



FACULTAD DE POSGRADO

EVALUACIÓN DE LAS DESVIACIONES DE COSTOS EJECUTADOS DE LAS OPERACIONES
DE WORKOVER DE POZOS PETROLEROS EN EL BLOQUE ABC

Trabajo de Titulación presentado en conformidad con los requisitos establecidos
para optar por el título de Magíster en Dirección de Operaciones
y Seguridad Industrial

Profesor Guía

MBA. David Vicente Alvarado Yépez

Autor

Juan Sebastián Donoso Navas

Año
2017

DECLARACIÓN DEL PROFESOR GUÍA

“Declaro haber dirigido este trabajo a través de reuniones periódicas con el estudiante, orientando sus conocimientos y competencias para un eficiente desarrollo del tema escogido y dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”

David Vicente Alvarado Yépez
Master of Business Administration
CC.1715589865

DECLARACIÓN DEL PROFESOR CORRECTOR

“Declaro haber revisado haber revisado este trabajo, dando cumplimiento a todas las disposiciones vigentes que regulan los Trabajos de Titulación”.

Natalia Alexandra Montalvo Zamora
Master en Administración de Empresas
CC.1803540598

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DEL ESTUDIANTE

“Declaro que este trabajo es original, de mi autoría, que se han citado las fuentes correspondientes y que en su ejecución se respetaron las disposiciones legales que protegen los derechos de autor vigentes”

Juan Sebastián Donoso Navas
CC.1717115701

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por la salud para poder culminar otra meta más en mi vida.

A mi madre Beatriz por el apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, por sus consejos y valores sembrados en mí, para ser un buen ser humano.

A mi tía Mercedes por ser el soporte de mi vida y por su compañía diaria.

A los docentes de la UDLA por compartir su conocimiento y experiencias laborales en cada asignatura.

Al MBA David Alvarado por su tiempo y orientación en el trabajo de titulación como tutor.

A la empresa Petroamazonas EP por su apertura

DEDICATORIA

A Dios, a mi madre Beatriz, a mis tías Carmela y Mercedes, a mi novia Karina por todo su apoyo diario hacia mí, para lograr culminar esta maestría.

RESUMEN

Tesis sobre reacondicionamiento de pozos petroleros, específicamente en costos. El objetivo general es evaluar las desviaciones de los costos ejecutados con respecto a los costos planificados de las operaciones de workover del bloque ABC. Problema identificado variabilidad entre el valor presupuestado, la certificación presupuestaria y el costo ejecutado. Adicional el tiempo y el costo que demanda un trabajo de workover, las diversas operaciones que intervienen, utilizando servicios y materiales por cada operación según el tipo de trabajo encaminado a cumplir con el objetivo del reacondicionamiento. La hipótesis dice: La supervisión operacional y monitoreo de costos diarios dará alertas oportunas cuando se evidencia un desfase en las gráficas de tiempo. Marco teórico: Descripción y ubicación del campo ABC, tipos de pozos petroleros, planificación y desviación de costos y toma de decisiones. Marco metodológico: Explicativo busca localizar razones o causas que originan ciertos fenómenos. Se razona causa – efecto de las variables. Conclusión: Se determinó el porcentaje de desviación en trabajos de workover clasificados por Capex y Opex, con la estrategia propuesta se dará alertas oportunas cuando se observe un desfase en las curvas de tiempo, de tal manera que se llevará un mejor control en los tiempos operativos. Recomendación: Conservar la clasificación de pozos por tipo de workover mediante una política, se sugiere que los directivos garanticen el cumplimiento de la propuesta y capacitar al personal en cuanto a la estrategia propuesta para su implementación.

ABSTRACT

The Thesis is about workover, specifically in costs. The main goal is evaluation deviation in costs incurred from the planned costs of the workover in ABC Block. Problems identified: variability between cost planning and real costs. Additional time and cost that requires a workover, the various operations involved, using services and materials for each operation according to the type of work aimed at fulfilling the goal workover. The hypothesis says: Operational supervision and monitoring of daily costs will give timely warnings when there is evidence of an offset in the time charts. Theoretical Frame: Description and location of the ABC field, types of oil wells, planning and cost deviation and decision making. Methodological Frame: Explanatory to study the why of things, facts, phenomena and situations. We analyze cause and effect of the relationship between variables. Conclusion: The percentage of deviation in workover jobs classified by Capex and Opex was determined, with the proposed strategy will give timely alerts when a time lag in the time curves is observed, so that it will take a better control in the operational times. Recommendation: Maintaining the classification of wells by type of workover through a policy, it is suggested that the managers guarantee the fulfillment of the proposal and train the personnel in the proposed strategy for its implementation.

INDICE

INTRODUCCIÓN	1
1. CAPITULO I. SITUACIÓN ACTUAL.....	3
1.1. Antecedentes	3
1.2 Planteamiento del problema	4
1.3 Alcance	5
1.4 Justificación	5
1.5. Objetivos	6
1.5.1. Objetivo general.....	6
1.5.2. Objetivos específicos.....	6
1.6. Hipótesis.....	7
1.7. Metodología aplicada	7
2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Descripción y ubicación del campo ABC.....	8
2.1.1. Geología del Campo	9
2.1.2. Características de Yacimiento	10
2.2. Características y componentes del petróleo.....	12
2.2.1. Pozo petrolero.....	14
2.2.2. Perforación direccional	17
2.2.3. Completación.....	19
2.2.4. Reacondicionamiento (Workover).....	21
2.3. Costos.....	31
2.3.1. Planificación de costos	33
2.3.2. Desviaciones de costos	35
2.3.3. Punto crítico.....	37
2.3.4. Costo promedio.....	37
2.3.5. Toma de decisiones.....	38

3. CAPÍTULO III. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA REFERENTE AL PROBLEMA PLANTEADO.....	41
3.1. Actividades para seleccionar un pozo para un reacondicionamiento.	41
3.1.1. Análisis geológico y del reservorio.....	41
3.1.2. Historial de perforación y completación.	41
3.1.3. Historial de producción	42
3.1.4. Histórico de reacondicionamientos.	42
3.1.5. Esquema mecánico actual del pozo.	42
3.1.6. Programa de reacondicionamiento	42
3.1.7. Costos estimados.	42
3.2. Análisis de los costos ejecutados de workover.....	43
3.2.1. Desviación de costos ejecutados con respecto a lo planificado.	43
3.2.2. Puntos críticos	47
3.2.3. Costo promedio.....	48
4. CAPÍTULO IV. DISEÑO DE LA PROPUESTA.....	49
4.1. Propuesta de mejora	49
4.2. Aplicación de herramienta técnica	53
4.3. Diseño implementación / plan de acción	58
4.4. Discusión de resultados.	70
5. CAPÍTULO V. ANALISIS COSTO – BENEFICIO	71
5.1. Beneficios.	71
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	72
6.1. Conclusiones.....	72
6.2. Recomendaciones	72
REFERENCIAS.....	74
ANEXOS	76

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Campo ABC.....	9
Figura 2. Columna estratigráfica.	9
Figura 3. Esquema de un reservorio de petróleo	13
Figura 4. Tipos de pozos.....	16
Figura 5. Tipos Básicos de Equipos de Perforación.....	18
Figura 6. Esquema de taladro de perforación	19
Figura 7. Métodos de completación	20
Figura 8. Sistemas de levantamiento	21
Figura 9. Proceso esquemático de W.O.....	22
Figura 10. Torre de workover	23
Figura 11. Cambio de zona	24
Figura 12. Fracturamiento	25
Figura 13. Conversión a pozo Reinyector	25
Figura 14. Pulling BES	26
Figura 15. Pulling BES con cañoneo o disparo	26
Figura 16. Pulling BES con RE - cañoneo o Re disparo	27
Figura 17. Estimulación.....	27
Figura 18. Squeeze	28
Figura 19. Conversión de sistema de levantamiento.....	28
Figura 20. Pulling BES con pesca.....	28
Figura 21. Alimentación adelantada, retroalimentación y replanificación.	34
Figura 22. El proceso de la decisión	39
Figura 23. Los líderes de los equipos especiales son miembros del grupo de decisión	40
Figura 24. Diagrama actual de flujo para seleccionar un pozo para un workover.....	41
Figura 25. Desviación de costos – Cambio de zona.	43
Figura 26. Desviación de costos – Cambio de sistema.....	44
Figura 27. Desviación de costos – Fracturamiento	45
Figura 28. Desviación de costos – Pulling.....	46
Figura 29. Desviación de costos – Estimulación.	46

Figura 30. Tiempos, servicios y material por cada operación según el programa de W.O	50
Figura 31. Formato propuesto – Monitoreo de costos.....	52
Figura 32. Esquema Ishikawa; problemas identificados en las desviaciones de costos ejecutados.	54
Figura 33. Matriz de Relación y Priorización en las desviaciones de costos ejecutados.....	55
Figura 34. Diagrama de Pareto de las desviaciones de costos ejecutados.	56
Figura 35. Diagrama de Pareto de las desviaciones de costos ejecutados.	57
Figura 36. Ubicación del pozo X.....	59
Figura 37. Evaluación petrofísica del pozo X.	59
Figura 38. Correlación del pozo X.	60
Figura 39. Historial de reacondicionamiento del pozo X.	62
Figura 40. Esquema mecánico del pozo X.....	63
Figura 41. Programa de reacondicionamiento del pozo X.....	64
Figura 42. Presupuesto pozo X.....	65
Figura 43. Tiempos planeados de operación del pozo X	66
Figura 44. Fecha de inicio del workover del pozo X	66
Figura 45. Tiempos ejecutados de operación del pozo X.....	67
Figura 46. Avance físico de workover del pozo X.....	67
Figura 47. Costo presupuestado de workover del pozo X.....	68
Figura 48. Costo diarios ejecutados del pozo X.	69
Figura 49. Avance financiero de workover del pozo X.	69

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del reservorio y fluidos del Campo ABC.....	12
Tabla 2. Componentes gaseosos del petróleo	13
Tabla 3. Elementos de un petróleo.....	14
Tabla 4. <i>Gravedad API</i>	14
Tabla 5. Costo promedio (Capex – Opex).....	48
Tabla 6. Matriz de diseño implementación y Plan de acción.....	58
Tabla 7. Historial de producción del pozo X.	61

INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso que aporta a la economía mundial, por lo tanto es importante establecer estrategias que permita optimizar la producción de manera eficiente y económicamente viable. La industria petrolera consta de cinco fases que son la exploración, explotación, transporte, comercialización y refinación.

En el año 1972 inicia la industria petrolera en el Ecuador con el descubrimiento de hidrocarburos en las diferentes arenas de la cuenca oriente.

El Campo ABC fue descubierto por la empresa TEXACO en el año 1969, y puesto en producción en el año 1972 hasta el año 1976 donde CEPE – TEXACO continua con la operación hasta el año 1989, después el campo pasa a PETROPRODUCCIÓN el cual opera hasta el año 2009, posteriormente Operaciones Río Napo CEM –ORNCEM- tomó operaciones formales hasta el 31 de julio del 2016 y finalmente desde el 01 de agosto del 2016 PETROMAZONAS EP se encarga de las operaciones del activo.

Existen tres etapas de un pozo petrolero, perforación, completación y reacondicionamiento (llamado en ingles workover), los reacondicionamientos generalmente se los realiza cuando se tiene bajo aporte de petróleo por incremento de BSW (Basic Sediments and Water).

Dentro de los pozos de reacondicionamiento se dispone de pozos de inversión entre ellos están los de cambio de zona y reactivación de pozos cerrados, fracturamiento, cambio de sistema y considerados como pozos de gasto a cambio de BES (Pulling), redisparo, squeeze, estimulación y trabajos sin torre.

Los costos ejecutados de los pozos reacondicionados tiene variación con la certificación presupuestaria solicitada por lo tanto se requiere tener un control de las operaciones y los costos asociados a los pozos que ingresan a reacondicionamiento.

Por lo expuesto el presente proyecto tiene como objetivo elaborar un procedimiento para planificar el costo de las operaciones asociadas al workover de un pozo petrolero.

Con el desarrollo del procedimiento se busca contribuir con la productividad de la empresa, ya que se logrará tener un costeo de pozo reacondicionado con desviaciones menores, haciendo que el presupuesto sea más exacto y preciso.

De igual forma se logrará construir curvas de tiempo de las operaciones y costos diarios ejecutados para observar las desviaciones, y poder dar alertas oportunas para la toma de decisiones.

De esta manera permitiría planificar, controlar y evaluar de manera verás y eficiente el costo del workover de un pozos petrolero, permitiendo optimizar y priorizar los recursos del proyecto de reacondicionamiento, reduciendo los sobre costos incurridos en re-procesos durante la ejecución del mismo.

1. CAPITULO I. SITUACIÓN ACTUAL

1.1. Antecedentes

El reacondicionamiento son todos los trabajos que se ejecutan en un pozo productor, al tener un incremento del BSW o a la vez un decrecimiento de la presión de reservorio, por lo cual se requiere intervenir el pozo para cambiar el esquema mecánico con el afán de incrementar la producción o por último mantener la producción actual.

El reacondicionamiento de pozo trae consigo estudios y evaluaciones que representan costos importantes para una empresa que podrían afectar su rentabilidad económica.

El reacondicionamiento puede ser fácil o complejo, según las condiciones mecánicas del pozo y envase a los antecedentes del pozo el workover puede complicarse por imprevistos.

Los costos de un pozo de reacondicionamiento están asociados a los diferentes servicios y materiales a utilizarse en las operaciones.

Con relación a los costos estimados, se debería partir de un costo promedio referencial por cada tipo de reacondicionamiento y considerar según el programa propuesto para el workover del pozo.

La Gerencia de Planificación y Control de Gestión (Rio Napo Campania de Economía Mixta - 2015) designa a un colaborador para controlar el proyecto de reacondicionamiento y realizar los respectivos análisis en cuanto al avance físico y financiero en una frecuencia mensual.

De acuerdo al informe presentado por la Gerencia de Operaciones, por medio del sistema informático "Lotus" y entregado a la Gerencia de Planificación y

Control de Gestión mediante el memorando 1X-ORNCEM-OPE-2015 se observa el avance físico de cada proyecto emprendido por su área.

En base a los reportes mensuales de ejecución financiera emitidos por la Gerencia Financiera, se evidencia que el proyecto de reacondicionamiento de pozos presenta sobre ejecución.

Se recopila la información para realizar análisis y de igual manera generar un reporte gerencial mensual mostrando los avances de cada proyecto, para conocimiento de la Gerencia General.

Cabe recalcar que toda la información es remitida a las entidades de control ARCH (Agencia de regulación hidrocarburífera), y a la SHE (Secretaria de Hidrocarburos Ecuador).

La Gerencia de Operaciones tomó conocimiento del informe anual presentado por la Gerencia Financiera, acogiendo el mismo y disponiendo que se proceda a solicitar más recursos para cubrir el valor de sobre-ejecución.

En base a lo identificado por el área de Control de Gestión, es necesario realizar un estudio sobre los costos ejecutados en las operaciones de workover, a fin de determinar las desviaciones de los costos por cada tipo de pozo.

1.2 Planteamiento del problema

Un pozo petrolero requiere un reacondicionamiento cuando su producción decrece en el transcurso del tiempo, ya sea por alto corte de agua o por bajo aporte.

En el workover las cuestiones claves son: tiempo, costo, salud, seguridad, medio ambiente y aplicación de la tecnología. Estas cuestiones claves tienen

que estar bien gestionadas para que una operación de workover salga exitoso. El desarrollo de métricas de rendimiento es un significativo en el proceso de evaluación del desempeño.

A esto se suma el tiempo y el costo significativo que requiere un trabajo de workover, las diversas operaciones que intervienen, según el tipo de reacondicionamiento, utilizando servicios y materiales.

De esta manera, este proyecto propone determinar las desviaciones de costos ejecutados en el workover. Por tanto, se ha fijado la siguiente pregunta de investigación: ¿Cuál es el procedimiento adecuado que se debe realizar para la planificación de costos para reacondicionar un pozo petrolero? La respuesta a esta pregunta ofrecerá algunas pautas que contribuirá a entender y mejorar los costos, a partir de la evaluación de los pozos reacondicionados en bloque ABC.

De aquí la importancia del estudio y análisis de los costos utilizados en el workover de pozos petroleros.

1.3 Alcance

El presente trabajo pretende ser un aporte teórico-práctico para entender las desviaciones de costos ejecutados y conocer el costo promedio por cada tipo de reacondicionamiento.

1.4 Justificación

El término workover es usado para referirse al mantenimiento y reparación del pozo en el cual se utilizan varios servicios y materiales dependiendo del tipo de reacondicionamiento que se va a realizar con el fin de mantener la producción de petróleo de los pozos.

Para llevar a cabo una operación de workover es muy importante conocer los antecedentes del pozo como: historiales de producción, historiales de

workovers y esquema mecánico, con esta información se diseña el programa de workover a desarrollarse (well planing), se debe considerar de ejecutarse las operaciones en el menor tiempo permitido para disminuir los costos de operación.

En la actualidad la industria petrolera se ha enfocado a optimizar la producción de petróleo, al menor costo y tiempo posible.

El costo de uso de torres de reacondicionamiento, servicios y materiales, requiere la búsqueda de un procedimiento para una buena planificación de costos para el desarrollo de las operaciones de workover.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general

Evaluar las desviaciones de los costos ejecutados con respecto a los costos planificados de las operaciones de workover del bloque ABC.

1.5.2. Objetivos específicos

- ✓ Identificar los tipos de pozos reacondicionados de acuerdo a su operación.
- ✓ Analizar la desviación de los costos ejecutados en el workover.
- ✓ Determinar los puntos críticos que afectan a las desviaciones de costos.
- ✓ Elaborar un procedimiento adecuado para la planificación de costos para las operaciones de workover.
- ✓ Diseñar la estrategia de la supervisión operaciones y monitoreo diario de costos en las operaciones de workover en el bloque ABC.

1.6. Hipótesis

La supervisión operacional y monitoreo de costos diarios dará alertas oportunas cuando se evidencia un desfase en las gráficas de tiempo.

1.7. Metodología aplicada

EXPLICATIVO

Mediante este tipo de investigación se establece las causas a los orígenes del fenómeno físico o social objeto del estudio. Si el estudio exploratorio intenta definir el campo del conocimiento y el descriptivo se estructura de tal manera que responde preguntas de mucho más contenido, el explicativo revela las causas de la expresión indagada; esto da al conocimiento actual un nuevo enfoque. El objetivo es conocer por qué suceden ciertos hechos, por medio de la delimitación de las relaciones causales existentes o, al menos, de las condiciones en que ella se produce. (Ospino, 2004, pág. 89).

2. CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. Descripción y ubicación del campo ABC

Descripción

El Campo ABC es un campo de mayor interés del estado ecuatoriano debido a sus reservas y su gran producción, tiene cuatro estaciones de producción: Sur, Central, Norte 1 y Norte 2, las mismas que cuentan con infraestructura de separadores, botas, tanques de lavado, tanques de almacenamiento, área de inyección de químicos.

El Campo ABC al 31 de diciembre 2016 cuenta con 232 pozos en producción de los cuales 27 pozos se encuentran produciendo por bombeo hidráulico (PPH), 203 pozos por bombeo electro sumergible (PPS), 2 pozos por bombeo mecánico (PPM). Adicionalmente en el Campo ABC se tiene 163 pozos cerrados, 6 pozos inyectoros, 10 pozos re-inyectoros y 10 pozos abandonados, sumando un total de 421 pozos perforados hasta la fecha (Departamento de Ingeniería – Campo ABC).

La producción por día está alrededor de los 71.000 barriles, es un crudo de 25°API, se obtiene de la formación Tena arena Basal Tena, de la formación Napo arena “U”, “T” y formación Hollín arena Hollín superior e inferior.

Ubicación

El Campo ABC se localiza en la provincia de Francisco de Orellana. Este campo está ubicado en la región nororiental del Ecuador, con un área superficial de 356 Km², se encuentra limitado por el Norte estructuras Palo Rojo, Eno, Ron y Vista, hacia el Sur Campo Culebra - Yulebra, al Este tenemos los campos Mauro Dávalos Cordero también Shushufindi y Aguarico y finalmente al Oeste los campos Pucuna, Paraíso y Huachito.

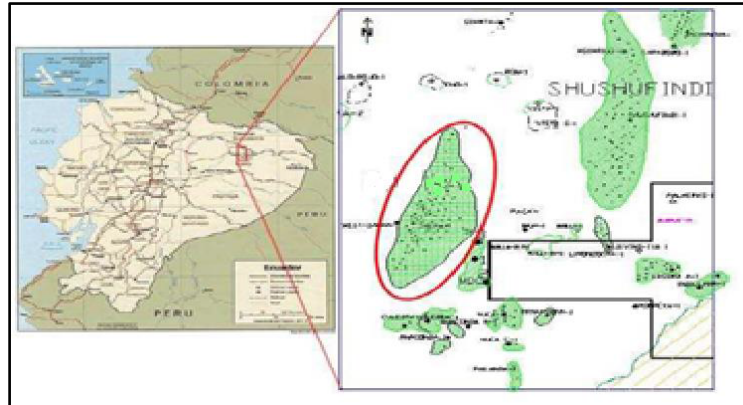


Figura 1. Ubicación Campo ABC

Tomado de: (Petroamazonas, 2010)

2.1.1. Geología del Campo

El Campo ABC geológicamente se encuentra ubicado en la cuenca sedimentaria Cretácico Napo, eje axial. La estructura se localiza en la falla de tendencia NE-SO, conectándose con la cuenca Marañón por el sur y con la cuenca Putumayo al norte, la misma que se halla en el cinturón andino al este.

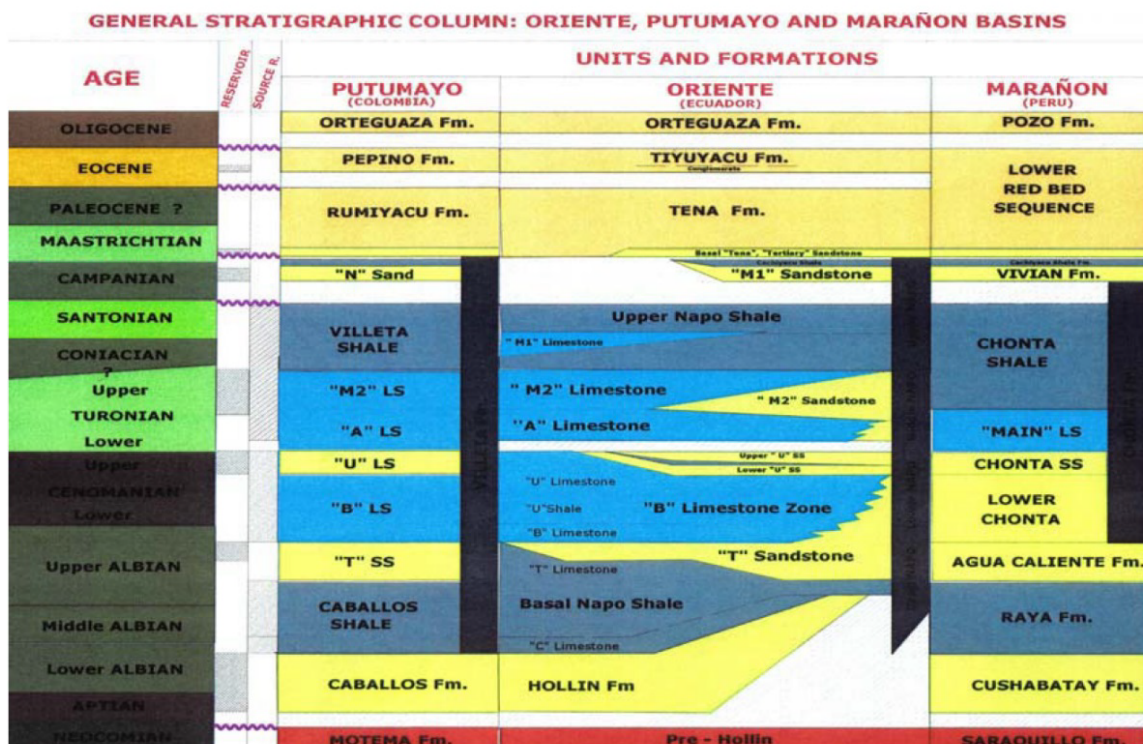


Figura 2. Columna estratigráfica.

Tomado de: (Schlumberger, 1992, pág. 65)

2.1.2. Características de Yacimiento

Yacimiento Hollín

Arenisca Hollín inferior

Es una arenisca blanca cuarzosa, de grano medio a grueso, consolidada, matriz y cemento cilicio con inclusiones locales de carbón, caolín, ámbar y ocasionalmente con intercalaciones de arcillosos y limosos.

Arenisca Hollín superior

Compuesta por arenisca cuarzosa-glaucionita, de grano fino a medio calcárea, tiene lutitas negras, calcáreas ligeramente, esquistos duros los mismos que están combinados en la estratificación con la arenisca. Comúnmente unos pocos estratos de color marrón brillante delgados, también se presenta calizas y limos calcáreos, matriz arcillosa, cemento silíceo con inserciones de clorita y glauconita.

Yacimiento Napo

Arenisca Napo T inferior

Formada por una arenisca cuarzosa, de color café claro marrón, grano medio a fino, presenta cemento silicio, conforma la selección arenosa de la serie Napo T de mayor continuidad lateral y vertical, es usualmente marrón y gris, pero en ciertas partes es verdusco debido a glauconita presente.

Arenisca Napo T superior

Levemente calcárea, está formada por una arenisca cuarzosa, de color gris, translúcida, grano muy fino a fino, de matriz calcárea con cemento calcáreo,

inserciones de glauconita. Es más discontinua está arenisca y heterogénea con la formación Napo T inferior.

Arenisca Napo U inferior

Compuesta por una arenisca cuarzosa, de color café clara - marrón, grano fino a muy fino, a veces grano medio, con cemento silicio, y presenta una fluorescencia amarillo blanquecino.

Arenisca Napo U superior

Formada por una arenisca cuarzosa, glauconíticas y arcillosas principalmente, translúcida, blanca, transparente, grano fino a muy fino, a veces grano fino a medio, con matriz calcárea, inclusiones de glauconita y piritita, cemento silicio y contiene trazas de glauconita

Yacimiento Basal Tena

Está determinada por un pequeño cuerpo de areniscas, ubicada a la entrada de la formación Napo, constituida por una arenisca cuarzosa, de color blanca amarillenta, moderadamente consolidada, tiene grano medio a fino, con estructura sub angular a sub redondeada, matriz arcillosa de grano fino a muy fino, tiene arcillas incrustadas, de gran mayoría de color rojas a marrones; pero en profundidad son de color grises y verdosas.

También contiene lutitas y limonitas muestra calcáreas, claras areniscas cuarzosas, que se ubican en la base y tope, con menor presencia de calizas arenosas, usualmente piritosas. No presenta cemento porosidad visible. Posee manchas de hidrocarburo de color café, con bajo luz ultravioleta, conserva residuo de color amarillo muy pálido, con corte muy lento en forma de nubes; pero en luz natural residuo no visible.

Propiedades del reservorio y fluido

Tabla 1.

Propiedades del reservorio y fluidos del Campo ABC.

CAMPO ABC					
ARENA	BASAL TENA	NAPO U	NAPO T	HOLLIN SUPERIOR	HOLLIN INFERIOR
PROPIEDADES DEL RESERVORIO					
Presión reservorio, Psi	1200 - 2800	1700 - 2000	1900	3300	4119
Presión de burbuja, Psi	807	1052	1310	550	78
Espesor neto promedio, ft	9	20-60	23-44	30-70	30-40
Boi, by/bn	1,1170	1,2430	1,3730	1,1330	1,1630
Porosidad, %	18	17	16	14	17
Permeabilidad, md	300	100	200	70	500
Temperatura formación, °F	181	211	216	225	225
PROPIEDADES DEL FLUIDO					
API, °	24.1	26.7	30.3	27.3	27.1
GOR, SCF/STB	150	270	436	124	24
Salinidad, PPMCL	17000 - 25000	20000 - 45000	15000 - 20000	2000	1200

Tomado de: (Petroamazonas, 2010)

2.2. Características y componentes del petróleo

Definición de petróleo

El petróleo (o aceite crudo), es una mezcla de compuestos orgánicos, viene de formaciones rocosas subterráneas, compuestas a lo largo de varios cientos de millones de años. Los estudios indican que se formó a partir de animales y plantas marinas microscópicas. Cuando estos organismos murieron en aguas de bajo contenido de oxígeno no se descompusieron. La teoría sostiene generalmente que las bacterias convirtieron las grasas de la vida marina en ácidos grasos. Por mecanismos desconocidos los ácidos se transformaron en material asfáltico denominado kerógeno. Con el pasar de millones de años, la presión, el calor y los agentes catalíticos en las rocas, convirtieron el kerógeno en petróleo y en gas. (Borgna, Di Cosimo, & Fígoli, 2001, pág. 13).

“El petróleo migra por la permeabilidad de la roca sedimentaria, misma que actúa como reservorio, sobre los cuales se encuentra otro tipo de roca impermeables que actúan como sello e impiden su escape, como puede observarse en la siguiente figura” (Borgna, Di Cosimo, & Fígoli, 2001, pág. 13).

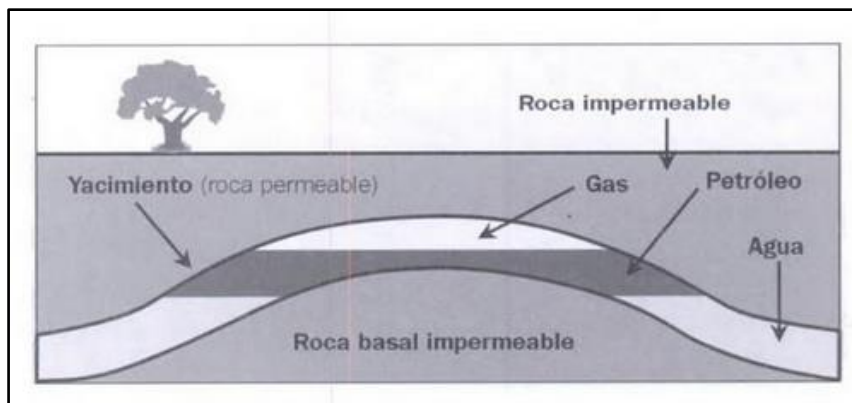


Figura 3. Esquema de un reservorio de petróleo

Tomado de: (Borgna, Di Cosimo, & Fígoli, 2001, pág. 13)

“Los depósitos de petróleo naturalmente están compuestos por productos químicos orgánicos. Cuando la mezcla química está compuesta de moléculas pequeñas esto es gas a temperaturas y presiones normales” (William & McCain, 1933, pág. 1).

Tabla 2.

Componentes gaseosos del petróleo

Gases de hidrocarburos	% Peso
Metano	70 - 98
Etano	1-10
Propano	trazas - 5
Butano	trazas - 2
Pentano	trazas - 1
Hexano	trazas - 1/2
Heptano +	trazas - 1/2

Tomado de: (William & McCain, 1933, pág. 2)

Tabla 3.
Elementos de un petróleo

Elemento	% Peso
Carbono	84 - 87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0,06 - 2,0
Nitógeno	0,1 - 2,0
Oxígeno	0,1 - 2,0

Tomado de: (William & McCain, 1933, pág. 3)

La gravedad API (Instituto de Petróleo de Norteamérica), ofrece la escala estándar para describir y clasificar el petróleo como crudo basado en su gravedad específica (medido a 60°F (15.6°C)).

Podemos calcular el grado API de la siguiente manera:

$$API = \frac{141.5}{G^{60/60}} - 131.5$$

Podemos clasificar al grado API según la siguiente tabla.

Tabla 4.
Gravedad API

Tipo de Hidrocarburo	Gravedad API
Petróleo liviano	30- 35
Petróleo mediano	< 30
Petróleo pesado	< 20
Petróleo extra pesado	10 - 15
Bitumen	5 - 10

Tomado de: (James & Speight, 2011, pág. 109)

2.2.1. Pozo petrolero

Está constituido por secciones perforadas a diferentes profundidades, hasta alcanzar el yacimiento petrolífero.

Clases de pozos

Exploratorios: se perfora para ratificar el modelo geológico, mediante modelos geofísicos, también para determinar la existencia de hidrocarburos en la estructura.

Desarrollo: se perfora en un yacimiento ya delimitado.

Avanzada: se perfora cerca de otro ya productor para delimitar los límites del yacimiento.

Tipos de pozos

- ✓ Pozos verticales
- ✓ Pozos direccionales (Tipo "J", "S")
- ✓ Pozos horizontales (Radio largo, mediano y corto)
- ✓ Pozos multilaterales

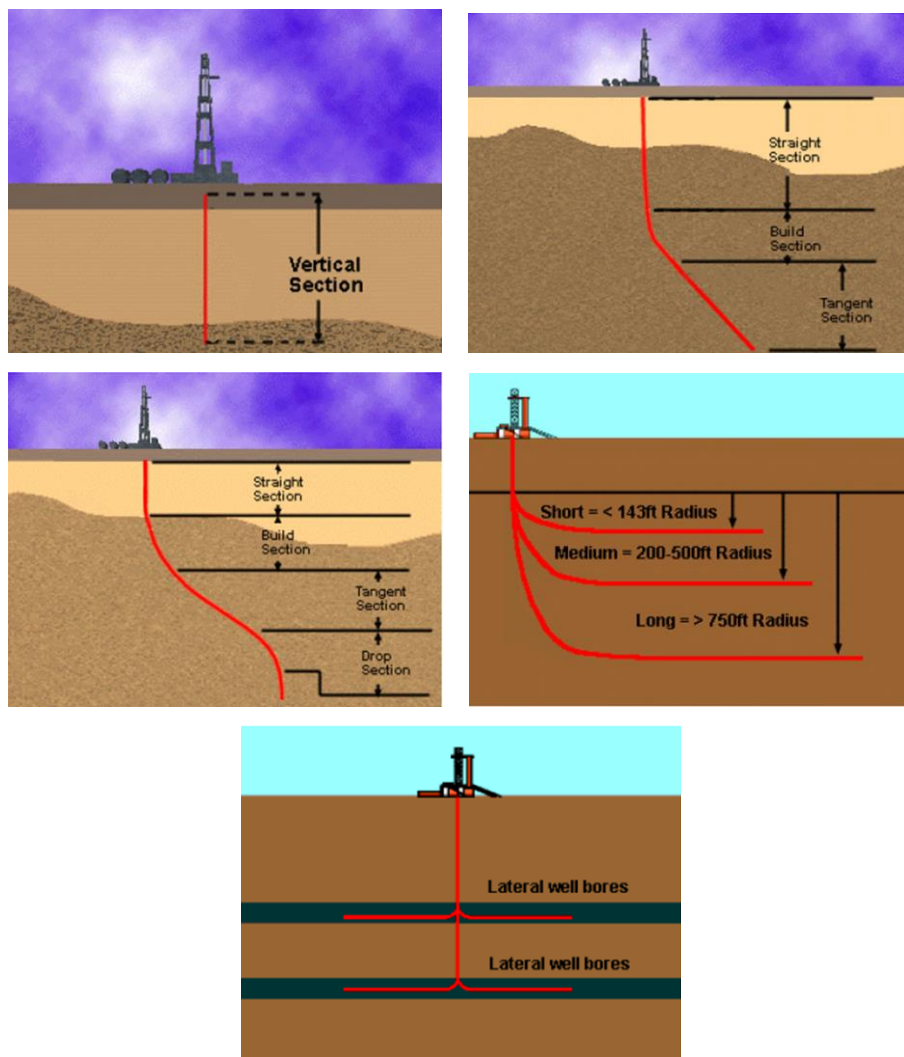


Figura 4. Tipos de pozos.

Tomado de: (Schlumberger, 2001, págs. 16,36,37)

2.2.2 Perforación

Se perforan pozos exploratorios con data geológica y las prospecciones geofísicas, el pozo de descubrimiento se lo denomina cuando se encuentra petróleo o gas, y para determinar la forma aproximada del yacimiento se construye pozos de desarrollo, mismos que se perforan para producir petróleo y gas.

2.2.2. Perforación direccional

“La Perforación Direccional se define como la práctica de controlar la inclinación y la dirección del agujero del pozo hacia un objetivo subterráneo predeterminado” (Weatherford, 2010, pág. 2).

Equipos de perforación

El equipo de perforación está compuesto por un sistema electromecánico, el cual dispone de una torre.

Se maneja taladros de perforación para el primer proceso denominado perforación de pozos, el cual consiste en construir un hueco desde la superficie hasta llegar a la estructura petrolífera.

Las infraestructuras de equipos de perforación pueden ser:

- ✓ Taladro de tierra (1)
- ✓ Barcaza (2)
- ✓ Plataformas Auto – Elevables (3)
- ✓ Plataforma asistida (4)
- ✓ Semi - Submergible (5)
- ✓ Barco de perforación (6)



Figura 5. Tipos Básicos de Equipos de Perforación
Tomado de: (Schlumberger, 2004, págs. 5-7)

Sistemas de perforación y sus componentes.

Los sistemas que forman parte del taladro de perforación son:

- ✓ Sistema de Elevación
- ✓ Sistema de Circulación
- ✓ Sistema Rotario
- ✓ Sistema de Generación de Potencia
- ✓ Sistema de Prevención de Reventones

Para la perforación de un pozo petrolero se utiliza: Taladros de Perforación, brocas, direccionales, fluidos de perforación, control de sólidos, litología, ccementación y tubería drill pipe, drill collar.

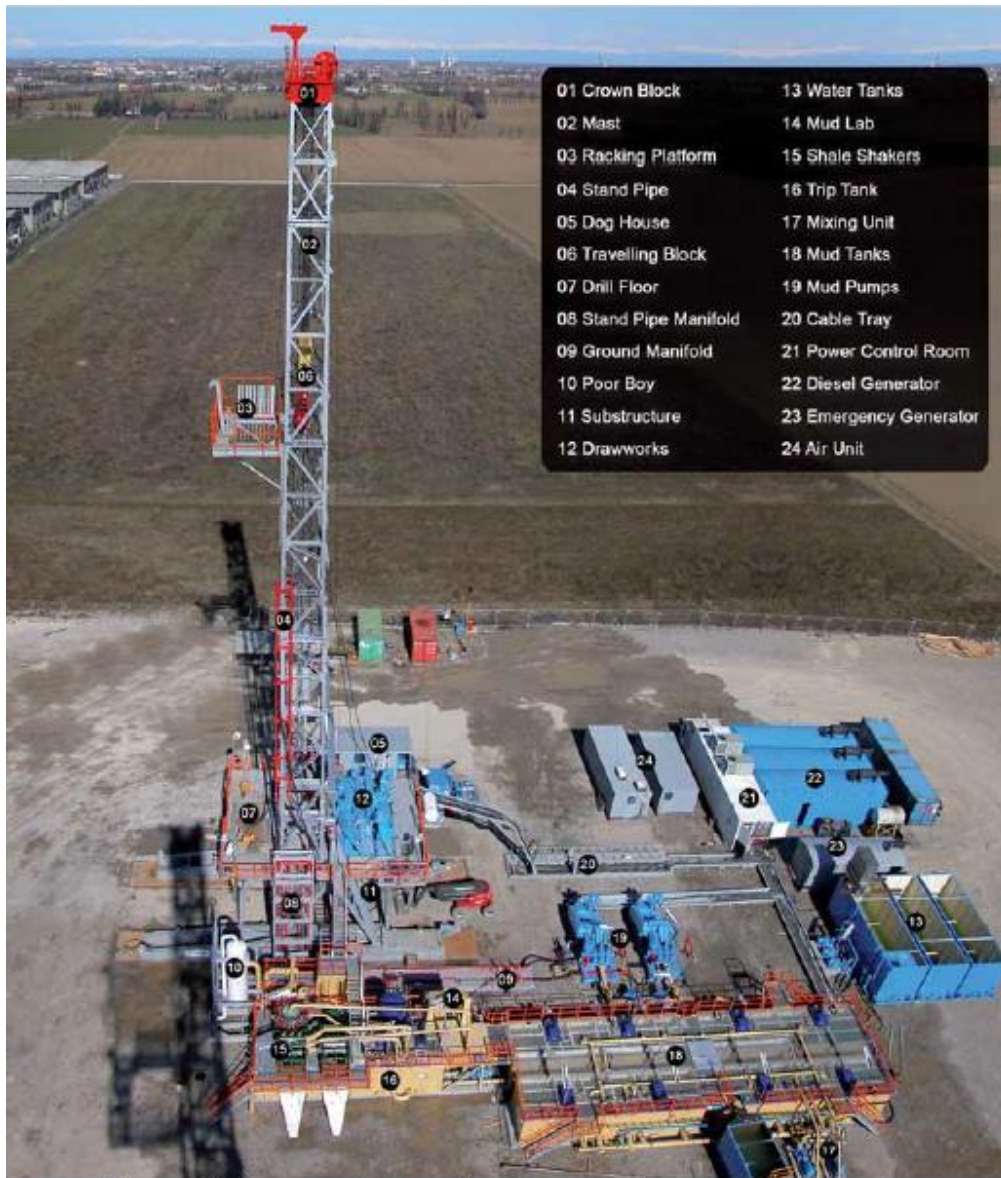


Figura 6. Esquema de taladro de perforación

Tomado de: (Drillmec, 2013, pág. 7)

2.2.3. Completación

Las completaciones no es más que la interface entre los reservorios y los equipos de superficie. El diseño de una completación se lo realiza después que un pozo fue perforado y se convertir en un conducto para la producción o inyección de fluido. En algunas áreas los pozos pueden producir por flujo natural porque tienen suficiente presión del reservorio y no requiere de una completación hasta el momento que la presión de reservorio no sea suficiente

para transportar el fluido a superficie. Sin embargo, a medida que nos aventuramos en áreas más hostiles como en mar profundo o en el ártico, implica desafíos por lo tanto se necesitan completaciones las mismas que se vuelven más complejas. (Bellarby, 2009, pág. 1).

Existen varias completaciones entre ellas tenemos:

- ✓ Sencilla
- ✓ Doble
- ✓ Selectiva

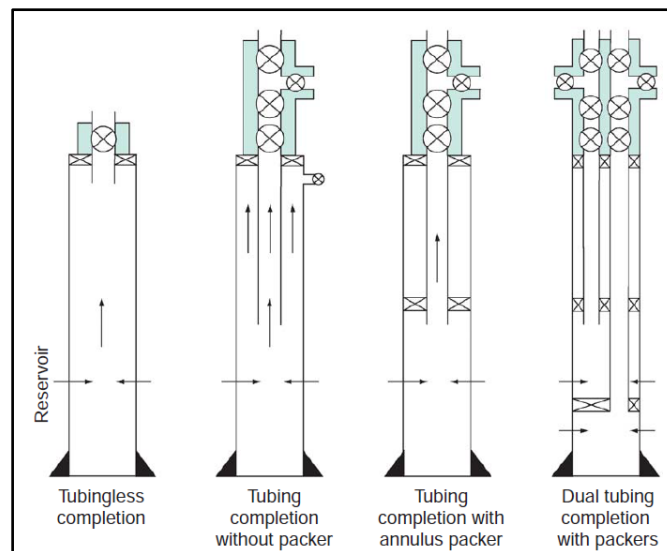


Figura 7. Métodos de completación

Tomado de: (Bellarby, 2009, pág. 12)

Por otra parte se diseña el sistema de levantamiento según la configuración mecánica, los más usados en el oriente ecuatoriano son:

- ✓ Bombeo electromergible, (BES), está configurada por un sensor, motor, intake, bombas y descarga. Las bombas contienen multietapas en su interior, son promovidas por un motor eléctrico, que es alimentado desde superficie a través de cable de potencia. (Baker, Hughes, 2005)
- ✓ Bombeo Hidráulico, utiliza bomba Jet Claw, está aplica la ley de pascal “la presión aplicada sobre cualquier parte de un líquido contenido se

transmite con igual intensidad, a cada porción del fluido y a las partes del recipiente que lo contienen”, (Sertecpet, 2010)

- ✓ Bombeo Mecánico, está conformada por varillas, bombas en el pozo, unidades de bombeo, y maneja capacidades de volumen bajo a medio. (Weatherford, 2006)

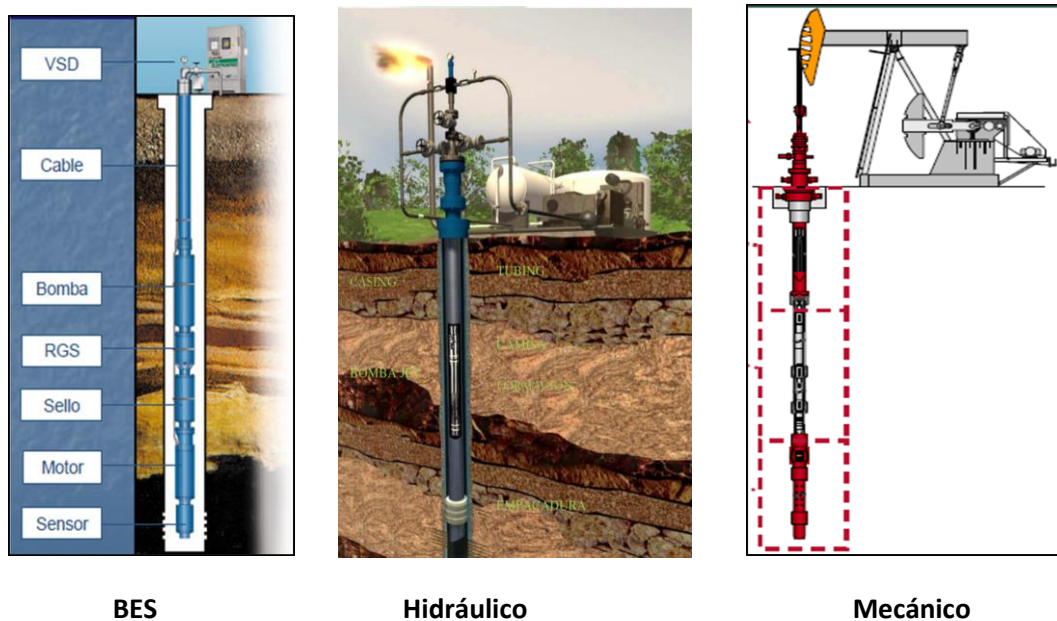


Figura 8. Sistemas de levantamiento

Tomado de: (Baker, Hughes, 2005, pág. 1); (Sertecpet, 2010, pág. 12); (Weatherford, 2006, pág. 9)

2.2.4. Reacondicionamiento (Workover).

El término workover se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo para mantener, restaurar o mejorar la productividad. Las operaciones de workover pueden incluir trabajos tales como reemplazar tuberías dañadas, re cañonear a una zona más alta, acidificaciones para daños de formación, taponamiento y abandono de una zona, etc. (Schlumberger , 2003, pág. 1).

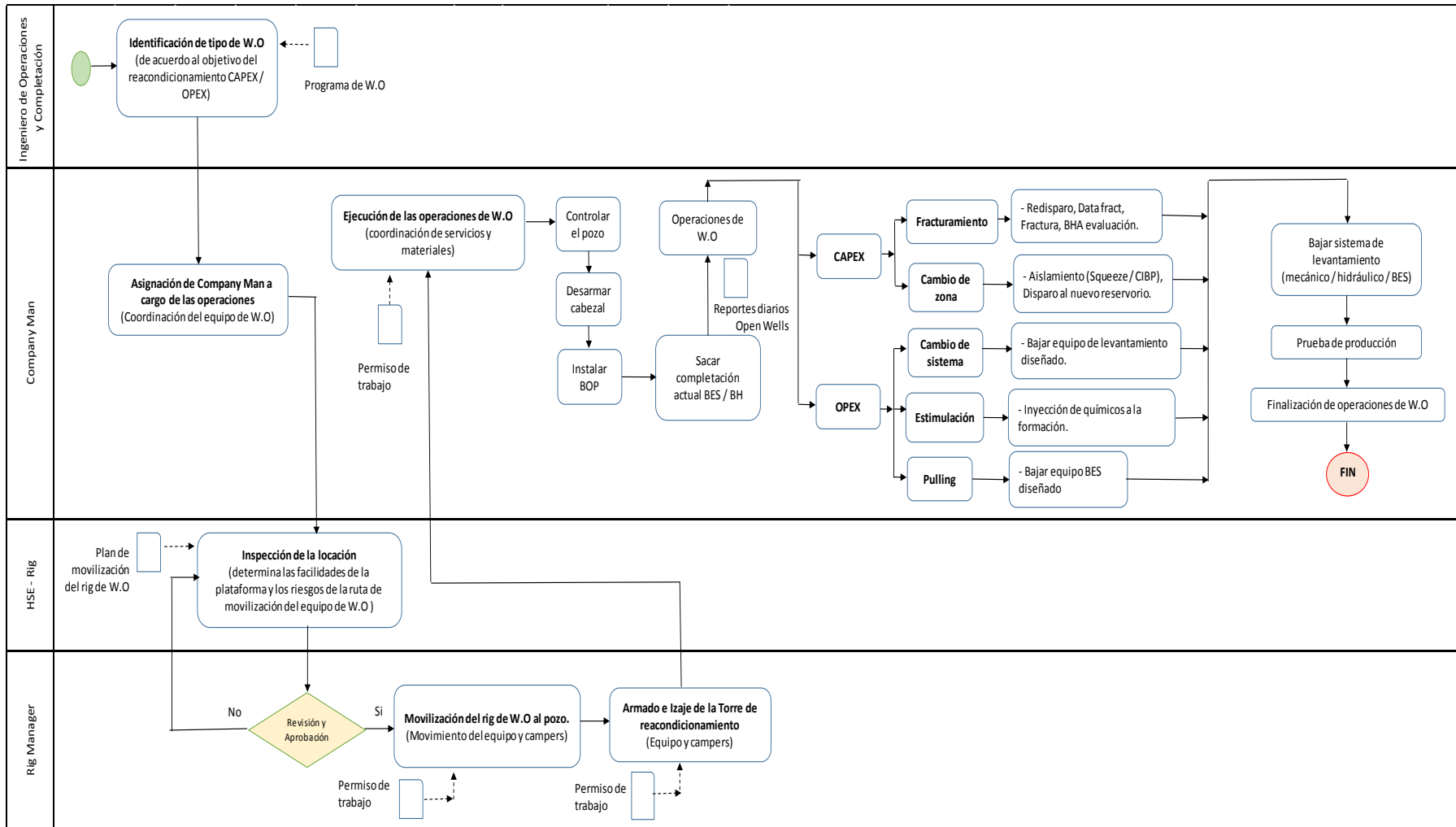


Figura 9. Proceso esquemático de W.O

2.2.4.1. Equipos de Workover

Los sistemas que forman parte del taladro de reacondicionamiento son:

- ✓ Sistema de Elevación
- ✓ Sistema de Circulación
- ✓ Sistema Rotario
- ✓ Sistema de Generación y Trasmisión
- ✓ Sistema de Prevención de Reventones



Figura 10. Torre de workover

Tomado de: (Naibors, 2016, pág. 3)

2.2.4.2. Trabajos de reacondicionamiento

El reacondicionamiento se refiere a las operaciones de workover realizadas a través del cabezal de producción con la tubería de producción en su lugar. Esta operación también se conoce como "intervención de pozo". Se pueden usar coiled tubing de diferentes diámetros, wireline, entre otros trabajos. Muchas de las operaciones son similares en trabajos de workover, pero están limitadas por el diámetro interno de la completación. (Schlumberger , 2003, pág. 1).

2.2.4.2.1. Trabajos Capex

“Definición CAPEX: Capital Expenditures: Gastos de Capital que generan beneficios futuros. Los proyectos de CAPEX son Cambio de Zona, Fracturamiento, Conversión a pozo inyector y Abandono definitivo” (Petroamazonas, 2014, pág. 5).

Cambio de Zona: Es cuando una zona no es económicamente rentable “A” (alto corte de agua, bajo aporte de crudo) se propone un cambio de formación en base a los registros eléctricos de reservas probadas de las otras arenas “B”, incrementando significativamente la producción del pozo. (Petroamazonas, 2014, pág. 5).

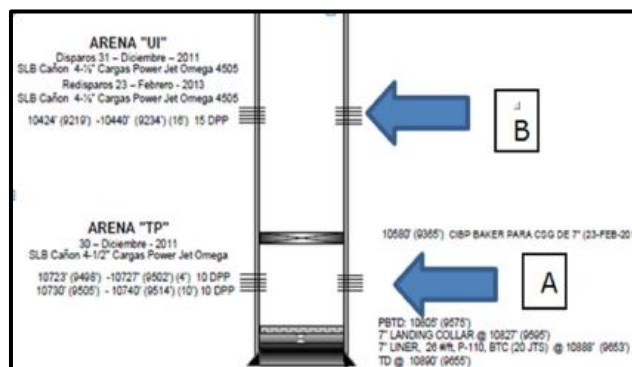


Figura 11. Cambio de zona

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 5)

Fracturamiento: Consiste en inyectar un fluido diseñado específicamente para la formación a intervenir a alta presión (5000PSI), diseñado para romper la formación y en base a un apuntalante mantenerla abierta, permitiendo la circulación de hidrocarburos por los poros. Con esta técnica se logra incrementar significativamente la producción del pozo. (Petroamazonas, 2014, pág. 6).

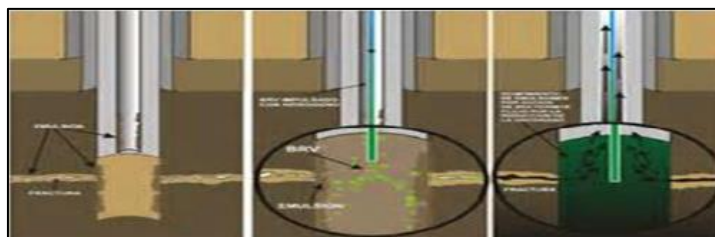


Figura 12. Fracturamiento

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 6)

Conversión a pozo Reinyector: Cuando un pozo no es económicamente rentable para extracción de crudo en ninguna de sus arenas por declinación natural, se realizan estudios para convertir el pozo en inyector o reinyector, cuya función es inyectar al subsuelo agua de formación de pozos productores. (Petroamazonas, 2014, pág. 6).



Figura 13. Conversión a pozo Reinyector

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 6)

Abandono definitivo: “Se lo realiza cuando el pozo no produce petróleo y cuando no se logra recuperar herramientas o sarta lo que impide culminar el reacondicionamiento (costo beneficio)” (Petroamazonas, 2014, pág. 6).

2.2.4.2.2. Trabajos Opex

Definición OPEX: “Operational Expenditures: Costos y Gastos incurridos para mantener las operaciones. Los proyectos de OPEX son: Pulling BES, Pulling BES con cañoneo o disparo, Pulling BES con re-cañoneo o re-disparo, estimulación, Squeeze, conversión de sistema de levantamiento” (Petroamazonas, 2014, pág. 7).

Pulling BES: Recuperación de equipo BES para ser cambiado por un reparado o un nuevo.

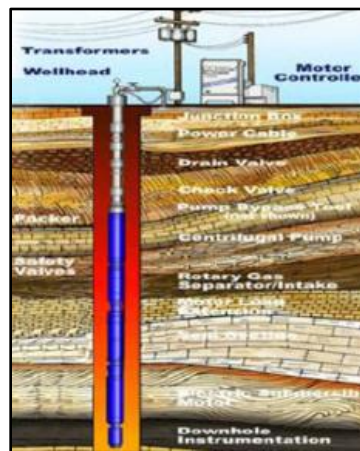


Figura 14. Pulling BES

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 7)

Pulling BES con cañoneo o disparo: “Es la recuperación del sistema de levantamiento artificial, disparando un nuevo intervalo en la misma arena o formación de la que se estaba produciendo recuperando la producción inicial del pozo” (Petroamazonas, 2014, pág. 7).

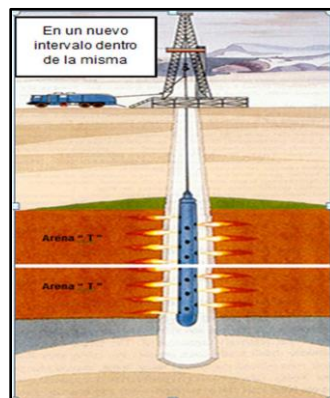


Figura 15. Pulling BES con cañoneo o disparo

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 7)

Pulling BES con re-cañoneo o re-disparo: “Consiste en disparar sobre el mismo intervalo en la misma formación que se encuentra produciendo” (Petroamazonas, 2014, pág. 8).

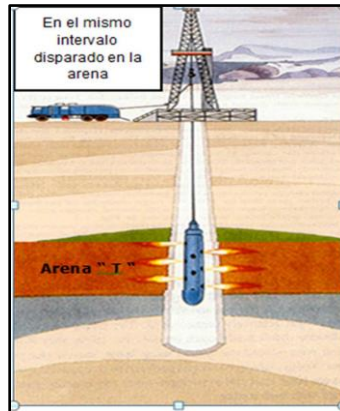


Figura 16. Pulling BES con RE - cañoneo o Re disparo
Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 8)

Estimulación: Consiste en inyectar un fluido diseñado específicamente para la formación a intervenir a alta presión (3000PSI), diseñado para romper la formación y en base a un apuntalante mantenerla abierta, permitiendo la circulación de hidrocarburos por los poros. Con esta técnica se logra mantener la producción del pozo. (Petroamazonas, 2014, pág. 8).



Figura 17. Estimulación

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 8)

Squeeze: Reparación de fallas en la cementación primaria. Tiene como objetivo eliminar la producción de fluidos indeseables provenientes de arenas superiores, inferiores, o de la arena abierta o de producción, reparar tubería rotas debido a fallas en la misma, abandonar zonas no productivas o agotadas. (Petroamazonas, 2014, pág. 8).

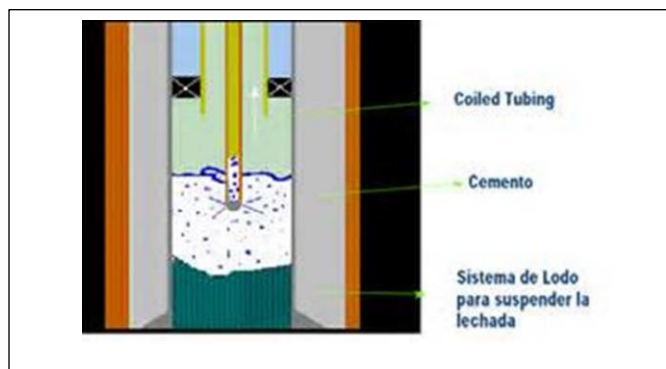


Figura 18. Squeeze

Tomado de: (Petroamazonas, 2014)

Conversión de sistema de levantamiento: “Es cambiar de sistema de levantamiento de acuerdo a la presión de fondo que tenga el pozo. Eléctrico a Hidráulico o Hidráulico a Mecánico” (Petroamazonas, 2014, pág. 9).

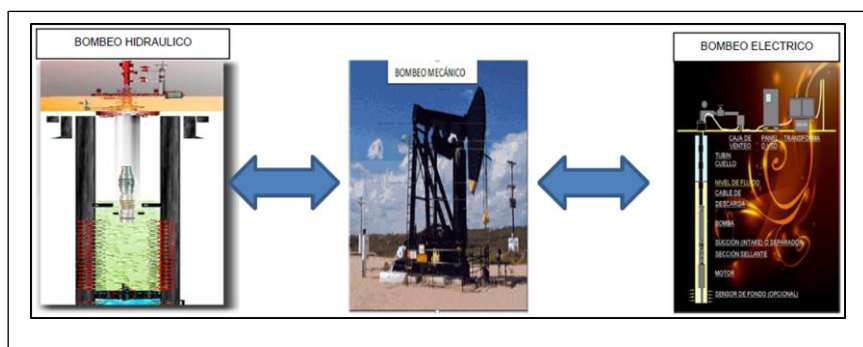


Figura 19. Conversión de sistema de levantamiento

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 9)

Pulling BES con pesca: Es una recuperación de la completación de fondo que necesita de operaciones más complejas para enganchar

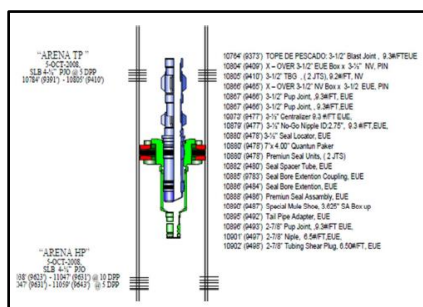


Figura 20. Pulling BES con pesca

Tomado de: (Petroamazonas, 2014, pág. 9)

Abandono temporal: “El trabajo depende de decisiones operativas de acuerdo a los estudios realizados por el activo” (Petroamazonas, 2014, pág. 9)

Por otra parte se un reacondicionamiento de pozo requiere de servicios y materiales para cada operación a ejecutarse según el objetivo planteado.

Servicios

Entre los principales servicios que se realiza en el pozo tenemos:

- ✓ Taladros de Reacondicionamiento
Equipos con alta potencia para realizar diversos trabajos en el pozo con tubería.
- ✓ Control de pozo
Fluidos de control base agua con químicos, se bombeo al pozo para estabilizar la columna de fluido.
- ✓ Slick line
Las unidades de slickline tiene cable de acero de diámetros de 0.316 y 0.108, los cuales están enrollados en un carrete cada uno, estos pueden tensionarse 1200 y 2000 libras respectivamente, además la cabina tiene 4 marchas, frenos, martindaker; esta unidad funciona con un motor de 50HP.
Entre las principales operaciones de slick line son: calibración y chequeo de tubería, limpieza de obstrucciones a tubería de diferentes diámetros, abrir, cerrar y chequear camisas en completaciones de fondo y en superficie (con shifting tool), asentar y recuperar válvulas, tapones de diferentes diámetros, estos servicios incluyen igualar presiones (con running tool, guide, A-prong, aprobé, B-probe y shank) entre otros.
- ✓ Instalación / desinstalación de equipo BES
Armar y desarmar un equipo electrosumergible, está compuesto por sensor, motor, protector, intake, bomba y descarga.

- ✓ Registros eléctricos
Bajan herramientas de resistividad, nucleares y sónicos, para realizar correlaciones, topes de formación de pozo, rocas reservorios porosas, identifica intervalos de hidrocarburo, estratigrafía y estudios estructurales y completación de pozo.
- ✓ Spooler
El carrito de cable eléctrico mide aproximadamente 2,5 mts, por lo que es necesario un equipo especial para poder dar movimiento y este equipo es el Spooler. Al colocar el spooler permite el giro del Carreto, cediendo la liberación del cable que forma un seno hasta la cima de la torre de reacondicionamiento donde se encuentra una polea que es parte del equipo de spooler; el cable se conecta a la bomba electro sumergible y se envía hacia el fondo del pozo conjuntamente con la tubería.
- ✓ Pesca
Recuperar tubería, las herramientas que se utilizan son fishing magnets, junk basket, junk shots, mills and bits.
- ✓ Limpieza mecánica
BHA de limpieza para liner de 7" conformado por broca, canasta, scraper, magneto y cepillo, algunas veces se baja en tándem para casing de 9 5/8" y liner de 7".
- ✓ Wire line
Las unidades de wireline disponen de cable eléctrico, bajan registros resistivos, nucleares y sónicos al pozo para adquirir un amplio rango de datos precisos de evaluación de formaciones. El uso de la información es para correlaciones, límites del yacimiento, indicador de permeabilidad y de arcillas.
- ✓ Disparos
Con unidades de wireline se bajan al pozo TCP o cañones de alta penetración para disparar un intervalo determinado en la arena productora.

- ✓ Evaluaciones

Algunos pozos son completados con BHA de evaluación, donde se baja una bomba jet hasta la camisa de la completación y con unidad MTU en superficie se inyecta un fluido motriz sea agua, petróleo o diésel a alta presión por el tubing para que en fondo genere el efecto de venturi y una succión del fluido de formación.

- ✓ Inspección de tubería

La tubería de producción (tubing) tiene una determinada vida útil, su desgaste es por la corrosión del fluido del pozo, en la inspección se determina el espesor y los pines, categorizando a la tubería en diferentes clases sea operativa, no operativa o chatarra.

- ✓ Inspección y reparación de cabezal

Los cabezales son el punto de conexión del tubing con las líneas de flujo en superficie, sus partes son bridadas, cuando se observa un deterioro del cabezal, requiere una inspección y reparación donde se cambia los sellos o puede ser que requiera una modificación.

Materiales

Entre los principales materiales que se utilizan en el pozo tenemos:

- ✓ Química
- ✓ Materiales de completación de fondo (camisas, no-go, std valve, tapones, campanas, packers, x-over, Y-tool, CIPB, entre otros)
- ✓ Equipo de levantamiento
- ✓ Tubería
- ✓ Protectores
- ✓ Conectores

2.3. Costos.

El costo para los contadores lo definen como un recurso sacrificado o perdido para lograr un objetivo específico. El costo para materiales o publicidad se lo

mide como la cantidad monetaria a pagarse para adquirir servicios y bienes. (Horngren, Datar, & Foster, 2007, pág. 27)

Un costo real se lo determina como incurrido sea un costo pasado que representa un histórico. Por otro lado un costo presupuestado, es aquel costo predicho o pronosticado para el futuro. (Horngren, Datar, & Foster, 2007, pág. 27).

Un sistema de costeo está representado en dos etapas: la acumulación, seguida de la asignación. La acumulación del costo representa la recopilación de información de costos de manera organizada por medio de un sistema contable. (Horngren, Datar, & Foster, 2007, pág. 27).

Por otra parte los gerentes, con la ayuda de contadores administrativos, asignan costos a los objetos y toman decisiones estratégicas. (Horngren, Datar, & Foster, 2007, pág. 27).

Los costos históricos en contabilidad tiene dos importantes objetivos con respecto a los datos financieros, el primero es determinar los gastos y los ingresos, incluyendo el costo de servicios producidos o comprados, y el segundo suministra datos pertinentes de los gastos e ingresos para planificar y controlar. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 26).

Por áreas de responsabilidad en la contabilidad, el énfasis se invierte, pues se coloca primero la planificación y el control de los ingresos y costos. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 26).

Para control, las comparaciones entre los resultados reales y los resultados planificados carecen de significado si la clasificación de los ingresos y los costos que se utilizan en el sistema de contabilidad y en el plan de utilidades no son congruentes. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 26).

El análisis de costos por actividades puede ayudar a los gerentes a eliminar actividades no son eficaces o redundantes desde el punto de vista costo-beneficio, y alcanzar una excelente coordinación entre las actividades que se mantienen. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 27).

Las metas del presupuesto deben ser fijadas cuidadosamente para niveles de producción, partidas, ventas, desembolsos de capital, costos, flujo de efectivo y productividad. Lo cual establece qué tanto beneficio da un programa de planificación con su respectivo control. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 34).

Los gerentes anhelan asignar costos precisos a los objetos. Los costos imprecisos de productos consiguen inducir a los gerentes a ejecutar un error con relación a la rentabilidad de los diversos productos; como consecuencia, es probable que los gerentes originen productos no rentables sin darse cuenta y dejen de lado los rentables. (Horngren, Datar, & Foster, 2007, pág. 28).

2.3.1. Planificación de costos

La administración debe solucionar el problema de los costos de algunas maneras, como planificación de costos, programas de reducción de costos, y una atención constante a las decisiones generadoras por los costos. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 226).

Todos los niveles de la administración deben ser involucrados en la planificación de gastos. La participación de todos es muy importante en el desarrollo del presupuesto real de gastos, para cada área de responsabilidad. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 226).

“Ackoff sugiere que la administración de una entidad, durante la etapa inicial del proceso de planificación, debe desarrollar tres tipos diferentes de “proyecciones” como sigue:” (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 19).

1. Una proyección como referencia pretende especificar como sería el futuro de la entidad si no se realizaría nada, en otras palabras si no se tuviera una intervención planificada por la alta administración. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 19).
2. Una proyección anhelada se relaciona a una especificación de “sueños y esperanzas” en cuanto al futuro de la entidad; es decir, el desempeño esencial de todas las aspiraciones. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 19).
3. Una proyección planificada con relación a lo probable, se supone una especificación de cuan cerca podría lograr la entidad, es decir, una proyección anhelada, de manera realista. La proyección planificada desarrolla un equilibrio entre la proyección anhelada y la proyección para referencia. Detalla las metas y los objetivos planificados. Un ejemplo, un estado determinado al ser alcanzado durante el tiempo que cubre el proceso de planificación. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 19).

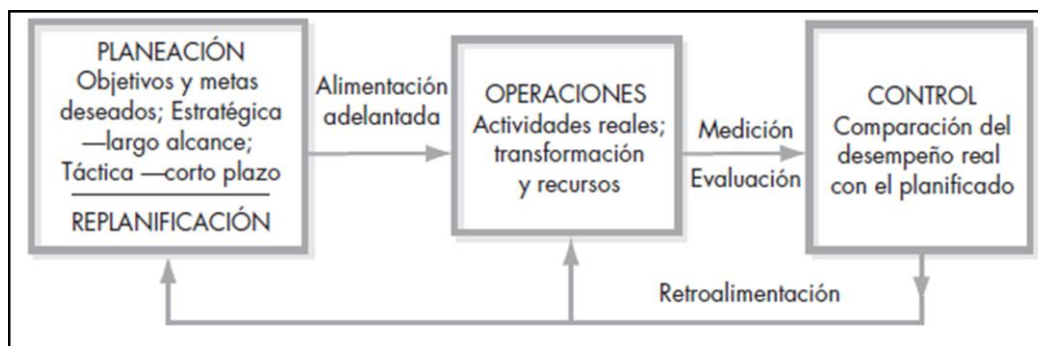


Figura 21. Alimentación adelantada, retroalimentación y replanificación.

Tomado de: (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 19)

Para la elaboración del presupuesto deben seguirse las siguientes etapas: (Burbano, 2005, pág. 16).

1. Pre-iniciación
2. Elaboración del presupuesto
3. Ejecución

4. Control
5. Evaluación

A los presupuestos se emplea un sobre una base porcentual, en la cual se escoge como la base cierto porcentaje de los actuales desembolsos. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 28).

No es raro que los presupuestos impongan rigidez sobre un negocio y que operen como cortapisa a la libertad de los gerentes y los supervisores en la toma de decisiones. Sin embargo, un programa de planificación y control de utilidades aplicado sobre una base bien informada permite mayor libertad en todos los niveles de la administración. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 34).

La planificación de costos requiere conocer el alcance del proyecto y el entorno donde se va a ejecutar, es necesario disponer claramente el alcance de lista de tareas, cronograma del proyecto y recursos.

“El enfoque de la planificación y control de utilidades prevé excepciones, ajustes y la replanificación al ir evolucionando las situaciones” (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 34).

El programa de control y planificación de utilidades puede ser una de las redes de comunicación más efectivas en el giro de negocio. La comunicación para el control y la planificación eficaces exige que tanto el directivo como el personal tengan la misma comprensión de las metas y responsabilidades. (Welsch, Hilton, Gordon, & Rivera, 2005, pág. 37).

2.3.2. Desviaciones de costos

Consiste en comparar los costos ejecutados con los presupuestos. El análisis del mismo pretende explicar las razones que difiere el presupuesto del

beneficio real. Adicional identifica responsables y determina las acciones correctivas para este problema.

El análisis de las desviaciones de costos beneficia a las empresas a controlar las operaciones destacando los potenciales problemas en las operaciones.

Una herramienta fundamental es el control presupuestario la cual muestra las cosas que no se están ejecutando, y donde hay que verificar y unir esfuerzos para que todas las operaciones se ajusten al presupuesto.

Durante el proyecto los costos surgen del cronograma de actividades y se muestran en el transcurso del tiempo para lo cual se deberá hacer un seguimiento adecuado y control del proyecto.

Al director del proyecto con una curva de costos le permite tener una visión clara de cómo se va gastando el presupuesto asignado. Por tal razón se transforma en una herramienta clave para el control y seguimiento del costo del proyecto.

La diferencia que surge entre la cantidad presupuestada y la cantidad ejecutada se lo conoce como la desviación de una partida contable.

Las desviaciones pueden ser positivas y negativas:

La compañía puede gastar más o menos de lo presupuestado, y los ingresos pueden ser menores o mayores que los presupuestados.

Las desviaciones pueden darse por diferentes causas:

Diferencia en el precio unitario: el costo unitario de materiales y servicios y el precio de venta del producto puede ser menor o mayor que el presupuestado.

Diferencia en el consumo unitario previsto: el consumo real de un material o servicio puede ser menor o mayor que el presupuestado.

Por actividad: La compañía prevé producir una determinada cantidad, pero la producción final resulta ser menor o mayor.

Para analizar las desviaciones se puede partir por la contabilidad general o la contabilidad de costeos, en el segundo caso, la información es más detallada. Un análisis primario se lo puede realizar a nivel de centro de costos.

2.3.3. Punto crítico

El administrador debe dar seguimiento con toda la operación como se ha planeado, vigilar y tener mucha atención en algún punto determinado.

Estos puntos son críticos ya que limitan la operación, los mismos que son indicadores sobre el plan que está en proceso. Los administradores podrían ahorrar costos y dar una mejor comunicación.

El control efectivo de los puntos críticos es tener mucha atención de tal manera poder evaluar el desempeño de acuerdo a lo planificado. Otra manera de controlar es compararlo con otras actividades similares el desempeño según los puntos de referencia.

2.3.4. Costo promedio

“El método de costo promedio ponderado, también llamado método de costo promedio se basa en el costo promedio ponderado del inventario durante un periodo. El costo promedio se determina como sigue:” (Horgren, Harrison, & Bamber, 2003, pág. 354).

- “Divida en costo de artículos en existencia para venta (inventario inicial más compras) entre el número de unidades disponibles (inventario inicial más compras) para determinar el costo promedio ponderado” (Horgren, Harrison, & Bamber, 2003, pág. 355).

- “Calcule el inventario final y el costo de las mercancías vendidas multiplicando el número de unidades vendidas multiplicando el número de unidades por el costo promedio ponderado unitario” (Horgren, Harrison, & Bamber, 2003, pág. 355).

2.3.5. Toma de decisiones

Las decisiones empresariales pueden ser difíciles cuando se presenta una señal de incertidumbre, cuando se dispone de muchas alternativas, cuando son complejas y también cuando se trata de temas interpersonales” (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 4).

La incertidumbre nos lleva a la duda ¿Cómo voy a decidir si no dispongo de toda la información y si no puedo estar completamente seguro del resultado de mi decisión? Algunos directivos optarán no hacer nada y dar un paso a la oscuridad” (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 4).

Algunas veces las decisiones también tocan temas interpersonales, las mismas que son difíciles de medir y evaluar, a menudo establecen el éxito o fracaso de las acciones emprendidas. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 4).

En el transcurso del tiempo las personas han desarrollado técnicas para conocer todas estas dificultades, mismas que forman parte del proceso de decisiones lógico. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 4).

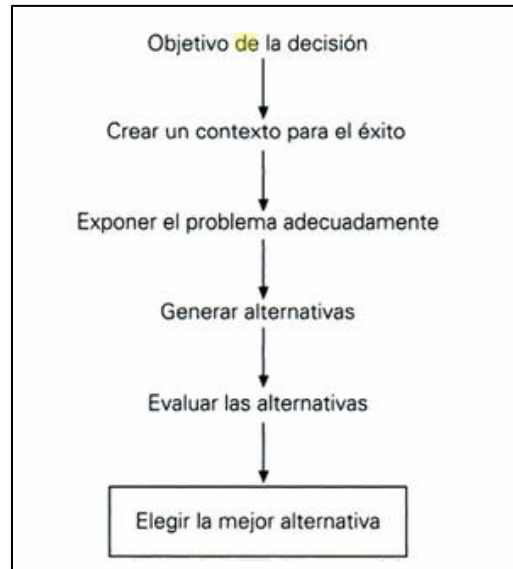


Figura 22. El proceso de la decisión

Tomado de: (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 5)

Un proceso de cinco pasos:

- ✓ Establecer el contexto para el éxito.
- ✓ Exponer el problema adecuadamente.
- ✓ Generar alternativas
- ✓ Evaluar las alternativas.
- ✓ Elegir la mejor alternativa

En las actividades empresariales la toma de decisiones es más efectiva y su calidad más consistente cuando se instituye como un proceso. Si este proceso no existe, las decisiones no serán más que ad hoc. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 8).

El paso inicial para crear un contexto que lleve a tomar decisiones acertadas es enlazar en el proceso a la gente adecuada, es decir, al personal que tiene experiencia, conocimientos sólidos y algo que ver en el resultado. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 13).

Entre las personas están:

- ✓ La gente con autoridad para distribuir los recursos y tomar una decisión.
- ✓ Los accionistas clave.
- ✓ Los expertos.
- ✓ Los oponentes
- ✓ Los defensores

Todos los individuos descritos deberán compartir un compromiso con un objetivo común. Todos pueden tener puntos de vista diferente, pero todos tendrán que estar dispuestos de manera consciente a subordinarlo a la unidad de negocio u al objetivo de la compañía. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 14).

El líder de cada equipo tendrá que tener un asiento en la gran mesa, como ilustra la siguiente figura: (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 15).

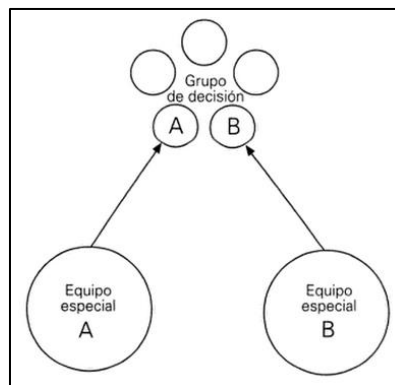


Figura 23. Los líderes de los equipos especiales son miembros del grupo de decisión

Tomado de: (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 15)

Para ayudar a su grupo a generar soluciones creativas y evaluarlas críticamente, elija varios lugares de reunión; estos deberían incluir salas de conferencia en las que normalmente no trabaje, lugares fuera del despacho o lugares familiares cambiando la disposición de los muebles la facilitar la discusión cara a cara. (Harvard Business Essentials, 2006, pág. 16).

3. CAPÍTULO III. EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA EMPRESA REFERENTE AL PROBLEMA PLANTEADO

3.1. Actividades para seleccionar un pozo para un reacondicionamiento.

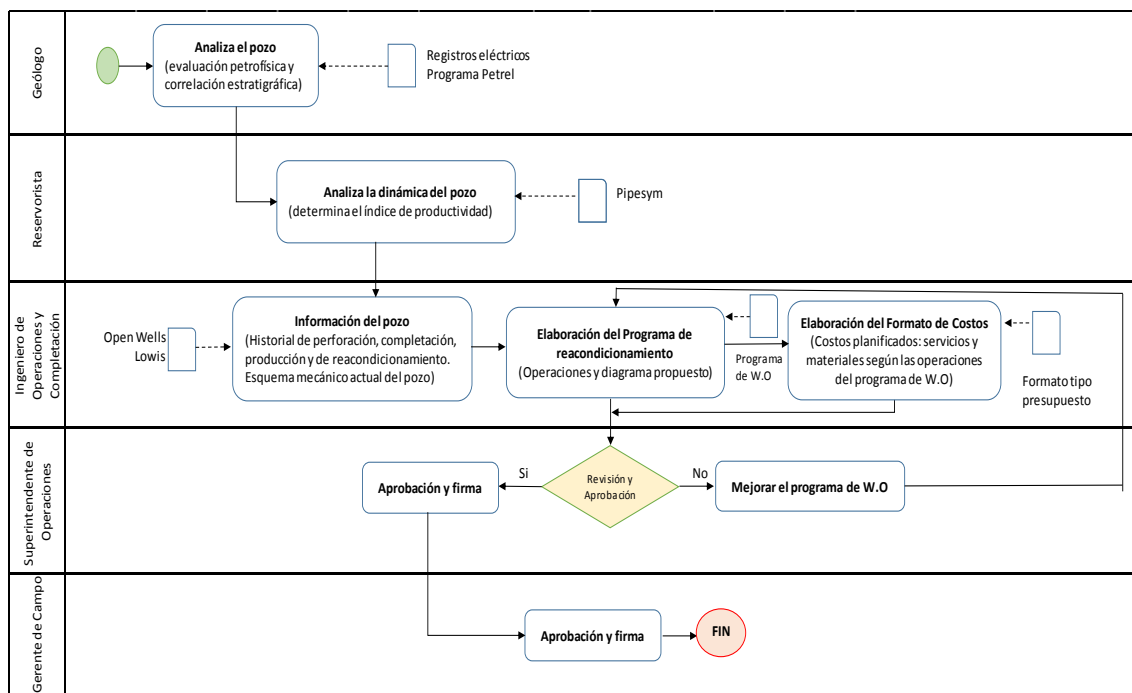


Figura 24. Diagrama actual de flujo para seleccionar un pozo para un workover.

3.1.1. Análisis geológico y del reservorio.

Se pone en consideración la ubicación del pozo, evaluación petrofísica y correlación estratigráfica a las diferentes formaciones y el índice de productividad.

3.1.2. Historial de perforación y completación.

Se describe la fecha de inicio y finalización de la perforación, en rig que se utilizó, la profundidad alcanzada en perforada, el tipo de pozo perforado. En el evento de completación se dispone de la fecha de inicio y fin de las

operaciones, el rig que intervino en el pozo, el intervalo disparado, el equipo de levantamiento instalado y finalmente la prueba de producción correspondiente a la arena intervenida.

3.1.3. Historial de producción

Se representa desde su completación inicial hasta la fecha actual el aporte de petróleo de las diferentes arenas e intervalos disparados, por cada mes. Se dispone de información de algunas variables como caudal total de fluido, caudal de petróleo, caudal de agua, BSW, presión de intake y de descarga de la bomba, voltaje y amperaje.

3.1.4. Histórico de reacondicionamientos.

Se describe los objetivos y las operaciones secuencialmente de cada workover ejecutado, con sus respectivos resultados de las pruebas de producción antes y después del reacondicionamiento.

3.1.5. Esquema mecánico actual del pozo.

Representa la configuración mecánica del pozo actual, donde se puede visualizar los diámetros y profundidades de la tubería y de igual manera el sistema de levantamiento que está operando actualmente.

3.1.6. Programa de reacondicionamiento

Con la finalidad de optimizar producción de petróleo, se prepara un programa de reacondicionamiento en base al objetivo planteado, contiene paso a paso todas las operaciones a ejecutarse.

3.1.7. Costos estimados.

Preparación del formato de costos de los servicios y materiales a ocupar.

3.2. Análisis de los costos ejecutados de workover.

3.2.1. Desviación de costos ejecutados con respecto a lo planificado.

La revisión de los costos presupuestados y reales ejecutados en el proyecto de reacondicionamiento facilitó la identificación de desviaciones, logrando obtener la relación entre lo planificado y lo real.

El comportamiento de los costos depende de las operaciones de acuerdo al objetivo dependiendo del tipo de reacondicionamiento del pozo.

Los costos tomados de un histórico 2015 en función a sus diseños operativos se lograron presupuestar valores para cambio de zona y cambio de sistema un valor de \$ 425.000 y para Fracturamiento un valor de \$ 722.500.

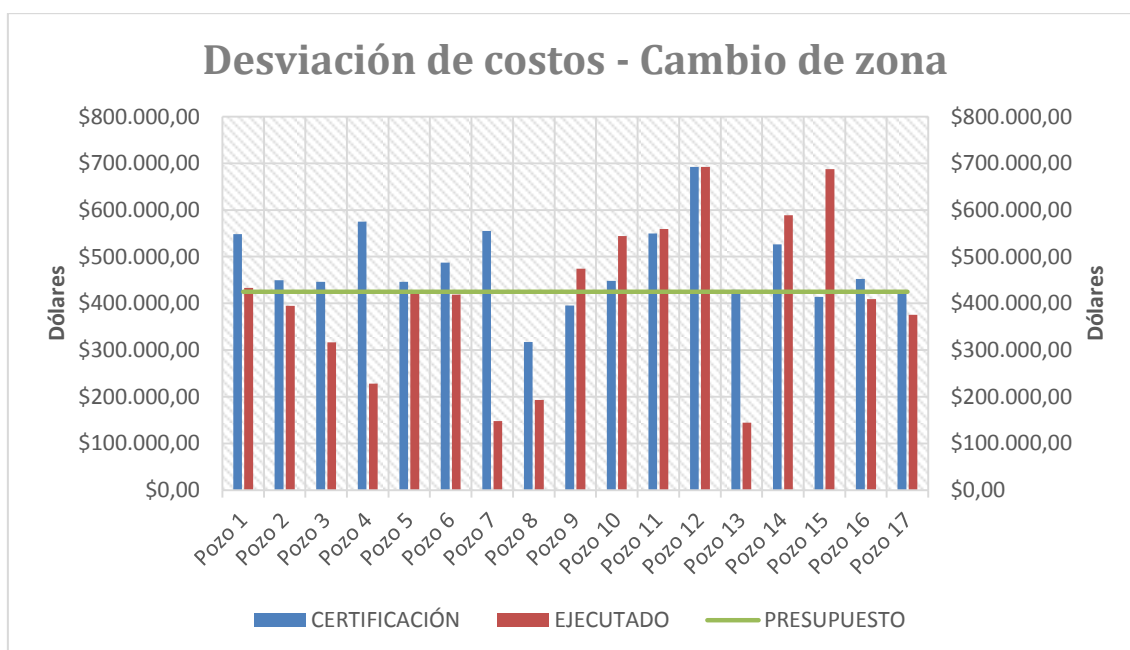


Figura 25. Desviación de costos – Cambio de zona.

Tomado: Data Open Wells

Una vez construido el gráfico con los valores de certificación, ejecución y presupuestado de los pozos cambio de zona considerados como Capex,

ejecutados de enero – julio 2016, se identifica valores ejecutados que sobrepasan la certificación, mismos que corresponden a un 29%, de igual manera se observa un 47% de sobre ejecución con respecto al valor presupuestado.

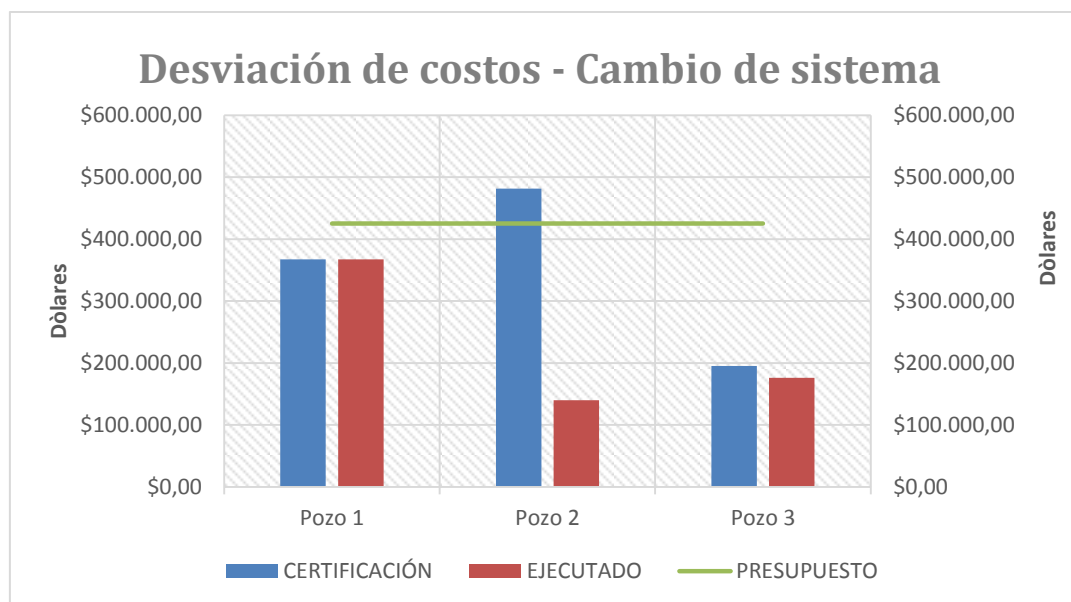


Figura 26. Desviación de costos – Cambio de sistema.

Tomado: Data Open Wells

En el gráfico representa los valores de certificación, ejecución y presupuestado de los pozos cambio de sistema considerados como Opex, ejecutados de enero – julio 2016, se identifica valores ejecutados que sobrepasan la certificación, mismos que corresponden al 33%, y no se observa que exista sobre ejecución con respecto al valor presupuestado.

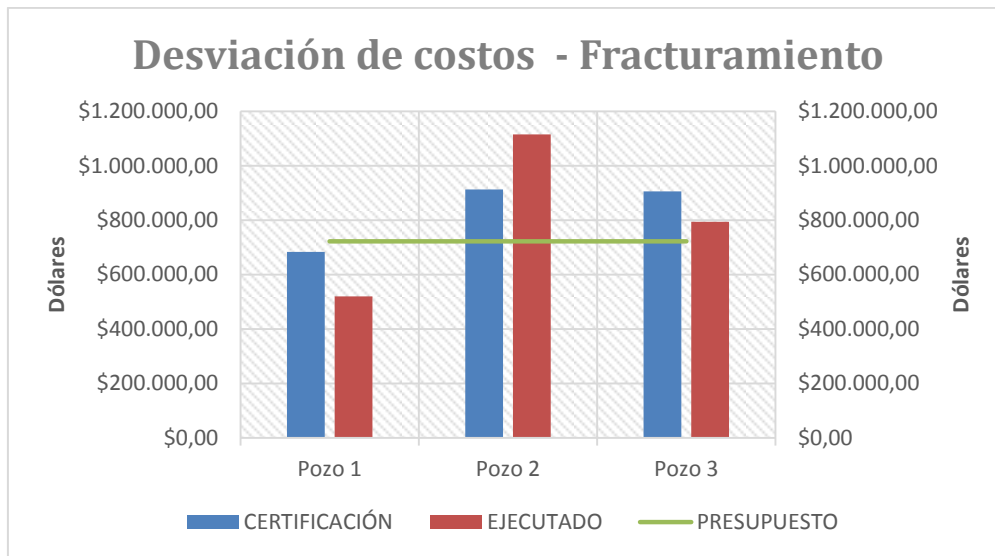


Figura 27. Desviación de costos – Fracturamiento

Tomado de: Data Open Wells

En el gráfico representa los valores de certificación, ejecución y presupuestado de los pozos de Fracturamiento considerados como Capex, ejecutados de enero – julio 2016, se identifica valores ejecutados que sobrepasan la certificación, mismos que corresponden al 33%, de igual manera se observa un 66% de sobre ejecución con respecto al valor presupuestado

Por otra parte los costos tomados de un histórico 2015 en función a sus diseños operativos se lograron presupuestar valores para squeeze, estimulación, pulling y re disparos un valor de \$333.818.

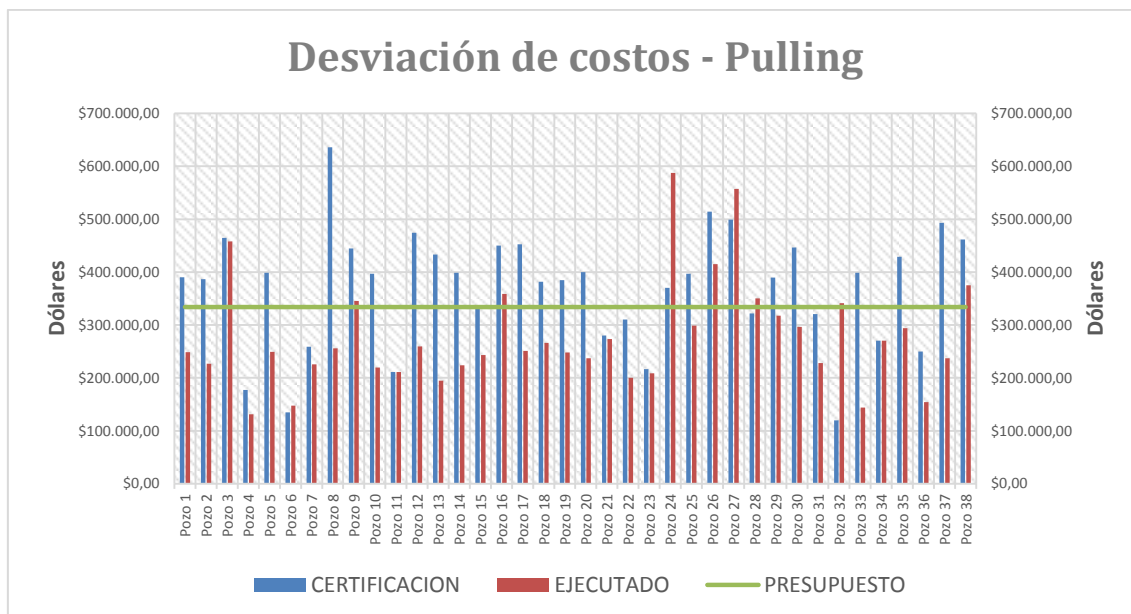


Figura 28. Desviación de costos – Pulling.

Tomado: Data Open Wells

En el gráfico representa los valores de certificación, ejecución y presupuestado de los pozos de Pulling considerados como Opex, ejecutados de enero – julio 2016, se identifica valores ejecutados que sobrepasan la certificación, mismos que corresponden al 13%, de igual manera se observa un 23% de sobre ejecución con respecto al valor presupuestado.

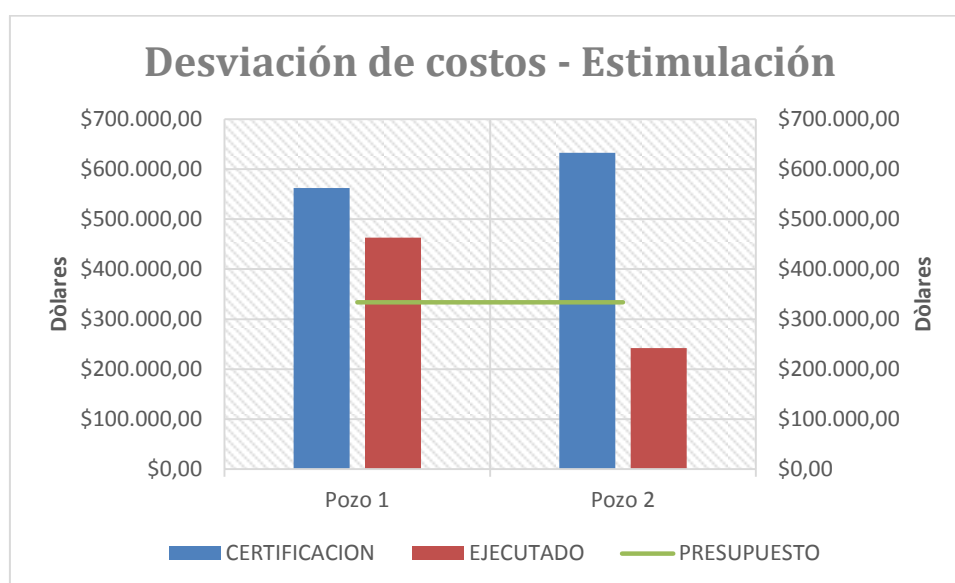


Figura 29. Desviación de costos – Estimulación.

Tomado: Data Open Wells

En el gráfico representa los valores de certificación, ejecución y presupuestado de los pozos de Estimulación considerados como Opex, realizados de enero – julio 2016, se identifica que los valores ejecutados no sobrepasan la certificación; pero por otro lado un 50 % sobre ejecutan con respecto al valor presupuestado

Con respecto a trabajo Squeeze, no se realizó ningún pozo en el año 2016.

3.2.2. Puntos críticos

Los puntos de atención especial por lo que se generan las desviaciones de costos son resultado de:

- ✓ Mala planificación de costos estimados.

Actualmente los costos se están colocando de manera general, por lo tanto se debe visualizar de forma global los servicios y la cantidad de materiales a utilizarse de acuerdo al programa de operaciones de workover, a partir de estos datos obtener los costos estimados de cada uno, según cotizaciones solicitadas a los proveedores de tal manera que los costos se apeguen a la realidad.

- ✓ Operaciones no programadas.

Las operaciones no programadas surgen como consecuencias de problemas presentados en el pozo, por lo tanto alteran las operaciones de acuerdo al programa de reacondicionamiento. Las operaciones con mayor problema son de pesca y colapso de tubería en BHAs.

Para superar la dificultad operacional se deben ejecutar estas operaciones no programadas con el fin de alcanzar el objetivo del workover.

- ✓ Supervisión operacional.

Dar seguimiento a las operaciones diariamente conforme a los tiempos programados de tal forma que el trabajo se encuentre dentro del límite y conocer el avance físico del workover.

✓ Control de costos.

Monitoreo de costos ejecutados diarios, para conocer el avance financiero del workover.

Con lo mencionado anteriormente, da apertura a implementar una supervisión más minuciosa, para asegurarse de que toda la operación proceda como se ha planeado.

Uno de los principios de control de puntos críticos más importante insta a que el control efectivo lleva la atención en los factores críticos para valorar el desempeño en relación con los planes.

3.2.3. Costo promedio

Con el análisis de la información obtenida del programa Open Wells, y considerando la clasificación de los tipos de reacondicionamientos ejecutados entre el mes de enero y julio 2016, se obtiene los siguientes costos promedios.

Tabla 5. Costo promedio (Capex – Opex).

Costo Promedio	
Capex	
Cambio de zona	\$ 413.863
Fracturamiento	\$ 809.576
Opex	
Pulling	\$ 277.607
Cambio de sistema	\$ 227.684
Estimulación	\$ 352.615

Tomado de: Data Open Wells

De la información expuesta se puede identificar que en los trabajos de fracturamiento de pozos el costo es mayor debido a que se utiliza más servicios y materiales, en comparación a los costos derivados de las operaciones por pulling.

4. CAPÍTULO IV. DISEÑO DE LA PROPUESTA

4.1. Propuesta de mejora

Para reducir la variabilidad entre la certificación presupuestaria y valores ejecutados, se debe realizar un procedimiento adecuado para la planificación de costos estimados para las operaciones de workover. (Anexo 1).

Complementando la propuesta, por otra parte debe disponer de curvas de tiempo para la supervisión operacional y monitoreo de costos diarios, de tal forma que se tenga un control del reacondicionamiento.

Consideraciones generales:

1.- Precisar el programa de reacondicionamiento de pozo.

Cuando un pozo comienza a disminuir su producción de petróleo se analiza las causas y se propone alternativas para recuperar producción. El objetivo del workover debe ser claro, definido y consensuado entre el personal del área de Ingeniería, posteriormente realizar el programa de reacondicionamiento que consiste en describir las operaciones a realizarse de manera secuencial.

2.- Definir tiempo, servicios y materiales por cada operación.

Se requiere un servicio o material por cada operación descrita según el procedimiento del programa de workover. Esta información nos permite coordinar con anticipación, para que en el desarrollo del workover no se tenga retrasos.

PROGRAMA DE WORKOVER POZO SCH XX W.O. # X			
TIEMPO PLAN (HRS)	OPERACIONES SEGÚN EL PROGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO	SERVICIO	MATERIAL CON LAS ESPECIFICACIONES Y CANTIDAD
8.00	ABRIR CAMISA + ARMANDO LINEAS DE CONTROL DE POZO + LLENANDO TANQUES DE AGUA FRESCA	MOV RIG + SLICK LINE	PERMISOS ARCH
6.00	PREPARAN FLUIDO DE CONTROL + CONTROLAN POZO		FLUIDO DE CONTROL
1.50	RETIRAN LINEAS DE CONTROL DE POZO, COLOCAN BPV Y RETIRAN CABEZAL ELECTRICO.		
3.00	ARMAN 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIONAMIENTO CON 1500 PSI OK.		
1.00	TENSIONAR + LEVANTAR TUBING HANGER		
1.00	SUBIR POLEA HACIA LA TORRE	SPOOLER	
8.00	SACAR EQUIPO BES HASTA SUPERFICIE		GRASA PARA TUBERÍA
6.00	DESARMAR BHA DE PRODUCCIÓN + EQUIPO BES + BAJAR POLEA	TÉCN. DESARMAR BES	
9.00	ARMAR Y BAJAR CAMPANA ON - OFF @ 10302.2'	TÉCNICO PIN ON-OFF, PKR	
11.00	SACAR Y DESARMAR CONJUNTO TCP EN SUPERFICIE	TÉCN. DES. TCP	
9.00	ARMAR Y BAJAR BHA DE LIMPIEZA HASTA +/- 10600 FT.	BHA DE LIMPIEZA	
3.00	RECUPERAR STD. VALVE	SLICK LINE	
9.00	SACAR BHA DE LIMPIEZA EN PARADAS A LA TORRE + DESARMAR BHA DE LIMPIEZA		
16.00	ARMAR Y BAJAR CONJUNTO TCP HASTA PROF. PROGRAMADA + ESPACER SARTA	TÉCNICOS PARA TCP Y PKR	7" MECANICO + (1) CAMISA 3
7.00	CORRELACIONAR + ASENTAR PACKER Y LANZAR BARRA DETONADORA	W/LINE	
5.00	ASENTAR ST-VALVE CON MEMORIAS; ABRIR CAMISA; DESPLAZAR BOMBA JET	SLICK LINE	(2) ST-VALVE 2 7/8"
60.00	EVALUAR CON BOMBA JET Y UNIDAD MTU	MTU CON BOMBA JET	
24.00	CIERRE DEL POZO		
5.00	REVERSAR BOMBA JET; RECUPERAR ST-VALVE CON MEMORIAS, BAJAR ST-VALVE	SLICK LINE	
6.00	PREPARAR FLUIDO + CONTROLAR EL POZO		
10.00	MANIOBRAR SARTA + SACAR CAMPANA ON - OFF	TÉCNICO CAMPANA	
4.00	VERIFICAR EQUIPO + REALIZAR EMPATE DE FLAT CABLE AL PRIMER CARRETO	TÉCNICO EQ. BES	
6.00	ARMAR EQUIPO BES	EQUIPO BES NUEVO O REP.	
1.00	SUBIR POLEA + COLGAR	SPOOLER	
1.00	REALIZAR CONEXIÓN DE FLAT CABLE AL MOTOR Y CAPILARES		
1.00	ARMAR BHA DE PRODUCCION SOBRE EQUIPO BES		CAMISA + NO-GO + ST-VALVE
40.00	BAJAR EQUIPO BES HASTA PROFUNDIDAD PROGRAMADA		
0.50	BAJAN POLEA		
0.50	INSTALAR HANGER		
5.00	REALIZAR QUICK CONECTOR BAJO EL HANGER + ASENTAR EN SECCION "B" + DESARMAR MESA	TÉCNICO PARA CONECTOR	KIT DE REP. QUICK CONN.
3.00	DESARMAR BOP		
1.00	ARMAR CABEZAL		
1.00	REALIZAR QUICK CONECTOR SOBRE HANGER		
3.00	ARMAR LINEAS DE PRODUCCIÓN + CONECTAR BAYONETA		
6.00	REALIZAR PRUEBA DE ROTACION + PRUEBA DE PRODUCCION ESTABILIZADA POR 6 HORAS		
0.00	FINALIZAR OPERACIONES	TARIFA DIARIA RIG TOTAL	
11.73			

Figura 30. Tiempos, servicios y material por cada operación según el programa de W.O

Tomado de: Propuesta de mejora.

3.- Solicitar cotizaciones de servicios y materiales.

En base a los servicios y materiales requeridos para cada operación, proceder a solicitar las cotizaciones a los proveedores para evaluar la parte técnica y económica, de esta forma definir la respectiva asignación del servicio o material.

4.- Completar el formato tipo presupuesto de reacondicionamiento.

Con la información del punto anterior, permitirá llenar el formato tipo presupuesto de reacondicionamiento, el mismo que sirve para solicitar el presupuesto para el trabajo de workover.

FORMATO TIPO DE PRESUPUESTO DE REACONDICIONAMIENTO									
Activo:	B60sacha			Tipo Evento:	OPEX	Trabajo a Realizar:	CAMBIO DE ZONA		
Pozo:	SCHH-218 SACHA-H218			W/O #:	4	AISLAR ARENA "HI", DISPARAR "Hs", EVALUAR Y COMPLETAR.			
RIG:	CDD04			Fluidos (OR):	240				
Estimado días operación:	14			Fluidos (H2O):					
Fecha elaboración:	35-Aug-16			Fecha estimada:					
Elaborado por:	MAYRA NUÑEZ			Intervalo Disparos:					
Revisado y procesado por:	JAIME CALISTO								
EVENTO	SUB-CTA	PP	DESCRIPCION	SUB-COD	VALOR UNIT \$	CANTIDAD	UNIDAD	SUB TOTAL \$	OBSERVACIONES / TOTAL \$
			Correlaciones	9402-01	9,499.00		EA	-	
			Asentamiento de CIBP	9402-02	12,000.00		EA	-	
9403	28		SERVICIO DE DISPAROS PARA SQZ					CON IVA	32,488.86
			Servicio de disparos wire line	9403-1	19,000.00	1	EA	19,000.00	
			Correlaciones	9403-2	9,499.00	1	EA	9,499.00	
9404	28		SERVICIO DE CEMENTACION					CON IVA	19,950.00
			Squeeze	9404-1	17,500.00	1	EA	17,500.00	
			Coiled tubing	9404-2	30,000.00		EA	-	
			Registro de evaluación de cemento	9404-3	35,000.00		EA	-	Detalles siguiendo el link
			Tapón de cemento	9404-4	13,500.00		EA	-	

Figura 29. Formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento.

Tomado de: Petroamazonas EP.

El formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento permite el ingreso en el encabezado de la hoja la información general del reacondicionamiento como el nombre del pozo, tipo y objetivo del workover.

Para cada ítem que ofrece el formato tanto en servicios como materiales se ingresa la cantidad y valor que se requiere según cada operación descrita en el programa de reacondicionamiento de pozo, estos valores se sugieren que sean los mismos de las cotizaciones solicitadas a los proveedores.

5.- Supervisión operacional y monitoreo de costos, en el Excel propuesto.

Cuando se inicia las operaciones de workover se realizará un monitoreo en tiempos de operación y costos diarios con respecto a lo planificado para el reacondicionamiento del pozo.

Adicionalmente se debe cargar los tiempos estimados en horas relacionados a cada operación en forma secuencial según el programa de reacondicionamiento, en el formato propuesto.

FECHA DESDE	DÍA	HORA INICIO	TIEMPO ESTIMADO (HRS)	FECHA	FECHA Y HORA FIN DE OPERACIÓN	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (HRS)	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (DÍAS)	No	OPERACIONES
02-Jan-17	Monday	23:00	4	03:00	01/02/2017 3:00	4.00	0.17	OP1	ABRIR CAMISA + ARMAR LINEAS DE CONTROL DE POZO + LLEVANDO TANDU
02-Jan-17	Monday	03:00	6	06:00	01/02/2017 9:00	10.00	0.42	OP2	PREPARAR FLUIDO DE CONTROL + CONTROLAR POZO
02-Jan-17	Monday	06:00	1.5	01:30	01/02/2017 10:30	11.50	0.48	OP3	RETRAI LINEAS DE CONTROL DE POZO. COLOCAN BRV Y RETIRAN CABEZAL
02-Jan-17	Monday	01:30	3	03:00	01/02/2017 13:30	14.50	0.60	OP4	ARMAR 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIONAMIENTO CON 1500 PSI OK
02-Jan-17	Monday	03:00	1	01:00	01/02/2017 14:30	15.50	0.65	OP5	TENSINAR + LEVANTAR TUBING HANGER
02-Jan-17	Monday	01:00	1	01:00	01/02/2017 15:30	16.50	0.69	OP6	SUBIR POLEA HACIA LA TORRE
02-Jan-17	Monday	01:00	8	08:00	01/02/2017 23:30	24.50	1.02	OP7	SACAR EQUIPO BES HASTA SUPERFICIE
02-Jan-17	Monday	08:00	6	06:00	01/03/2017 5:30	30.50	1.27	OP8	DESARMAR BHA DE PRODUCCION + EQUIPO BES + BAJAR POLEA
03-Jan-17	Tuesday	06:00	9	09:00	01/03/2017 14:30	39.50	1.65	OP9	ARMAR Y BAJAR BHA DE LIMPIEZA HASTA +/- 10600 FT.
03-Jan-17	Tuesday	09:00	3	03:00	01/03/2017 17:30	42.50	1.77	OP10	RECUPERAR STD. VALVE + CIRCULAR
03-Jan-17	Tuesday	03:00	14	14:00	01/04/2017 7:30	56.50	2.35	OP11	SACAR BHA DE LIMPIEZA EN PARADAS A LA TORRE + INSPECCION DE TBG +
04-Jan-17	Wednesday	14:00	16	16:00	01/04/2017 23:30	72.50	3.02	OP12	WIRELINE ARMAR Y BAJAR TAPON @ 9867'
04-Jan-17	Wednesday	16:00	7	07:00	01/05/2017 6:30	79.50	3.31	OP13	CORRECCIONAR + ASENTAR TAPON
05-Jan-17	Thursday	07:00	5	05:00	01/05/2017 11:30	84.50	3.52	OP14	SACAR HERRAMIENTAS DE WIRELINE + DESARMAR
05-Jan-17	Thursday	05:00	4	04:00	01/05/2017 15:30	88.50	3.69	OP15	VERIFICAR EQUIPO + REALIZAR EMPATE DE FLAT CABLE AL PRIMER CARRETO
05-Jan-17	Thursday	04:00	6	06:00	01/05/2017 21:30	94.50	3.94	OP16	ARMAR EQUIPO BES
05-Jan-17	Thursday	06:00	1	01:00	01/05/2017 22:30	95.50	3.98	OP17	SUBIR POLEA + COLGAR
05-Jan-17	Thursday	01:00	1	01:00	01/05/2017 23:30	96.50	4.02	OP18	REALIZAR CONEXION DE FLAT CABLE AL MOTOR Y CAPLARES
05-Jan-17	Thursday	01:00	1	01:00	01/06/2017 0:30	97.50	4.06	OP19	ARMAR BHA DE PRODUCCION SOBRE EQUIPO BES
06-Jan-17	Friday	01:00	40	16:00	01/06/2017 16:30	137.50	5.73	OP20	BAJAR EQUIPO BES HASTA PROFUNDIDAD PROGRAMADA
06-Jan-17	Friday	16:00	0.5	00:30	01/06/2017 17:00	138.00	5.75	OP21	BAJAR POLEA
06-Jan-17	Friday	00:30	0.5	00:30	01/06/2017 17:30	138.50	5.77	OP22	INSTALAR HANGER
06-Jan-17	Friday	00:30	5	05:00	01/06/2017 22:30	143.50	5.98	OP23	REALIZAR QUICK CONECTOR BAJO EL HANGER + ASENTAR EN SECCION 'B' +
06-Jan-17	Friday	05:00	3	03:00	01/07/2017 1:30	146.50	6.10	OP24	DESARMAR BOP
07-Jan-17	Saturday	03:00	1	01:00	01/07/2017 2:30	147.50	6.15	OP25	ARMAR CABEZAL
07-Jan-17	Saturday	01:00	1	01:00	01/07/2017 3:30	148.50	6.19	OP26	REALIZAR QUICK CONECTOR SOBRE HANGER
07-Jan-17	Saturday	01:00	3	03:00	01/07/2017 6:30	151.50	6.31	OP27	ARMAR LINEAS DE PRODUCCION + CONECTAR BAYONETA
07-Jan-17	Saturday	03:00	6	06:00	01/07/2017 12:30	157.50	6.56	OP28	REALIZAR PRUEBA DE ROTACION + PRUEBA DE PRODUCCION ESTABILIZADA

Figura 30. Formato propuesto - Tiempos operacionales.

Tomado de: Propuesta de mejora.

Por otro lado se debe cargar el costo de la certificación presupuestaria según el valor obtenido del formato de costos certificado reacondicionamiento, en el formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento.

	Costo ejecutado diario	Costo ejecutado acumulado	Certificación presupuestaria	% de Avance
2-Jan-17			\$163,847.04	
3-Jan-17				
4-Jan-17				
5-Jan-17				
6-Jan-17				
7-Jan-17				
8-Jan-17				
9-Jan-17				
10-Jan-17				
11-Jan-17				
12-Jan-17				
13-Jan-17				
14-Jan-17				

Figura 31. Formato propuesto – Monitoreo de costos.

Tomado de: Propuesta de mejora.

Cabe resaltar que la carga de la información de costos y tiempos es el punto de partida de tal forma que sería nuestra línea base, para de esta manera lograr comparar con el desarrollo del workover.

Los dos formatos propuestos (tiempos operaciones y monitoreo de costos), facilitará un seguimiento y control con respecto al workover.

4.2. Aplicación de herramienta técnica

Para identificar los problemas más relevantes que se originan en las desviaciones de costos ejecutados se ha realizado la aplicación del diagrama de Ishikawa, en donde a partir del mismo se ejecutará una matriz de relación y priorización la cual permitirá construir un diagrama de Pareto.

El diagrama de Ishikawa se utiliza para relacionar los efectos con las causas que los proceden.

El diagrama de Pareto está basado en la ley "80-20": en un 20% de los factores o causas se concentran el 80% del efecto. Se representa mediante una gráfica los datos obtenidos sobre un problema, de tal manera que ayudan a identificar cuáles son los aspectos prioritarios que hay que tratar.

En el eje vertical izquierdo corresponde a la magnitud de cada factor, la escala está comprendida entre cero y la magnitud total de los factores y en el eje horizontal se muestra los factores empezando por el de mayor importancia.

Después se traza barras correspondientes a cada factor, también se grafica una línea que representa el porcentaje acumulado calculado anteriormente. Este gráfico se origina desde el eje vertical derecho.

Identificación de problemas en la desviación de costos ejecutados:

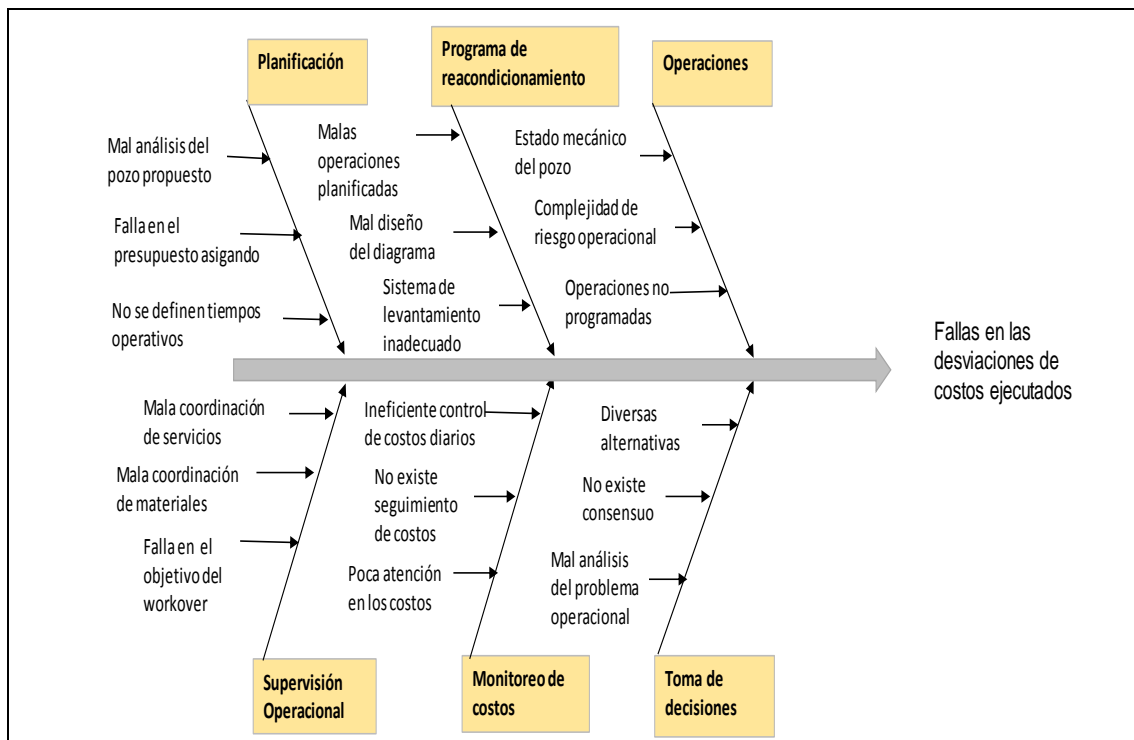


Figura 32. Esquema Ishikawa; problemas identificados en las desviaciones de costos ejecutados.

Matriz de Relación y Priorización en las desviaciones de costos ejecutados.

Matriz de Relación y Priorización				Alta relación				9
				Media relación				5
				Baja relación				0
Rango de importancia		9	5	5	8	9	8	
		1	2	3	4	5	6	
Entradas		Planificación	Programa de reacondicionamiento	Operaciones	Supervisión Operacional	Monitoreo de costos	Toma de decisiones	TOTAL
	Sub Causa							
1	Mal análisis del pozo propuesto	9	9	0	0	0	9	198
2	Falla en el presupuesto asignando	9	0	0	0	9	0	162
3	No se definen tiempos operativos	9	9	5	9	9	0	304
4	Malas operaciones planificadas	9	9	5	5	5	0	236
5	Mal diseño del diagrama	0	9	0	0	0	0	45
6	Sistema de levantamiento inadecuado	0	9	0	0	0	5	85
7	Estado mecánico del pozo	0	5	9	0	0	0	70
8	Complejidad de riesgo operacional	5	5	9	9	5	5	272
9	Operaciones no programadas	5	0	9	9	9	9	315
10	Mala coordinación de servicios	5	0	0	9	0	0	117
11	Mala coordinación de materiales	5	0	0	9	0	0	117
12	Falla en el objetivo del workover	0	0	0	9	0	0	72
13	Ineficiente control de costos diarios	5	0	0	0	9	0	126
14	No existe seguimiento de costos	5	0	0	0	9	0	126
15	Poca atención en los costos	5	0	0	0	9	5	166
16	Diversas alternativas	0	0	5	0	0	9	97
17	No existe consenso	0	0	0	0	0	9	72
18	Mal análisis del problema operacional	9	0	5	9	0	9	250
TOTAL		720	275	235	544	576	480	

Figura 33. Matriz de Relación y Priorización en las desviaciones de costos ejecutados.

Causas:

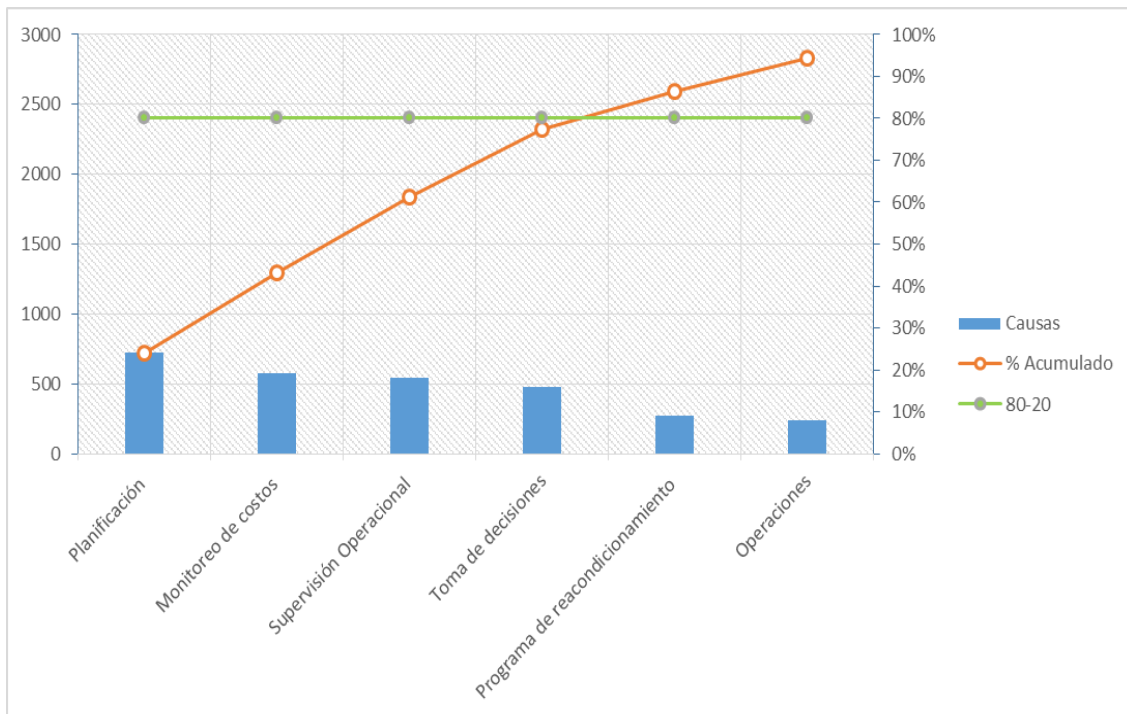


Figura 34. Diagrama de Pareto de las desviaciones de costos ejecutados.

De acuerdo a la evaluación del diagrama de Pareto se puede identificar cuatro causas que genera las desviaciones de costos ejecutados, las cuales son: Planificación, Monitoreo de costos, Supervisión operacional y Toma de decisiones. De estas cuatro existen dos que son las más importantes y requieren mucha atención, estas son la Planificación y Monitoreo de costos.

Mediante la gráfica los vitales son la Planificación, Monitoreo de costos, Supervisión operacional y Toma de decisiones, en cambio los triviales son el Diagrama de reacondicionamiento y las Operaciones.

Sub-Causas:

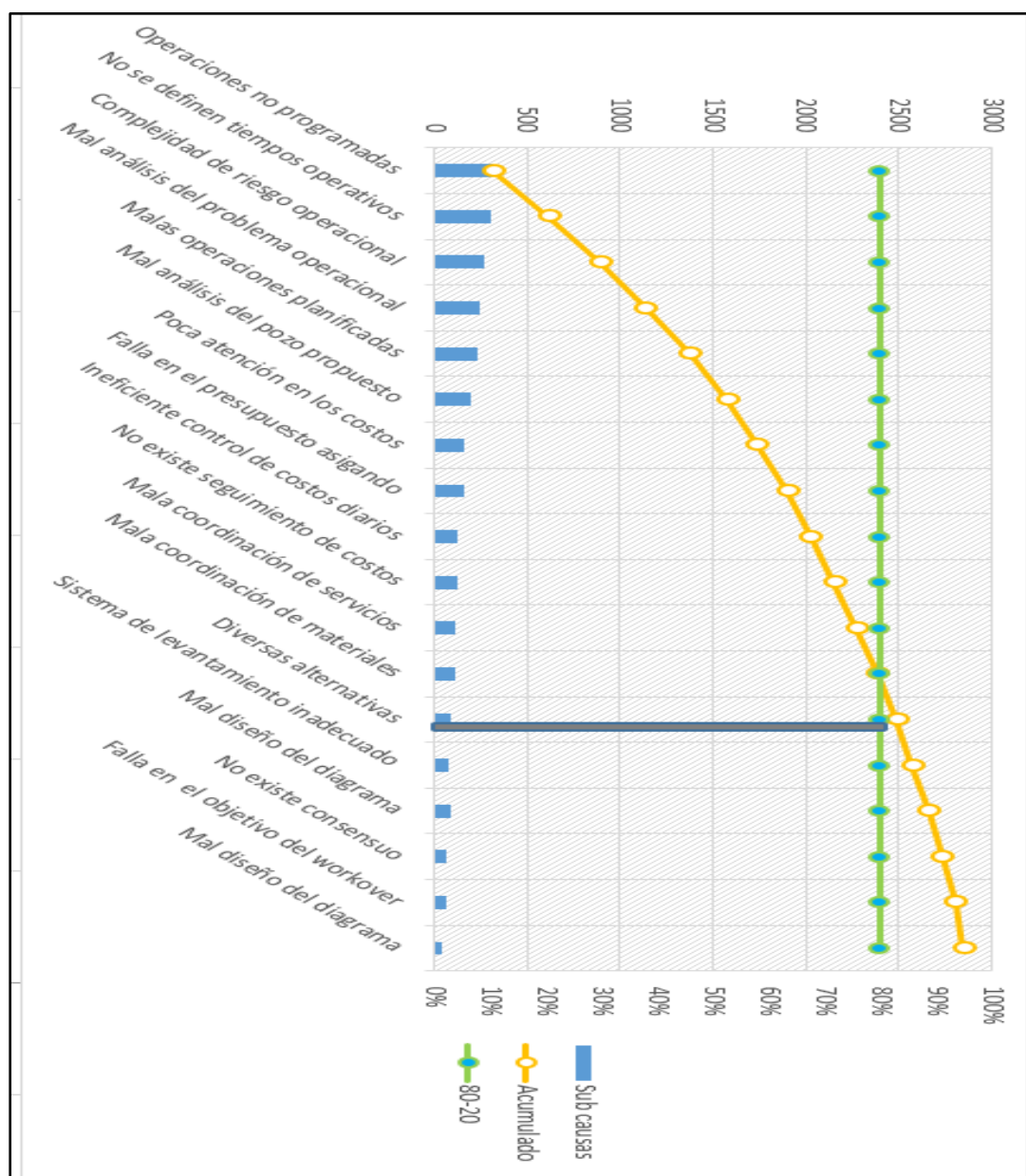


Figura 35. Diagrama de Pareto de las desviaciones de costos ejecutados.

Según la evaluación del diagrama de Pareto de las Sub – Causas en donde se observan 13 sub causas importantes que representan el 80% de falla, mismas que se estableció en la correlación de la matriz causa – efecto; pero el análisis se concentrará en las 4 más representativas con forme a su puntuación y son: Operaciones no programadas, No se define tiempos estimados, Complejidad de riesgo operacional y Mal análisis del problema operacional.

Por otra parte, si se ataca al 20% de las causas se resolverá el 80% del efecto, el cual corresponde a la Planificación que será la causa principal para analizar.

4.3. Diseño implementación / plan de acción

Para iniciar el diseño se ha determinado la siguiente matriz.

Tabla 6.

Matriz de diseño implementación y Plan de acción.

PERSPECTIVA	OBJETIVO	ESTRATÉGIA	RECURSO	INDICADOR	FÓRMULA	UNIDAD DE MEDICIÓN	PERIODO DE MEDICIÓN	META	RESPONSABLE
Eficiencia	Cumplir con el AFP	Monitoreo de costos	Curva de monitoreo de costos	Costo ejecutado	costo ejecutado / costo planificado	% de cumplimiento	Diario	100%	Ing. De Operaciones / Company Man
Eficacia	Cumplir con el programa de workover	Supervisión Operacional	Curva de supervisión operacional	Operaciones ejecutadas	operaciones ejecutadas / operaciones programadas	% de cumplimiento	Diario	100%	Ing. De Operaciones / Company Man
Calidad	Cumplir con el tiempo programado del workover	Supervisión Operacional	Tiempo	Tiempo de operaciones	tiempo ejecutado/ tiempo programado	% de cumplimiento	Diario	100%	Ing. De Operaciones / Company Man
Productividad	Finalizar el workover con operaciones programadas	Supervisión Operacional	Tiempo, servicios y materiales	Operaciones programadas	operaciones programadas ejecutadas / operaciones programadas	% de cumplimiento	Diario	100%	Ing. De Operaciones / Company Man

Para efectos de monitoreo y control de la planificación de las operaciones y costos del reacondicionamiento, se ha apoyado en curvas de tiempo, de tal forma que busca determinar el desfase de lo real con lo planificado, con la finalidad de dar alertas oportunas cuando exista un desfase para una buena toma de decisiones.

El análisis de las curvas pretende mostrar la realidad organizacional y por lo tanto su efectividad hacia el logro de resultados esperados.

El diseño está enfocado en el fortalecimiento interno y crecimiento del área de Ingeniería.

Se ha diseñado un programa en Excel 2013 para la realización de las curvas de tiempo con el fin de obtener una supervisión operacional y un monitoreo de costos simultáneamente cada día.

Se seleccionó un pozo candidato, para la implementación de la propuesta.

Análisis geológico y del reservorio del pozo X.

Ubicación del pozo X.

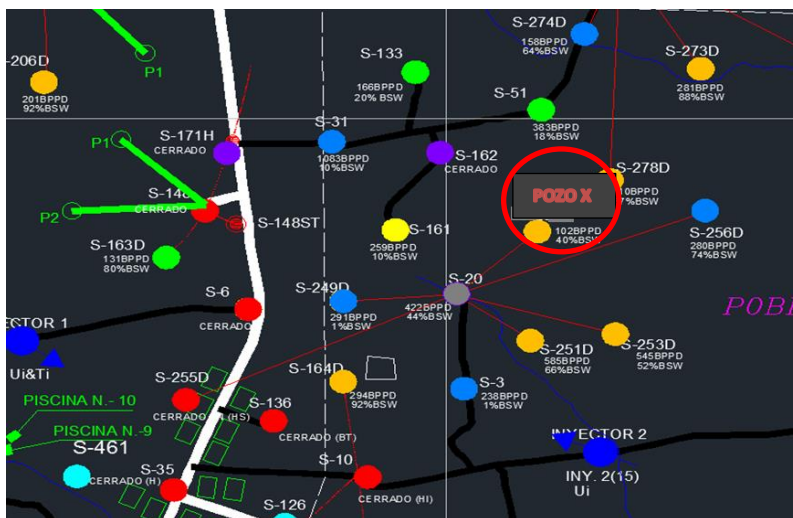


Figura 36. Ubicación del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Después se realiza una evaluación petrofísica del pozo X a la arena prospectiva.

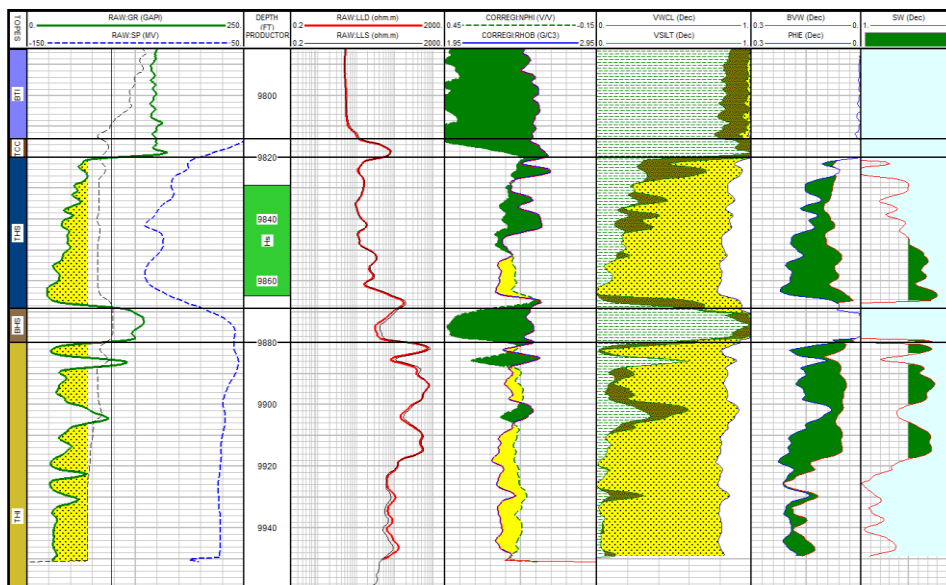


Figura 37. Evaluación petrofísica del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

El gráfico representa los registros de resistividad que se bajaron con wireline en hueco abierto en el evento de la perforación del pozo X. Esta información permite realizar la evaluación petrofísica que logra determinar las propiedades del reservorio como el espesor de la arena (ft), porosidad (ϕ), saturación de petróleo (%), permeabilidad (md).

Después de la evaluación petrofísica se realiza una correlación del pozo X.

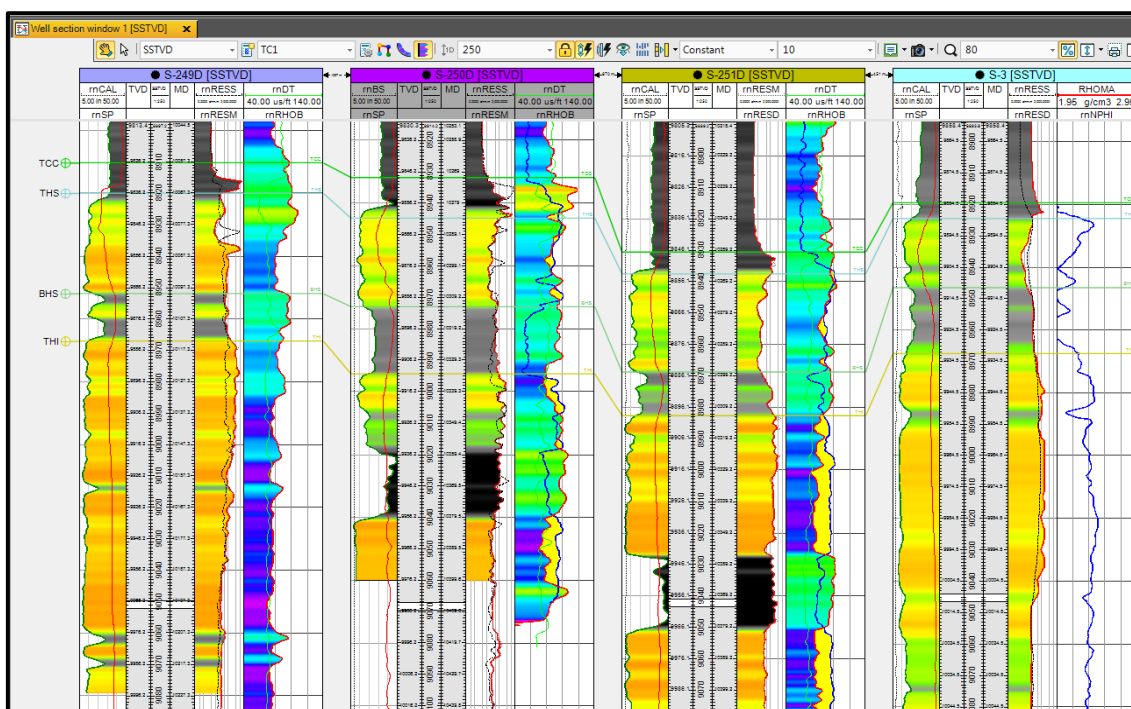


Figura 38. Correlación del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

El gráfico representa la correlación del pozo X, determina la profundidad de las formaciones presentes en el pozo en comparación con los pozos vecinos, si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica y la presencia o ausencia de fallas.

Historial de perforación y completación del pozo X.

Inicia operaciones de perforación el 10 de octubre del 2014 a las 18h00 con el rig PDVSA – 39 y finaliza operaciones el 27 en octubre del 2014. Se perfora hasta 10100', tipo de pozo direccional tipo J.

Inicia operaciones de completación el 27 de octubre del 2014 a las 06h00 con el rig PDVSA - 39 y finaliza operaciones el 07 en noviembre del 2014. Se dispara arena hollín superior en intervalo 9560' – 9583', se baja equipo electrosumergible hasta 9475', se realiza prueba de rotación y de producción. Pozo queda produciendo de la arena hollín superior con 500 BFPD, 300 BPPD, 16% BSW.

Historial de producción del pozo X.

Tabla 7.

Historial de producción del pozo X.

HISTORIAL DE PRODUCCION						
SAC-XX						
07-Jan-13						
Inicia Perforación : 19 de abril de 1993.						
Finaliza Perforación : 13 de mayo de 1993.						
Pruebas Iniciales y Completación : Inicia 18 de mayo de 1993.						
Pruebas Iniciales y Completación : Finaliza 29 de mayo de 1993.						
FECHA	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	% BSW	OBSERVACIONES
31-Dic-15	Hs	PPS	734	206.0	78	BOMBA TD1000 ;Hz=46
30-Ene-16	Hs	PPS	734	161.5	78	BOMBA TD1000 ;Hz=46
29-Feb-16	Hs	PPS	748	164.6	78	BOMBA TD1000 ;Hz=46
31-Mar-16	Hs	PPS	725	108.8	85	BOMBA TD1000 ;Hz=46
25-abr-16	Hs	PPS	752	112.8	85	BOMBA TD1000 ;Hz=46
25-May-16	Hs	PPS	723	108.5	85	BOMBA TD1000 ;Hz=46
30-Jun-16	Hs	PPS	734	88.1	88	BOMBA TD1000 ;Hz=46
22-Jul-16	Hs	PPS	743	89.2	88	BOMBA TD1000 ;Hz=46
26-ago-16	Hs	PPS	720	86.4	88	BOMBA TD1000 ;Hz=46
28-Sep-16	Hs	PPS	716	85.9	88	BOMBA TD1000 ;Hz=46
16-Oct-16	Hs	PPS	752	82.7	89	BOMBA TD1000 ;Hz=46
26-Nov-16	Hs	PPS	716	78.8	89	BOMBA TD1000 ;Hz=46
13-dic-16	Hs	PPS	725	72.5	90	BOMBA TD1000 ;Hz=46

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Se observa bajo aporte por taponamiento por movimiento de finos.

Historico de reacondicionamientos del pozo X.

SACHA - XX							
HISTORIAL DE COMPLETACION Y REACONDICIONAMIENTO							
HISTORIAL DE COMPLETACION Y PRUEBAS							
<ul style="list-style-type: none"> Inician operaciones el 18-Mayo-93 Punzonan con cañones de 6" a 4 DPP el siguiente intervalo: 							
<p>"HOLLIN_SUP." 9829'-9866' (36')</p> <p>"HOLLIN_INF." 9888'-9896' (8')</p> <p>9882'-9884' (2')</p>							
FECHA	ZONA	BPPD	BPPD	BSW	API	METODO	
24-Mayo-93	Hinf.	2208	1766	20%	27	PPH	
25-Mayo-93	Hinf.	624	623	0.2	27	PPF	
<ul style="list-style-type: none"> Termina operaciones el 29-Mayo-93 							
WO. No. 01 (9-Dic-95)							
OBJETIVO: Cambio de completación por atascamiento de bomba.							
PRUEBAS DE PRODUCCION							
PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	METODO	
ANTES	01-Dic-95	Hi	Pozo	cerca	Bomba	atascada	
DESPUES	12-Dic-95	Hi	256	41	27	PPH	
Se incrementan 250 BPPD.							
WO. No. 02 (12-Enero-98)							
OBJETIVO: Cambio de completación por bomba atascada, evalúan arena Hollin							
Sup. Con B'UP.							
<ul style="list-style-type: none"> Realizan prueba de admisión con 1500 psi baja a 400 psi en un minuto. Evalúan arena Hollin sup. Con bomba jet D-6, BPPD = 1368, BPPD=1012, BSW= 26 %, THE= 32 HRS, Salinidad = 2400 ppmol. Evalúan arena Hollin sup. Con jet D-7, BPPD= 1392, BPPD= 724, BSW= 48 %, THE= 8 HRS. Cierran pozo por 14 hrs para restauración de presión. 							
<ul style="list-style-type: none"> Inician operaciones el 9 de Octubre del 2003 Realizan tratamiento Clean sweep I a la formación "Hi". Con cañones convencionales disparan intervalos de arena "Hi" @ 4 DPP: 9882' - 9884' (2'), 9888' - 9896' (8') Evalúan arenas Hi: BPPD=1680, BSW=72%, BPPD=470, TR=3030, THE=44, Salinidad = 1300 ppm Cl Evalúan arena Hi: BPPD=1440, BSW=87%, BPPD=187, TR=4705, THE=74, Salinidad = 1400 ppm Cl Realizan cementación forzada a "HS" con 200 sacks de cemento clase "G": 41 bis de lechada de 15.8 lbg. Con cañón convencional repunzonan intervalo de arena "HS" @ 4 dpp: 9829' - 9860' (31') Evalúan arena Hi: BPPD=1248, BSW=53%, BPPD=589, TR=1952, THE=40, Salinidad = 1600 ppm Cl, toman build up Bajan equipo BES Centrifit: 3 bombas TG-2500, 2 motores de 160 Hp, 1115 V, 88.5 Amp. Toman prueba de producción de arena "HS" a la estación: BPPD=2232, BSW=90%, BPPD=223, THE=7, AMP=62-65-67, FEC=56 Hz, Pc=96 Terminan operaciones el 26 de Noviembre del 2003 							
PRUEBAS DE PRODUCCION							
PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	METODO	
ANTES	05-Dic-03	Hi	674	51.26	28	PPH	
DESPUES	13-Dic-03	Hi	574	60	28	PPS	
WO. No. 04 (03-Junio-04)							
OBJETIVO: BES OFF por tres fases a tierra							
<ul style="list-style-type: none"> Inician operaciones el 29 de mayo del 2004 Sacan equipo BES TG-2500: bombas con giro duro, empaque de cable con flat cable con cortocircuito. Bajan equipo BES Centrifit: 2 bombas GC-1700, 1 motor 255 Hp, 1405 V, 105 Amp. Toman prueba de producción de arena HS a estación: BPPD = 1690, BPPD=672, BSW= 60%, THE=6, TR=429 bis, 55.9 Hz, AMP=90, Pint=1563, Pc=75 Terminan operaciones el 3 de junio del 2004 							
PRUEBAS DE PRODUCCION							
PRUEBAS	FECHA	ZONA	BPPD	BSW	API	METODO	PC
ANTES	29-Mayo-04	Hi				CERRADO, BES OFF	
DESPUES	6-Jun-04	Hi	608	57	27	PPS	70

Figura 39. Historial de reacondicionamiento del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Se lleva un registro de todos los reacondicionamientos efectuados en el pozo X. Se describe las fechas de inicio y fin de cada W.O, las operaciones realizadas y los intervalos disparados con su respectiva profundidad, también el tipo de levantamiento bajado al pozo y la prueba de producción inicial de 6 horas.

Esquema mecánico actual del pozo X.

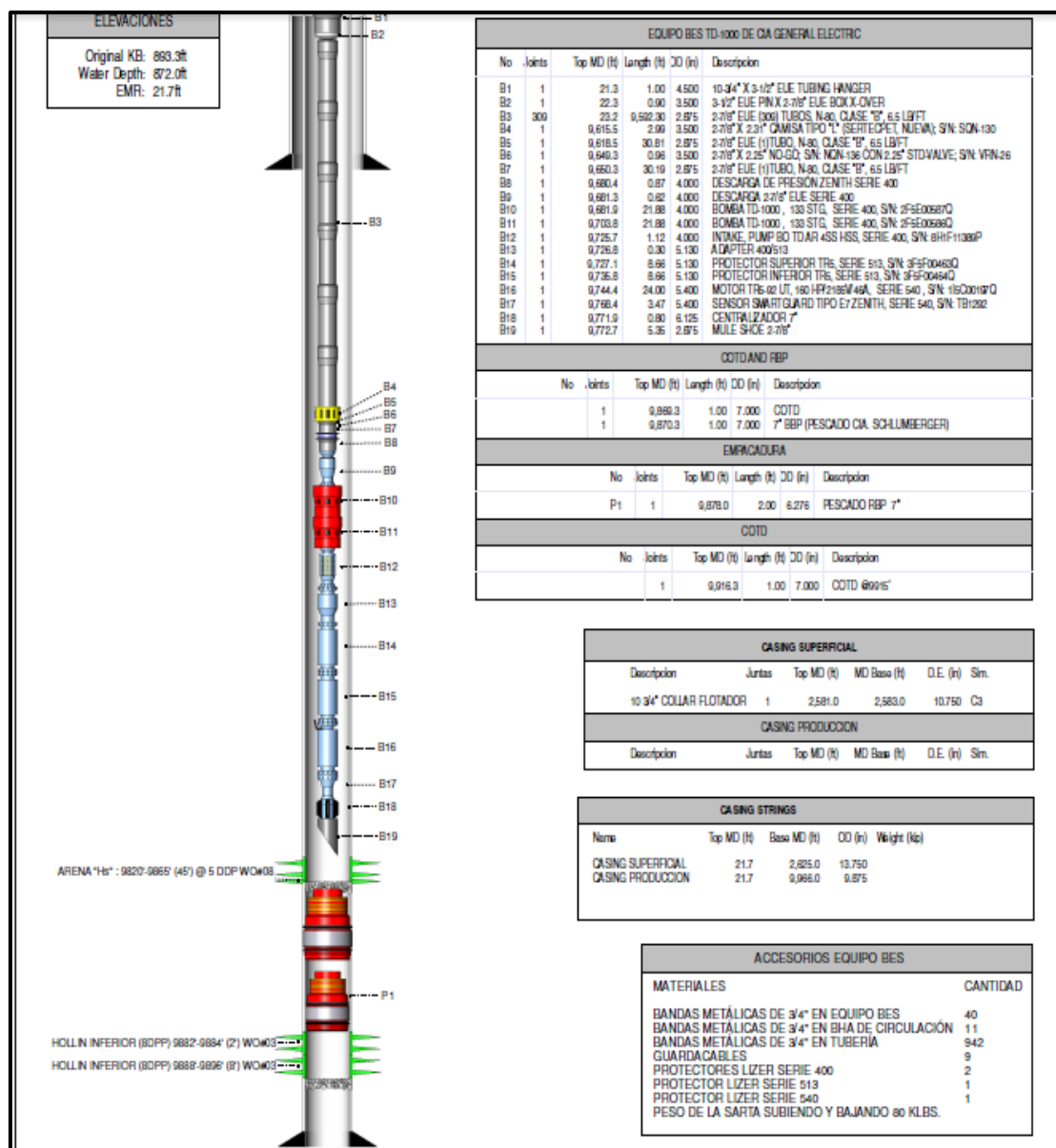


Figura 40. Esquema mecánico del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

El gráfico representa las secciones del diagrama del pozo X y las profundidades de los intervalos disparados.

Programa de reacondicionamiento del pozo X.

SAC-X	6. PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN	W.O. # 10
1.-	Mover torre de reacondicionamiento a la locación.	
2.-	Preparar fluido de control, controlar el pozo con agua tratada y filtrada de 8,4 lpg y turbidez máxima de 5 NTU a través de 2 7/8 camisa @ 9615'	
3.-	Desarmar cabezal, armar BOP y probar.	
4.-	Sacar equipo BES TD1000 en tubería de 2 7/8" en paradas. Inspeccionar la tubería, chequear precencia de esca y /o corrosión, cualquier novedad reportar a la Superintendencia de Operaciones. Nota: En caso de observar desprendimiento del equipo BES, realizar trabajos de pesca	
5.-	Armar BHA de limpieza con broca de 6 1/8" para casig de 7 ". Bajar en tubería 2 7/8" midiendo, calibrando y probando con 2500 psi hasta 9860' (COTD @ 9869'). Recuperar st. valve, circular con fluido de 8,4 LPG. hasta obtener retorno de fluido limpio en superficie. Sacar BHA de limpieza, realizando inspección electromagnética a tubería.	
6.-	Con unidad de wire line armar equipos y herramientas, bajar 7" tapon, y asentar a +/- 9867'	
7.-	Armar equipo BES similar al anterior. Bajar en tubería de 2 7/8" midiendo. calibrando y probando hermeticidad con 2500 psi cada 20 paradas, verificando continuidad eléctrica del cable cada 2000 ft. Instalar protectores.	
8.-	Desarmar BOP, retirar subestructura, armar cabezal, probar, instalar conector de superficie.	
9.-	Arrancar equipo del equipo BES, seleccionar giro correcto. Tomar prueba de producción de la arena Hs por 6 horas	
10.-	Finalizar operaciones.	

Figura 41. Programa de reacondicionamiento del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Se describe las operaciones a detalle en forma secuencial para alcanzar el objetivo planteado para el workover.

Costos estimados del pozo X.

De acuerdo a las operaciones del programa de reacondicionamiento se determinó los servicios y materiales a utilizarse, se procedió a solicitar a los proveedores las cotizaciones respectivas para su análisis de la parte técnica y económica, una vez obtenida la información se completó el formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento, resultado un valor total de \$426.831 para el workover.

FORMATO TIPO DE PRESUPUESTO DE REACONDICIONAMIENTO										
Activo:	B60Sacha			Tipo Evento:	OPEX		Trabajo a Realizar:	PULLING BES		
Pozo:	SCH-XX SACHA-XX			WO #:	5		Trabajo a Realizar:	CAMBIAR EQUIPO BES		
RIG:	TRIBOILGAS 102			Fluidos (OIL):	250					
Estimado días operación:	7			Fluidos (H2O):	714					
Fecha elaboración:	16-Dec-16			Fecha estimada:	17-Dic-16					
Elaborado por:				Intervalo Disparos						
Revisado y procesado por:										
EVENTO	SUB-CTA	PP	DESCRIPCION	SUB-COD	VALOR UNIT \$	CANTIDAD	TIPO	UNIDAD	SUB TOTAL \$	OBSERVACIONES / TOTAL \$
9201	28		SERVICIO TALADRO REACONDICIONAMIENTO						CON IVA	18,577.4
			Tarifa diaria de taladro	9201-01	8,148.00	2	SERVICIO	DAY	16,296.00	
			Stand by en operacion servicio de taladro	9201-02	31,048.00		SERVICIO	DAY	-	
			Reembolsables taladro	9201-03			SERVICIO	EA	-	
9202	28		SERVICIO DE CONTROL DE POZO						CON IVA	20,213.0
			Preparación de fluido de control de pozo	9202-01	17,730.71	1	SERVICIO	EA	17,730.71	
9203	28		SERVICIO DE SLICK LINE						CON IVA	1,368.0
			Servicio de Slick Line	9203-01	120.00	10	SERVICIO	HOUR	1,200.00	
			Reparación de herramientas	9203-02	8,800.00		SERVICIO	EA	-	
PULLING	9204	28	SERVICIO DE RETIRO DE CONECTORES						CON IVA	-
			artificial lift parte del servicio	9204-01	2,500.00		SERVICIO	EA	-	
	9205	28	SERVICIO DE LLAVE HIDRAULICA						CON IVA	-
			Renta de llave hidraulica	9205-01	13,800.00		SERVICIO	EA	-	

Figura 42. Presupuesto pozo X

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

El formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento contiene los costos de los servicios y materiales a emplearse en el reacondicionamiento del pozo X.

Con toda la información descrita anteriormente, se procede a movilizar el rig de reacondicionamiento al pozo X, para iniciar las operaciones de workover.

Como plan de acción para controlar una supervisión operacional y monitoreo de costos diarios, se propone curvas de tiempo, determinando dos análisis descritos de la siguiente manera:

Análisis 1: Análisis curva operacional.

Se busca determinar el avance físico del reacondicionamiento del pozo representado en una curva de tiempo, mostrando los tiempos de las operaciones ejecutadas con respecto a las planificadas.

Ingreso el tiempo por cada operación a ejecutarse según el programa de workover.

Operaciones según programa de W.O

FECHA DESDE	DÍA	HORA INICIO	INICIA	TIEMPO ESTIMADO (HRS)	FINALIZA	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (HRS)	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (DÍAS)	No. OP	OPERACIONES
03-feb-17	viernes	6:00	03/02/2017 6:00	8,00	03/02/2017 14:00	8,00	0,33	OP1	ABRIR CAMISA + ARMANDO LINEAS DE CONTROL DE POZO + LLENANDO TANQUE
03-feb-17	viernes	14:00	03/02/2017 14:00	6,00	03/02/2017 20:00	14,00	0,58	OP2	PREPARAN FLUIDO DE CONTROL + CONTROLAN POZO
03-feb-17	viernes	20:00	03/02/2017 20:00	1,50	03/02/2017 21:30	15,50	0,65	OP3	RETIRAN LINEAS DE CONTROL DE POZO, COLOCAN BPV Y RETIRAN CABEZAL ELE
03-feb-17	viernes	21:30	03/02/2017 21:30	3,00	03/02/2017 0:30	18,50	0,77	OP4	ARMAN 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIONAMIENTO CON 1500 PSI OK
03-feb-17	sábado	0:30	04/02/2017 0:30	1,00	03/02/2017 1:30	19,50	0,81	OP5	TENSIONAR + LEVANTAR TUBING HANGER
04-feb-17	sábado	1:30	04/02/2017 1:30	1,00	03/02/2017 2:30	20,50	0,85	OP6	SUBIR POLEA HACIA LA TORRE
04-feb-17	sábado	2:30	04/02/2017 2:30	8,00	03/02/2017 10:30	28,50	1,19	OP7	SACAR EQUIPO BES HASTA SUPERFICIE
04-feb-17	sábado	10:30	04/02/2017 10:30	6,00	03/02/2017 16:30	34,50	1,44	OP8	DESARMAR BHA DE PRODUCCIÓN + EQUIPO BES + BAJAR POLEA
04-feb-17	sábado	16:30	04/02/2017 16:30	9,00	03/02/2017 1:30	43,50	1,81	OP9	ARMAR Y BAJAR CAMPANA ON - OFF @ 10302.2'
04-feb-17	domingo	1:30	05/02/2017 1:30	9,00	03/02/2017 10:30	52,50	2,19	OP10	ARMAR Y BAJAR BHA DE LIMPIEZA HASTA +/- 10600 FT.
05-feb-17	domingo	10:30	05/02/2017 10:30	3,00	03/02/2017 13:30	55,50	2,31	OP11	RECUPERAR STD. VALVE
05-feb-17	domingo	13:30	05/02/2017 13:30	9,00	03/02/2017 22:30	64,50	2,69	OP12	SACAR BHA DE LIMPIEZA EN PARADAS A LA TORRE + DESARMAR BHA DE LIMPIE
05-feb-17	domingo	22:30	05/02/2017 22:30	16,00	03/02/2017 14:30	80,50	3,35	OP13	ARMAR Y BAJAR CONJUNTO TCP HASTA PROF. PROGRAMADA + ESPACEAR SAR
05-feb-17	lunes	14:30	06/02/2017 14:30	7,00	03/02/2017 21:30	87,50	3,65	OP14	CORRELACIONAR + ASENTAR PACKER Y LANZAR BARRA DETONADORA
06-feb-17	lunes	21:30	06/02/2017 21:30	5,00	07/02/2017 2:30	92,50	3,85	OP15	ASENTAR ST-VALVE CON MEMORIA; ABRIR CAMISA; DESPLAZAR BOMBA JET
06-feb-17	martes	2:30	07/02/2017 2:30	60,00	07/02/2017 14:30	152,50	6,35	OP16	EVALUAR CON BOMBA JET Y UNIDAD MTU
07-feb-17	jueves	14:30	09/02/2017 14:30	24,00	07/02/2017 14:30	176,50	7,35	OP17	CIERRE DEL POZO
09-feb-17	viernes	14:30	10/02/2017 14:30	2,00	07/02/2017 16:30	178,50	7,44	OP18	REVERSAR BOMBA JET; RECUPERAR ST-VALVE CON MEMORIAS
10-feb-17	viernes	16:30	10/02/2017 16:30	3,00	07/02/2017 19:30	181,50	7,56	OP19	BAJAR ST-VALVE
10-feb-17	viernes	19:30	10/02/2017 19:30	6,00	07/02/2017 1:30	187,50	7,81	OP20	PREPARAR FLUIDO + CONTROLAR EL POZO
10-feb-17	sábado	1:30	11/02/2017 1:30	10,00	07/02/2017 11:30	197,50	8,23	OP21	MANIOBRAR SARTA + SACAR CAMPANA ON - OFF

Figura 43. Tiempos planeados de operación del pozo X

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Cuando se dé por iniciadas las operaciones de workover se colocará la fecha y hora del mismo día.

FECHA:	02-Jan-17
HORA:	23
ACTUALIZADO:	1-Mar-17

Operaciones según programa de W.O

FECHA DESDE	DÍA	HORA INICIO	TIEMPO ESTIMADO (HRS)	FECHA	FECHA Y HORA FIN DE OPERACIÓN	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (HRS)	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (DÍAS)	No	OPERACIONES
02-Jan-17	Monday	23:00	4	03:00	01/02/2017 3:00	4,00	0,17	OP1	ABRIR CAMISA + ARMAR LINEAS DE CONTROL DE POZO + LLENANDO TANQUE
02-Jan-17	Monday	03:00	6	06:00	01/02/2017 9:00	10,00	0,42	OP2	PREPARAN FLUIDO DE CONTROL + CONTROLAN POZO
02-Jan-17	Monday	06:00	1,5	01:30	01/02/2017 10:30	11,50	0,48	OP3	RETIRAN LINEAS DE CONTROL DE POZO, COLOCAN BPV Y RETIRAN CABEZAL
02-Jan-17	Monday	01:30	3	03:00	01/02/2017 13:30	14,50	0,60	OP4	ARMAN 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIONAMIENTO CON 1500 PSI OK

Figura 44. Fecha de inicio del workover del pozo X

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Diariamente de acuerdo al reporte obtenido del programa open Wells (Anexo 2.), se llenará los tiempos reales ejecutados por cada operación y categorizando si es operación programada u operación no planificada, de acuerdo al siguiente gráfico:

FECHA y HORA: 03/02/2017 6:00		ACTUALIZADO: 9-Mar-17									
FECHA DESDE	DÍA	HORA INICIO	INICIA	TIEMPO ESTIMADO (HRS)	FINALIZA	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (HRS)	TIEMPO ESTIMADO ACUMULADO (DÍAS)	OP	OP. EXTRA		
03-feb-17	viernes	6:00	03/02/2017 6:00	7,00	03/02/2017 13:00	7,00	0,29	OP1		ABRIR CAMISA + ARMANDO LINEAS DE CONTROL	
03-feb-17	viernes	13:00	03/02/2017 13:00	5,00	03/02/2017 18:00	12,00	0,50	OP2		PREPARAN FLUIDO DE CONTROL + CONTROLAN F	
03-feb-17	viernes	18:00	03/02/2017 18:00	1,50	03/02/2017 19:30	13,50	0,56	OP3		RETIRAN LINEAS DE CONTROL DE POZO, COLOCA	
03-feb-17	viernes	19:30	03/02/2017 19:30	2,50	03/02/2017 22:00	16,00	0,67	OP4		ARMAN 11" X 5000 PSI BOP + PRUEBAN FUNCIO	
03-feb-17	viernes	22:00	03/02/2017 22:00	1,00	03/02/2017 23:00	17,00	0,71	OP5		TENSIONAR + LEVANTAR TUBING HANGER	
03-feb-17	viernes	23:00	03/02/2017 23:00	7,00	04/02/2017 6:00	24,00	1,00		OPN1	PESCA BHA - 1 BAJANDO	
03-feb-17	viernes	6:00	04/02/2017 6:00	9,00	04/02/2017 15:00	33,00	1,38		OPN2	PESCA BHA - 1 SACANDO	
03-feb-17	sábado	15:00	04/02/2017 15:00	8,00	04/02/2017 23:00	41,00	1,71		OPN3	PESCA BHA - 2 BAJANDO	
04-feb-17	sábado	23:00	04/02/2017 23:00	10,00	05/02/2017 9:00	51,00	2,13		OPN4	PESCA BHA - 2 SACANDO	
04-feb-17	sábado	9:00	05/02/2017 9:00	7,00	05/02/2017 16:00	58,00	2,42		OPN5	PESCA BHA - 3 BAJANDO	
05-feb-17	domingo	16:00	05/02/2017 16:00	11,00	06/02/2017 3:00	69,00	2,88		OPN6	PESCA BHA - 3 SACANDO	
05-feb-17	domingo	3:00	06/02/2017 3:00	5,00	06/02/2017 8:00	74,00	3,08		OP7	PESCA BHA - 4 BAJANDO	
06-feb-17	lunes	8:00	06/02/2017 8:00	3,00	06/02/2017 11:00	77,00	3,21		OP8	PESCA BHA - 4 SACANDO	

Figura 45. Tiempos ejecutados de operación del pozo X

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Relacionando los tiempos planeados con los tiempos ejecutados reales de cada operación según el procedimiento del programa de reacondicionamiento, se obtiene la curva del avance físico como se representa en la siguiente gráfica:

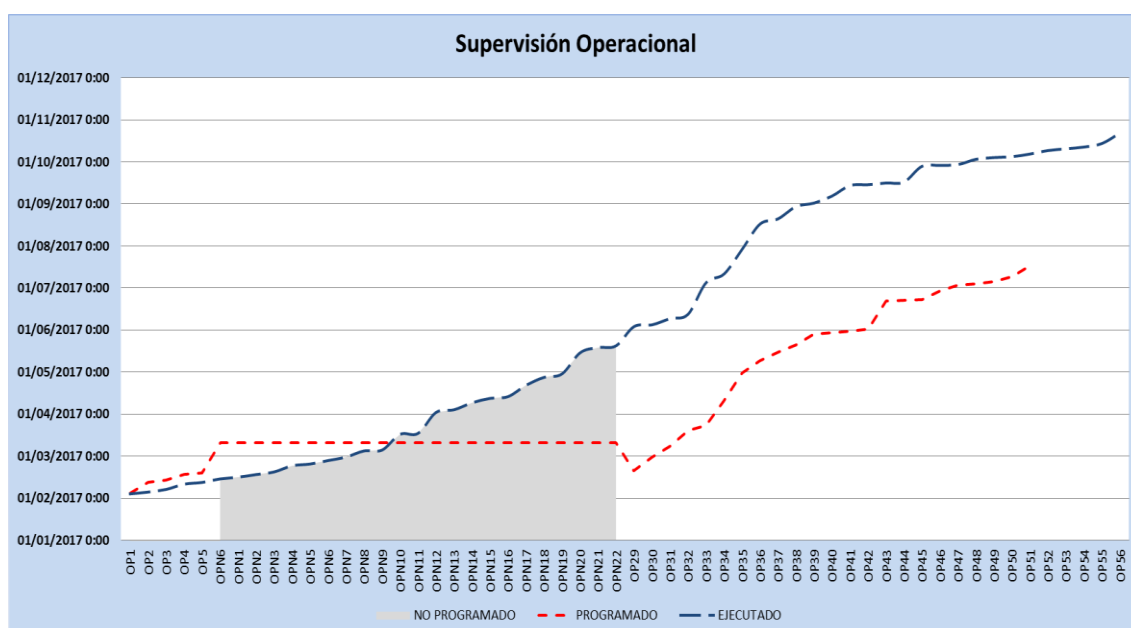


Figura 46. Avance físico de workover del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

En la gráfica la línea de color rojo representa las operaciones programadas, la línea azul las operaciones ejecutadas y el área de color gris simboliza las operaciones no programadas, por lo tanto permite tener una mejor representación del avance físico con el desarrollo diario de las operaciones de workover.

Adicionalmente, para asegurar que estamos avanzando en el margen del valor presupuestado se dispone de una segunda gráfica.

Análisis 2: Análisis curva de costos.

Se busca determinar el avance financiero del reacondicionamiento del pozo representado en una curva de tiempo, mostrando los costos ejecutados diarios, el costo acumulado diario y el costo presupuestado.

Ingreso el costo presupuestado del workover según el valor total calculado del formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento.

	Costo ejecutado diario	Costo ejecutado acumulado	Certificación presupuestaria	% de Avance
2-Jan-17			\$163,847.04	
3-Jan-17				
4-Jan-17				
5-Jan-17				
6-Jan-17				
7-Jan-17				
8-Jan-17				
9-Jan-17				
10-Jan-17				
11-Jan-17				
12-Jan-17				
13-Jan-17				
14-Jan-17				
15-Jan-17				

Figura 47. Costo presupuestado de workover del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Diariamente de acuerdo al reporte obtenido del programa open Wells (Anexo 1.), se llenara los costos reales ejecutados por cada día.

	Costo ejecutado diario	Costo ejecutado acumulado	Certificación presupuestaria	% de Avance
2-Jan-17	\$13,114.48	\$13,114.48	\$163,847.04	
3-Jan-17	\$8,150.16	\$21,264.64	\$163,847.04	13%
4-Jan-17	\$13,594.54	\$34,859.18	\$163,847.04	21%
5-Jan-17	\$8,389.56	\$43,248.74	\$163,847.04	26%
6-Jan-17	\$11,064.14	\$54,312.88	\$163,847.04	33%
7-Jan-17	\$12,494.88	\$66,807.76	\$163,847.04	41%
8-Jan-17	\$17,884.73	\$84,692.49	\$163,847.04	52%
9-Jan-17	\$8,782.91	\$93,475.40	\$163,847.04	57%
10-Jan-17	\$8,150.16	\$101,625.56	\$163,847.04	62%
11-Jan-17	\$24,948.01	\$126,573.57	\$163,847.04	77%
12-Jan-17	\$8,510.91	\$135,084.48	\$163,847.04	82%
13-Jan-17	\$14,833.74	\$149,918.22	\$163,847.04	91%
14-Jan-17	\$8,150.16	\$158,068.38	\$163,847.04	96%
15-Jan-17	\$31,322.01	\$189,390.39	\$163,847.04	116%

Figura 48. Costo diarios ejecutados del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

Relacionando los costos ejecutados producto de las operaciones diarias con el costo presupuestado, se obtiene la curva del avance financiero como se representa en la siguiente gráfica:

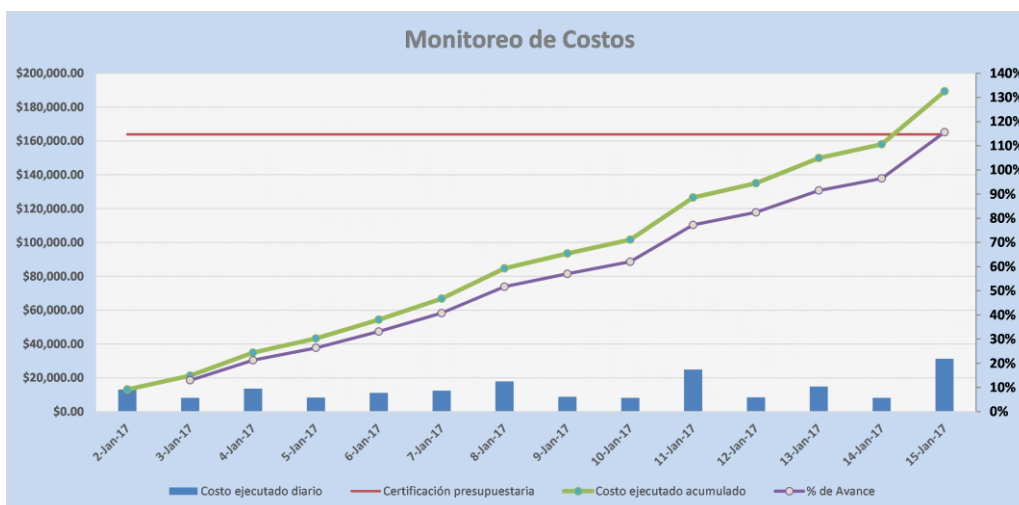


Figura 49. Avance financiero de workover del pozo X.

Tomado de: (Petroamazonas, 2017)

En la gráfica la línea de color rojo representa el costo total presupuestado, las barras azules los costos diarios ejecutados, la línea verde simboliza el costo acumulado diario y la línea morada el porcentaje de avance de esta manera permite tener una mejor representación del avance financiero.

4.4. Discusión de resultados.

Con el seguimiento diario de la supervisión operacional y monitoreo de costos, se logra construir en los formatos propuesto las curvas de tiempo que representan el avance físico y financiero.

El análisis de la curva del avance físico se observa que se intervino el pozo 3 días más de lo programado y en el avance financiero existe una sobre ejecución del 16%.

Cuando se evidencia un desfase en las curvas respecto a lo programado, se puede dar alertas oportunas para una buena toma de decisión de la alta gerencia.

Hay que tomar en cuenta en el punto de desfase, el tiempo, costo y alcance que ocasionará las diversas operaciones no planificadas, también la gerencia debe elegir entre varias alternativas aquella que consideran más conveniente.

5. CAPÍTULO V. ANALISIS COSTO – BENEFICIO

5.1. BENEFICIOS.

En el presente trabajo no presenta inversión con respecto a maquinaria, infraestructura entre otros, básicamente se dispone de una reacción inmediata con la propuesta de las curvas de tiempo.

El tiempo y costo es necesario para un trabajo de reacondicionamiento se representa mediante curvas de tiempo, lo cual significa un control diario para llegar al objetivo del workover.

Con la propuesta tenemos resultados oportunos para una buena toma de decisión, mediante la curva operacional y de costos. Todas las decisiones que se analizan cuando existe un desfase en las curvas, están determinadas para la búsqueda de un solo objetivo: la maximización de los beneficios económicos.

Por otra parte, tal vez a futuro se debería implementar un sistema programado basado en este estudio.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

Los pozos de workover fueron clasificados en Capex y Opex de acuerdo al objetivo del programa de reacondicionamiento.

Entre los trabajos de workover más frecuentes se identificó cambio de zona que corresponde a Capex y pulling a Opex.

Las desviaciones de los costos ejecutados se puede evidenciar entre la certificación solicitada y el valor presupuestado, en trabajos Capex corresponde al 19 % y un 23 % y en Opex un 23 % y un 47 % respectivamente.

Entre los puntos críticos se determinó la operación de pesca como la más relevante misma que es una operación no programada.

Los puntos críticos dan una pauta para la planificación de costos.

Se elaboró un procedimiento adecuado para la planificación de costos estimados para las operaciones de workover el cual consta de un diagrama de proceso.

Las curvas de tiempo ayudarían a la supervisión operacional y al monitoreo de costos diarios y se obtendría un mejor control en tiempos operativos.

Con la estrategia se lograría dar alertas oportunas para una buena toma de decisiones cuando se observe un desfase en las curvas de tiempo.

6.2. Recomendaciones

Conservar la clasificación de pozos por tipo de workover mediante una política empresarial.

Para reducir la variabilidad entre los costos ejecutados y la certificación presupuestaria se debe tomar en cuenta todos los servicios, materiales y considerar los puntos críticos del workover.

Los puntos críticos operacionales dan apertura a un estudio con más detalle, el mismo puede ser complementario a este estudio.

Aplicar el procedimiento propuesto para la planificación de costos estimados para las operaciones de workover para futuros trabajos.

El ingreso de la información debe ser diaria, para una reacción oportuna.

Capacitar al personal en cuanto a la estrategia propuesta para su implementación.

Se propone aplicar la estrategia propuesta a trabajos Capex y Opex.

Se sugiere que los directivos garanticen el cumplimiento de la propuesta.

REFERENCIAS

- Baker, Hughes. (2005). *Introducción al Bombeo Electrosumergible*. Houston: Centrilift.
- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Desing* (primera ed.). Aberdeen: Elsevier.
- Borgna, A., Di Cosimo, J., & Fígoli, N. (2001). *Petróleo y gas natural Reservas, procesamiento y usos*. Argentina: UNL.
- Burbano, J. (2005). *Presupuestos: enfoque de gestión, planeación y control de recursos*. Bogota: McGraw-Hill.
- Drillmec, S. (2013). *Land Rigs*. Italy: Trevi group.
- Harvard Business Essentials. (2006). *Toma de decisiones para conseguir mejores resultados*. España: Deusto.
- Horgren, C., Harrison, W., & Bamber, L. (2003). *Contabilidad* (Quinta ed.). México: Pearson.
- Horngren, C., Datar, S., & Foster, G. (2007). *Contabilidad de costos un enfoque gerencial* (Decimosegunda ed.). México: Pearson.
- James, G., & Speight. (2011). *Introduction to Petroleum Technology, Economics, and Politics*. New Jersey: Wiley.
- Naibors. (2016). *Workover & Well Servicing*. Houston: Naibors.
- Ospino, J. (2004). *Metodología de la investigación en ciencias de la salud* (Primera ed.). Medellín: UCC.
- Petroamazonas. (2010). *Campo ABC*. Quito: GTD.
- Petroamazonas. (2014). *Instructivo interno para el manejo del plan de cuentas para reacondicionamientos (WO)*. Quito: Programación de Costos de Operaciones 2014.
- Petroamazonas. (2017). *Campo ABC - GTD*. Quito.
- Petroamazonas. (2017). *Campo ABC - Ingeniería*. Quito: Petroamazonas.
- Schlumberger . (2003). *Well Control for Workover Operations*. Houston: Schlumberger.
- Schlumberger. (1992). *Sísmica de Pozo*. México: Schlumberger.
- Schlumberger. (2001). *Introduction to Directional Drilling*. Houston: Schlumberger.

- Schlumberger. (2004). *Introducción al Equipo de Perforación*. Houston: Schlumberger.
- Sertecpet. (2010). *Manual de operaciones de campo*. Quito: Sertecpet.
- Weatherford. (2006). *Sistema de Levantamiento con Varillas Recirpocantes*. Houston: Weatherford.
- Weatherford. (2010). *Directional Drilling I*. Houston: Weatherford.
- Welsch, G., Hilton, R., Gordon, P., & Rivera, C. (2005). *Presupuestos Planificación y control* (Sexta ed.). México: Pearson.
- William, D., & McCain, J. (1933). *The properties of petroleum fluids* (segunda ed.). Oklahoma: PennWell.

ANEXOS

Anexo 1. Procedimiento de planificación de costos para las operaciones de workover.

OBJETIVO

Establecer los lineamientos para la planificación de costos de las operaciones de workover.

ALCANCE

El alcance de este procedimiento debe aplicarse a todos los costos asociados a un trabajo de reacondicionamiento de un pozo petrolero considerado como de inversión o gasto.

DEFINICIONES

AFP: Asignación de Fondos de Proyectos

Compañía de Servicios: Es la contratista proveedora de los bienes y/o servicios.

Cotización: Establecer un precio a pagar por un servicio o un material.

Formato de costos: Información de soporte para solicitar el presupuesto para el reacondicionamiento de un pozo.

Formato de tiempos: Formato para registrar información de los tiempos de las operaciones.

Procedimiento: Forma específica para llevar a cabo una actividad o un proceso.

WO: Workover o Trabajos de Reacondicionamiento que se realizan al pozo para remediar las condiciones antes de la intervención que permita aumentar el Factor de Recobro primario de Hidrocarburos.

BREVIATURAS

IOC: Ingeniero de Operaciones y Completación.

CM: Company Man

CC: Cost Control

RESPONSABILIDADES

Los IOC y los CM, serán los responsables del cumplimiento de este procedimiento.

La calidad de los datos y la información es responsabilidad de los ICO y los CM.

La carga de los costos en el formato tipo presupuesto de reacondicionamiento son de responsabilidad de los Ingenieros de Operaciones y Completación.

Ingeniero de Operaciones y Completación

- Elaboración del programa de workover.
- Entregar al CM de reacondicionamiento el programa de workover para su ejecución.
- Verificar con las empresas Contratistas la disponibilidad del servicio de acuerdo a las necesidades de operación del workover.
- Analizar la parte técnica – económica de la cotización.
- Elaborar el presupuesto para el pozo de workover.
- Solicitar al Cost Control la asignación del AFP para el pozo.

Company Man

- Analizar el objetivo y las operaciones según el programa de workover.
- Determinar los tiempos operacionales del workover.
- Establecer los servicios y materiales a utilizarse por cada operación de workover.

Cost Control

- Revisa las cuentas contables de acuerdo al presupuesto del proyecto.
- Validar el formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento.
- Asignar el AFP al pozo para workover.

PROCEDIMIENTO

Una buena planificación de costos para las operaciones de workover es fundamental para lograr el objetivo del reacondicionamiento. Es la pauta para establecer un seguimiento y evaluación que ayuda a la empresa a obtener información importante que pueden usar como base para ajustar una futura planificación.

La preparación del presupuesto se obtiene mediante la estimación de costos por cada operación para finalmente sumarlas y conocer una línea base de costos.

El punto de partida es el programa de workover desarrollado por el IOC donde consta todas las operaciones a ejecutarse de manera secuencial y lógica, tiene que enviar al CM para que inicien con la ejecución de los trabajos programados.

El CM analiza el programa de workover y determina los tiempos operacionales, servicios y materiales por cada operación. La información es registrada en el formato propuesto de tiempos, servicios y materiales.

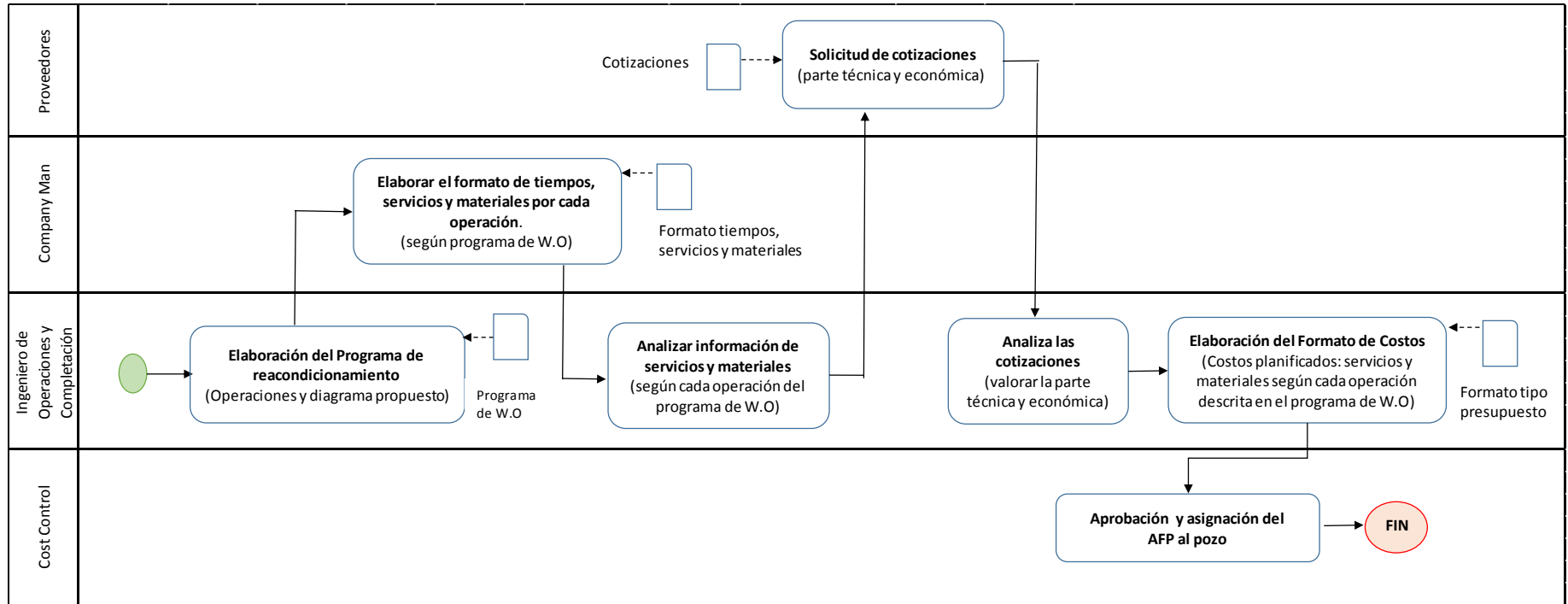
El IOC revisa la información del formato propuesto de tiempos, servicios y materiales y procede a solicitar a las compañías de servicio las respectivas cotizaciones. Analiza la parte técnica – económica y completa el formato tipo de presupuesto de reacondicionamiento. Este documento se lo presenta al CC para que proporcione un AFP al pozo señalado para reacondicionamiento.

SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

API	Instituto Americano de Petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día.
BHA	Bottom Hole Asembly
BSW	Basic sediment and water
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana.
CEM	Compañía de economía mixta
CAPEX	Gastos de Capital que generan beneficios futuros
OPEX	Costos y Gastos incurridos para mantener las operaciones

ACTIVIDADES

Diagrama del proceso correcto



Control de documentos

No	Etapa	Responsable	Documento	Descripción de la etapa
1.	<p>INICIO</p> <p>Elaboración del programa de workover</p>	Ingeniero de Operaciones y Completación	Programa de Workover	El IOC es responsable de desarrollar el programa de reacondicionamiento y el diagrama propuesto. El programa debe constar paso a paso cada operación a desarrollarse.
2.	<p>Identificar cada operación según el programa de W.O</p>	Company Man	Formato de tiempos, servicios y materiales	Se establecen los servicios y materiales por cada operación según el programa de workover y define tiempos operacionales.
3.	<p>Gestión con las compañías de servicios.</p>	Ingeniero de Operaciones y Completación	Cotizaciones	De acuerdo a las necesidades del programa de workover, solicita a las compañías de servicios cotizaciones, evalúa la parte técnica y económica por cada operación.
4.	<p>Elaboración de presupuesto para un workover.</p>	Ingeniero de Operaciones y Completación	Formato tipo presupuesto	Se establecen los costos tanto de servicios y materiales según las operaciones descritas en el programa de workover. De esta manera se da a conocer el costo total que representa intervenir el pozo. Aspecto Importante: El valor total representaría la certificación presupuestaria a obtenerse.
5.	<p>Verificar el formato tipo presupuesto.</p> <p>FIN</p>	Cost Control.	AFP	Revisa las cuentas contables de acuerdo al presupuesto del proyecto. Valida el formato tipo presupuesto y procede con la asignación del AFP al pozo.

Anexo 2. Reporte diario de operaciones (Open Wells).

Wellbore:	00	Taladro en Operación:	TRIBOILGAS-102	DOL:	11.00	DF8:																																																																						
AFP Número:	96300XX	Ref Datum:	ORIGINAL KB @893.30ft	Costo diario:		Costo acumulado:	\$8,511																																																																					
AFP Costo:		GLE:	872.00 ft				\$135,084																																																																					
Operación Actual:																																																																												
24-Hr Resumen: SACAR TUBERÍA 2 7/8" EUE PUNTA LIBRE DESDE 2039' A SUPERFICIE. QUIEBRA KELLY. BAJA TUBERÍA 3 1/2" EUE PUNTA LIBRE PROBANDO CON 3000 PSI HASTA 9356.06'. CIRCULA EL POZO CSG-TBG. RECUPERA 2.75" 8DT-V. SACAR TUBERÍA 3 1/2" EUE EN PARADAS HASTA 5013.68'																																																																												
24-Hr Pronóstico: SACAR TUBERÍA 3 1/2" EUE EN PARADAS DESDE 5013' A SUPERFICIE. REALIZAR EMPALME DE CABLES. ARMAR EQUIPO BES. SUBIR POLEA. CONECTAR MLE AL MOTOR. ARMAR SHA DE CIRCULACIÓN. BAJAR EQUIPO BES EN 3 1/2" EUE TUBO HASTA 4225'																																																																												
21.30h																																																																												
3027.30h																																																																												
9907.30h																																																																												
<table border="1"> <tr> <td>Supervisor 1</td> <td>DIEGO CUNALATA</td> <td>Ingeniero</td> <td>LUIS PEÑAHERRERA</td> <td>Ingeniero PAM</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Supervisor 2</td> <td>IVAN FAJARDO</td> <td>Geólogo</td> <td></td> <td>Total personal</td> <td>0.00</td> <td></td> </tr> </table>								Supervisor 1	DIEGO CUNALATA	Ingeniero	LUIS PEÑAHERRERA	Ingeniero PAM			Supervisor 2	IVAN FAJARDO	Geólogo		Total personal	0.00																																																								
Supervisor 1								DIEGO CUNALATA	Ingeniero	LUIS PEÑAHERRERA	Ingeniero PAM																																																																	
Supervisor 2								IVAN FAJARDO	Geólogo		Total personal	0.00																																																																
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="7">OPERACIONES</th> </tr> <tr> <th>Desde</th> <th>Hasta</th> <th>Hrs</th> <th>Op Código</th> <th>Op Subcod</th> <th>Op Tipo</th> <th>Detalle de las Operaciones</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8:00</td> <td>8:30</td> <td>2.50</td> <td>WNO</td> <td>Quiebrando tubería</td> <td>P</td> <td>SACA TUBERÍA 2 7/8" EUE PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO X TUBO DESDE 2039.5' HASTA SUPERFICIE.</td> </tr> <tr> <td>8:30</td> <td>10:00</td> <td>1.50</td> <td>SURFACE EQUIPME</td> <td>Equipo manipulació</td> <td>P</td> <td>ENGANCHA KELLY SWWEL, DESARMA Y QUIEBRA A LOS CABALLETES.</td> </tr> <tr> <td>10:00</td> <td>19:30</td> <td>9.50</td> <td>WNO</td> <td>Comiendo tubería</td> <td>P</td> <td>ARMA 3 1/2" X 2.75" NO-GO S/N: NPC-3059 CON 2.75" STD-VALVE S/N: VSC-1748 + BAJA 3 1/2" EUE TUBING L-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE. SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS HASTA 7062.92' (224 JUNTAS).</td> </tr> <tr> <td>19:30</td> <td>23:00</td> <td>3.50</td> <td>WNO</td> <td>Comiendo tubería</td> <td>P</td> <td>CONTINUA BAJANDO 3 1/2" EUE TUBING N-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE, SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS DESDE 7062.92' HASTA 9356.06' (74 JUNTAS N-80).</td> </tr> <tr> <td>23:00</td> <td>23:30</td> <td>0.50</td> <td>CIRCULATI</td> <td>Circulando</td> <td>P</td> <td>CIRCULA EL POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 3 1/2" NO-GO @ 9356.06' CON FLUIDO CONVENCIONAL DE 8.4 LPG PARA LIMPIEZA INTERNA DE LA TUBERÍA 3 1/2" EUE Y DEL FISHING NECK DEL STD-VALVE 2.75". BOMBEA A 4.0 BPM Y 200 PSI CON RETORNO AL TANQUE DE Lodos DEL RIG. TOTAL BOMBEADO 120 BLS.</td> </tr> <tr> <td>23:30</td> <td>2:00</td> <td>2.50</td> <td>SLICK LINE</td> <td>Asentamiento y recuper</td> <td>P</td> <td>SLICK LINE 50T ARMA EQUIPO Y BAJA CON 3-1/2" PULLING TOOL EN LINEA 0.125" A RECUPERAR 2.75" STD-VALVE DESDE 3-1/2" X 2.75" NO-GO @ 9356.06'. SACAR HERRAMIENTA Y DESARMA EQUIPO.</td> </tr> <tr> <td>2:00</td> <td>8:00</td> <td>4.00</td> <td>WNO</td> <td>Secando tubería</td> <td>P</td> <td>SACA TUBERÍA 3-1/2" EUE PUNTA LIBRE EN PARADAS A LA TORRE DESDE 9356.06' HASTA 4013.68'. A LAS 06:00H FUERA DEL POZO 5542.4'</td> </tr> </tbody> </table>								OPERACIONES							Desde	Hasta	Hrs	Op Código	Op Subcod	Op Tipo	Detalle de las Operaciones	8:00	8:30	2.50	WNO	Quiebrando tubería	P	SACA TUBERÍA 2 7/8" EUE PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO X TUBO DESDE 2039.5' HASTA SUPERFICIE.	8:30	10:00	1.50	SURFACE EQUIPME	Equipo manipulació	P	ENGANCHA KELLY SWWEL, DESARMA Y QUIEBRA A LOS CABALLETES.	10:00	19:30	9.50	WNO	Comiendo tubería	P	ARMA 3 1/2" X 2.75" NO-GO S/N: NPC-3059 CON 2.75" STD-VALVE S/N: VSC-1748 + BAJA 3 1/2" EUE TUBING L-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE. SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS HASTA 7062.92' (224 JUNTAS).	19:30	23:00	3.50	WNO	Comiendo tubería	P	CONTINUA BAJANDO 3 1/2" EUE TUBING N-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE, SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS DESDE 7062.92' HASTA 9356.06' (74 JUNTAS N-80).	23:00	23:30	0.50	CIRCULATI	Circulando	P	CIRCULA EL POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 3 1/2" NO-GO @ 9356.06' CON FLUIDO CONVENCIONAL DE 8.4 LPG PARA LIMPIEZA INTERNA DE LA TUBERÍA 3 1/2" EUE Y DEL FISHING NECK DEL STD-VALVE 2.75". BOMBEA A 4.0 BPM Y 200 PSI CON RETORNO AL TANQUE DE Lodos DEL RIG. TOTAL BOMBEADO 120 BLS.	23:30	2:00	2.50	SLICK LINE	Asentamiento y recuper	P	SLICK LINE 50T ARMA EQUIPO Y BAJA CON 3-1/2" PULLING TOOL EN LINEA 0.125" A RECUPERAR 2.75" STD-VALVE DESDE 3-1/2" X 2.75" NO-GO @ 9356.06'. SACAR HERRAMIENTA Y DESARMA EQUIPO.	2:00	8:00	4.00	WNO	Secando tubería	P	SACA TUBERÍA 3-1/2" EUE PUNTA LIBRE EN PARADAS A LA TORRE DESDE 9356.06' HASTA 4013.68'. A LAS 06:00H FUERA DEL POZO 5542.4'						
OPERACIONES																																																																												
Desde								Hasta	Hrs	Op Código	Op Subcod	Op Tipo	Detalle de las Operaciones																																																															
8:00								8:30	2.50	WNO	Quiebrando tubería	P	SACA TUBERÍA 2 7/8" EUE PUNTA LIBRE QUEBRANDO A LOS CABALLETES TUBO X TUBO DESDE 2039.5' HASTA SUPERFICIE.																																																															
8:30	10:00	1.50	SURFACE EQUIPME	Equipo manipulació	P	ENGANCHA KELLY SWWEL, DESARMA Y QUIEBRA A LOS CABALLETES.																																																																						
10:00	19:30	9.50	WNO	Comiendo tubería	P	ARMA 3 1/2" X 2.75" NO-GO S/N: NPC-3059 CON 2.75" STD-VALVE S/N: VSC-1748 + BAJA 3 1/2" EUE TUBING L-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE. SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS HASTA 7062.92' (224 JUNTAS).																																																																						
19:30	23:00	3.50	WNO	Comiendo tubería	P	CONTINUA BAJANDO 3 1/2" EUE TUBING N-80, 9.3 LB/FT CLASE "B" PUNTA LIBRE, SUBIENDO TUBO POR TUBO DESDE LOS CABALLETES, MEDIENDO, CALIBRANDO Y PROBANDO CON 3000 PSI C40 TUBOS DESDE 7062.92' HASTA 9356.06' (74 JUNTAS N-80).																																																																						
23:00	23:30	0.50	CIRCULATI	Circulando	P	CIRCULA EL POZO CSG-TBG A TRAVÉS DE 3 1/2" NO-GO @ 9356.06' CON FLUIDO CONVENCIONAL DE 8.4 LPG PARA LIMPIEZA INTERNA DE LA TUBERÍA 3 1/2" EUE Y DEL FISHING NECK DEL STD-VALVE 2.75". BOMBEA A 4.0 BPM Y 200 PSI CON RETORNO AL TANQUE DE Lodos DEL RIG. TOTAL BOMBEADO 120 BLS.																																																																						
23:30	2:00	2.50	SLICK LINE	Asentamiento y recuper	P	SLICK LINE 50T ARMA EQUIPO Y BAJA CON 3-1/2" PULLING TOOL EN LINEA 0.125" A RECUPERAR 2.75" STD-VALVE DESDE 3-1/2" X 2.75" NO-GO @ 9356.06'. SACAR HERRAMIENTA Y DESARMA EQUIPO.																																																																						
2:00	8:00	4.00	WNO	Secando tubería	P	SACA TUBERÍA 3-1/2" EUE PUNTA LIBRE EN PARADAS A LA TORRE DESDE 9356.06' HASTA 4013.68'. A LAS 06:00H FUERA DEL POZO 5542.4'																																																																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="7">PRODUCTOS DE LODOS (DIARIO)</th> </tr> <tr> <th>Producto</th> <th>Unidad</th> <th>Cont. Usada</th> <th>Cont. Final</th> <th colspan="3">COSTOS DIARIOS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Descripción</td> <td>Proveedor</td> <td>Monto</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>SERVICIO TALADRO RECONDICIONAMIENTO</td> <td>RIG-TRIBOILGAS CIA. LTDA.</td> <td>8,150.16</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>SERVICIO DE SLICK LINE</td> <td></td> <td>360.75</td> </tr> </tbody> </table>							PRODUCTOS DE LODOS (DIARIO)							Producto	Unidad	Cont. Usada	Cont. Final	COSTOS DIARIOS							Descripción	Proveedor	Monto					SERVICIO TALADRO RECONDICIONAMIENTO	RIG-TRIBOILGAS CIA. LTDA.	8,150.16					SERVICIO DE SLICK LINE		360.75																																			
PRODUCTOS DE LODOS (DIARIO)																																																																												
Producto	Unidad	Cont. Usada	Cont. Final	COSTOS DIARIOS																																																																								
				Descripción	Proveedor	Monto																																																																						
				SERVICIO TALADRO RECONDICIONAMIENTO	RIG-TRIBOILGAS CIA. LTDA.	8,150.16																																																																						
				SERVICIO DE SLICK LINE		360.75																																																																						
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="3">COMBUSTIBLE</th> <th colspan="4">COMENTARIOS DE SEGURIDAD</th> </tr> <tr> <th>Combustible</th> <th>Cantidad Inicial</th> <th>Cantidad Final</th> <th>Cantidad Utilizada</th> <th colspan="3">INCIDENTES SIN REPORTAR EN LAS ÚLTIMAS 24 HORAS:</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DIESEL - RIG</td> <td>1,300.00</td> <td>1,230.00</td> <td>90.00</td> <td colspan="3"></td> </tr> </tbody> </table>							COMBUSTIBLE			COMENTARIOS DE SEGURIDAD				Combustible	Cantidad Inicial	Cantidad Final	Cantidad Utilizada	INCIDENTES SIN REPORTAR EN LAS ÚLTIMAS 24 HORAS:			DIESEL - RIG	1,300.00	1,230.00	90.00																																																				
COMBUSTIBLE			COMENTARIOS DE SEGURIDAD																																																																									
Combustible	Cantidad Inicial	Cantidad Final	Cantidad Utilizada	INCIDENTES SIN REPORTAR EN LAS ÚLTIMAS 24 HORAS:																																																																								
DIESEL - RIG	1,300.00	1,230.00	90.00																																																																									
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="7">GASING STRINGS</th> </tr> <tr> <th>Item</th> <th>Type MD (R)</th> <th>Base MD (R)</th> <th>OD (in)</th> <th>Grade</th> <th>Feet</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>SURFACE CASING</td> <td>21.30</td> <td>2024.00</td> <td>19.750</td> <td>K-80</td> <td>40.00</td> <td></td> </tr> <tr> <td>PRODUCER CASING</td> <td>21.30</td> <td>9386.00</td> <td>7.388</td> <td>N-80</td> <td>28</td> <td></td> </tr> </tbody> </table>							GASING STRINGS							Item	Type MD (R)	Base MD (R)	OD (in)	Grade	Feet		SURFACE CASING	21.30	2024.00	19.750	K-80	40.00		PRODUCER CASING	21.30	9386.00	7.388	N-80	28																																											
GASING STRINGS																																																																												
Item	Type MD (R)	Base MD (R)	OD (in)	Grade	Feet																																																																							
SURFACE CASING	21.30	2024.00	19.750	K-80	40.00																																																																							
PRODUCER CASING	21.30	9386.00	7.388	N-80	28																																																																							