW identificarán y apreciarán:

- Proyectos (es decir, pozos) con una definición y un marco más claros.
- Puntos de verificación más frecuentes y confiables con la administración que garantiza el ajuste estratégico y la compra.
- Menos retrabajo y múltiples opciones de ingeniería.
- Un recurso de ingeniería más enfocado al trabajar solo en los proyectos que son relevantes.
- Entregables claros a lo largo de los objetivos del subsuelo y diseño del pozo para todos los miembros del equipo.
- Mejor visibilidad del proyecto que lleva a menos sorpresas.

- Aseguramiento consistente y entregable del proyecto.

Las primeras tres fases o etapas del trabajo en el modelo son seguidas por un punto de decisión clave o "puerta", que requiere el nivel apropiado de aprobación administrativa. Cada etapa reduce progresivamente las opciones y mejora la definición del proyecto, la calidad y la precisión del costo y el cronograma.

3. ACTIVIDADES DE INTERVENCIÓN A POZO EN CAMPO APIAY

Para el reconocimiento de las actividades de intervención que se han hecho en los diferentes pozos del Campo Apiay, se tienen en cuenta los últimos 10 años como los datos representativos de los pozos en este Campo.

Igualmente, es importante aclarar que la nomenclatura que se utilizará para los capítulos 3, 4 y 5 en los nombres de las actividades, problemas, variables y descripción de estas, corresponde a la trabajada y entregada por Ecopetrol S.A. para el desarrollo de ese trabajo.

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

Lo anterior teniendo en cuenta, que correspondían a aquellas actividades reportadas como Tiempos No Productivos para todos los pozos de Campo Apiay. Al momento de tener dicha depuración, se pudo determinar qué actividades estaban generando retrasos o bajas en la producción y por tanto, deben ser analizadas para su máxima optimización.

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 2** y en la **Gráfica 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 Campo Apiay.

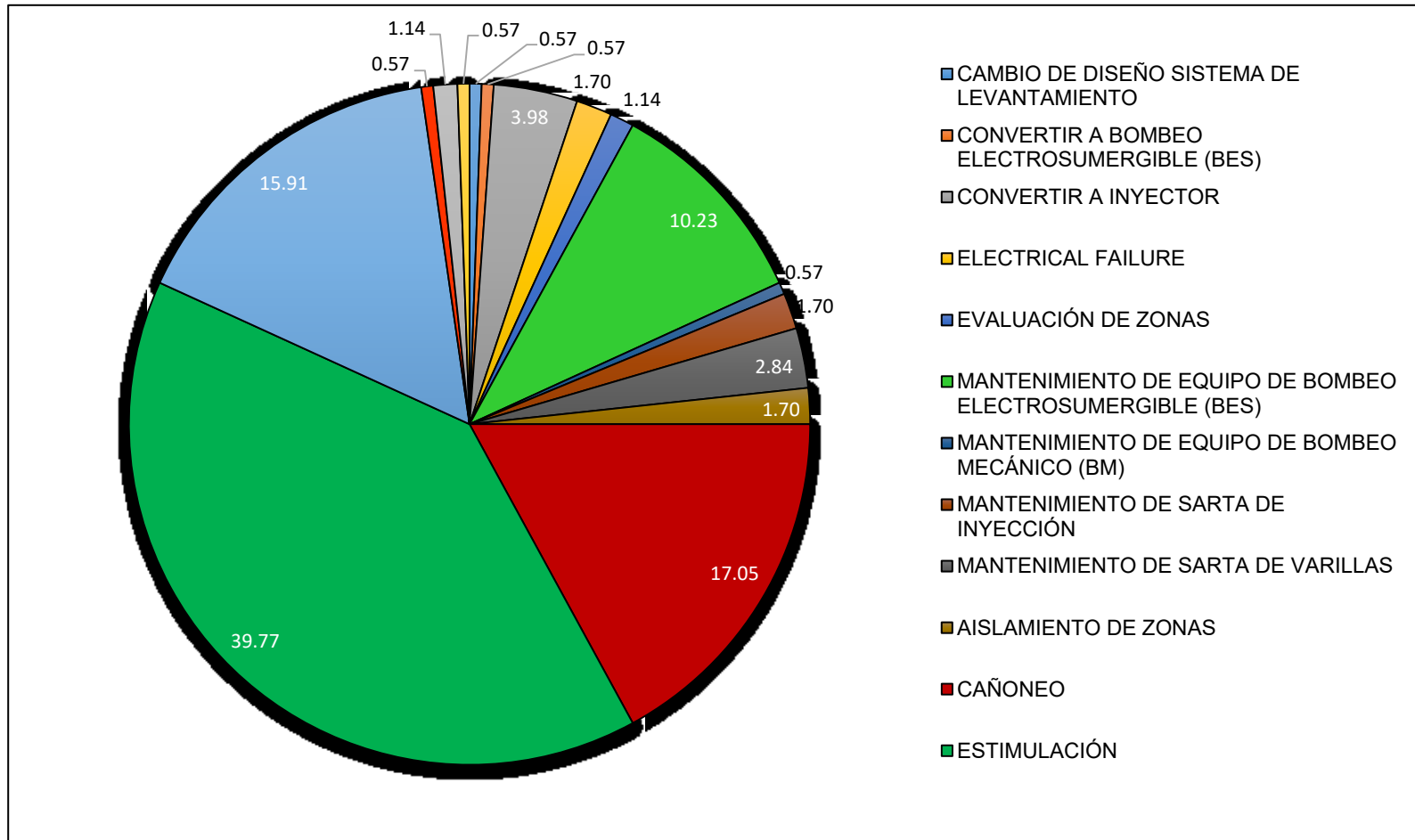
Tabla 2. Actividades de intervención a pozo Campo Apiay (2009-2019)

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 A 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

Fuente: elaboración propia

Gráfica 1. Actividades de Intervención a Pozo (2009-2019) Campo Apiay



Fuente: elaboración propia

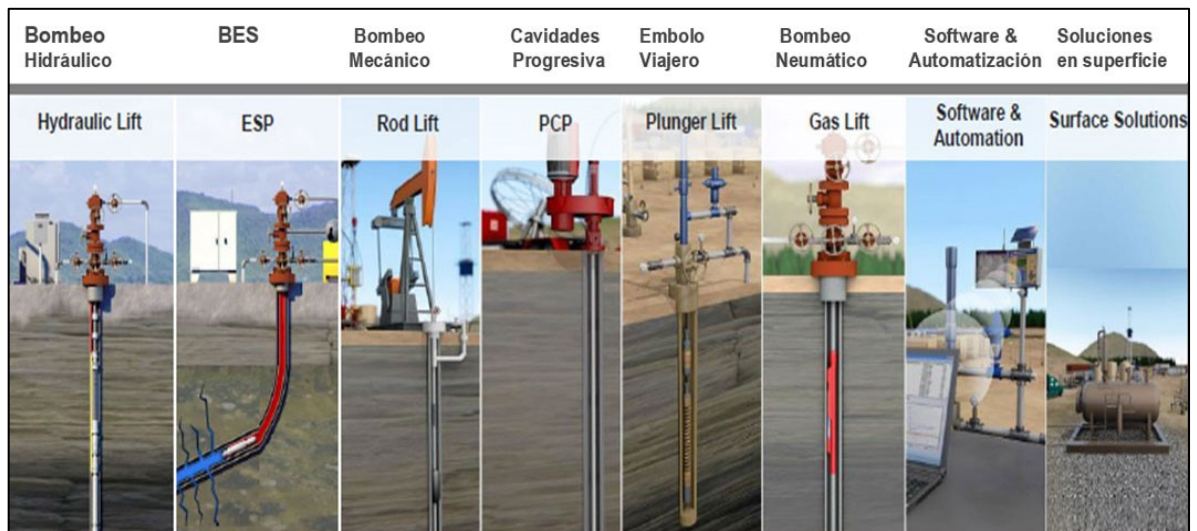
Al analizar los datos observados tanto en la **Tabla 2** como en la **Gráfica 1** se evidencia que las actividades realizadas con mayor frecuencia son aquellas correspondientes a procesos de estimulación con un 39.77% a diferencia de aquellas con menor frecuencia que corresponden a actividades de trabajo de cementación, re-cañoneo, mantenimiento de equipo de bombeo electrosumergible y cambio de sistema de levantamiento a bombeo electrosumergible, cada una con 0.57% del total de actividades.

A continuación se describirá brevemente cada una de las actividades presentadas en Campo Apiay.

3.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Se conoce como sistema de levantamiento artificial a cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el levantamiento artificial por gas y las bombas eléctricas sumergibles. Los principales sistemas de levantamiento se observan en la **Figura 19**, siendo esta la clasificación que se mencionará en el presente trabajo.

Figura 19. Sistemas de levantamiento artificial.



Fuente: SOLUCIONES INTEGRALES PETROLERAS (SOLIPET). Disponible en <http://www.solipet.com/es/sistemas-de-levantamiento-artificial/sistemas-de-levantamiento-artificial>.consultado. 2019

3.1.1 Bombeo hidráulico. Este sistema funciona con una bomba de fondo de pozo. Una bomba hidráulica de superficie presuriza el petróleo crudo llamado petróleo motriz, que hace funcionar la bomba inferior. Cuando se utiliza una sola sarta de producción, el petróleo motriz se bombea hacia abajo por la tubería de producción y se produce una mezcla del petróleo crudo de la formación y el petróleo motriz, a través del espacio anular comprendido entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Si se utilizan dos sartas de tuberías de producción, el petróleo motriz se bombea a través de una de las tuberías y la mezcla de petróleo crudo de la formación y petróleo motriz se produce en la otra tubería paralela.

3.1.2 Bombeo electrosumergible. El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

Se considera un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar los fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo. La técnica para diseñar las instalaciones de bombeo electrosumergible consiste en: seleccionar una bomba que cumpla los requerimientos de la producción deseada, de asegurar el incremento de presión para levantar los fluidos, desde el pozo hasta la estación, y escoger un motor capaz de mantener la capacidad de levantamiento y la eficiencia del bombeo.

Por otra parte, entre las características del sistema están su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde diferentes profundidades, bajo una amplia variedad de condiciones del pozo y particularmente se distingue porque el motor está directamente acoplado con la bomba en el fondo del pozo. El ensamble de bombeo eléctrico trabaja sobre un amplio rango de profundidades y volúmenes, su aplicación es particularmente exitosa cuando las condiciones son propicias para producir altos volúmenes de líquidos con bajas relaciones gas-aceite.

3.1.3 Bombeo mecánico. El bombeo mecánico es un procedimiento de succión y transferencia casi continua del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una determinada presión, la cual es suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo. El método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas; esta energía proviene a su vez de un motor eléctrico o de combustión interna el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranajes y correas. El movimiento rotativo en la unidad de superficie se convierte en movimiento recíproca en el subsuelo.

3.1.4 Bombeo por cavidades progresivas. Es un tipo de unidad de bombeo con varilla de succión que utiliza un rotor y un estator. La rotación de las varillas por medio de un motor eléctrico en la superficie, hace que el fluido contenido en una cavidad fluya hacia arriba. También se le denomina unidad de desplazamiento giratorio positivo.

3.1.5 Embolo viajero. El levantamiento del Embolo Viajero es un método muy eficiente en la producción de un pozo, siempre y cuando sea aplicado en las condiciones óptimas. Una de sus aplicaciones más comunes es la de producir pozos con altas relaciones gas-petróleo (GOR) o en pozos con problemas de incrustaciones.

3.1.6 Gas lift. El sistema de Bombeo Neumático (Gas Lift) es una opción viable y económica de producción cuando se presentan problemas de carga de fluido. Este sistema utiliza una fuente de alta presión para inyectar gas hasta el punto más bajo posible. A medida que el gas fluye hacia la superficie, se expande, reduciendo la densidad y el peso de la columna del fluido.

3.1.7 Software y automatización. Los equipos de automatización y software brindan una solución confiable y completamente integrada, mediante la recopilación de datos en tiempo real de cada pozo. Es posible crear informes a tiempo real para poder tomar decisiones oportunas y precisas. Adicional a esto, es posible almacenar datos actuales e históricos.

3.2 CONVERSIÓN DE POZO PRODUCTOR A POZO INYECTOR

Consiste en adecuar pozos productores para que sirvan de inyectores de fluidos (agua/gas). Esos inyectores pueden ser obtenidos de la perforación de pozos o también a través de la conversión de productores que ya están agotados o invadidos por agua o gas.

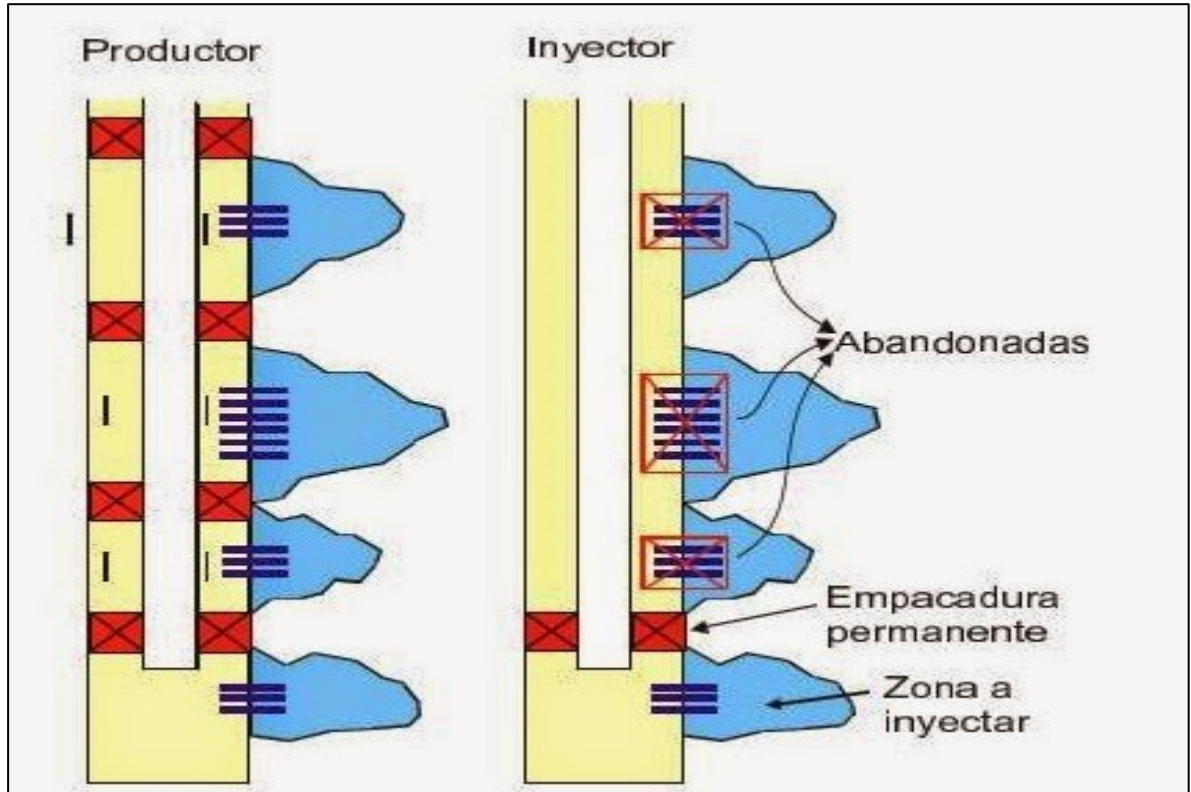
En la fase inicial, una de sus principales ventajas económicas tiene que ver con el beneficio de recompletar un pozo en comparación a tener que perforar uno nuevo. Sin embargo, no siempre resulta ser la mejor decisión a largo plazo ya que un pozo recompletado, tiene una vida útil más corta que en un pozo perforado debido a las óptimas condiciones de los revestidores del pozo nuevo.

El procedimiento común para hacer de un pozo productor uno inyector (Ver **Figura 20**) es:

1. Matar el pozo.
2. Sacar la sarta de producción.
3. Fresar las empaquetaduras permanentes.
4. Realizar una cementación forzada en los intervalos cañoneados.
5. Cañonear las arenas donde se desea inyectar los fluidos.

6. Bajar y asentar la empaquetadura sobre el intervalo de interés.
7. Bajar la sarta de inyección.

Figura 20. Pozo productor a pozo inyector



Fuente: disponible en <http://perfob.blogspot.com/2015/01/conversion-de-pozos-de-productor.html>. Consultado. 2019

3.3 EVALUACIÓN DE FORMACIONES

Es la medición y análisis de las propiedades de la formación y los fluidos a través del examen de los recortes de formación o a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo durante la perforación, u operadas con cable o con la columna de perforación después de perforar un pozo.

Además, la evaluación de formaciones se ejecuta para evaluar la cantidad y la productibilidad de los fluidos de un yacimiento. Adicionalmente, guía las decisiones relacionadas con la localización del pozo, tales como la ubicación de los disparos, las etapas de los tratamientos de fracturamiento hidráulico, el desarrollo de los yacimientos y la planeación de la producción.

3.4 CAÑONEO

Es el proceso de crear abertura a través de la tubería de revestimiento y el cemento para establecer comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas. Las herramientas para hacer este trabajo se llaman cañones. (Ver **Figura 21**)

El objetivo del cañoneo es establecer una comunicación efectiva entre el yacimiento y el interior del pozo a través de orificios creados en el revestido, cemento y la formación. Existen diferentes tipos de cañoneo: Tipo chorro, tipo bala y tipo hidráulico.

- **Cañoneo tipo chorro**

Involucra el uso de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica. Estas cargas son seleccionadas para los diferentes tipos de formación y, los cañones pueden ser bajados simultáneamente dentro del pozo.

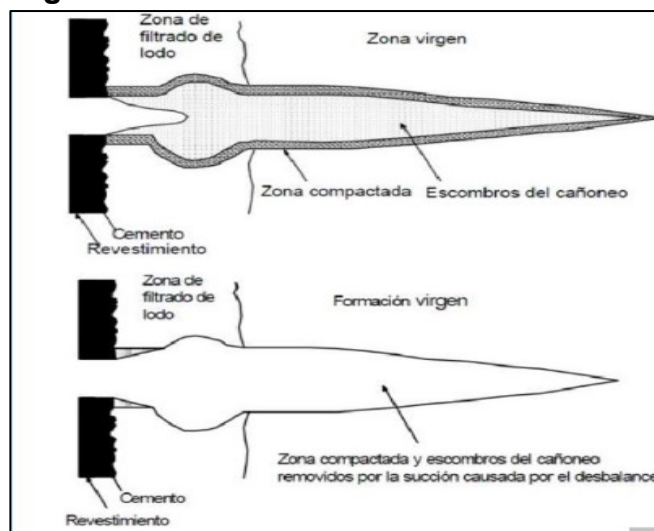
- **Cañoneo tipo bala**

Las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el revestimiento hasta llegar a la formación. El desempeño disminuye sustancialmente al incrementar la dureza de las formaciones, del revestidor y del cemento de altas consistencias. Es poco utilizado en la actualidad, pero suele utilizarse en formaciones blandas.

- **Cañoneo tipo hidráulico**

Utiliza altas presiones de fluido para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación. Los fluidos son bombeados a través de la tubería, con un arreglo de orificios direccionados a la pared del revestidor. Los agujeros son creados uno a la vez y es por esto que se considera como un sistema lento y muy costoso.

Figura 21. Cañoneo



Fuente: disponible en <http://perfob.blogspot.com/2013/05/canoneo-de-pozos.html>. Consultado.2019

3.5 ESTIMULACIÓN

Es el tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: Tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales.

Los tratamientos de fracturamiento se realizan a una presión superior a la de fractura de la formación del yacimiento y crean una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo. Los tratamientos matriciales por otra parte, se realizan a una presión inferior a la de fractura del yacimiento y, en general, están diseñados para restaurar la permeabilidad natural del yacimiento después del daño al área cercana al pozo.

3.6 PESCA

Son técnicas especiales que se realizan con el propósito de extraer los materiales que se han quedado dentro del pozo (pescado) mediante el empleo de herramientas especiales denominadas pescantes. Sin embargo, fallas por fatiga, corrosión y/o erosión y atascamientos entre otros, son también causas comunes que llevan a realizar operaciones de pesca.

Las fallas por fatiga se producen en la tubería de perforación, como en estabilizadores, sustitutos, u otras herramientas; debido a diferentes esfuerzos a los cuales es sometida la sarta de perforación. La corrosión se debe a sustancias que se encuentran incluidas en el fluido de perforación y la erosión se debe al flujo turbulento de la sarta de perforación como consecuencia de la reducción del espesor de pared del tubo y los atascamientos son producidos cuando la sarta o parte de ella queda aprisionada a determinada profundidad debido a diferentes eventualidades en el pozo como: derrumbes, presiones diferenciales, arcillas hinchadas, pérdida de calibre del pozo, botellas, aumento del revoque o costra y/o atascamiento por materiales dejados caer en el pozo.

Para evitar operaciones de pesca es necesario tener inspecciones visuales de las conexiones de la sarta cada vez que se enrosque o desenrosque por posibles sellos e hilos en mal estado, formaciones de picaduras en el cuerpo de la tubería por efectos de corrosión o erosión.

Las inspecciones electromagnéticas se llevan a cabo por compañías especializadas que utilizan partículas de polvo magnético para detectar fracturas, fisuras o rajaduras en el cuerpo de la sarta de perforación y luz ultravioleta para las conexiones e hilos.

Por otro lado, es importante tener en cuenta que todas las conexiones deben ser apretadas o enroscadas con el adecuado torque según las recomendaciones de las normas API ya que un exceso de torque conduce al ensanchamiento de la caja o

box y un inadecuado torque conduce al daño de los hilos por efecto de fuga del fluido a presión.

Existen varias técnicas en el desarrollo de la actividad, en general siempre dependen del equipo disponible y del tipo de pescado a recuperar.

3.7 CEMENTACIÓN REMEDIAL

Son operaciones de cementación realizadas para reparar problemas de cementación primaria o tratar condiciones que surgen después de que se ha construido el pozo. Las dos categorías principales de cementación correctiva o remedial incluyen la cementación forzada y la colocación de tapones de cemento.

4. PROBLEMAS RELACIONADOS A TIEMPOS NO PRODUCTIVOS EN CAMPO APIAY

Existen actividades que cuando no se realizan adecuadamente conllevan a tiempos no productivos en la etapa de producción de los pozos. Para determinar cuáles operaciones estaban relacionadas a la generación de dichos tiempos, se realizó un análisis de los procesos en Campo Apiay mediante la base de datos de Openwells. Para el periodo de tiempo comprendido entre 2009 y 2019, se filtraron los datos según los eventos que se tienen en la **Tabla 2** del capítulo anterior y se obtuvieron las actividades que se encuentran estandarizadas bajo unas categorías que se pueden identificar mediante códigos (Ver **Tabla 3** y **Gráfica 2**).

Tabla 3. Problemas relacionados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campo Apiay.

Código	Descripción código	Frecuencia (%)
1000	CABEZAL DE POZO / B.O.P.	1.68
1100	TRABAJO RUTINARIO	39.42
1200	OPERACIONES DE CIRCULACIÓN	5.09
1300	SERVICIOS DE MANTENIMIENTO	3.73
1400	WIRELINE/SLICK LINE	12.44
1500	OPERACIONES DE PESCA	18.91
1600	SEGURIDAD	4.24
1700	OPERACIONES DE REGISTRO	4.14
1900	COMPLETAMIENTO-ESP	4.89
2000	OPERACIONES DE CAÑONEO	0.48
2100	PRUEBAS DE PRESIÓN	1.57
2300	COMPLETAMIENTO-PCP	0.03
2400	OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN	2.63
2500	OPERACIONES DE CEMENTACIÓN	0.21
2900	OPERACIONES DE CONTROL DE POZO	0.31
3000	MOVIENDO A LOCACIÓN	0.24

Fuente: elaboración propia

Para la elaboración de la tabla anterior, se omitieron los datos relacionados a aquellas actividades que aunque generaban Tiempos No Productivos, correspondían a procesos que no podían ser controlados por el operador, tales como problemas ambientales, sociales e imprevistos no programados.

Con el fin de generar un diagnóstico acertado, a continuación se reconocerán las actividades que ocasionan los Tiempos No Productivos para los pozos de Campo Apiay de acuerdo a los códigos listados en la **Tabla 3**.

4.1 CÓDIGO 1000 – CABEZAL DE POZO / B.O.P

Las actividades que están agrupadas bajo esta categoría son todas aquellas que corresponden a la instalación/desinstalación de todos los equipos en el cabezal de pozo (preventoras, árbol de navidad, entre otras); así como el constante control y prueba de estos.

4.2 CÓDIGO 1100 – TRABAJO RUTINARIO

Las siguientes actividades se encuentran bajo la categoría que describe todos los trabajos rutinarios operacionales y son las que generan el mayor porcentaje de Tiempos No Productivos con un valor de 39.42%, consisten en:

- Acondicionar/drenar Contrapozo.
- Aislar zonas.
- Armar colgador (Tubería de producción).
- Armar/desarmar BHA.
- Bajar tubería de fracturamiento.
- Bajar tubería de producción en dobles.
- Bajar tubería de trabajo en dobles.
- Bajar tubería de trabajo en sencillos.
- Bajar varilla continua.
- Bajar varillas en dobles.
- Bajar varillas en sencillos.
- Bajar varillas en triples.
- Bajar/sacar liner ranurado-echometer.
- Bajar/sacar raspador.
- Correr / sacar empaques/tapón de cemento /Otros.
- Correr canasta calibradora en la tubería.
- Desarenar con bomba desarenadora.
- Desasentar empaques.
- Desinstalar líneas de superficie/ equipos.
- Desinstalar mesa rotaria.
- Desinstalar swivel/Kelly.
- Estimulación mecánica/ swabeo/viaje.
- Instalar/desinstalar parrilla de trabajo/llaves hidráulicas/otras herramientas.
- Instalar líneas de superficie/ equipos.
- Instalar swivel/Kelly.
- Limpiar torre.
- Mover tuberías / calibrar / medir.
- Parar dril pipe/ calibrar / medir.
- Parar tubing/ calibrar / medir.
- Prueba de líneas de superficie/equipos.
- Prueba de presión de tubería (Integridad).

- Quebrar drill pipe a los racks.
- Quebrar tubing.
- Quebrar varillas.
- Sacar tubería de fracturamiento.
- Sacar tubería de producción en dobles.
- Sacar tubería de trabajo en dobles.
- Sentar empaques.
- Trabajar sarta de tubería.
- Trabajar subir y bajar sarta de tubería.
- Trasladar/descargar de tubing/varillas/otros.

4.3 CÓDIGO 1200 – OPERACIONES DE CIRCULACIÓN

Las actividades agrupadas bajo esta categoría corresponden a todo proceso relacionado con operaciones de circulación en el pozo y son las siguientes:

- Bombear fluidos.
- Cambiar fluidos.
- Circulación detenida.
- Circular en directa.
- Circular en reversa.
- Circular muestras.
- Correr / sacar empaques/retenedores/otros.
- Desarenar por circulación.
- Descargar pozo.
- Desplazar de fluidos.
- Esperar retornos.
- Instalar / desinstalar cabezal de circulación.
- Instalar / desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar / desinstalar flowline.
- Lavar tubería.
- Limpiar circulación.
- Limpiar tope de pescado & acondicionamiento del hueco.
- Limpiar usando coiled tubing.
- Operación washover.
- Perdidas de circulación.
- Preparar fluidos.
- Prueba de influjo.
- Prueba de inyección.

4.4 CÓDIGO 1300 – SERVICIOS DE MANTENIMIENTO

Las operaciones de mantenimiento que se realizan en los pozos de Campo Apiay se encuentran incluidos bajo este código, y corresponden a:

- Correr-cortar cable.
- Enhebrar cable/bloque viajero/winche/sand line.
- Instalar rollo de cable.
- Mantenimiento acumulador.
- Mantenimiento de la bomba.
- Mantenimiento de mesa rotaria.
- Mantenimiento de preventores.
- Mantenimiento eléctrico.
- Mantenimiento mecánico.
- Mantenimiento unidad básica & equipos.

4.5 CÓDIGO 1400 – WIRELINE/ SLICKLINE

Todas aquellas actividades que se realicen mediante Wireline/Slickline están suscritas bajo esta categoría. Las actividades son:

- Abrir / cerrar camisa de aislamiento.
- Bajar / sacar blanking plug.
- Bajar / sacar válvula de seguridad.
- Bajar sand bailer.
- Cambiar válvulas de gas lift.
- Instalar / desinstalar wireline equipos / herramientas.
- Verificar fondo.
- Wireline/slickline otras operaciones/pesca.
- Tomar muestra fluido de fondo (Wellbore).

4.6 CÓDIGO 1500 – OPERACIONES DE PESCA

Bajo este código se encuentran las operaciones de pesca que son:

- Correr bloque de impresión.
- Correr Tiper Tap.
- Corte químico de tubería / casing.
- Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas.
- Instalar/ Desinstalar BHA.
- Moler Chatarra/ Tubería/ Otros.
- Operación de string shot.
- Operación washpipe.
- Pescar tubería / OverShot.
- Pescar Tubería-otros con Spear/Tiper Tap/Otros.

- Pescar Varilla / OverShot.
- Pescar Blanking Plug.
- Pescar con Arpón.
- Pescar con otras herramientas.
- Realizar Backoff / Tubería / Varilla.
- Trabajar martillos.
- Trabajar sarta de tubería.
- Trabajar subir y bajar sarta de tubería.
- Tubing cutter.

4.7 CÓDIGO 1600 - SEGURIDAD

Las actividades agrupadas bajo esta categoría involucran los procesos de seguridad y HSEQ para cualquier operación, son las siguientes:

- Charla de Seguridad Pre-operacional.
- Entrenamiento/Simulacro.
- Inspección diaria/Semanal de equipos y/o herramientas.
- Investigación de incidentes.
- Parada de seguridad.

4.8 CÓDIGO 1700 – OPERACIONES DE REGISTRO

Este código agrupa las actividades que tengan relación con operaciones de registro en pozo:

- Correr / sacar empaques/retenedores /otros.
- Correr otros registros.
- Correr registro de correlación.
- Correr registro de producción.
- Instalar / desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar/desinstalar BHA.
- Press survey - Cierre fluyendo.
- Registros en hueco abierto (A través de tubería de trabajo).
- Registros en hueco revestido.
- Registros en hueco revestido (A través de tubería).
- Tomar niveles de fluido.

4.9 CÓDIGO 1900 – COMPLETAMIENTO ESP

Todas aquellas actividades que se realicen en relación a cañoneo están suscritas bajo esta categoría. Las actividades son:

- Acondicionar lodo & circulación.
- Cañonear a través de tubería.

- Cañonear con coiled tubing.
- Cañonear con línea eléctrica.
- Cañonear nuevas zonas.
- Correr cañones con línea eléctrica.
- Correr cañones con tubería.
- Correr registro de correlación.
- Instalar / desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar equipo de cañoneo.
- Desinstalar equipo de cañoneo.
- Recañonear.

4.10 CÓDIGO 2100 – PRUEBAS DE PRESIÓN

Las operaciones con este código están directamente enlazadas con las pruebas de presión que realicen en campo, estas son:

- Correr / sacar empaques /otros.
- Instalar / desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar / desinstalar equipos para pruebas de presión.
- Instalar/desinstalar BHA.
- Instalar/desinstalar líneas de superficie/ equipos.
- Operación de fracturamiento.
- Prueba a cemento.
- Prueba casing/liner/tubing.
- Prueba de inyektividad.
- Prueba de líneas de superficie/equipos.
- Prueba de presión de tubería (integridad).
- Prueba de presión/gradiente de presión – temperatura.

4.11 CÓDIGO 2300 – COMPLETAMIENTO PCP

Las siguientes actividades se encuentran bajo la categoría que describe todos los trabajos hechos en Completamiento-PCP y son las que generan el menor porcentaje de Tiempos No Productivos con un valor de 0.03%, consisten en:

- Desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Desinstalar equipo de subsuelo – BHA.
- Espaciar equipo de subsuelo.
- Instalar equipo de subsuelo – BHA.
- Instalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar/desinstalar ancla antitorque.
- Instalar/desinstalar unidad de superficie.
- Prueba a bomba de subsuelo.
- Trabajar sarta de varillas.

- Aislamiento eléctrico seguro SAES.

4.12 CÓDIGO 2400 – OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN

Bajo este código se encuentran las operaciones de estimulación que son:

- Acidificación.
- Arenando.
- Correr / sacar empaques/otros.
- Desinstalar equipo de superficie / herramientas/estimulación/fractura/otros.
- Desinstalar herramientas de swabeo.
- Esperar remojo.
- Esperar retornos.
- Estimulación Mecánica/ swabeo/ viaje.
- Estimulación orgánica.
- Fracturamiento.
- Instalar equipo de prueba de presión.
- Instalar equipo de superficie / herramientas/estimulación/fractura/otros.
- Instalar herramientas de swabeo.
- Lavado de perforaciones.
- Lavado de tubería.
- Levantamiento con nitrógeno.
- Limpiar tanques / equipo.
- Limpieza usando coiled tubing.
- Preparación de fluidos.

4.13 CÓDIGO 2500 – OPERACIONES DE CEMENTACIÓN

Las actividades agrupadas bajo esta categoría son aquellas contenidas en las operaciones de cementación:

- Asentamiento de arena.
- Correr / sacar empaques/tapón de cemento /otros.
- Desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Esperar fragüe.
- Instalar equipo de superficie / herramientas.
- Limpiar tanques / equipo.
- Moler cemento.
- Moler retenedores/otros.
- Operación cementación remedial.
- Operación de aislamiento de zona.
- Operación squeeze.
- Preparación fluidos.

- Prueba a cemento.
- Pumping tapón de cemento abandono.

4.14 CÓDIGO 2900 – OPERACIONES DE CONTROL DE POZO

Toda actividad que tenga que ver con control de pozo, está incluida en este código que involucra:

- Acondicionar el lodo y circular.
- Circulación de control de pozo / acondicionamiento del lodo.
- Circulación en directa.
- Circulación en reversa matando pozo.
- Descargar presiones.
- Matar pozo.
- Patada de pozo.
- Quema de gas.
- Verificación de flujo.

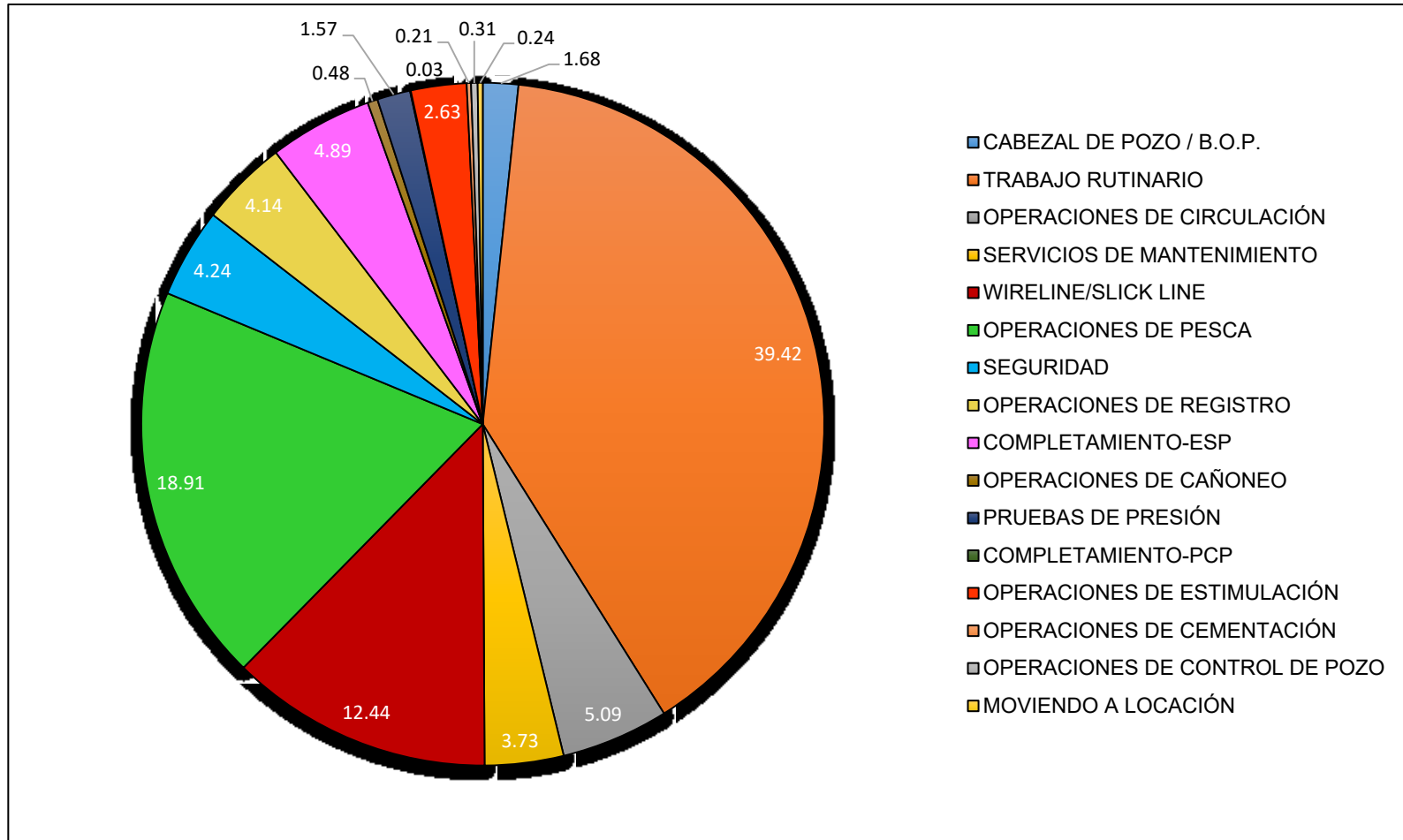
4.15 CÓDIGO 3000 – MOVIENDO A LOCACIÓN

Este código agrupa las actividades que tengan relación los movimientos de las locaciones en superficie:

- Limpiar locación.
- Carga / descarga de equipos.
- Mover.
- Bajar la torre.
- Levantar la torre.
- Instalar / desinstalar pisos de la torre.
- Instalar / desinstalar equipo de superficie / herramientas.
- Instalar/desinstalar líneas de superficie/ equipos.
- Mover herramientas / tubería.

Según la **Tabla 3** y la **Gráfica 2** se evidencia que las actividades que generan Tiempos No Productivos en Campo Apiay en mayor cantidad son las actividades rutinarias con un 39.42% del total de actividades y las operaciones de pesca que abarcan el 18.91%. Por otro lado, los trabajos de completamiento PCP son aquellas actividades con un menor valor para esta clasificación ya que corresponden al 0.03% del total de actividades realizadas durante los años 2009 y 2019.

Gráfica 2. Problemas asociados a Tiempos No Productivos (2009-2019) Campo Apiay



Fuente: elaboración propia

5. KEY PERFORMANCE INDICATORS

En este capítulo se realiza la identificación de la variable a utilizar para a partir de esta realizar la construcción de los indicadores en las operaciones de intervención a pozo que se realizan en Campo Apiay, los cuales a su vez, serán implementados en una matriz de evaluación que permita a Ecopetrol, la evaluación de sus actividades para este campo.

Para determinar el indicador necesario y poder evaluar los procesos de intervención a pozo en Campo Apiay, se decide que la variable base sobre la cual se trabajará es el tiempo. Esta decisión se tomó debido a que la información proporcionada y obtenida del software Openwells, estaba en su mayoría completa si se tomaba este parámetro como referencia. Es por esta razón que, cada una de las actividades de intervención realizadas en el campo, se evaluará por la cantidad de horas que tarda en realizarse.

El objetivo de hacer este diagnóstico teniendo en cuenta el tiempo, es hallar un “Tiempo Óptimo de Operación” que como criterio a tener en cuenta permita tomar decisiones con respecto a la ejecución de dichas actividades.

El “Tiempo Óptimo de Operación” se determinó al filtrar de todas las actividades contenidas en Openwells, las actividades que hacían parte de los eventos de Workover (WRK), Wellservice (WSV) y Rediseño (RDG) mostradas en la **Tabla 3** y, se evaluó el periodo comprendido entre el año 2009 y 2019. Dichos eventos fueron analizados y como resultado de este análisis, se pudo ver que cada evento tiene ciertas actividades y estas a su vez se dividen en diferentes tareas. A cada actividad se le asigna un código y a cada tarea un subcódigo, los cuales fueron tratados en los capítulos anteriores.

De igual manera, se pudo observar que algunas actividades presentaban “Tiempos No Productivos” y por esto, se procedió a filtrar dichos tiempos en relación a aquellos ocasionados por el operario/ingeniero/hombre y aquellos inherentes al hombre o propios de la naturaleza; para no tener en cuenta en el diagnóstico los TNP generados por razones ajenas a las de operación.

Una vez realizado lo anterior y detallando cada actividad, se decide tener en cuenta tanto Tiempos Productivos como Tiempos No Productivos para el análisis y la creación de los indicadores. Al tener en conjunto estos tiempos, se puede ver la cantidad de horas que ha tomado realizar cierta actividad durante el periodo de tiempo trabajado.

Para determinar el “Tiempo Óptimo de Operación” se utiliza el valor más probable dentro del conjunto de datos seleccionado el cual corresponde estadísticamente a la Moda. Esta, como medida de tendencia central, permitirá hacer de este tiempo

un dato más verídico y confiable para la persona que vaya a tomar como referencia este indicador, ya que, tomará el valor más probable para cada actividad y se considerará el valor esperado de cada una. En el **Anexo A**, se muestra “Tiempo Óptimo de Operación” para cada una de las actividades reportadas para los pozos de Campo Apiay.

Al tener este valor óptimo por tarea, se ha desarrollado el KPI al cual de ahora en adelante se le conocerá como **OII (Operational Intervention Indicator)**, el cual determina el “Tiempo Óptimo de Operación” por actividad realizada en el campo. El resultado para el OII se obtiene de sacar el porcentaje de error obtenido entre las horas que toma realizar cierta actividad y el tiempo óptimo para cada una de ellas (Ver **Ecuación 1**).

Ecuación 1. Operational Intervention Indicator (OII)

$$OII = \frac{\text{Tiempo óptimo de operación} - \text{Valor real}}{\text{Tiempo óptimo de operación}} * 100\%$$

Se realiza el diagnóstico para cada una de las actividades según su duración de acuerdo al anterior procedimiento y se clasifica su resultado según la **Tabla 4**.

Tabla 4. Rangos de clasificación de actividades

Rango	Color
100% < VR	Azul
0% ≤ VR ≤ 100%	Verde
-35% ≤ VR < 0%	Amarillo
-75% ≤ VR < 35%	Naranja
VR ≤ -75%	Rojo

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **Tabla 4**, cada color está dado por un rango de porcentajes que corresponden a la diferencia. Estos, mostrarán de forma gráfica, el desfase que el tiempo real tenga y permitirán determinar dentro de que rango de calificación se encuentra cada una de las actividades que se realicen en los pozos de Campo Apiay.

Posteriormente, se implementa el indicador para cada una de las actividades trabajadas en una matriz en Excel que permita evaluar cada una de los procesos de forma directa. Teniendo en cuenta cada uno de los valores del **Anexo A** y utilizando la **Ecuación 1**, se generan los indicadores para todas las actividades trabajadas según la evaluación ya mencionada y que se evidencia en la **Tabla 4**. Estas

actividades a su vez se encuentran divididas por pestañas según sea el código correspondiente.

En las **Figura 22, Figura 23 y Figura 24** se tienen a modo de ejemplo, las matrices correspondientes a los códigos **1600, 2300 y 3000** que son **Seguridad, Completamiento – PCP y Movimientos a locación** respectivamente. La totalidad de las actividades evidenciadas en la tabla total de tiempos se observan en el **Anexo B.**

Figura 22. Actividades de seguridad

CÓDIGO 1600															
SEGURIDAD															
<div style="border: 1px solid black; width: 300px; height: 60px; margin: 0 auto;"></div>				<table border="1"> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	1602	Charla de Seguridad Preoperacional	0.5												
2	1603	Entrenamiento/Simulacro	0.5												
3	1604	Inspección diaria/Semanal de equipos y/o Herramientas	1.0												
4	1605	Investigación de Incidentes	1.5												
5	1606	Parada de Seguridad	1.0												
Lugo & Parra (2019)															

Fuente: elaboración propia

Figura 23. Actividades de completamiento-PCP

CÓDIGO 2300															
COMPLETAMIENTO-PCP															
<div style="border: 1px solid black; width: 200px; height: 40px; margin: 0 auto;"></div>				<table border="1"> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	2301	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5												
2	2302	Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA	1.7												
3	2303	Espaciar Equipo de Subsuelo	2.0												
4	2304	Instalar Equipo de Subsuelo - BHA	0.5												
5	2305	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.0												
6	2306	Instalar/Desinstalar Ancla Antitorque	0.5												
7	2307	Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie	2.0												
8	2308	Prueba a Bomba de Subsuelo	1.5												
9	2313	Trabajar Sarta de Varillas	2.5												
10	2320	Aislamiento Electrico Seguro SAES	2.0												
Lugo & Parra (2019)															

Fuente: elaboración propia

Figura 24. Actividades de movimiento a locación

CÓDIGO 3000																														
MOVIENDO A LOCACIÓN																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>$\leq VR \leq$</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR \leq</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR \leq</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	$\leq VR \leq$	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR \leq	-35%				VR \leq	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	$\leq VR \leq$	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR \leq	-35%																											
		VR \leq	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)																									
1	3002	Limpiar Locación	4.00																											
2	3003	Carga / Descarga de Equipos	2.00																											
3	3004	Mover	1.00																											
4	3005	Bajar la Torre	2.00																											
5	3006	Levantar la Torre	2.00																											
6	3008	Instalar / Desinstalar Pisos de la Torre	1.50																											
7	3009	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.00																											
8	3010	Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	2.00																											
9	3011	Mover Herramientas / Tubería	1.83																											
Lugo & Parra (2019)																														

Fuente: elaboración propia

Según las **Figuras 22, 23 y 24** se tiene que para cada código existe una pestaña dentro de la matriz total y dentro de esta se agrupan los subcódigos de cada categoría. Cada uno de los subcódigos representa una actividad la cual ya tiene calculado y formulado el indicador correspondiente de evaluación.

Para el caso de la **Figura 25**, se digitaron valores al azar dentro del valor real para mostrar como aplicaba cada uno de los rangos mencionados en la **Tabla 4**, teniendo en cuenta que, para valores erróneos tales como negativos, la matriz mostrará un error en cálculo de la diferencia que se observará como un numero en color rojo.

Figura 25. Ejemplo de valores dados por la matriz

CÓDIGO 1000															
CABEZAL DE POZO / B.O.P.															
				<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">100%</td> <td>< VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;">0%</td> <td>$\leq VR \leq 100\%$</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFD700;">-35%</td> <td>$< VR < 0\%$</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF4500;">-75%</td> <td>$< VR \leq -35\%$</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;">VR</td> <td>$\leq -75\%$</td> </tr> </table>		100%	< VR	0%	$\leq VR \leq 100\%$	-35%	$< VR < 0\%$	-75%	$< VR \leq -35\%$	VR	$\leq -75\%$
100%	< VR														
0%	$\leq VR \leq 100\%$														
-35%	$< VR < 0\%$														
-75%	$< VR \leq -35\%$														
VR	$\leq -75\%$														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (Oil)										
1	1001	Asegurar Pozo	0.5	1	-100%										
2	1002	Cambio Pipe Rams / Preventor Anular	1.0	0.5	50%										
3	1003	Correr / Sacar Riser	0.5	2	-300%										
4	1004	Instalar / Desinstalar Adaptador de Flange-Spool	1.0	-1	200%										
5	1005	Instalar / Desinstalar Árbol de Navidad/Accesorios	1.0	1	0%										
6	1006	Desinstalar Preventor de Arietes	2.0	1	50%										
7	1007	Instalar Preventor de Arietes	2.0	0.7	65%										
8	1008	Desinstalar Preventor de Varilla	1.0	1.7	-70%										
9	1009	Instalar Preventor de Varilla	1.0	1.3	-30%										
10	1010	Mantenimiento a Preventores	1.5	1	33%										
11	1011	Probar Preventor de Arietes	1.0	1	0%										
12	1012	Instalar/Desinstalar Set de BOP's	2.0	1	50%										
Lugo & Parra (2019)															

Fuente: elaboración propia

De igual manera, la matriz tiene una pestaña de instructivo la cual permite que quién vaya a evaluar una determinada actividad, tenga una guía de cómo realizarlo y a su vez, pueda reconocer dentro de que rango está en cuanto a eficiencia en el tiempo que tarda la operación. (Ver **Figura 26**).

Figura 26. Instructivo de matriz de indicadores

MATRIZ INDICADORES DE EVALUACIÓN					
INSTRUCTIVO					
El siguiente cuadro tiene como objetivo permitir la evaluación de las actividades de intervención a pozo para los pozos de Campo Apiay					
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR
1	###	ACTIVIDAD	1.0		
Introducir en la casilla gris el valor (en horas) que tarda en realizarse cada actividad					
Será calculada una diferencia con respecto al valor esperado (evaluación cuantitativa)					
Según el porcentaje obtenido, la casilla correspondiente a diferencia tomará un color (evaluación cualitativa) según los siguientes rangos					
	100%	<	VR		
	0%	≤	VR	≤	100%
	-35%	<	VR	<	0%
	-75%	<	VR	≤	-35%
			VR	≤	-75%
	<ul style="list-style-type: none"> Actividad que se realiza en un tiempo 100% mejor que el esperado. Actividad que se realiza en un tiempo igual que el esperado o en un tiempo menor a este. Actividad que tarda en realizarse hasta un 35% mas que el tiempo esperado. Actividad que tarda en realizarse hasta un 75% mas que el tiempo esperado. Actividad que tarda en realizarse en mas de un 75% en comparación a lo esperado. 				
Lugo & Parra (2019)					

Fuente: elaboración propia

5.1 EJEMPLO APLICABILIDAD DE LA MATRIZ DE EVALUACIÓN

A continuación se podrá ver la aplicabilidad de la matriz realizada para los pozos Apiay 11 y Apiay 26 los cuales fueron escogidos aleatoriamente. Para este caso, se tomaron todas las actividades de intervención a pozo realizadas en el año 2018 en estos pozos y se evalúan mediante la matriz propuesta según los subcódigos correspondientes a cada actividad. **(Ver Anexo B).**

En las **Anexo C** se observa el valor del indicador para cada una de las actividades de ambos pozos. Los valores reales expuestos para cada pozo se obtuvieron de la información proporcionada por OpenWells.

En la **Tabla 7** se tiene la comparación de los datos de error total de las actividades, promedio del indicador, valor más probable obtenido como indicador. De igual forma se tienen los datos correspondientes al mayor y menor valor obtenido para el indicador y de que actividades son.

Tabla 5. Comparación de resultados pozos Apiay 11-Apiay26

	APIAY 11	APIAY 26
TOTAL INDICADOR (%)	-30558	-22983
PROMEDIO INDICADOR (%)	-141	-174
MODA	0	0
VALOR MÁXIMO DE INDICADOR	-2100	-1900
VALOR MÍNIMO DE INDICADOR	75	67
CODIGO ACTIVIDAD MÁXIMO INDICADOR	1144	1144
CODIGO ACTIVIDAD MÍNIMO INDICADOR	1012	1105
ACTIVIDAD MÁXIMO INDICADOR	Quebrar tubing	Quebrar tubing
ACTIVIDAD MÍNIMO INDICADOR	Instalar/Desinstalar Set de BOP's	Bajar tubería de producción en dobles

Fuente: elaboración propia

Según los resultados obtenidos de este análisis es posible ver que para el Pozo Apiay 11 los tiempos que tarda en realizarse cada actividad son en total, mayores que los del pozo Apiay 26. Sin embargo, en promedio, las actividades según los indicadores están más cerca del valor óptimo de operación para el segundo pozo a pesar que para ambos, el valor dado por el indicador sigue estando negativo, es decir, tarda más que lo esperado.

Por otro lado, se evidencia que el valor más probable del indicador para ambos pozos corresponde a cero, es decir que la mayoría de las actividades de intervención a pozo realizadas tanto en el pozo Apiay 11 como en el pozo Apiay 26 se realizan en el tiempo óptimo de operación.

Se observa también que la actividad que mayor diferencia presenta con respecto al cumplimiento del tiempo óptimo de operación en los dos pozos es la correspondiente al código 1144 que es la actividad de quebrar tubing. Esto puede deberse a fallas operacionales como condiciones anormales del hueco que dependiendo de las condiciones de este, puedan mejorarse.

De igual forma, las actividades que en su mayoría cumplen con el tiempo óptimo de operación son instalar/desinstalar set de BOP's y bajar tubería de producción en dobles para Apiay 11 y Apiay 26 respectivamente. Estas son para cada pozo, las que obtuvieron un valor para el indicador por encima de cero y además, aquellas con el valor más alto.

6. CONCLUSIONES

- Se identificaron 3 tipos de eventos bajo los que se agrupan las intervenciones a Pozo en Campo Apiay 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. Estos eventos se dividen a su vez en 16 sub-eventos correspondientes actividades específicas.
- Las actividades de intervención a pozo más comunes en el periodo de tiempo evaluado para este campo, 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-cañoneo y trabajos de cementación con 0.57% cada uno.
- La no realización de las actividades de intervención a pozo en los tiempos adecuados, originan Tiempos No Productivos en la etapa de producción de los pozos de Campo Apiay. Estas equivalen aproximadamente a 343 días en un periodo de evaluación de 10 años.
- Los trabajos que más generaron Tiempos No Productivos en Campo Apiay entre 2009 y 2019, son aquellos asociados a actividades rutinarias sumando un total de 135 días. Estos están seguidos de las actividades asociadas a las operaciones de pesca que suman 65 días. Los trabajos que generan la menor cantidad de Tiempos No Productivos son los trabajos de Completamiento PCP, los cuales suman aproximadamente 0.1 días.
- La variable más importante a tener en cuenta para crear los KPI's, es el tiempo de desarrollo óptimo para cada actividad de intervención a pozo. A partir de los KPI's propuestos se indican si el proceso, práctica o actividad que se está realizando, cumple con los tiempos esperados para la optimización.
- La matriz de evaluación de los indicadores permite realizar un diagnóstico de las actividades de intervención a pozo en Campo Apiay tal como se hizo para los pozos Apiay 11 y Apiay 26 en los que se obtuvo que la actividad de quebrar tubing es aquella con valores más lejanos al Tiempo Optimo de Operación de ambos pozos mientras que las actividades de instalar/desinstalar set de BOP's y bajar tubería de producción en dobles tienen valores positivos del indicador creado para cada pozo respectivamente.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar una estandarización durante el proceso de toma de datos y almacenamiento de información. Lo anterior facilita la elaboración de diagnósticos y toma de decisiones relacionadas a las actividades de intervención a pozo en Campo Apiay.
- Se sugiere hacer un análisis más profundo con respecto a la realización de la actividad correspondiente a Quebrar tubing para saber la razón de las grandes diferencias entre el tiempo óptimo de operación y el valor real en el que se lleva a cabo la actividad en los pozos Apiay 11 y Apiay 26.
- Proponer posibles soluciones para cumplir el tiempo óptimo de operación en Apiay 11 y Apiay 26 en la tarea de quebrar tubing.
- Se propone incluir más variables bajo las cuales se puedan evaluar las actividades en la creación de nuevos indicadores de rendimiento. De esta manera el diagnóstico será más acertado y el proceso a estandarizar, más efectivo.
- Se recomienda desarrollar e implementar el WIDP tomando en cuenta los indicadores propuestos.
- Se sugiere hacer un análisis técnico-financiero a partir de la implementación del WIDP para determinar si la aplicación de esta estandarización es viable para la empresa.

BIBLIOGRAFÍA

ADCO. Electronic Well Delivery Process (eWDP). DWS Budget Loading Tool. 2012

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Información (informes técnicos, registros e imágenes) suministrada, de pozos de la cuenca Llanos Orientales. 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos – Cuenca Llanos Orientales. 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS ANH. Ronda Llanos Orientales. 2010.

BOHORQUEZ Oscar Iván y CADENA Martha Isabel. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2011.

BONILLA, Andrés y MEDINA, Carol. Integración de los modelos de flujo de fluidos en yacimiento y tubería para la determinación de la longitud óptima de la sección horizontal en un pozo horizontal del Campo Suria. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Bogotá D. C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2018.

CAMACHO, Julio y RIASCOS, Cristian. Determinación del sistema de levantamiento artificial más eficiente para la producción según las condiciones actuales en la unidad T2 Campos Apiay y Suria. Trabajo de grado (Ingenieros de petróleos). Bogotá D. C.: Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2012.

CHEVRON. Global Upstream Base Business. Well & Optimization Process.

ECOPETROL S. A. • Prognosis SOR Apiay80. Informe 2017.

_____.Prognosis SOR Saurio02. Informe 2017.

_____.Programa de transformación empresarial de Ecopetrol. Libro de proceso Well Delivery Process. Versión 3.0.

_____.Socialización con Departamentos del Activo. Pozos Estudio. SAURIO 2 – APIAY 80. Campo Apiay – Suria. Presentación. 2017.

EQUION. LEPs and Wells – GPS. Manual Launching

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

INSTITUTO UNIVERSITARIO POLITÉCNICO “SANTIAGO MARIÑO”. Evaluación de formaciones. República Bolivariana de Venezuela. Ministerio del Poder Popular para la Educación Universitaria.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Propiedades de la roca. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A, 2009.

SCHLUMBERGER. Glosario.
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/artificial_lift.aspx

SPE INTERNATIONAL. SPE 123845. Developing KPIs that Drive Safety Improvement. BROWN, Megan. 2009.

SPE INTERNATIONAL. SPE-184246-MS. Changing the Dynamics of Performance Management – The Micro KPI Concept. BENYEOGOR, Ogochukwu. Majekodunmi, Ayodeji. IVAN, Ambakederemo. CHARLES, Ibeku. EZE, Nnadozie. SHELL PETROLEUM DEVELOPMENT COMPANY. 2016.

TALISMAN. Talisman D&C PDSW Handbook. 2012.

UNIVERSIDAD VERACRUZANA. Facultad de ciencias químicas región poza rica-tuxpan. “Re-entradas como una alternativa para mejorar la recuperación de hidrocarburos”. Salvador González evangelio. 2014

ANEXOS

ANEXO A.

TIEMPO OPTIMO DE OPERACION PARA CADA ACTIVIDAD REALIZADA EN CAMPO APIAY

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Asegurando Pozo	1001	0.5
Cambio Pipe Rams / Preventor Anular	1002	1.0
Correr / Sacar Riser	1003	0.5
Instalar / Desinstalar Adaptador de Flange-Spool	1004	1.0
Instalar / Desinstalar Árbol de Navidad/Accesorios	1005	1.0
Desinstalar Preventor de Arietes	1006	2.0
Instalar Preventor de Arietes	1007	2.0
Desinstalar Preventor de Varilla	1008	1.0
Instalar Preventor de Varilla	1009	1.0
Mantenimiento a Preventores	1010	1.5
Probar Preventor de Arietes	1011	1.0
Instalar/Desinstalar Set de BOP`s	1012	2.0
Acondicionando/Drenando Contrapozo	1101	2.0
Aislando Zonas	1102	1.0
Armar Colgador (Tubería de Producción)	1103	0.5
Armar/Desarmar BHA	1104	0.5
Bajando Tubería de Producción en dobles	1105	1.5
Bajando Tubería de Trabajo en dobles	1106	1.0
Bajando Varilla Continua	1107	1.5
Bajando Varillas en sencillos	1108	1.0
Bajando Varillas en dobles	1109	2.5
Bajando Varillas en triples	1110	1.5
Bajar/Sacar Liner Ranurado-Echometer	1112	3.0
Bajar/Sacar Raspador	1113	0.5
Correr / Sacar Empaques/Tapón de cemento /Otros	1114	0.5
Correr Canasta Calibradora en la Tubería	1115	1.0
Desarenando con Bomba Desarenadora	1116	1.0
Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje	1117	0.5
Instalar / Desinstalar Equipo de Prueba de Presión	1118	0.5
Instalar Herramientas de Suabeo	1119	1.0
Desinstalar Herramientas de Suabeo	1120	0.5
Instalar Mesa Rotaria	1121	1.0
Desinstalar Mesa Rotaria	1122	1.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Instalar Power Swivel y Kelly	1123	0.5
Desinstalar Power Swivel y Kelly	1124	0.5
Instalar Swivel/Kelly	1125	0.5
Desinstalar Swivel/Kelly	1126	0.5
Instalar Líneas de Superficie/ Equipos	1127	1.0
Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	1128	1.0
Instal/Desinstal ParrilladeTrabajo/Llaves Hidráulicas/Otras Herram	1129	1.0
Instalación/Desinstalación Anclas	1130	0.5
Limpiando Torre	1131	1.0
Limpiar Tanques / Equipo	1133	0.5
Empacando Pozo	1134	0.5
Llenando Tubería	1135	1.0
Mantenimiento a Bomba Desarenadora/Tubería de Cola	1136	1.0
Moviendo Tuberías / Calibrando / Midiendo	1137	1.0
Parando Dril pipe/ Calibrando / Midiendo	1139	1.0
Parando Tubing/ Calibrando / Midiendo	1140	1.0
Prueba de Líneas de Superficie/Equipos	1141	0.5
Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	1142	0.5
Quebrando Drill Pipe a los Racks	1143	1.5
Quebrando Tubing	1144	0.5
Quebrando Varillas	1145	1.0
Quebrando/cortando Varilla Continua	1146	1.0
Sacando Tubería de Producción en dobles	1147	1.0
Sacando Tubería de Trabajo en dobles	1148	1.0
Sacando Varilla Continua	1149	3.2
Sacando Varillas en dobles	1150	3.5
Sentar Empaques	1152	0.5
Desasentar Empaques	1153	1.0
Trabajando Sarta de tubería	1155	0.5
Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería	1156	0.5
Traslado/descargue de Tubing/Varillas/otros	1157	1.0
Desempacando Pozo	1159	1.0
Sacando Tubería de Producción en triples	1162	1.0
Sacando Tubería de Trabajo en triples	1163	2.0
Bajando Tubería de Producción en Sencillos	1164	3.0
Bajando Tubería de Trabajo en Sencillos	1165	1.5
Bajando Tubería de Fracturamiento	1167	8.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Sacando Tubería de Fracturamiento	1168	2.5
Arrancó Pozo	1170	1.0
Tensionó Sarta	1171	0.8
Realizando Conexiones Eléctricas	1172	0.5
Bombeando fluidos	1201	1.0
Cambiando Fluidos	1202	0.5
Circulación Detenida	1203	0.5
Circulando en Directa	1204	1.0
Circulando en Reversa	1205	1.0
Circulando Muestras	1206	0.5
Correr / Sacar Empaques/Retenedores/Otros	1207	0.5
Desarenando por Circulación	1208	0.5
Descargando Pozo	1209	1.0
Desplazamiento de Fluidos	1210	3.0
Esperando Retornos	1211	1.0
Instalar / Desinstalar Cabezal de Circulación	1212	0.5
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1213	0.5
Instalar / Desinstalar Flowline	1214	1.0
Lavado de Tubería	1215	0.2
Limpiando por circulación	1216	3.0
Limpiando Tope de Pescado & Acondicionamiento del Hueco	1217	1.6
Limpieza Usando Coiled Tubing	1218	4.0
Operación Washover	1219	7.3
Perdidas de Circulación	1220	2.3
Preparando Fluidos	1222	0.5
Prueba de Influjos	1223	0.5
Prueba de Inyección	1224	1.0
Correr-Cortar Cable	1301	1.0
Enhebrando Cable/Bloque viajero/Winche/Sand Line	1302	1.0
Instalando Rollo de Cable	1303	0.5
Mantenimiento Acumulador	1304	3.8
Mantenimiento de la Bomba	1305	0.5
Mantenimiento de Mesa Rotaria	1306	1.5
Mantenimiento de Preventores	1307	2.0
Mantenimiento Eléctrico	1308	0.5
Mantenimiento Mecánico	1309	0.5
Mantenimiento Unidad Básica & Equipos	1312	0.5

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Abrir / Cerrar Camisa de Aislamiento	1401	2.0
Bajar / Sacar Blanking Plug	1402	1.0
Bajar / Sacar Válvula de seguridad	1403	0.5
Bajar Sand Bailer	1404	1.0
Cambiar válvulas de Gas Lift	1405	6.0
Instalar / Desinstalar Wireline Equipos / Herramientas	1406	0.5
Verificando Fondo	1407	1.0
Wireline/SlickLine Otras Operaciones/Pesca	1408	1.0
Toma Muestra Fluido de Fondo (Wellbore)	1409	1.0
Corriendo Bloque de Impresión	1501	0.5
Corriendo Tiper Tap	1502	1.5
Corte Químico de Tubería / Casing	1503	1.0
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1504	0.5
Instalar/Desinstalar BHA	1505	1.0
Moliendo Chatarra/Tubería/Otros	1506	1.0
Operación de String Shot	1507	1.0
Operación Washpipe	1508	1.0
Pesca de Tubería / OverShot	1509	0.5
Pesca de Tubería-Otros con Spear/Tiper Tap/Otros	1510	1.0
Pesca de Varilla / OverShot	1511	1.0
Pescando Blanking Plug	1512	1.0
Pescando con Arpón	1513	0.5
Pescando con Otras Herramientas	1514	1.0
Realizando Backoff / Tubería / Varilla	1516	0.5
Trabajando Martillos	1517	1.0
Trabajando Sarta de Tubería	1518	0.5
Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería	1519	2.5
Tubing Cutter	1520	6.0
Charla de Seguridad Preoperacional	1602	0.5
Entrenamiento/Simulacro	1603	0.5
Inspección diaria/Semanal de equipos y/o Herramientas	1604	1.0
Investigación de Incidentes	1605	1.5
Parada de Seguridad	1606	1.0
Correr / Sacar Empaques/Retenedores /Otros	1701	0.5
Corriendo Otros Registros	1702	1.0
Corriendo Registro de Correlación	1703	1.0
Corriendo Registro de Producción	1704	6.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1705	1.0
Instalar/Desinstalar BHA	1706	1.0
Press Survey - Cierre Fluyendo	1707	2.0
Registros en Hueco Abierto (A través de Tubería de Trabajo)	1713	2.0
Registros en Hueco Revestido	1714	1.0
Registros en Hueco Revestido (A través de Tubería)	1715	0.5
Toma de Niveles de Fluido	1716	0.5
Instalar Unidad de Superficie	1816	1.8
Bajando Tubería de Producción en dobles	1901	2.0
Empalmando Cable	1902	3.0
Empalmando Quick Conector	1903	0.5
Espaciamiento	1904	1.0
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1905	0.5
Instalar/Desinstalar Equipo de Subsuelo	1906	1.0
Prueba a Bomba de Subsuelo	1907	1.0
Prueba Eléctrica Equipo de Fondo E.S.P/ Megar	1908	0.5
Sacando Tubería de Producción en dobles	1909	1.0
Operación de Pack Off	1910	0.5
Romper Valvula de Drenaje	1911	0.5
Acondicionamiento de Lodo & Circulación	2001	1.0
Cañoneando a través de Tubería	2002	0.5
Cañoneando con Coiled Tubing	2003	0.5
Cañoneando con Línea Eléctrica	2004	3.0
Cañoneando Nuevas zonas	2005	3.0
Corriendo Cañones con Línea Eléctrica	2007	1.0
Corriendo Cañones con Tubería	2008	1.0
Corriendo Registro de Correlación	2009	2.7
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	2010	1.0
Instalar Equipo de Cañoneo	2011	1.0
Desinstalar Equipo de Cañoneo	2012	1.5
Recañoneando	2013	1.0
Correr / Sacar Empaques /Otros	2101	0.5
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	2102	0.5
Instalar / Desinstalar Equipos para Pruebas de Presión	2103	0.5
Instalar/Desinstalar BHA	2104	2.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	2105	1.5
Operación de Fracturamiento	2106	6.0
Prueba a Cemento	2107	0.5
Prueba Casing/Liner/Tubing	2108	0.5
Prueba de Inyectividad	2109	1.0
Prueba de Líneas de Superficie/Equipos	2110	0.5
Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	2111	0.5
Prueba de Presión/Gradiente de Presión - Temperatura	2112	0.5
Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	2201	0.5
Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA	2202	0.5
Espaciando Equipo de Subsuelo	2203	1.0
Instalar Equipo de Subsuelo - BHA	2204	1.0
Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	2205	1.0
Instalar/Desinstalar Ancla de Tubería	2206	1.0
Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie	2207	1.0
Prueba a Bomba de Subsuelo	2208	0.5
Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	2209	0.5
Realizando Prueba de espejo	2211	1.0
Desanclar Bomba de Subsuelo	2212	1.0
Trabajar Sarta de Varillas	2213	0.5
Cambiando Barra Lisa	2215	1.0
Adicionando/Retirando ajustes	2216	1.0
Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	2301	0.5
Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA	2302	1.7
Espaciando Equipo de Subsuelo	2303	2.0
Instalar Equipo de Subsuelo - BHA	2304	0.5
Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	2305	1.0
Instalar/Desinstalar Ancla Antitorque	2306	0.5
Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie	2307	2.0
Prueba a Bomba de Subsuelo	2308	1.5
Trabajar Sarta de Varillas	2313	2.5
Aislamiento Electrico Seguro SAES	2320	2.0
Acidificación	2401	0.5
Arenando	2402	0.5
Correr / Sacar Empaques/Otros	2403	1.0
Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Fractura/Otros	2404	1.0
Desinstalar Herramientas de Suabeo	2405	2.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Esperando Remojo	2406	2.0
Esperando Retornos	2407	1.0
Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje	2408	1.1
Estimulación Orgánica	2409	1.0
Fracturamiento	2410	1.0
Instalando Equipo de Prueba de Presión	2411	0.5
Instalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Fractura/Otros	2412	1.0
Instalar Herramientas de Suabeo	2413	1.9
Lavado de Perforaciones	2414	1.0
Lavado de Tubería	2415	1.0
Levantamiento con Nitrógeno	2416	1.0
Limpiar Tanques / Equipo	2417	1.7
Limpieza Usando Coiled Tubing	2418	0.5
Preparando Fluidos	2420	2.0
Tratamiento Químico	2421	2.0
Asentamiento de Arena	2502	2.0
Correr / Sacar Empaques/Tapón de cemento /Otros	2503	1.5
Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	2504	0.5
Esperando Frague	2505	5.7
Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	2507	1.0
Limpiar Tanques / Equipo	2509	3.0
Moliendo Cemento	2510	2.5
Moliendo Retenedores/Otros	2511	2.0
Operación Cementación Remedial	2513	0.5
Operación de Aislamiento de zona	2514	1.0
Operación Squeeze	2515	0.5
Preparando Fluidos	2517	2.0
Prueba a Cemento	2518	1.0
Pumping Tapón de cemento Abandono	2519	1.0
Acondicionamiento de Lodo & Circulación	2901	0.5
Circulación de Control de Pozo / Acondicionando Lodo	2902	1.0
Circulando en Directa	2903	2.5
Circulando en Reversa, Matando pozo	2904	2.0
Descargar Presiones	2905	0.5
Matando Pozo	2906	1.0
Patada de pozo	2907	1.5
Quemando Gas	2908	1.0

Descripción de la actividad	Subcódigo	Tiempo óptimo operación
Verificando Flujo	2909	0.5
Limpiar Locación	3002	4.0
Carga / Descarga de Equipos	3003	2.0
Mover	3004	1.0
Bajar la Torre	3005	2.0
Levantar la Torre	3006	2.0
Instalar / Desinstalar Pisos de la Torre	3008	1.5
Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	3009	1.0
Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	3010	2.0
Moviendo Herramientas / Tubería	3011	1.8
Prueba de Producción	3201	1.0
Prueba de Inyección	3202	1.0

**ANEXO B.
MATRIZ DE EVALUACIÓN**

Matriz 1. Código 1000

CÓDIGO 1000															
CABEZAL DE POZO / B.O.P.															
				<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	1001	Asegurar Pozo	0.5												
2	1002	Cambio Pipe Rams / Preventor Anular	1.0												
3	1003	Correr / Sacar Riser	0.5												
4	1004	Instalar / Desinstalar Adaptador de Flange-Spool	1.0												
5	1005	Instalar / Desinstalar Árbol de Navidad/Accesorios	1.0												
6	1006	Desinstalar Preventor de Arietes	2.0												
7	1007	Instalar Preventor de Arietes	2.0												
8	1008	Desinstalar Preventor de Varilla	1.0												
9	1009	Instalar Preventor de Varilla	1.0												
10	1010	Mantenimiento a Preventores	1.5												
11	1011	Probar Preventor de Arietes	1.0												
12	1012	Instalar/Desinstalar Set de BOP's	2.0												
Lugo & Parra (2019)															

Matriz 2. Código 1100

CÓDIGO 1100					
TRABAJO RUTINARIO					
				100%	< VR
				0%	≤ VR ≤ 100%
				-35%	< VR < 0%
				-75%	< VR ≤ -35%
				VR	≤ -75%
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)
1	1101	Acondicionar/Drenar Contrapozo	2.0		
2	1102	Aislar Zonas	1.0		
3	1103	Armar Colgador (Tubería de Producción)	0.5		
4	1104	Armar/Desarmar BHA	0.5		
5	1105	Bajar Tubería de Producción en dobles	1.5		
6	1106	Bajar Tubería de Trabajo en dobles	1.0		
7	1107	Bajar Varilla Continua	1.5		
8	1108	Bajar Varillas en sencillos	1.0		
9	1109	Bajar Varillas en dobles	2.5		
10	1110	Bajar Varillas en triples	1.5		
11	1112	Bajar/Sacar Liner Ranurado-Echometer	3.0		
12	1113	Bajar/Sacar Raspador	0.5		
13	1114	Correr / Sacar Empaques/ Tapón de cemento /Otros	0.5		
14	1115	Correr Canasta Calibradora en la Tubería	1.0		
15	1116	Desarenar con Bomba Desarenadora	1.0		
16	1117	Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje	0.5		
17	1118	Instalar / Desinstalar Equipo de Prueba de Presión	0.5		
18	1119	Instalar Herramientas de Suabeo	1.0		
19	1120	Desinstalar Herramientas de Suabeo	0.5		
20	1121	Instalar Mesa Rotaria	1.0		
21	1122	Desinstalar Mesa Rotaria	1.0		
22	1123	Instalar Power Swivel y Kelly	0.5		
23	1124	Desinstalar Power Swivel y Kelly	0.5		
24	1125	Instalar Swivel/Kelly	0.5		
25	1126	Desinstalar Swivel/Kelly	0.5		
26	1127	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos	1.0		
27	1128	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	1.0		
28	1129	Instal/Desinstal ParrilladeTrabajo/Llaves Hidráulicas/Otras Herram	1.0		
29	1130	Instalación/Desinstalación Anclas	0.5		
30	1131	Limpiar Torre	1.0		
31	1133	Limpiar Tanques / Equipo	0.5		
32	1134	Empacar Pozo	0.5		
33	1135	Llenar Tubería	1.0		
34	1136	Mantenimiento a Bomba Desarenadora/Tubería de Cola	1.0		
35	1137	Mover Tuberías / Calibrar / Mider	1.0		
36	1139	Parar Drill pipe/ Calibrar / Mider	1.0		
37	1140	Parar Tubing/ Calibrar / Mider	1.0		
38	1141	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos	0.5		
39	1142	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	0.5		
40	1143	Quebrar Drill Pipe a los Racks	1.5		
41	1144	Quebrar Tubing	0.5		
42	1145	Quebrar Varillas	1.0		
43	1146	Quebrar/cortar Varilla Continua	1.0		
44	1147	Sacar Tubería de Producción en dobles	1.0		
45	1148	Sacar Tubería de Trabajo en dobles	1.0		
46	1149	Sacar Varilla Continua	3.2		
47	1150	Sacar Varillas en dobles	3.5		
48	1152	Sentar Empaques	0.5		
49	1153	Desasentar Empaques	1.0		
50	1155	Trabajar Sarta de tubería	0.5		
51	1156	Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería	0.5		
52	1157	Traslado/descargue de Tubing/Varillas/otros	1.0		
53	1159	Desempacar Pozo	1.0		
54	1162	Sacar Tubería de Producción en triples	1.0		
55	1163	Sacar Tubería de Trabajo en triples	2.0		
56	1164	Bajar Tubería de Producción en Sencillos	3.0		
57	1165	Bajar Tubería de Trabajo en Sencillos	1.5		
58	1167	Bajar Tubería de Fracturamiento	8.0		
59	1168	Sacar Tubería de Fracturamiento	2.5		
60	1170	Arrancó Pozo	1.0		
61	1171	Tensionó Sarta	0.8		
62	1172	Realizar Conexiones Eléctricas	0.5		

Matriz 3. Código 1200

CÓDIGO 1200					
OPERACIONES DE CIRCULACIÓN					
				100% < VR	
				0% ≤ VR ≤ 100%	
				-35% < VR < 0%	
				-75% < VR ≤ -35%	
				VR ≤ -75%	
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)
1	1201	Bombear fluidos	1.0		
2	1202	Cambiar Fluidos	0.5		
3	1203	Circulación Detenida	0.5		
4	1204	Circular en Directa	1.0		
5	1205	Circular en Reversa	1.0		
6	1206	Circular Muestras	0.5		
7	1207	Correr / Sacar Empaques/Retenedores/Otros	0.5		
8	1208	Desarenar por Circulación	0.5		
9	1209	Descargar Pozo	1.0		
10	1210	Desplazamiento de Fluidos	3.0		
11	1211	Esperar Retornos	1.0		
12	1212	Instalar / Desinstalar Cabezal de Circulación	0.5		
13	1213	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5		
14	1214	Instalar / Desinstalar Flowline	1.0		
15	1215	Lavado de Tubería	0.2		
16	1216	Limpiar por circulación	3.0		
17	1217	Limpiar Tope de Pescado & Acondicionamiento del Hueco	1.6		
18	1218	Limpieza Usar Coiled Tubing	4.0		
19	1219	Operación Washover	7.3		
20	1220	Perdidas de Circulación	2.3		
21	1222	Preparar Fluidos	0.5		
22	1223	Prueba de Influjos	0.5		
23	1224	Prueba de Inyección	1.0		

Matriz 4. Código 1300

CÓDIGO 1300																														
SERVICIOS DE MANTENIMIENTO																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)																									
1	1301	Correr-Cortar Cable	1.0																											
2	1302	Enhebrar Cable/Bloque viajero/Winche/Sand Line	1.0																											
3	1303	Instalar Rollo de Cable	0.5																											
4	1304	Mantenimiento Acumulador	3.8																											
5	1305	Mantenimiento de la Bomba	0.5																											
6	1306	Mantenimiento de Mesa Rotaria	1.5																											
7	1307	Mantenimiento de Preventores	2.0																											
8	1308	Mantenimiento Eléctrico	0.5																											
9	1309	Mantenimiento Mecánico	0.5																											
10	1312	Mantenimiento Unidad Básica & Equipos	0.5																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 5. Código 1400

CÓDIGO 1400																														
WIRELINE/SLICK LINE																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>$\leq VR \leq$</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR \leq</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR \leq</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	$\leq VR \leq$	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR \leq	-35%				VR \leq	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	$\leq VR \leq$	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR \leq	-35%																											
		VR \leq	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (Oil)																									
1	1401	Abrir / Cerrar Camisa de Aislamiento	2.0																											
2	1402	Bajar / Sacar Blanking Plug	1.0																											
3	1403	Bajar / Sacar Válvula de seguridad	0.5																											
4	1404	Bajar Sand Bailer	1.0																											
5	1405	Cambiar válvulas de Gas Lift	6.0																											
6	1406	Instalar / Desinstalar Wireline Equipos / Herramientas	0.5																											
7	1407	Verificar Fondo	1.0																											
8	1408	Wireline/SlickLine Otras operaciones/Pesca	1.0																											
9	1409	Toma Muestra Fluido de Fondo (Wellbore)	1.0																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 6. Código 1500

CÓDIGO 1500															
OPERACIONES DE PESCA															
				<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFD700;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	1501	Correr Bloque de Impresión	0.5												
2	1502	Correr Tiper Tap	1.5												
3	1503	Corte Químico de Tubería / Casing	1.0												
4	1504	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5												
5	1505	Instalar/Desinstalar BHA	1.0												
6	1506	Moler Chatarra/Tubería/Otros	1.0												
7	1507	Operación de String Shot	1.0												
8	1508	Operación Washpipe	1.0												
9	1509	Pesca de Tubería / OverShot	0.5												
10	1510	Pesca de Tubería-Otros con Spear/Tiper Tap/Otros	1.0												
11	1511	Pesca de Varilla / OverShot	1.0												
12	1512	Pescar Blanking Plug	1.0												
13	1513	Pescar con Arpón	0.5												
14	1514	Pescar con Otras Herramientas	1.0												
15	1516	Realizar Backoff / Tubería / Varilla	0.5												
16	1517	Trabajar Martillos	1.0												
17	1518	Trabajar Sarta de Tubería	0.5												
18	1519	Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería	2.5												
19	1520	Tubing Cutter	6.0												

Lugo & Parra (2019)

Matriz 7. Código 1700

CÓDIGO 1700																														
OPERACIONES DE REGISTRO																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)																									
1	1701	Correr / Sacar Empaques/Retenedores /Otros	0.5																											
2	1702	Correr Otros Registros	1.0																											
3	1703	Correr Registro de Correlación	1.0																											
4	1704	Correr Registro de Producción	6.0																											
5	1705	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.0																											
6	1706	Instalar/Desinstalar BHA	1.0																											
7	1707	Press Survey - Cierre Fluyendo	2.0																											
8	1713	Registros en Hueco Abierto (A través de Tubería de Trabajo)	2.0																											
9	1714	Registros en Hueco Revestido	1.0																											
10	1715	Registros en Hueco Revestido (A través de Tubería)	0.5																											
11	1716	Toma de Niveles de Fluido	0.5																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 8. Código 1800

CÓDIGO 1800															
TIEMPOS NO PRODUCTIVOS															
<div style="border: 1px solid black; width: 300px; height: 60px; margin: 0 auto;"></div>			<table border="1"> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px; background-color: blue;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px; background-color: lightgreen;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px; background-color: yellow;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px; background-color: orange;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 20px; background-color: red;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>				100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	1816	Instalar Unidad de Superficie	1.8												
Lugo & Parra (2019)															

Matriz 9. Código 1900

CÓDIGO 1900																														
COMPLETAMIENTO-ESP																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (Oil)																									
1	1901	Bajar Tubería de Producción en dobles	2.0																											
2	1902	Empalmar Cable	3.0																											
3	1903	Empalmar Quick Conector	0.5																											
4	1904	Espaciamiento	1.0																											
5	1905	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5																											
6	1906	Instalar/Desinstalar Equipo de Subsuelo	1.0																											
7	1907	Prueba a Bomba de Subsuelo	1.0																											
8	1908	Prueba Eléctrica Equipo de Fondo E.S.P/ Megar	0.5																											
9	1909	Sacar Tubería de Producción en dobles	1.0																											
10	1910	Operación de Pack Off	0.5																											
11	1911	Romper Valvula de Drenaje	0.5																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 10. Código 2000

CÓDIGO 2000																														
OPERACIONES DE CAÑONEO																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)																									
1	2001	Acondicionamiento de Lodo & Circulación	1.0																											
2	2002	Cañonear a través de Tubería	0.5																											
3	2003	Cañonear con Coiled Tubing	0.5																											
4	2004	Cañonear con Línea Eléctrica	3.0																											
5	2005	Cañonear Nuevas zonas	3.0																											
6	2007	Correr Cañones con Línea Eléctrica	1.0																											
7	2008	Correr Cañones con Tubería	1.0																											
8	2009	Correr Registro de Correlación	2.7																											
9	2010	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.0																											
10	2011	Instalar Equipo de Cañoneo	1.0																											
11	2012	Desinstalar Equipo de Cañoneo	1.5																											
12	2013	Recañonear	1.0																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 11. Código 2100

CÓDIGO 2100																														
PRUEBAS DE PRESIÓN																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (Oil)																									
1	2101	Correr / Sacar Empaques /Otros	0.5																											
2	2102	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5																											
3	2103	Instalar / Desinstalar Equipos para Pruebas de Presión	0.5																											
4	2104	Instalar/Desinstalar BHA	2.0																											
5	2105	Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos	1.5																											
6	2106	Operación de Fracturamiento	6.0																											
7	2107	Prueba a Cemento	0.5																											
8	2108	Prueba Casing/Liner/Tubing	0.5																											
9	2109	Prueba de Inyectividad	1.0																											
10	2110	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos	0.5																											
11	2111	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	0.5																											
12	2112	Prueba de Presión/Gradiente de Presión - Temperatura	0.5																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 12. Código 2200

CÓDIGO 2200																														
COMPLETAMIENTO-BEAM PUMP																														
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100%</td> <td>< VR</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0%</td> <td>≤ VR ≤</td> <td>100%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35%</td> <td>< VR <</td> <td>0%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75%</td> <td>< VR ≤</td> <td>-35%</td> <td></td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td></td> <td>VR ≤</td> <td>-75%</td> <td></td> </tr> </table>				100%	< VR				0%	≤ VR ≤	100%			-35%	< VR <	0%			-75%	< VR ≤	-35%				VR ≤	-75%	
	100%	< VR																												
	0%	≤ VR ≤	100%																											
	-35%	< VR <	0%																											
	-75%	< VR ≤	-35%																											
		VR ≤	-75%																											
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)																									
1	2201	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5																											
2	2202	Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA	0.5																											
3	2203	Espaciar Equipo de Subsuelo	1.0																											
4	2204	Instalar Equipo de Subsuelo - BHA	1.0																											
5	2205	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.0																											
6	2206	Instalar/Desinstalar Ancla de Tubería	1.0																											
7	2207	Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie	1.0																											
8	2208	Prueba a Bomba de Subsuelo	0.5																											
9	2209	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)	0.5																											
10	2211	Realizar Prueba de espejo	1.0																											
11	2212	Desanclar Bomba de Subsuelo	1.0																											
12	2213	Trabajar Sarta de Varillas	0.5																											
13	2215	Cambiar Barra Lisa	1.0																											
14	2216	Adicionar/Retirar ajustes	1.0																											
Lugo & Parra (2019)																														

Matriz 13. Código 2400

CÓDIGO 2400															
OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN															
				<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	2401	Acidificación	0.5												
2	2402	Arenar	0.5												
3	2403	Correr / Sacar Empaques/Otros	1.0												
4	2404	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Frac	1.0												
5	2405	Desinstalar Herramientas de Suabeo	2.0												
6	2406	Esperar Remojo	2.0												
7	2407	Esperar Retornos	1.0												
8	2408	Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje	1.1												
9	2409	Estimulación Orgánica	1.0												
10	2410	Fracturamiento	1.0												
11	2411	Instalar Equipo de Prueba de Presión	0.5												
12	2412	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Fractura	1.0												
13	2413	Instalar Herramientas de Suabeo	1.9												
14	2414	Lavado de Perforaciones	1.0												
15	2415	Lavado de Tubería	1.0												
16	2416	Levantamiento con Nitrógeno	1.0												
17	2417	Limpiar Tanques / Equipo	1.7												
18	2418	Limpieza Usar Coiled Tubing	0.5												
19	2420	Preparar Fluidos	2.0												
20	2421	Tratamiento Químico	2.0												

Lugo & Parra (2019)

Matriz 14. Código 2500

CÓDIGO 2500															
OPERACIONES DE CEMENTACIÓN															
				<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFD700;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	2502	Asentamiento de Arena	2.0												
2	2503	Correr / Sacar Empaques/Tapón de cemento /Otros	1.5												
3	2504	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas	0.5												
4	2505	Esperar Frague	5.7												
5	2507	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas	1.0												
6	2509	Limpiar Tanques / Equipo	3.0												
7	2510	Moler Cemento	2.5												
8	2511	Moler Retenedores/Otros	2.0												
9	2513	Operación Cementación Remedial	0.5												
10	2514	Operación de Aislamiento de zona	1.0												
11	2515	Operación Squeeze	0.5												
12	2517	Preparar Fluidos	2.0												
13	2518	Prueba a Cemento	1.0												
14	2519	Pumping Tapón de cemento Abarno	1.0												
Lugo & Parra (2019)															

Matriz 15. Código 2900

CÓDIGO 2900															
OPERACIONES DE CONTROL DE POZO															
			<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #92D050;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF8C00;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF0000;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>				100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR										
1	2901	Acondicionamiento de lodo y circulación	0.5												
2	2902	Circulación de control de pozo / Acondicionar lodo	1.0												
3	2903	Circulación directa	2.5												
4	2904	Circulación inversa	2.0												
5	2905	Descargar presiones	0.5												
6	2906	Matar pozo	1.0												
7	2907	Patada de pozo	1.5												
8	2908	Quemar Gas	1.0												
9	2909	Verificar flujo	0.5												
Lugo & Parra (2019)															

Matriz 16. Código 3200

CÓDIGO 3200															
PRUEBAS DE PRODUCCIÓN															
<div style="border: 1px solid black; width: 300px; height: 50px; margin: 0 auto;"></div>				<table border="1"> <tr> <td style="width: 20px; background-color: blue;"></td> <td>100% < VR</td> </tr> <tr> <td style="background-color: lightgreen;"></td> <td>0% ≤ VR ≤ 100%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: yellow;"></td> <td>-35% < VR < 0%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: orange;"></td> <td>-75% < VR ≤ -35%</td> </tr> <tr> <td style="background-color: red;"></td> <td>VR ≤ -75%</td> </tr> </table>			100% < VR		0% ≤ VR ≤ 100%		-35% < VR < 0%		-75% < VR ≤ -35%		VR ≤ -75%
	100% < VR														
	0% ≤ VR ≤ 100%														
	-35% < VR < 0%														
	-75% < VR ≤ -35%														
	VR ≤ -75%														
ITEM	SUBCÓDIGO	DESCRIPCIÓN SUBCÓDIGO	TIEMPO ÓPTIMO (hr)	VALOR REAL (hr)	INDICADOR (OII)										
1	3201	Prueba de Producción	1.0												
2	3202	Prueba de InYección	1.0												
Lugo & Parra (2019)															

ANEXO C.

MATRIZ EVALUADA PARA LOS POZOS APIAY 11 Y APIAY 26

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
1	APIAY 11	1000	1005	1	1.50	-50
2	APIAY 11	1000	1005	1	6.00	-500
3	APIAY 11	1000	1007	2	2.00	0
4	APIAY 11	1000	1012	2	0.50	75
5	APIAY 11	1000	1012	2	1.00	50
6	APIAY 11	1100	1103	0.5	0.50	0
7	APIAY 11	1100	1103	0.5	1.00	-100
8	APIAY 11	1100	1103	0.5	0.50	0
9	APIAY 11	1100	1103	0.5	0.50	0
10	APIAY 11	1100	1104	0.5	2.50	-400
11	APIAY 11	1100	1104	0.5	3.50	-600
12	APIAY 11	1100	1104	0.5	2.50	-400
13	APIAY 11	1100	1104	0.5	0.50	0
14	APIAY 11	1100	1104	0.5	3.50	-600
15	APIAY 11	1100	1105	1.5	1.00	33
16	APIAY 11	1100	1105	1.5	2.50	-67
17	APIAY 11	1100	1105	1.5	0.50	67
18	APIAY 11	1100	1105	1.5	3.50	-133
19	APIAY 11	1100	1105	1.5	0.50	67
20	APIAY 11	1100	1105	1.5	2.50	-67
21	APIAY 11	1100	1105	1.5	2.50	-67
22	APIAY 11	1100	1105	1.5	2.50	-67
23	APIAY 11	1100	1105	1.5	4.00	-167
24	APIAY 11	1100	1105	1.5	3.50	-133
25	APIAY 11	1100	1106	1	1.50	-50
26	APIAY 11	1100	1106	1	6.00	-500
27	APIAY 11	1100	1106	1	6.50	-550
28	APIAY 11	1100	1106	1	2.50	-150
29	APIAY 11	1100	1114	0.5	1.50	-200
30	APIAY 11	1100	1118	0.5	1.00	-100
31	APIAY 11	1100	1118	0.5	0.50	0
32	APIAY 11	1100	1118	0.5	0.50	0
33	APIAY 11	1100	1118	0.5	1.50	-200
34	APIAY 11	1100	1119	1	1.00	0
35	APIAY 11	1100	1120	0.5	0.50	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
36	APIAY 11	1100	1120	0.5	1.00	-100
37	APIAY 11	1100	1121	1	1.50	-50
38	APIAY 11	1100	1121	1	1.00	0
39	APIAY 11	1100	1122	1	1.00	0
40	APIAY 11	1100	1123	0.5	2.00	-300
41	APIAY 11	1100	1126	0.5	0.50	0
42	APIAY 11	1100	1127	1	0.50	50
43	APIAY 11	1100	1127	1	0.50	50
44	APIAY 11	1100	1127	1	0.50	50
45	APIAY 11	1100	1127	1	1.50	-50
46	APIAY 11	1100	1129	1	1.00	0
47	APIAY 11	1100	1129	1	1.00	0
48	APIAY 11	1100	1129	1	1.00	0
49	APIAY 11	1100	1129	1	2.00	-100
50	APIAY 11	1100	1137	1	3.00	-200
51	APIAY 11	1100	1137	1	2.00	-100
52	APIAY 11	1100	1137	1	1.50	-50
53	APIAY 11	1100	1137	1	1.00	0
54	APIAY 11	1100	1137	1	1.50	-50
55	APIAY 11	1100	1137	1	1.50	-50
56	APIAY 11	1100	1137	1	1.50	-50
57	APIAY 11	1100	1140	1	1.50	-50
58	APIAY 11	1100	1140	1	1.00	0
59	APIAY 11	1100	1140	1	3.50	-250
60	APIAY 11	1100	1140	1	5.50	-450
61	APIAY 11	1100	1140	1	5.00	-400
62	APIAY 11	1100	1140	1	2.00	-100
63	APIAY 11	1100	1140	1	3.50	-250
64	APIAY 11	1100	1140	1	2.00	-100
65	APIAY 11	1100	1140	1	2.00	-100
66	APIAY 11	1100	1140	1	4.50	-350
67	APIAY 11	1100	1140	1	2.00	-100
68	APIAY 11	1100	1143	1.5	4.50	-200
69	APIAY 11	1100	1143	1.5	4.00	-167
70	APIAY 11	1100	1143	1.5	11.00	-633
71	APIAY 11	1100	1144	0.5	1.00	-100
72	APIAY 11	1100	1144	0.5	11.00	-2100
73	APIAY 11	1100	1144	0.5	0.50	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
74	APIAY 11	1100	1144	0.5	6.00	-1100
75	APIAY 11	1100	1144	0.5	3.50	-600
76	APIAY 11	1100	1144	0.5	3.50	-600
77	APIAY 11	1100	1144	0.5	0.50	0
78	APIAY 11	1100	1144	0.5	1.50	-200
79	APIAY 11	1100	1144	0.5	3.00	-500
80	APIAY 11	1100	1144	0.5	4.00	-700
81	APIAY 11	1100	1144	0.5	4.50	-800
82	APIAY 11	1100	1148	1	12.50	-1150
83	APIAY 11	1100	1148	1	1.50	-50
84	APIAY 11	1100	1148	1	3.00	-200
85	APIAY 11	1100	1152	0.5	1.00	-100
86	APIAY 11	1100	1152	0.5	0.50	0
87	APIAY 11	1100	1152	0.5	1.00	-100
88	APIAY 11	1100	1152	0.5	0.50	0
89	APIAY 11	1100	1152	0.5	1.00	-100
90	APIAY 11	1100	1153	1	1.00	0
91	APIAY 11	1100	1157	1	2.00	-100
92	APIAY 11	1100	1157	1	2.00	-100
93	APIAY 11	1100	1157	1	1.00	0
94	APIAY 11	1100	1157	1	1.00	0
95	APIAY 11	1100	1165	1.5	6.00	-300
96	APIAY 11	1100	1165	1.5	3.00	-100
97	APIAY 11	1100	1165	1.5	0.50	67
98	APIAY 11	1100	1165	1.5	2.00	-33
99	APIAY 11	1100	1165	1.5	7.50	-400
100	APIAY 11	1100	1165	1.5	1.50	0
101	APIAY 11	1100	1165	1.5	3.00	-100
102	APIAY 11	1100	1165	1.5	4.50	-200
103	APIAY 11	1100	1165	1.5	5.00	-233
104	APIAY 11	1200	1204	1	4.00	-300
105	APIAY 11	1200	1204	1	2.50	-150
106	APIAY 11	1200	1204	1	1.50	-50
107	APIAY 11	1200	1204	1	4.50	-350
108	APIAY 11	1200	1204	1	0.50	50
109	APIAY 11	1200	1205	1	3.50	-250
110	APIAY 11	1200	1212	0.5	1.50	-200
111	APIAY 11	1200	1212	0.5	0.50	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
112	APIAY 11	1200	1214	1	1.00	0
113	APIAY 11	1200	1216	3	5.00	-67
114	APIAY 11	1300	1301	1	1.00	0
115	APIAY 11	1400	1402	1	1.50	-50
116	APIAY 11	1400	1402	1	1.50	-50
117	APIAY 11	1400	1402	1	2.00	-100
118	APIAY 11	1400	1402	1	2.00	-100
119	APIAY 11	1400	1406	0.5	1.50	-200
120	APIAY 11	1400	1406	0.5	3.50	-600
121	APIAY 11	1400	1406	0.5	3.00	-500
122	APIAY 11	1400	1406	0.5	1.00	-100
123	APIAY 11	1400	1406	0.5	1.00	-100
124	APIAY 11	1400	1408	1	5.00	-400
125	APIAY 11	1400	1408	1	1.00	0
126	APIAY 11	1400	1408	1	1.50	-50
127	APIAY 11	1400	1408	1	0.50	50
128	APIAY 11	1400	1408	1	2.00	-100
129	APIAY 11	1400	1408	1	0.50	50
130	APIAY 11	1400	1408	1	1.50	-50
131	APIAY 11	1400	1408	1	2.00	-100
132	APIAY 11	1400	1408	1	0.50	50
133	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
134	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
135	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
136	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
137	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
138	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
139	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
140	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
141	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
142	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
143	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
144	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
145	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
146	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
147	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
148	APIAY 11	1600	1602	0.5	1.00	-100
149	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
150	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
151	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
152	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
153	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
154	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
155	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
156	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
157	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
158	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
159	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
160	APIAY 11	1600	1602	0.5	0.50	0
161	APIAY 11	1900	1902	3	3.50	-17
162	APIAY 11	1900	1903	0.5	2.50	-400
163	APIAY 11	1900	1905	0.5	0.50	0
164	APIAY 11	1900	1905	0.5	1.00	-100
165	APIAY 11	1900	1905	0.5	0.50	0
166	APIAY 11	1900	1906	1	0.50	50
167	APIAY 11	1900	1906	1	1.00	0
168	APIAY 11	1900	1906	1	1.00	0
169	APIAY 11	1900	1906	1	0.50	50
170	APIAY 11	1900	1906	1	2.00	-100
171	APIAY 11	1900	1906	1	1.00	0
172	APIAY 11	1900	1906	1	4.00	-300
173	APIAY 11	1900	1906	1	1.00	0
174	APIAY 11	1900	1906	1	4.00	-300
175	APIAY 11	1900	1907	1	2.00	-100
176	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
177	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
178	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
179	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
180	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
181	APIAY 11	1900	1908	0.5	0.50	0
182	APIAY 11	1900	1908	0.5	1.50	-200
183	APIAY 11	2000	2005	3	4.00	-33
184	APIAY 11	2000	2005	3	4.50	-50
185	APIAY 11	2000	2005	3	4.00	-33
186	APIAY 11	2000	2005	3	3.00	0
187	APIAY 11	2000	2005	3	3.00	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
188	APIAY 11	2000	2005	3	3.00	0
189	APIAY 11	2000	2010	1	3.00	-200
190	APIAY 11	2000	2011	1	2.00	-100
191	APIAY 11	2000	2011	1	1.50	-50
192	APIAY 11	2000	2011	1	1.00	0
193	APIAY 11	2000	2011	1	1.00	0
194	APIAY 11	2000	2011	1	1.50	-50
195	APIAY 11	2000	2011	1	1.00	0
196	APIAY 11	2000	2011	1	1.50	-50
197	APIAY 11	2000	2011	1	1.00	0
198	APIAY 11	2100	2108	0.5	0.50	0
199	APIAY 11	2100	2108	0.5	0.50	0
200	APIAY 11	2100	2108	0.5	0.50	0
201	APIAY 11	2100	2108	0.5	0.50	0
202	APIAY 11	2100	2108	0.5	0.50	0
203	APIAY 11	2100	2111	0.5	0.50	0
204	APIAY 11	2100	2111	0.5	1.00	-100
205	APIAY 11	2100	2111	0.5	0.50	0
206	APIAY 11	2100	2111	0.5	0.50	0
207	APIAY 11	2100	2111	0.5	0.50	0
208	APIAY 11	2900	2905	0.5	2.50	-400
209	APIAY 11	3000	3004	1	6.00	-500
210	APIAY 11	3000	3004	1	12.00	-1100
211	APIAY 11	3000	3004	1	6.00	-500
212	APIAY 11	3000	3004	1	6.00	-500
213	APIAY 11	3000	3004	1	12.00	-1100
214	APIAY 11	3000	3004	1	6.00	-500
215	APIAY 11	3000	3004	1	12.00	-1100
216	APIAY 11	3000	3004	1	3.00	-200

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
1	APIAY 26	1000	1005	1	3.00	-200
2	APIAY 26	1000	1005	1	2.00	-100
3	APIAY 26	1000	1006	2	2.00	0
4	APIAY 26	1000	1012	2	2.00	0
5	APIAY 26	1100	1101	2	1.00	50
6	APIAY 26	1100	1103	0.5	0.50	0
7	APIAY 26	1100	1103	0.5	0.50	0
8	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.00	-100
9	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.00	-100
10	APIAY 26	1100	1104	0.5	2.00	-300
11	APIAY 26	1100	1104	0.5	2.50	-400
12	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.50	-200
13	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.00	-100
14	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.50	-200
15	APIAY 26	1100	1104	0.5	1.00	-100
16	APIAY 26	1100	1105	1.5	7.50	-400
17	APIAY 26	1100	1105	1.5	0.50	67
18	APIAY 26	1100	1105	1.5	6.00	-300
19	APIAY 26	1100	1105	1.5	8.00	-433
20	APIAY 26	1100	1106	1	1.00	0
21	APIAY 26	1100	1106	1	2.00	-100
22	APIAY 26	1100	1106	1	10.00	-900
23	APIAY 26	1100	1106	1	0.50	50
24	APIAY 26	1100	1106	1	1.00	0
25	APIAY 26	1100	1106	1	6.00	-500
26	APIAY 26	1100	1106	1	2.00	-100
27	APIAY 26	1100	1106	1	2.00	-100
28	APIAY 26	1100	1106	1	4.00	-300
29	APIAY 26	1100	1106	1	7.50	-650
30	APIAY 26	1100	1106	1	1.50	-50
31	APIAY 26	1100	1106	1	6.00	-500
32	APIAY 26	1100	1120	0.5	0.50	0
33	APIAY 26	1100	1120	0.5	1.00	-100
34	APIAY 26	1100	1121	1	1.00	0
35	APIAY 26	1100	1122	1	1.00	0
36	APIAY 26	1100	1125	0.5	2.00	-300
37	APIAY 26	1100	1127	1	2.00	-100
38	APIAY 26	1100	1129	1	1.00	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
39	APIAY 26	1100	1129	1	0.50	50
40	APIAY 26	1100	1129	1	1.00	0
41	APIAY 26	1100	1129	1	1.00	0
42	APIAY 26	1100	1137	1	1.00	0
43	APIAY 26	1100	1139	1	6.00	-500
44	APIAY 26	1100	1139	1	6.00	-500
45	APIAY 26	1100	1139	1	7.50	-650
46	APIAY 26	1100	1142	0.5	1.00	-100
47	APIAY 26	1100	1144	0.5	10.00	-1900
48	APIAY 26	1100	1144	0.5	4.00	-700
49	APIAY 26	1100	1144	0.5	6.00	-1100
50	APIAY 26	1100	1148	1	7.50	-650
51	APIAY 26	1100	1148	1	12.50	-1150
52	APIAY 26	1100	1148	1	9.00	-800
53	APIAY 26	1100	1148	1	1.50	-50
54	APIAY 26	1100	1148	1	2.00	-100
55	APIAY 26	1100	1148	1	3.00	-200
56	APIAY 26	1100	1148	1	7.50	-650
57	APIAY 26	1100	1148	1	1.50	-50
58	APIAY 26	1100	1152	0.5	1.00	-100
59	APIAY 26	1100	1164	3	4.00	-33
60	APIAY 26	1200	1201	1	1.50	-50
61	APIAY 26	1200	1202	0.5	3.00	-500
62	APIAY 26	1200	1205	1	1.00	0
63	APIAY 26	1200	1205	1	4.00	-300
64	APIAY 26	1200	1205	1	2.00	-100
65	APIAY 26	1200	1214	1	1.00	0
66	APIAY 26	1200	1222	0.5	1.00	-100
67	APIAY 26	1200	1224	1	1.00	0
68	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
69	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
70	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
71	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
72	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
73	APIAY 26	1300	1301	1	1.50	-50
74	APIAY 26	1400	1402	1	1.50	-50
75	APIAY 26	1400	1402	1	2.00	-100
76	APIAY 26	1500	1506	1	1.00	0

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (Oil)
77	APIAY 26	1500	1506	1	2.50	-150
78	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
79	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
80	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
81	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
82	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
83	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
84	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
85	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
86	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
87	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
88	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
89	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
90	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
91	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
92	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
93	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
94	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
95	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
96	APIAY 26	1600	1602	0.5	0.50	0
97	APIAY 26	1700	1703	1	3.00	-200
98	APIAY 26	1700	1705	1	3.00	-200
99	APIAY 26	1700	1705	1	3.50	-250
100	APIAY 26	1700	1705	1	1.50	-50
101	APIAY 26	1700	1706	1	2.00	-100
102	APIAY 26	1700	1706	1	1.00	0
103	APIAY 26	1700	1706	1	1.00	0
104	APIAY 26	1700	1714	1	5.00	-400
105	APIAY 26	1700	1714	1	4.00	-300
106	APIAY 26	1700	1714	1	4.50	-350
107	APIAY 26	1900	1902	3	2.00	33
108	APIAY 26	1900	1902	3	5.00	-67
109	APIAY 26	1900	1903	0.5	0.50	0
110	APIAY 26	1900	1903	0.5	4.50	-800
111	APIAY 26	1900	1903	0.5	1.00	-100
112	APIAY 26	1900	1905	0.5	1.00	-100
113	APIAY 26	1900	1905	0.5	1.50	-200
114	APIAY 26	1900	1906	1	5.00	-400

Item	Pozo	Código	Subcódigo	Tiempo óptimo (hr)	Valor real (hr)	Indicador (OII)
115	APIAY 26	1900	1906	1	1.50	-50
116	APIAY 26	1900	1906	1	1.00	0
117	APIAY 26	1900	1906	1	2.50	-150
118	APIAY 26	1900	1906	1	2.50	-150
119	APIAY 26	1900	1906	1	4.00	-300
120	APIAY 26	1900	1906	1	1.00	0
121	APIAY 26	1900	1907	1	1.00	0
122	APIAY 26	2500	2507	1	1.00	0
123	APIAY 26	2500	2513	0.5	4.00	-700
124	APIAY 26	2500	2513	0.5	1.00	-100
125	APIAY 26	2500	2513	0.5	0.50	0
126	APIAY 26	2500	2513	0.5	1.50	-200
127	APIAY 26	2500	2517	2	2.00	0
128	APIAY 26	2900	2908	1	3.00	-200
129	APIAY 26	3000	3003	2	2.00	0
130	APIAY 26	3000	3004	1	4.00	-300
131	APIAY 26	3000	3005	2	2.00	0
132	APIAY 26	3000	3006	2	3.00	-50