

**ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS  
EQUIPOS DE WORKOVER Y VARILLEO DEL CAMPO CASABE PARA  
OPTIMIZAR EL FACTOR DE SERVICIO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA  
OPENWELLS.**

**ROSA PAULINA FILIZZOLA ARZUAGA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS  
EQUIPOS DE WORKOVER Y VARILLEO DEL CAMPO CASABE PARA  
OPTIMIZAR EL FACTOR DE SERVICIO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA  
OPENWELLS.**

**ROSA PAULINA FILIZZOLA ARZUAGA**

Trabajo de grado para optar al título de  
**INGENIERA DE PETRÓLEOS**

Director(a)

**OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

Ingeniera de petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## **DEDICATORIA**

*A Dios, creador y señor de mi vida, a quien le debo todo lo que soy y a quien le dedico todos mis triunfos.*

*A mi padre Alfredo Filizzola instrumento de Dios para ser mi proveedor y gran consejero durante todos los años de mi vida.*

*A mi madre Josefina Arzuaga por su formación, amor y compañía durante todos los años de mi vida.*

*A Luis Alfredo, Franco y Carmen por su compañía en cada uno de los retos que he emprendido.*

*A Mauricio, a quien Dios puso a mi lado para guiarme en su camino, quien es mi pastor, el gran ejemplo que quiero seguir y con quien he aprendido el verdadero significado del amor.*

*A Mary, Javier y mi abuelita Ocha, por darme su cariño constante y darme la alegría de amarlos.*

*A mis amigos Lucia, Jose, Juanda, Pao, y Gerson por caminar juntos y estar siempre en las buenas y en las malas, porque fueron el mejor grupo que Dios me pudo haber regalado para estudiar y disfrutar de la universidad.*

**Rosa Paulina Filizzola A.**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, quien me abrió todas las puertas necesarias y me dio la sabiduría para concluir mi carrera y este trabajo. Él dice en su palabra “pues el señor es quien da la sabiduría; la ciencia y el conocimiento brotan de sus labios. El señor da su ayuda y protección a los que viven rectamente y sin tacha; cuida de los que se conducen con justicia, y protege a los que le son fieles”.

A la Universidad Industrial de Santander por formarme como profesional y brindarme la oportunidad de aprender de ingenieros de gran calidad académica y humana.

A las compañías Ecopetrol S.A y Schlumberger Surencó S.A por la confianza que depositaron en mí para tener la oportunidad de trabajar con ellas y brindarme el apoyo necesario para realizar este trabajo de grado.

Al ingeniero Luis Fernando Emiliani por depositar su confianza en mí y orientarme en la realización del proyecto, al ingeniero Carlos Sanita por su paciencia, disposición y orientación para el desarrollo del proyecto y al ingeniero Carlos Mauricio Díaz por su paciencia y apoyo en el aprendizaje de la herramienta OpenWells.

A la ingeniera Olga Patricia Ortiz por hacer parte de las personas que mas aportaron a mi formación académica y por darme la oportunidad de ser la directora del proyecto.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES	18
1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	18
1.1.1. Antecedentes históricos	18
1.1.2. Localización del Campo	20
1.1.3. Ubicación geográfica y estratigráfica	21
1.1.4. Modelo estático	23
1.1.5. Modelo dinámico	29
1.2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES Y ACTIVIDADES DE WORKOVER	32
1.2.1. Operaciones de Workover	32
1.2.2. Actividades de Workover	34
1.3. GENERALIDADES SOFTWARE Y/O PROGRAMAS EMPLEADOS	51
1.3.1. Crystal Ball	51
1.3.2. Simulación Montecarlo	51
1.3.3. Openwells	52
2. CORRECCIÓN, ACTUALIZACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE OPENWELLS	55
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN INGRESADA EN OPENWELLS	55
2.1.1. Reporte Daily Operations	57
2.2. PROBLEMÁTICA E IMPORTANCIA DE LA INFORMACIÓN INGRESADA EN OPENWELLS	61
2.3. METODOLOGÍA PARA LA CORRECCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE OPENWELLS	63
2.3.1. Verificación de las horas de operación de los equipos de workover	63

2.3.2. Información necesaria para el desarrollo del trabajo	66
2.3.3. Errores de asignación de columna de los códigos y subcódigos	67
2.3.4. Errores en la asignación de subcódigos para la designación de las operaciones.	68
2.4. CARACTERIZACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.	72
2.4.1. Información adicional requerida	72
2.4.2. Organización de información en tablas dinámicas	75
3. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER	76
3.1. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LA ACTIVIDAD “LIMPIEZA DE ARENA”	76
3.1.1. Análisis tiempos no productivos limpieza de arena por circulación.	89
3.1.2. Análisis tiempos productivos de limpieza de arena por circulación.	92
3.1.3. Análisis tiempos no productivos limpieza de arena con bomba desarenadora.	97
3.1.4. Análisis tiempos productivos de limpieza de arena con bomba desarenadora.	99
3.2. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LA ACTIVIDAD “TUBERÍA ROTA”	101
3.2.1. Análisis tiempos no productivos tubería rota.	104
3.2.2. Análisis tiempos productivos tubería rota.	108
4. CONCLUSIONES	110
5. RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS	115

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Localización geográfica Campo Casabe.	21
Figura 2. Distribución del tren de fracturamiento	22
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	27
Figura 4. Variación lateral de las gravedades API @ 60°F, (Años 1950-1951).	30
Figura 5. Herramientas de limpieza de Arena.	48
Figura 6. Secciones del Daily Operations.	57
Figura 7. Casillas del Time Summary del reporte Daily Operations.	58
Figura 8. Celdas From, To, Duration, Phase, P/N, Code, Sub y Coments del Tab Time Summary de un Daily Operations Report.	59
Figura 9. Celda Take Off Sheet de la Sección Time Summary	60
Figura 10. Celdas Operation y Service Company de la Sección	60
Figura 11. Sección Time Summary Totalmente Diligenciada y Descripción de la Casilla Total Time.	61
Figura 12. Plataforma Data Analyzer y query corrida para obtener la información de verificación de las horas operacionales.	65
Figura 13. Plataforma Data Analyzer y query corrida para	67
Figura 14. Información organizada en tablas.	69
Figura 15. Tabla con revisión de las casillas	70
Figura 16. Revisión de los subcódigos.	70
Figura 17. Tabla con asignación de subcódigos correctos.	71
Figura 18. Desbloqueo de reportes.	72
Figura 19. Filtro actividades principales.	73
Figura 20. Tablas con distribución de subactividades de limpieza de arena	77
Figura 21. Distribución de tiempos limpios, limpieza por circulación.	81
Figura 22. Distribución de tiempos limpios, limpieza con desarenadora.	82

Figura 23. Distribución de tiempos no productivos, limpieza por circulación.	83
Figura 24. Distribución de tiempos no productivos, limpieza con desarenadora.	84
Figura 25. Caracterización probabilística de variables.	85
Figura 26. Tabla de distribuciones probabilísticas obtenidas	87
Figura 27. Distribuciones probabilísticas obtenidas.	88
Figura 28. Ejemplo gráfico comparativo comportamiento de los tipos de equipos de workover.	89
Figura 29. Cuadrilla no programada.	89
Figura 30. Esperando por clima.	90
Figura 31. Esperando luz día.	90
Figura 32. Cuadrilla comiendo.	90
Figura 33. Mantenimiento mecánico.	91
Figura 34. Desarenando por circulación.	92
Figura 35. Bajando tubería de producción en dobles	92
Figura 36. Sacando tubería de producción en dobles.	93
Figura 37. Quebrando drill pipe a los racks.	93
Figura 38. Bajando tubería de trabajo en dobles.	93
Figura 39. Sacando tubería de trabajo en dobles.	94
Figura 40. Bajando tubería de trabajo en sencillos.	94
Figura 41. Sacando tubería de producción en triples.	94
Figura 42. Bajando tubería de producción en triples.	95
Figura 43. Mover	96
Figura 44. Charla de seguridad preoperacional.	96
Figura 45. Cuadrilla no programada desarenadora.	97
Figura 46. Esperando herramientas desarenadora.	98
Figura 47. Esperando luz día desarenadora.	98
Figura 48. Cuadrilla comiendo desarenadora.	98
Figura 49. Esperando herramientas/equipos/materiales	99
Figura 50. Desarenando con bomba desarenadora	100
Figura 51. Distribución de tiempos limpios, tubería rota.	102

Figura 52. Distribución de tiempos no productivos, tubería rota.	103
Figura 53. Cuadrilla no programada T/R.	104
Figura 54. Esperando herramientas contratistas	104
Figura 55. Esperando clima T/R.	105
Figura 56. Inactividad programada.	105
Figura 57. Esperando luz día para mover/instalar	106
Figura 58. Cuadrilla comiendo T/R.	106
Figura 59. Esperando personal.	107
Figura 60. Mantenimiento mecánico.	107
Figura 61. Movilización.	108
Figura 62. Charla de seguridad T/R.	109

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Presiones y temperaturas originales en Casabe.	31
Tabla 2. Reportes asociados a las operaciones de producción.	56
Tabla 3. Horas operacionales equipos de workover. Antes de la actualización.	65
Tabla 4. Horas operacionales equipos de workover. Después de la actualización.	66
Tabla 5. Equipos con errores en los códigos o subcódigos	68
Tabla 6. Distribución de las muestras según su tamaño.	86

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Codificación de las actividades de workover en OpenWells	115

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER Y VARILLEO DEL CAMPO CASABE PARA OPTIMIZAR EL FACTOR DE SERVICIO UTILIZANDO LA HERRAMIENTA OPENWELLS\*.

**AUTOR:** ROSA PAULINA FILIZZOLA ARZUAGA\*\*

**PALABRAS CLAVES:** Workover, Campo Casabe, análisis probabilístico, tiempo de operación, tiempo no productivo, factor de servicio, openwells.

### DESCRIPCIÓN

Ante la necesidad del buen desarrollo y máxima extracción de crudo de los campos maduros, se requiere mantener o incrementar la productividad de los pozos; para ello se realizan constantemente trabajos de reacondicionamiento que garanticen la sostenibilidad del campo; en el momento de la ejecución de las actividades de workover existe la posibilidad de que los trabajos sean mucho más eficientes y eficaces evaluando y desarrollando metodologías que permitan optimizar el tiempo operativo y no productivo empleado en su desarrollo.

Mediante este trabajo se da inicio a una nueva metodología para verificar y mejorar las eficiencias y el factor de servicio de los equipos de workover del campo Casabe, mediante un análisis probabilístico de los tiempos de operación empleados en el año 2011 para las actividades más representativas que para este caso fueron limpieza de arena y tubería rota.

El proyecto se inicia con la revisión, corrección, organización y actualización de las actividades de reacondicionamiento de pozos ingresadas diariamente a OpenWells, para luego llevar a cabo un análisis comparativo del comportamiento en cada una de las actividades más representativas del año 2011 por los diferentes tipos de equipos de workover del campo Casabe y concluir con el planteamiento de alternativas de mejora en cada uno de los casos estudiados.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Directora: Ortiz, Olga Patricia.

## ABSTRACT

**TITLE:** PROBABILISTIC ANALYSIS OF WORKOVER EQUIPMENT AND VARILLO RIGS OPERATING TIMES AT CASABE'S FIELD TO OPTIMIZE SERVICE FACTOR USING OPENWELLS\*.

**AUTHOR:** ROSA PAULINA FILIZZOLA ARZUAGA\*\*

**KEY WORDS:** Workover, Casabe's Field, Probabilistic Analysis, Operating Time, Non Productive Time, Service Factor, Openwells

### DESCRIPTION:

Given the need for proper development and maximum oil extraction from mature fields, maintain or increase the well productivity is quite necessary, in order to reach that, Workover jobs ensure the sustainability of the field; During the Workover activities is possible that these jobs are much more efficient and effective by using and developing of methodologies to optimize the operating and non-productive times during the well intervention.

With this paper, a new methodology is used for verify and improve efficiencies and Workover rig service factor at Casabe field, using a probabilistic analysis of operating times in 2011 for the most representative Workover activities, which in this case were Sand Cleaning and tubing damage.

The project begins with the review, correction, updating and rearranging of Daily OpenWells Report information about Workover activities, in order to do a comparative analysis of behavior in each representative activities of the year 2011 for the different kinds of Workover rig at the Casabe field. And conclude with the presentation of an alternative of improvement in each case studied.

---

\* Degree Project

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Director: Ortiz, Olga Patricia.

## INTRODUCCIÓN

Debido a la actual realidad energética en la cual la demanda de petróleo va en aumento y hay pocos descubrimientos de nuevos yacimientos, toma gran importancia el aprovechamiento del crudo in situ de los campos que actualmente están en su etapa de desarrollo; es por ello que las actividades de reparación y estimulación de pozos toman cada día mayor relevancia, pues con ellas se incrementa la productividad y funcionalidad de los campos maduros.

Los pozos del campo Casabe se caracterizan por su alta demanda de intervenciones con equipos de Workover que brindan mantenimiento a estos; esta situación se debe principalmente a la gran producción de arena de la formación, lo cual de una u otra forma aumenta en gran manera el costo de producción de cada barril de petróleo extraído a superficie. Durante la vida operativa del campo se han estudiado y probado diferentes alternativas preventivas que mitiguen este problema; sin embargo la mayoría de estas iniciativas no han tenido ninguna funcionalidad; por ello se ha optado por disminuir los costos en las actividades correctivas, que para el caso estudiado repercuten en el número de entradas de los equipos al pozo, así como en los tiempos operativos al encontrarse realizando alguna de las actividades de reacondicionamiento, reparación y/o estimulación de los pozos.

En este trabajo se lleva a cabo un análisis probabilístico de los tiempos operativos y/o los tiempos no productivos de los equipos de workover, a partir, de los reportes diarios actualizados y montados en el software OpenWells.

En el primer capítulo del trabajo se exponen las generalidades del campo Casabe y de las operaciones de workover.

En el segundo capítulo se describe el proceso de corrección, actualización y organización de la información de OpenWells, se detalla cual es la información que se debe ingresar en OpenWells, sus errores, como se corrigieron y cuál fue la organización que se le dio.

Finalmente en el tercer capítulo se analizó la distribución de los tiempos de operación de los equipos de workover para los diferentes tipos de contrato.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE<sup>1</sup>

#### 1.1.1. Antecedentes históricos

La Compañía Shell de Colombia en el año 1941 descubrió el Campo Casabe con el pozo CSBE-0001, su explotación comercial se inició en junio de 1945, logrando su desarrollo completo en 1958 después de haber perforado 448 pozos, de los cuales 10 resultaron secos. Los estimados iniciales realizados por Ecopetrol S.A. de aceite original en sitio fueron de 1300 MMBbl, posteriormente un estudio realizado por la Alianza Casabe en 2005 llevó el volumen en sitio a 1480 MMBbl y finalmente en el año 2008 una revisión del volumen en sitio mediante un modelo detallado del campo y utilizando sísmica 3D, llevó el volumen a 1750 MMBbl, siendo este uno de los logros más importantes de la Alianza, al obtener un ajuste claro de la volumetría en sitio.

En el año 1969 la nación entrega la operación del campo Casabe, a la Gerencia Regional Magdalena Medio de Ecopetrol, S.A. La explotación secundaria del Campo Casabe se inicia en 1979 por la empresa Ecopetrol S.A. mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la Formación La Mesa, estrategia que se extendió a partir de 1985 al resto del campo, mediante patrones de cinco pozos. La inyección se inició en el sector norte (Bloques VI, VII y VIII) en junio de 1985, y en el sector sur (Bloques I, II, III y V) en diciembre de 1988, este mecanismo permitió incrementar la producción. Por medio de la inyección de agua se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores para el proyecto de recuperación secundaria.

---

<sup>1</sup> ALIANZA CASABE. Field Casabe development plan, Bogotá: Schlumberger IPM Alianza Casabe, marzo 2010.p.26.

Fue necesario plantear nuevas alternativas que permitieran al país mantener su condición de exportador de crudo y evitar la posibilidad de perder la autosuficiencia en materia de hidrocarburos, ante la incertidumbre de encontrar nuevas reservas y frente a la declinación mostrada por los campos actualmente en producción, una alternativa que se contempló fue la de implementar un proyecto de producción incremental en el campo. Después de evaluaciones sobre el futuro del campo, se concluyó necesario adelantar nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado, teniendo en cuenta el estado actual de los pozos, técnicas usadas para su completamiento (85% de los pozos fueron perforados y completados entre 1940-50 y 1980-90) y la forma como fue llevada a cabo la inyección de agua.

Igualmente se requirió la aplicación de tecnologías de punta para minimizar los riesgos relacionados con la caracterización del yacimiento y la falta de información. La empresa Ecopetrol, S.A. en medio de las anteriores circunstancias, consideró necesario encontrar un socio estratégico con conocimientos, capital de riesgo y experiencia, que participara en el desarrollo de producción incremental.

En julio de 2003 dentro de la estrategia establecida, Ecopetrol S.A. invitó varias compañías de reconocida capacidad tecnológica y financiera a proponer alternativas de inversión, con experiencia en el desarrollo de campos maduros, y que mediante la incorporación de inversión, tecnología y riesgo, en áreas como yacimientos, perforación, producción, completamiento y reacondicionamiento de pozos y métodos de recobro mejorado (EOR), Schlumberger Sureenco, S.A. firmó un acuerdo de intención para evaluar y analizar conjuntamente la viabilidad técnica y comercial de estructurar un proyecto de producción incremental en el Campo Casabe.

El Proyecto Alianza Casabe, inicia en marzo de 2004, conformado por un equipo técnico compuesto por personal tanto de Ecopetrol S.A. como de Schlumberger Surencó S.A. Recopilando y revisando la información técnica para actualizar o validar los modelos geológicos, petrofísicos y de ingeniería y así estructurar un proyecto de aplicación tecnológica para el re-desarrollo total del campo e incrementar el valor del mismo.

A enero-2012, el Campo Casabe cuenta con un total de 261 pozos activos productores (230 operando y 31 cerrados) y 397 pozos inyectores (235 operando y 162 cerrados). Y la producción promedio anual actual es de 15543 BPD de aceite y 1946 KPCD de gas y el promedio anual de inyección de agua es de 111300 BPD.

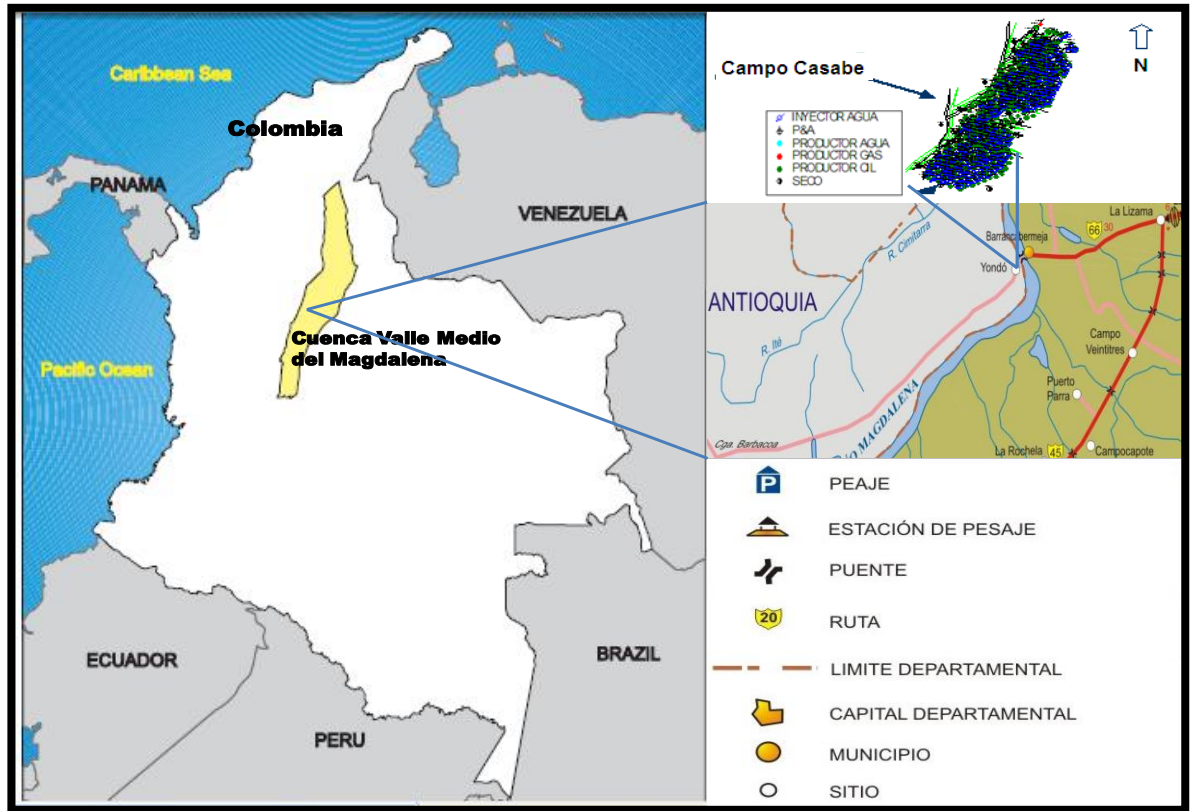
### **1.1.2. Localización del Campo**

El Campo Casabe se localiza geográficamente en el Municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), sobre el margen occidental del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja (Departamento de Santander), en la parte central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (ver Figura 1).

Se encuentra limitado al este por el Río Magdalena, al Oeste por la vereda El Cóndor, al Norte por la vereda San Miguel del Tigre y el Río Magdalena y al Sur por el Municipio de Yondó, donde se encuentran las instalaciones para su manejo operativo.

El campo presenta una extensión aproximada de 117 Km<sup>2</sup>. Su principal vía de acceso es a través del puente Guillermo Gaviria Correa el cual conecta la ciudad de Barrancabermeja (Santander) con el municipio de Yondó (Antioquia).

Figura 1. Localización geográfica Campo Casabe.



Fuente: Instituto Nacional de Vías INVIAS. 2006. Modificado por el autor.

### 1.1.3. Ubicación geográfica y estratigráfica

La Cuenca Valle Medio del Magdalena tiene una extensión de 32.949 Km<sup>2</sup> se localiza a lo largo de la porción central del Valle del Río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos.

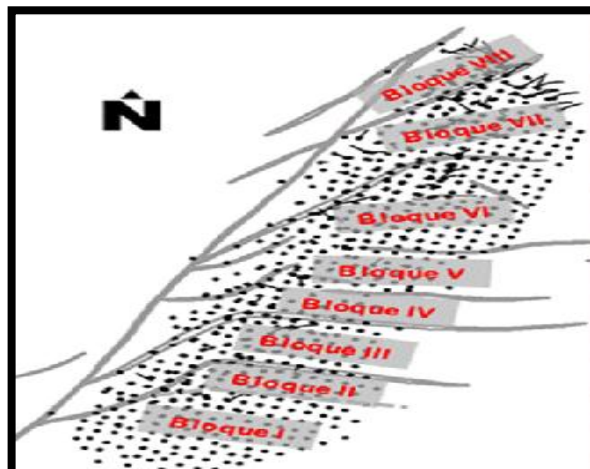
La exploración de hidrocarburos se orienta a la identificación de trampas estructurales en depósitos cenozoicos. Las trampas estratigráficas no han sido estudiadas en detalle. Después de casi un siglo de exploración en la cuenca, se han descubierto cerca de 2412 MBP y 2,5 TPCG en 51 campos.

El área de Casabe presenta una estructura anticlinal asimétrica con buzamiento moderado hacia el oriente, afectado por fallamiento transpresional que involucró las secuencias sedimentarias del Cretáceo y del Paleogeno y constituye el sistema de entrapamiento del Terciario.

Los sectores occidental y nororiental de la cuenca están caracterizados estructuralmente por fallamiento de rumbo relacionado con el evento de Wrench que afectó a las cordilleras central y oriental durante el Paleoceno y Mioceno respectivamente. El Campo Casabe, hacia el oeste está delimitado por fallas normales, que han sido identificadas en los registros eléctricos, cuyos saltos pueden alcanzar los 800 pies hacia el sur-oeste del campo.

La división en ocho bloques operativos del Campo Casabe, se encuentran distribuidos de la siguiente manera: el Bloque I localizado en el extremo sur y el Bloque VIII al extremo norte (ver Figura 2), el Bloque VI, localizado en la parte central del campo es el bloque con mayor volumen de reservas según los estudios volumétricos de reservas realizados.

Figura 2. Distribución del tren de fracturamiento.



Fuente: Alianza Casabe, Field Development Plan  
Marzo 2010, p 4.

#### **1.1.4. Modelo estático**

Este modelo corresponde al modelo geológico para la explotación del campo.

##### **1.1.4.1. Modelo estratigráfico**

Las unidades del Oligoceno están circunscritas al cinturón depositacional asociado al río Magdalena. Los depocentros principales al tiempo de la depositación de las formaciones Mugrosa y Colorado, ubicadas al oriente de la cuenca, siendo estas áreas donde se ubican las zonas generadoras de hidrocarburos a partir de las cuales el petróleo generado migró a las estructuras ya existentes quedando entrampado en los cuerpos sedimentarios asociados al río Magdalena.

El rumbo de la depositación sigue la dirección actual del río Magdalena, con sus variaciones locales asociadas a las avulsiones del sistema fluvial. Por lo tanto la dirección de paleoflujo general del Campo Casabe se orienta hacia el noroeste, viniendo los sedimentos desde el suroeste. Culminan con el evento de máxima inundación asociada al Mioceno Medio, está muy bien representada en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, particularmente en Casabe está representado por un depósito uniforme de arcillas de origen salobre en un ambiente de poca energía. Las unidades más jóvenes están asociadas a él levantamiento de la cordillera oriental teniendo entonces una evidencia fuerte del dominio aluvial, sobre el fluvial, culminando con los depósitos conglomeráticos del Pleistoceno-Reciente.

##### **1.1.4.2. Descripción geológica del petróleo**

Las acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena están asociadas principalmente a areniscas de edad Terciaria, depositadas durante el Paleoceno al Mioceno inferior. Desde el punto de vista de nomenclatura

estratigráfica estos reservorios están presentes en las Formaciones Colorado, Mugrosa, Esmeraldas, La Paz, y Lisama, con porosidades que varían entre 15 y 30% y permeabilidades entre 20 y 600 mD.

Así mismo, dentro de las unidades las formaciones acumuladoras cretácicas se consideran Rosablanca, Tablazo y la Luna, como reservorios calcáreos y las Arenas superiores del Umir el caso de reservorios clásticos.

Los sellos verticales presentes en las unidades Terciarias, corresponden a niveles arcillosos inter estratificados con los niveles almacenadores. Es importante destacar que los intervalos con mayor porcentaje de arcillas están asociados a la parte superior de las Formaciones Lisama, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado, siendo el intervalo estratigráfico conocido como La Cira Shale, el intervalo arcilloso de mayor espesor y distribución regional.

En Casabe las zonas productivas corresponden a las unidades arenosas presentes en las Formaciones geológicas Colorado, Mugrosa y La Paz; estando la formación Mugrosa infrayacendo a la formación Colorado. Descripción general de las formaciones de interés petrolífero en el Campo Casabe.

#### *Formación Mesa*

Es la última Formación depositada en la secuencia estratigráfica que se encuentra en este campo (Plioceno a Reciente). Yace discordantemente sobre el Grupo Real y está constituida por niveles de areniscas de grano grueso que alternan con aglomerados, capas de arcillolitas y limolitas. Tiene un espesor promedio de 200 pies.

### *Grupo Real*

Las formaciones Real inferior, medio y superior, separadas entre sí por inconformidades están incluidas en el Grupo Real (Mioceno inferior a Mioceno superior), compuesto principalmente por conglomerados, areniscas conglomeráticas y arcillolitas grises depositadas en ambientes continentales. Su mayor importancia económica radica en su efecto de enterramiento sobre las rocas generadoras del Cretáceo superior. Las areniscas son de color gris verde claro, de grano grueso a conglomeráticas, de regular selección, friables, con fragmentos de chert negro, granos de feldespato, fragmentos de carbón y hornablenda como mineral accesorio. Los niveles arcillosos son de color gris claro a oscuro, algunas azulosas y abigarradas.

### *Formación Colorado (Oligoceno medio – Mioceno inferior)*

Yace concordantemente sobre la Formación Mugrosa y culmina con el horizonte fosilífero de La Cira. Está constituida predominantemente de arcillolitas de variados colores con intercalaciones de areniscas de espesor variable. Muestra un espesor promedio de 1400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Operacionalmente ha sido subdividida en arenas A3, arenas A2, arenas A1 y arenas A0, de base a tope. Se le ha asignado una edad Oligoceno Superior.

### *Horizonte la Cira Shale*

En la formación Colorado el nivel superior corresponde al llamado Horizonte Fosilífero de La Cira, denominado en el campo como la Cira Shale. Presenta una lectura de 2.5 ohm-m, en los registros de resistividad, característica que hace fácil su reconocimiento en el campo. Constituida por arcillolitas grises con manchas de óxido de hierro con espesor promedio de 250 pies. De granos de feldespato,

fragmentos de carbón y hornablenda como mineral accesorio. Los niveles arcillosos son de color gris claro a oscuro, algunas azulosas y abigarrada.

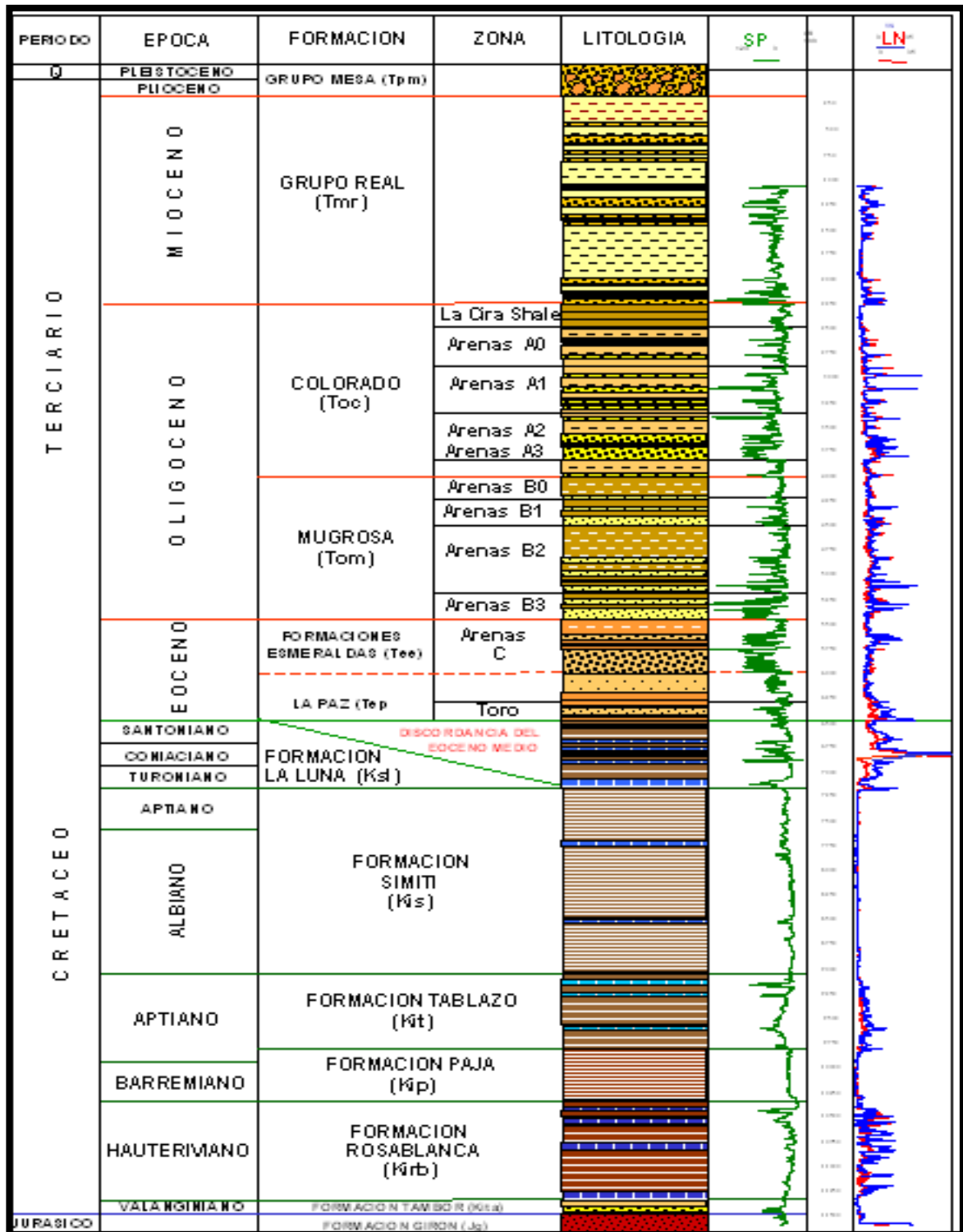
En las arenas A, se presentan distribuidas en la secuencia estratigráfica de una manera aleatoria, constituidas por areniscas de grano fino, sub-angulares a sub-redondeadas, sub-maduras, selección regular a mala. Composicionalmente estas arenas están clasificadas como arcosas líticas y litoarenitas feldespáticas.

La composición mineralógica de las areniscas indica la presencia predominante de cuarzo monocristalino, acompañado de feldespato potásico, características que señalan una roca fuente constituida por rocas ígneas ácidas, con algunos aportes de rocas metamórficas y sedimentarias. La roca fuente es producto de sedimentos provenientes de la cordillera Central emergida en el Oligoceno, afirmación confirmada por el aumento de espesor de sedimentos hacia el este. La Figura 3 describe la ubicación vertical de unidades de roca presentes en Campo Casabe.

#### *Formación Mugrosa (Oligoceno Inferior a medio)*

Constituida por intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso y areniscas cuarzo-feldespáticas de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial alcanzando un espesor de 1500 pies. Con base en el horizonte fosilífero localizado en la parte superior, se la ha asignado una edad Oligoceno medio al tope y de Oligoceno inferior a la base. Suprayaciendo a este miembro se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales pirita, siderita y mica.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. La Alianza Casabe, field development plan, marzo 2010, p 27

### *Formación la Paz (Eoceno Medio a Oligoceno Inferior)*

Se presentan areniscas de grano grueso a conglomeráticas, en parte arcósicas, friables, de color gris claro, con inclusiones de fragmentos de chert y como accesorios principales, pirita, siderita y mica. Presentan intercalaciones de arcillolita caolinítica, gris clara a verde claro, abigarradas. Estos cuerpos arenosos son reconocidos operativamente como arenas C, las cuales son ocasionalmente productoras de hidrocarburos en lo que se denomina Casabe Sur, presentan un espesor promedio total de 320 pies.

#### **1.1.4.3. Subdivisión estratigráfica de los yacimientos**

Para realizar el análisis del Campo Casabe fue dividido verticalmente en sub-unidades operativas, que correspondientes al registro tipo del pozo CSBE-0722. Para efectos de desarrollo de este ejercicio, se dividió la columna estratigráfica según el detalle de agrupación o separación de las unidades. Estos niveles son:

- Nivel de detalle cero: Este representa el análisis a nivel de bloque.
- Nivel de detalle uno: Son las formaciones principales, es decir, grupos de arenas A, grupo de arenas B y grupos de arenas C.
- Nivel de detalle dos: Se refiere a las unidades operativas, A0, A1, A2, A3, B1, B2, B3 y C.
- Nivel de detalle tres: Son las sub-unidades. A0, A1, A1a, A1b, A1c, A1h, A2, A2i, A3, B1s, B1i, B2a, B2b, B2e, B3s, B3i y C.
- Nivel de detalle cuatro: La evaluación al nivel de intervalos cañoneados. Se emplea en los análisis de pozos, para recomendar su intervención y reparación, para el análisis de los perfiles de inyección, etc.

Las unidades areno-arcillosas se agruparon estratigráficamente para definir los topes geológicos e identificar las discordancias. Dentro de los grandes intervalos se definieron eventos grano-crecientes y grano-decrecientes, delimitados por

llanuras de inundación, identificando los topes geológicos dentro de la Formación Mugrosa y Formación Colorado, a lo que se denominó nivel de detalle dos. En las unidades señaladas del nivel de detalle dos, se identifican secuencias internas o ciclos sedimentarios, lo que ayudó a definir nuevos topes geológicos, los cuales se les denominó nivel de detalle tres, permitiendo tener una mejor apreciación de los eventos depositacionales para el Campo.

#### **1.1.5. Modelo dinámico**

Hace referencia a los factores dinámicos que afectan el comportamiento de un yacimiento.

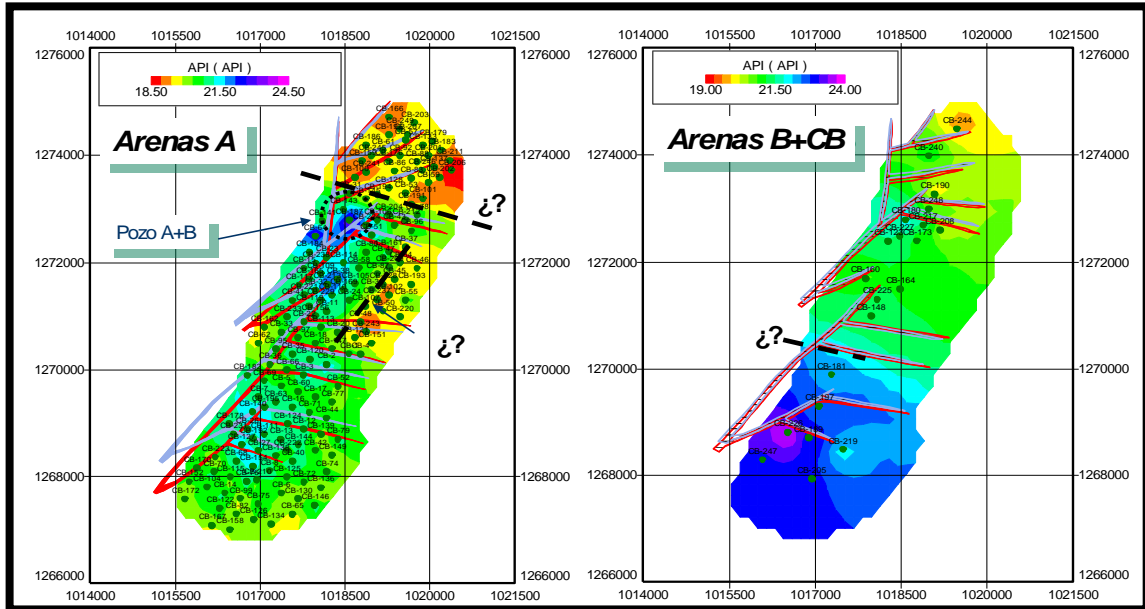
##### **1.1.5.1. Propiedades de los fluidos**

Las propiedades de fluidos fueron estimadas con base en la información PVT disponible para el campo, consistente de cuatro muestras de fluido utilizables de un total de 10 análisis PVT. Todos los análisis fueron realizados en muestras recolectadas en 1952, a excepción de la muestra del CSBE-1036 que fue recolectada en 1993. Observando la ubicación areal de los pozos muestreados, la profundidad de los niveles productores (su posición estructural), la variación areal y vertical la composición de los fluidos muestreados en los PVT's, es probable que exista una variación de la composición con profundidad y por lo tanto, de las propiedades de los fluidos. No obstante, con la información disponible es difícil establecer dicha variación.

La Figura 4 muestra la variación areal de la gravedad API tanto para las arenas A como para las arenas B. Estas mediciones fueron realizadas entre julio de 1950 y octubre de 1951. Se observan contrastes marcados a ambos lados de las líneas punteadas, lo cual sugiere la existencia de barreras de flujo dentro del yacimiento.

Para el grupo de arenas B+CB, y pese al limitado muestreo, es posible visualizar un contraste de valores entre los bloques III y IV ó V y VI.

Figura 4. Variación lateral de las gravedades API @ 60°F, (Años 1950-1951).



Fuente: La Alianza Casabe, field development plan, marzo 2010, p 32.

El grupo de arenas que conforman el yacimiento A produce gas asociado y aceite de gravedad específica y API de 0.63 y unos 22° respectivamente, hacia el tope y de 0.636 y unos 21°API hacia la base. El grupo de arenas que conforman el yacimiento B, producen gas asociado y aceite de gravedad específica y API de 0.663 y 23.8° respectivamente, hacia el tope de 0.666 y 23.5°API y hacia la base. El grupo de arenas del yacimiento C produce gas asociado con gravedad específica de 0.683 y un aceite de 23.9°API.

#### 1.1.5.2. Presiones originales

Un análisis exhaustivo de información de presión del campo, permitió estimar los valores originales de presión y temperatura para el campo. Para ello se realizó una validación de las profundidades de referencia de las unidades operacionales del

campo, con referencia a los pozos más someros y más profundos de la estructura, y se evidencia que los planos de referencia empleados tradicionalmente se aproximan a las cotas del centro de gravedad de los yacimientos. En la Tabla 1 se muestran los valores de las presiones y temperaturas originales de los yacimientos, de cada grupo de arenas.

Tabla 1. Presiones y temperaturas originales en Casabe.

Yacimiento	Presión (Psi)	Temperatura °F
A (Fm. Colorado)	1510	116
B (Fm. Mugrosa)	1963	125
C (Fm. La Paz)	2320	134

Fuente: Autor.

### 1.1.5.3. Producción – Inyección

El Campo Casabe inició su historia productiva en junio de 1945 en las arenas A de la Formación Colorado. Posteriormente, en 1950, se inició la explotación de las arenas B y, de las formaciones Mugrosa y La Paz, respectivamente. Su pico de producción fue de 46,000 BOPD en 1953, proveniente de 414 pozos.

Las campañas de perforación, por tipo de pozo, estaban destinadas a producir petróleo e inyectar agua. Las campañas principales (1945-1960) representan casi la totalidad de los pozos del campo, donde se llevó a cabo el desarrollo primario del campo y se dio con 448 pozos, cuya perforación culminó en 1960.

La inyección de agua se inició en 1979, correspondiente al proyecto piloto del bloque I. Sin embargo, fue a partir de 1985 cuando la inundación con agua se extendió en el campo, iniciando en el área norte (Bloques VI, VII y VIII) y en 1989 en el área sur (Bloques I, II, III, IV y V). El número de pozos inyectores activos muestra dos desarrollos agresivos de inyección. Estos desarrollos corresponden

en primer lugar a los bloques VI, VII y VIII a partir del año 1984 alcanzando máximo de unos 250 pozos; y otro a partir del año 1989, orientado a los bloques I, II y III, para completar unos 500 pozos inyectores activos. La tasa máxima de inyección de agua se alcanzó en 1991, correspondiente al periodo de máximo número de inyectores, y fue de 100 MBWPD aproximadamente. Durante este periodo, el promedio de inyección por pozo se mantuvo cercano a los 200 BAPD. Al inicio de inyección, durante 1985, la tasa de inyección promedio por pozo alcanzó los 400 BAPD, y durante los pilotos de 1979, la tasa de inyección promedio alcanzó 1200 BAPD por pozo.

## **1.2. GENERALIDADES DE LAS OPERACIONES Y ACTIVIDADES DE WORKOVER**

### **1.2.1. Operaciones de Workover<sup>2</sup>**

Después del completamiento inicial de un pozo de petróleo, cualquier intervención llevada a cabo, sea usando un equipo de perforación u otro equipo, es llamado "workover". Las operaciones de Workover tienen como objetivo mantener o aumentar el índice de productividad (IP) en caso de pozos productores o de inyectividad en pozos de inyección de fluidos.

De acuerdo al problema que se presente en el pozo y la forma en la que va a ser atacado para darle una solución rápida, económica y efectiva, los trabajos de Workover o reacondicionamiento de pozos se pueden dividir en trabajos de well services y trabajos de reacondicionamiento o workover mayores.

---

<sup>2</sup> BOHORQUEZ A. O. y CADENA G.M. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2011. 17-21p

### **1.2.1.1. Trabajos Well Services**

Conocidos también como actividades de Workover Menores o servicio a pozos, son el tipo de trabajo con mayor aplicación en la industria para pozos productores o inyectoros. Este tipo de trabajo es llevado a cabo principalmente para dar solución a los problemas mecánicos tales como fugas en la tubería de revestimiento (TR), tubería de producción (TP) o en los empaques, comunicación de zonas en la cara del pozo en completamiento múltiples y fallas en los equipos y herramientas de subsuelo, limpieza de arena, remoción de parafinas y lavado de perforaciones, es decir aquellos trabajos que no requieren cambio en el estado mecánico del pozo.

Estos trabajos son realizados con equipos convencionales de workover cuyas principales características son entre otras, facilidad y rapidez de movilización, sistemas hidráulicos de elevación y características de diseño que permiten efectuar cualquier clase de trabajo en el campo, como varillero y servicios de tubería.

En muchas de estas operaciones existe la necesidad de establecer un medio de circulación entre el fondo del pozo y la superficie, requiriendo de esta manera bombas auxiliares al equipo convencional de Workover; así mismo, se hace necesario equipos que permitan la rotación de tubería con la cual se realiza la actividad, facilitando de esta manera la remoción de los ripios presentes en el pozo, aun con la circulación del pozo constante.

Existen equipos especializados en la realización de una determinada fase de la operación, como los equipos de cementación, unidades de registros y unidades de cementación forzada (Squeeze).

### **1.2.1.2. Actividades de Reacondicionamiento o Workover Mayores**

Estas actividades son desarrolladas principalmente para incrementar las ganancias y las reservas recuperables por medio de la estimulación de pozos.

Los Workover mayores pueden ser realizados de acuerdo a sus características, en pozos productores e inyectores, pues tienen como objetivo el incremento de la producción del pozo, captura adicional de reservas, mejorar el influjo de agua por la apertura de zonas no perforadas, estimulación de zonas perforadas pero no productoras, restauración de la producción en pozos afectados por agotamiento del yacimiento, captura de reservas adicionales mediante el sello de zonas libres de agua, prevención de flujo en zonas libres de agua, mejoramiento del influjo de agua a pozos de inyección mediante la apertura de nuevas zonas selectivas, incremento de la productividad mediante el aislamiento de zonas con excesiva producción de gas en pozos de aceite, evaluación del potencial de zonas productoras por medio de completamientos múltiples y permitir el control dinámico del aceite, el gas y el agua en varias zonas o capas de cada pozo en yacimientos estratificados.

### **1.2.2. Actividades de Workover<sup>3</sup>**

Dentro de las actividades de Workover que se llevan a cabo en el Campo Casabe se encuentran:

- Cementación.
- Cañoneo y/o recañoneo.
- Operaciones de swabeo.
- Reparación de casing.

---

<sup>3</sup> BOHORQUEZ A. O. y CADENA G.M. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. 2011. 21-p

- Abandonos de pozos.
- Recompletamiento de pozos.
- Cambio de tubería rota.
- Cambios de sistemas de levantamiento artificial.
- Operaciones de pesca.
- Limpiezas de arena.

#### **1.2.2.1. Cementación**

Proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento. El cemento es colocado en el espacio anular entre el hoyo y el diámetro externo del revestidor.

La cementación de un pozo tiene gran importancia en la vida de éste, puesto que los trabajos que se realicen de allí en adelante dependen directamente de la cementación del pozo.

El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.) después se debe dejar fraguar y endurecer, formando de esta manera una barrera permanente e impermeable al movimiento de los fluidos detrás del revestidor.

Antes de realizar cualquier actividad de cementación se deben tomar registros de CBL y VDL con el fin de evaluar la calidad y adherencia en la cual se encuentra el cemento.

Dentro de los objetivos principales de la cementación se encuentran:

- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el pozo.

- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zona de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de control utilizado o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.

La cementación de pozos se realiza por etapas; la cementación primaria es realizada durante la perforación y se ejecuta al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.). La cementación secundaria es el proceso de bombear una lechada de cemento en el pozo bajo presión, forzándola contra una formación porosa, tanto en las perforaciones del revestidor o directamente en hoyo abierto. Los propósitos principales de esta cementación es reparar trabajos de cementaciones primarias deficientes; reducir altas producciones de agua y/o gas; reparar filtraciones causadas por fallas del revestidor, abandonar zonas no productivas o agotadas; sellar la migración de fluidos hacia zonas productoras. En el proceso de cementación secundaria se realiza forzamiento de la lechada de cemento en el pozo, este tipo de cementación se utiliza principalmente en reparaciones/reacondicionamiento o en terminación de pozos. El proceso comprende la aplicación de presión hidráulica para forzar el cemento en un orificio abierto a través de perforaciones en el revestidor, para corregir ciertas anomalías. Cuando se diseña una cementación de este tipo se debe considerar:

- Tipo de cemento.
- Tiempo total de bombeo requerido.
- Tiempo para alcanzar las condiciones del pozo.
- Control de filtrado.
- Resistencia al cemento.
- Desplazamiento y cálculos básicos en condiciones del pozo.

La cementación forzada puede hacerse con empaquetadura y/o con retenedor; este tiene en cuenta la exclusión de gas y exclusión de agua a hoyo revestido u hoyo desnudo.

**Tapones de Cemento/ Squeeze:** Esta operación consiste en colocar una columna de cemento en un hoyo abierto o revestido, para lograr cualquiera de los siguientes objetivos:

- Aislar una zona productora agotada.
- Aislar zonas de pérdida de control de circulación.
- Aislar ventanas en perforación direccional.
- Abandonar pozos secos o depletados.

El método más común para probar la calidad de la resistencia de un tapón de cemento consiste en bajar una mecha o tubería de perforación con presión después del tiempo de fraguado, el cual varía de 8 a 72 horas, dependiendo del uso de aceleradores o el tipo de pozo.

El programa de cementación debe ser diseñado para obtener una buena cementación primaria. Esta clase de operación busca aislar y prevenir la comunicación entre las formaciones cementadas y entre el hoyo abierto y las formaciones someras detrás del revestidor. También debe considerarse el no fracturar alrededor de la zapata del conductor o de la sarta de superficie durante las opciones subsiguientes.

Al planificarse una operación de cementación independientemente del tipo de revestidor debe considerarse información importante como: preferencias de pozos vecinos tales como geometría del hoyo (diámetro/forma); tipo de fluido de perforación existente en el sistema; problemas presentados durante la perforación, tipo de cemento, lechada y aditivos a utilizar por la compañía encargada; pruebas

API efectuadas para cada una de las lechadas de cemento; equipos y herramientas a utilizar y centralizadores del revestidor.

Para que se pueda lograr una óptima operación de cementación de debe contar con una densidad apropiada, que posea facilidad en la mezcla en superficie, con propiedades reológicas óptimas para la remoción del lodo, que conserve sus propiedades físicas y químicas mientras se está colocando, debe ser impermeable al gas en el anular, si este está presente, desarrollar una buena adherencia entre revestidor y formación, con permeabilidad lo más baja posible y mantenerse con sus propiedades bajo condiciones severas de presión y temperatura.

#### **1.2.2.2. Cañoneo**

Procedimiento aplicado al pozo con el fin de crear apertura a través de la tubería de revestimiento (TR), el cemento y de la formación; lográndose de esta manera crear una comunicación entre el pozo y las formaciones seleccionadas.

El cañoneo de un pozo se realiza bajo diferentes parámetros como lo son:

- Densidad de cañoneo.
- Dirección de tiro (fase).
- Separación de cargas.
- Penetración.
- Diámetro a la entrada de perforación.

Igualmente se deben determinar los siguientes factores:

- Tipo de equipo usado en el proceso.
- Cantidad y tipo de carga en el cañón.
- Técnicas usadas en el completamiento del pozo.
- Características de la tubería y el cemento.

### 1.2.2.3. Swabeo

Conocido también como estimulación mecánica; el swabeo se basa en la estimulación de la formación logrando la inducción del flujo de ésta al pozo para acondicionarlo a una producción por flujo natural. El swabeo busca determinar el comportamiento del nivel de fluido y las características del mismo, para de esta manera definir el sistema de producción más adecuado para el pozo, el método óptimo para limpiar la formación en los alrededores del pozo por las sustancias residuales producto de una estimulación (química), y la forma de limpiar los residuos que puedan taponar las perforaciones y bloquear la entrada de fluido.

La Estimulación Mecánica o Swabeo se realiza por medio de la acción descendente y ascendente de la barra de Swabeo halada por el cable de 9/16" (Sand-line), esta barra actúa como pistón de una bomba de subsuelo desalojando el fluido contenido en el tubing en cada viaje, generando que la presión hidrostática descienda, provocando una fuerza de succión que induce la entrada de fluido desde la formación al pozo. El fluido recogido, es dirigido a los tanques de prueba donde se lleva un registro de sus características. De igual manera en cada viaje se debe llevar el registro del nivel de fluido encontrado y la profundidad alcanzada por la barra de Swabeo. Estos registros son llevados a tablas que permiten el monitoreo de la operación. Generalmente las gomas son revisadas cada cierto número de viajes (según la profundidad a la que se encuentre el nivel de fluido), esto con el fin de verificar su integridad y cambio si fuese necesario. De esta manera se realizan el número de viajes necesario para Swabear el pozo, verificando constantemente el nivel de fluido en la tubería; si el nivel del fluido dentro de la tubería se encuentra cada vez más bajo en cada viaje, indica que el pozo no está aportando, pero, si el nivel de fluido dentro de la tubería permanece constante, es indicio del aporte del pozo.

Las gomas de swabeo son herramientas fabricadas de caucho especial, el cual posee alta resistencia a la abrasión y alta flexibilidad para facilidad de carga y obturación. Estas gomas se fabrican de acuerdo al tipo y características del trabajo para el cual va a ser utilizadas, ya sea para carga liviana, mediana o pesada, para tubería de producción, de trabajo, revestimiento y para tubería de diámetro reducido.

#### **1.2.2.4. Reparación de casing**

Los daños por rotura debido a corrosión, desgaste por viajes y rotación de tubería durante los trabajos de reacondicionamiento y pesca hacen necesario la reparación de casing; pues debido a esta situación se ocasiona producción de fluidos no deseados y en algunos casos de arena afectando el sistema de producción del pozo.

La utilización de técnicas como Tie Back, Casing Patch, Scabliner, aislamiento con empaques especiales y trabajos de cementación; hacen posible la remediación de este problema.

Dentro de los factores que inciden en el daño del casing se encuentran:

- Diseño del Pozo.
- Geometría del Pozo.
- Metalurgia del casing.
- Fricción por viaje y Rotación de tubería.
- Trabajos de pesca y molienda.
- Presencia de fluidos corrosivos.
- Inadecuada cementación.

Para una mejor evaluación del factor y ubicación del colapso en el casing, es recomendable la utilización de ciertos registros y pruebas que ayudarán a la localización, ubicación e información de dicho daño.

- Registro de Corrosión.
- Registro de Temperatura.
- Registro de Densidad.
- Registro de hermeticidad con empaques.
- Registro de salinidad del agua producida.

El acondicionamiento del pozo depende principalmente del tipo de reparación a efectuarse, la magnitud del daño, estabilidad del tramo de formación desprotegido por casing, cementación del casing y completación del pozo.

La calibración del casing del pozo antes de bajar herramientas de reparación o instalación permanente es muy importante, dependiendo del estado del pozo se pueden emplear herramientas para su rectificación y calibración como el casing roller, string, taper mill, scraper, entre otras. En pozos que presentan inestabilidad de la formación del tramo desprotegido con casing, la clase de fluido a emplear en la reparación depende del estado del pozo, pero generalmente se emplean fluidos densificados y viscosificados.

Actualmente se dispone de gran variedad de herramientas y técnicas para la reparación del casing. Debido al sistema de producción empleado y completación del pozo intervenido se debe escoger la adecuada con el fin de mejorar el estado mecánico y garantizar la continuidad operativa de los mismos.

- **Tie Back:** Esta técnica de reparación consiste en conectar casing al colgador de liner y extenderlo hasta superficie, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado.

El Tie Back permite cubrir el tramo de casing intermedio. Cuando se aplica esta técnica se debe instalar en el cabezal del pozo un carretel colgador para el casing instalado.

- **Short Tie Back:** Esta técnica consiste en conectar el colgador de liner y extenderlo hasta cubrir las zonas dañadas instalando un nuevo colgador de liner, cementando el espacio anular entre el casing intermedio y el casing instalado. Esta técnica es utilizada cuando la zona dañada del casing intermedio se encuentra cerca al tope de liner.
- **Scab Liner / Liner Packer:** Consiste en instalar un casing de menor diámetro cubriendo el intervalo de casing intermedio dañado, el casing instalado se fija con empaques hidráulicos, los mismos que aíslan la zona dañada. Es necesario instalar una guía en el tope y el fondo de esta instalación para permitir el paso de herramientas.
- **Casing Patch:** Esta técnica se aplica en pozos donde el casing en mal estado no está cementado, consiste en retirar el casing en mal estado y reemplazarlo con casing nuevo. La unión entre el casing del pozo y el casing instalado es por medio del casing patch lead seal, el espacio anular puede ser cementado a superficie. Al aplicar esta técnica se debe instalar en el cabezal de pozo un carretel colgador para el casing instalado.
- **Aislamiento con empaques:** El empleo de protectores de caucho en la tubería de reacondicionamiento reduce significativamente el desgaste por fricción en la pared interior del revestimiento durante los viajes en los trabajos de reacondicionamiento. En las operaciones de molienda, los restos metálicos ocasionan daño al quedar atrapados entre el casing de producción y los drill collars. Este daño se puede reducir empleando

herramientas recuperadoras de restos metálicos tipo Junk Basket y Junk Basket Reverse Circulation.

#### **1.2.2.5. Cambio de sistema de levantamiento**

El incremento en el porcentaje de agua y/o una declinación de presión del yacimiento, son indicaciones claras de que la energía del yacimiento está decayendo; es en este momento donde se hace necesario aplicar una energía adicional para levantar el fluido hasta superficie, es decir aplicar un método de levantamiento artificial al pozo.

Entre los sistemas de levantamiento artificial se encuentran:

- Levantamiento Artificial por gas.
- Bombeo Mecánico.
- Bombeo Electro-sumergible.
- Bombeo por cavidades progresivas.
- Bombeo hidráulico.

En el campo Casabe los sistemas de levantamiento que se más se utilizan son: bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas.

**Bombeo Mecánico:** Es el método de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial. Consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía al sistema es proporcionada por un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas. La bomba se baja dentro de la tubería de producción y se asienta en el fondo usando empacaduras, esta es accionada por medio de varillas que son las que transmiten el movimiento desde el dispositivo de bombeo que consta de un balancín al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de la biela y la manivela;

accionándose a través de una caja reductora movida por un motor; el balancín de producción imparte un movimiento de ascenso y descenso de la sarta de varillas de succión que a su vez mueven el pistón de la bomba, instalada en la sarta de producción o de educación, a cierta profundidad del pozo. La válvula fija permite al petróleo entrar al cilindro de la bomba. Al descender las varillas, la válvula fija se cierra y permite que se abra la válvula viajera para que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educación. Al ascender las varillas, la válvula viajera se cierra para mover hacia la superficie el petróleo que está en la tubería y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba. El continuo ciclo de estos movimientos mantiene el flujo hacia la superficie.

El sistema de levantamiento por bombeo mecánico es aplicable a pozos de profundidades hasta 8000 pies, pozos de crudos extra pesados, pesados, medianos y livianos, no es recomendable la utilización de este sistema en pozos que producen altos volúmenes de gas en el cual es recomendable su aprovechamiento para sistemas de levantamiento por gas.

Este sistema de levantamiento presenta limitaciones en el tamaño del casing, mal manejo de GOR alto, problemas en pozos desviados; pozos productores de arena o con presencia de parafinas, fluidos ácidos o corrosivos y no es aplicable en pozos costa afuera.

**Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP):** El sistema PCP es considerado un sistema económico en la explotación de pozos productores, puesto que su inversión inicial es relativamente baja, como lo es su mantenimiento, transporte, instalación y operación; posee bajo impacto visual, niveles de ruidos bajos y mínimos requerimientos de espacio físico tanto en el pozo como en el almacén. Este tipo de bombas pueden ser utilizadas en pozos de crudos medianos y pesados, con bajas tasas de producción en instalaciones relativamente profundas, el crudo manejado puede contener arenas, parafinas y ser altamente viscoso, con

alto contenido de agua y en pozos desviados. Presenta limitaciones como lo es la temperatura a la profundidad de la bomba que afecta el elastómero, este tipo de bomba no opera con eficiencia a grandes extensiones de varillas y el elastómero se hincha o deteriora en exposición a cierto tipo de fluidos. Es recomendable utilizar este tipo de bombas en crudos con API entre 8° y 21° con contenidos bajos de aromáticos. El funcionamiento de la bomba consiste en el llenado de las cavidades selladas entre las superficies del estator y el rotor al girar este último excéntricamente dentro del primero (estator), de manera que permita el movimiento del fluido desde la succión de la bomba hasta su descarga.

#### **1.2.2.6. Operaciones de pesca**

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

Las fallas por fatiga se producen en la tubería de perforación, como en estabilizadores, sustitutos, u otras herramientas; debido a diferentes esfuerzos a los cuales es sometida la sarta de perforación.

La corrosión se debe a sustancias que se encuentran incluidas en el fluido de perforación y la erosión se debe al flujo turbulento de la sarta de perforación como consecuencia de la reducción del espesor de pared del tubo.

Los atascamientos son producidos cuando la sarta o parte de ella queda aprisionada a determinada profundidad debido a diferentes eventualidades en el pozo como: derrumbes, presiones diferenciales, arcillas hinchadas, pérdida de calibre del pozo, botellas, aumento del revoque o costra, atascamiento por

materiales dejados caer en el pozo, atascamiento mecánico; cualquier atascamiento conduce a pescas inevitables.

Para evitar operaciones de pesca es necesario tener inspecciones visuales de las conexiones de la sarta cada vez que se enrosque o desenrosque por posibles sellos e hilos en mal estado, formaciones de picaduras en el cuerpo de la tubería por efectos de corrosión o erosión. Las inspecciones electromagnéticas se llevan a cabo por compañías especializadas que utilizan partículas de polvo magnético para detectar fracturas, fisuras o rajaduras en el cuerpo de la sarta de perforación y luz ultravioleta para las conexiones e hilos. El torque de enrosque adecuado de todas las conexiones deben ser apretadas o enroscadas con el adecuado torque según las recomendaciones de las normas API. Un exceso de torque conduce al ensanchamiento de la caja o box y un inadecuado torque conduce al daño de los hilos por efecto de fuga del fluido a presión.

#### **1.2.2.7. Limpieza de arena**

La producción de arena en los pozos productores de gas o petróleo como también en los pozos inyectores, representan un problema permanente en la industria y para el caso del Campo Casabe es uno de los que más afecta la producción y operaciones diarias.

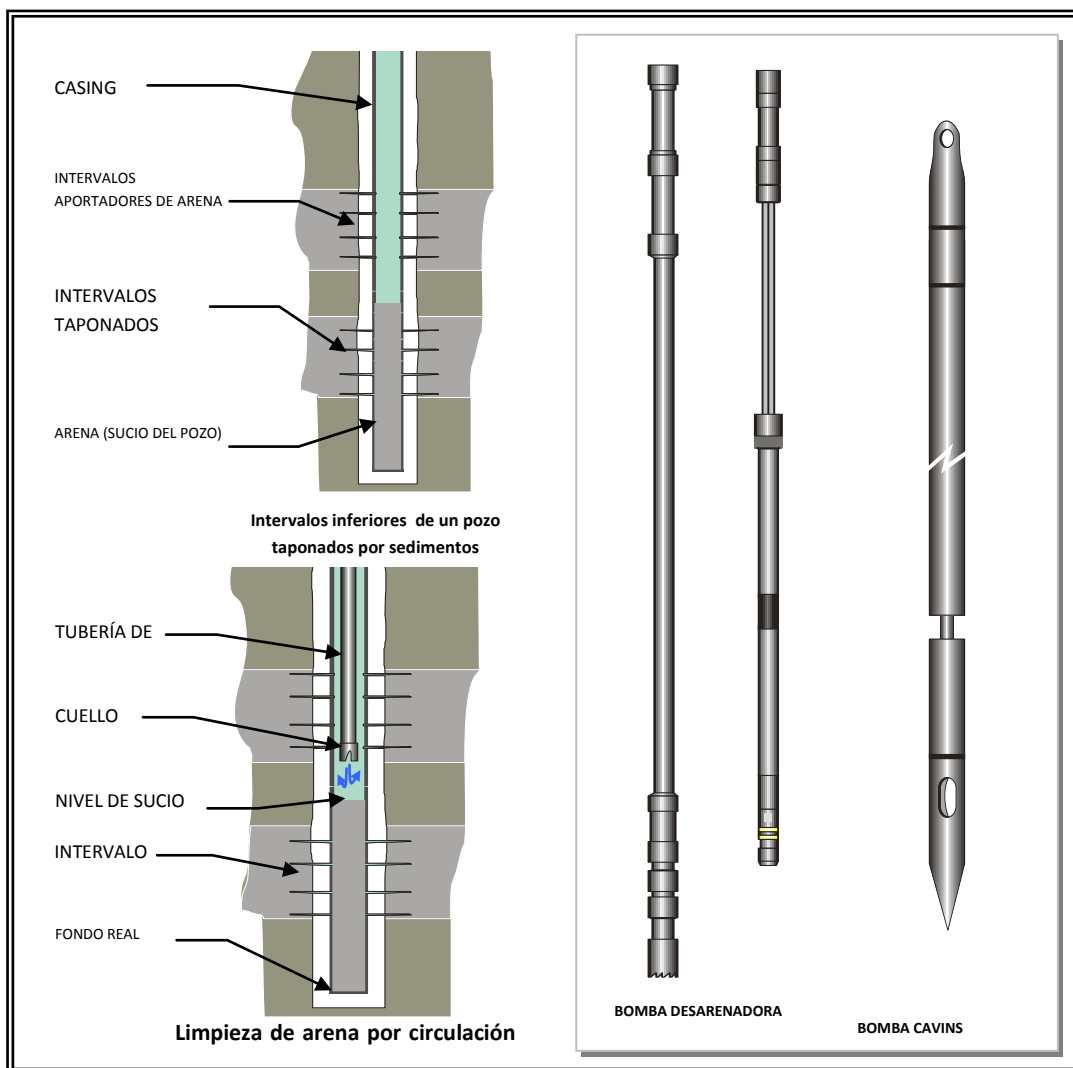
Dentro de los efectos de la producción de arena se encuentran:

- Daños en los equipos de completamiento y producción en superficie.
- Manejo de sólidos en superficie.
- Pérdida de producción del pozo (diferida).
- Altos costos de mantenimiento.

Actualmente en el campo Casabe no existe un método preventivo para controlar la gran cantidad de arena que es producida por el yacimiento, es por ello que el mayor índice de falla de los pozos está relacionado con arenamiento de estos. Para mitigar los problemas anteriormente mencionados de los efectos de la arena en la producción, los equipos de workover realizan trabajos correctivos constantemente.

Existen varios procedimientos para la limpieza de arena, la elección del procedimiento adecuado para cada caso depende de las condiciones del pozo. El procedimiento más comúnmente utilizado es el de limpieza de arena por circulación (en directa o en reversa); sin embargo, en ocasiones especiales se utilizan métodos mecánicos como bombas especiales (bomba desarenadora, bombas Midco y bombas Cavins) diseñadas especialmente para extraer arena (ver figura N 5°). Las bombas Midco y Cavis se bajan con cable, mientras que la bomba desarenadora se baja con tubería.

Figura 5. Herramientas de limpieza de Arena.



**Fuente:** Instructivo para la operación de Limpieza de Arena por Circulación.  
GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. EXT – I – 048

### Limpieza de arena por circulación<sup>4</sup>

La limpieza de arena por circulación en directa consiste en circular un fluido (agua, agua salada, o aceite) por el tubing, el cual lleva en su extremo un accesorio (cuello dentado, tubo chaflán, reducción de 1') cuya función es remover

<sup>4</sup> Instructivo para la operación de Limpieza de Arena por Circulación. GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. Ecopetrol 2005. 2-5 p

mecánicamente la arena (muy compacta) o aumentar la presión de trabajo (debido a la disminución del diámetro) según el accesorio utilizado.

Puesto que en esta operación se manejan altas presiones, el pozo debe estar debidamente empacado, para esto se instala un preventor anular (Hydrill) encima del preventor de arietes. Debido a que el tubo Kelly es de mayor diámetro que la tubería, se garantiza el sello. Para suministrar la presión al fluido que se va a circular, se utiliza una bomba Triplex, la cual impulsa el fluido al tubing a través de una manguera (de 2") conectada a un Swivel acoplado en el extremo superior del tubo Kelly. Al ser bombeado por la tubería, el fluido forma un flujo turbulento que realiza el arrastre de las partículas desde el fondo hasta superficie.

La limpieza de arena por circulación presenta inconvenientes cuando se trabaja en pozos, en los cuales se presenta baja presión de formación en algún intervalo o en toda su zona productora. El problema se presenta debido a que en el intervalo de baja presión, la formación se "toma" el fluido circulado junto con la arena removida, por lo cual el retorno a la superficie será mínimo o nulo.

Cuando se instala una reducción en el extremo de la sarta, la eficiencia aumenta, debido al aumento en la presión del fluido. La mezcla (fluido-sólidos) retorna por el anular y es llevado a un tanque (por medio de una manguera) y depositado en un compartimiento, en donde los sólidos se sedimentan en el fondo y el agua es recuperada por decantación. A medida que se realiza la remoción de sedimentos, la sarta avanza hasta que finalmente llega al fondo del pozo, a partir de este momento, se deja circulando el pozo por un espacio de tiempo, con el fin de remover totalmente los sedimentos hasta superficie y evitar que vuelvan a depositarse en el fondo.

## **Limpieza de arena con bomba desarenadora**<sup>5</sup>

El uso de la bomba desarenadora para la limpieza de arena, es recomendado especialmente en aquellos casos donde la formación toma demasiado, el nivel de fluido en el pozo permanece bajo, y cuando las características de las arenas productoras donde se encuentra acumulado el aceite, hacen que la inyección de agua pueda causar daños a la formación. En resumen se utilizan en aquellos casos donde la eficiencia de los métodos de limpieza por circulación, es muy baja.

La ventaja de la limpieza de arena con la bomba desarenadora, es que la arena no es introducida nuevamente en la formación. Por este método tampoco se somete a la formación a la acción de fluido a alta velocidad y presión, razón por la cual los resultados de la operación de limpieza son más duraderos.

La bomba desarenadora se trabaja con tubería. Una vez se ha bajado hasta el tope de sucio, se inicia la limpieza del mismo, acumulándose la arena en los tubos de la recámara. Una vez esta se encuentra llena, se saca la bomba a superficie para descargar los sedimentos recuperados, y se baja nuevamente, el número de viajes que sean necesarios. El diámetro de la bomba depende del diámetro de la tubería de revestimiento del pozo en el que se va a trabajar, de igual manera se debe tener en cuenta que el diámetro de los tubos de recámara de la bomba debe ser el mismo de la bomba. Se acostumbra a colocar de 10 a 12 tubos de recámara, dependiendo del diámetro de la bomba.

---

<sup>5</sup> Instructivo para la Operación de Limpieza de Arena con Bomba Desarenadora. GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. Ecopetrol 2005. 3 p

### **1.3. GENERALIDADES SOFTWARE Y/O PROGRAMAS EMPLEADOS**

#### **1.3.1. Crystal Ball**

Crystal Ball es un programa de análisis de riesgo y de pronóstico orientado a través de gráficos, el cual está destinado a quitar la incertidumbre en la toma de decisiones.

A través de una técnica denominada simulación Monte Carlo, Crystal Ball pronostica todos los resultados posibles para una situación determinada. Asimismo le muestra los niveles de confianza, de manera tal que podrá conocer la probabilidad de que cualquier evento específico tenga lugar.

#### **1.3.2. Simulación Montecarlo<sup>6</sup>**

La simulación de MonteCarlo Consiste en generar un modelo matemático a partir de la identificación de aquellas variables cuyo comportamiento determina un sistema. Genera aleatoriamente los valores de las variables inciertas una y otra vez para simular un modelo. Los valores para cada supuesto de distribución de probabilidad son aleatorios y son totalmente independientes, en otras palabras, el valor seleccionado al azar para un juicio no tiene ningún efecto sobre el siguiente valor generado al azar.

La simulación de Monte Carlo fue creada en Monte Carlo, Mónaco, donde la atracción principal son los casinos que contienen juegos de azar; tales como ruleta, dados y máquinas tragamonedas los cuales tienen comportamiento aleatorio. El comportamiento aleatorio en juegos de azar es similar a la forma en que la simulación Monte Carlo origina los valores de las variables seleccionadas al azar para simular un modelo. Cuando al lanzar un dado, usted sabe que, o bien

---

<sup>6</sup> PEREZ Rodrigo. Modulo estadística. Optimización de los recursos escasos (Internet). 19-20-p.

obtiene un 1, 2, 3, 4, 5 o 6 según se incrementa. Lo mismo sucede con las variables que tienen una conocida gama de valores, cual es un valor seguro para cualquier momento o evento (por ejemplo, las tasas de interés, las necesidades de personal, los precios de las acciones, el inventario, las llamadas telefónicas por minuto).

El Uso de muestreo de Monte Carlo es una aproximación a la verdadera forma de la distribución que requiere de un mayor número de ensayos.

### 1.3.3. Openwells<sup>7</sup>

Es un software diseñado para reportar por medio de informes diarios las actividades que se llevan a cabo en los taladros de perforación y/o workover; así mismo es catalogado como un sistema de gestión y recolección de datos que permite tener un seguimiento a las operaciones realizadas a un pozo y por lo tanto realizar análisis de dichas operaciones y del ciclo de vida de un pozo.

En OpenWells en la actualidad existen diez tipos de eventos, de los cuales tres corresponden a la etapa de perforación y siete a las etapas de producción y/o reacondicionamiento del pozo. A continuación se muestran los diferentes eventos de producción y/o reacondicionamiento, su descripción y los reportes básicos que deben ser cargados.

- **ABANDONO (ABA):** Abandono definitivo o temporal del pozo en el que se deshabilita por completo la posibilidad de aportes de fluidos a superficie. El evento inicia en el momento en que se toma la decisión de abandono del pozo o con previa programación.

---

<sup>7</sup> Operaciones de producción en Ecopetrol, a través de la herramienta corporativa OpenWells. Departamento de gestión de la información de E&P (PGE-GTD). 2012. 3 p

Sus reportes básicos son: Wellbore equipment, Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **COMPLETAMIENTO ORIGINAL (OCM):** Primera intervención después de la perforación original para poner pozo en producción / Inyección. En caso de realizar el completamiento con el mismo equipo de perforación se presentan dos casos: en pozos revestidos, Inicia en el momento en que se encuentre cementado el pozo y sin tubería de perforación. En hueco abierto, inicia con la bajada de sarta de producción.

Sus reportes básicos son: Wellbore equipment, Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **REDISEÑO (RDG):** Modificación parcial o total del sistema de levantamiento artificial o de inyección.

Sus reportes básicos son: Wellbore equipment, Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **REACTIVACIÓN (REA):** Habilitar un pozo luego de haber sido abandonado y/o encontrarse en estado inactivo.

Sus reportes básicos son: Wellbore equipment, Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **TEST (TST):** Pruebas de presión y registro de producción e inyección.

Sus reportes básicos son: Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **WORKOVER (WRK):** La reparación o estimulación de un pozo con el propósito de restaurar, prolongar o mejorar la producción / inyección. Puede implicar modificación al completamiento previo del pozo.

Sus reportes básicos son: Wellbore equipment, Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

- **WELL SERVICES (WSV):** Evento corto de intervención que busca recuperar y/o mantener la producción o inyección en la cual no se altera el estado mecánico del pozo. Sus reportes básicos son: Well planning, Daily Operations, Afe y General Work.

## **2. CORRECCIÓN, ACTUALIZACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE OPENWELLS**

En este capítulo se describe la importancia y la metodología implementada en el proceso de recopilación, organización, corrección y actualización de la información de las operaciones, que es cargada diariamente por los supervisores y/o companyMan de cada uno de los equipos de workover del campo Casabe.

### **2.1. DESCRIPCIÓN DE LA INFORMACIÓN INGRESADA EN OPENWELLS**

Cada una de las operaciones realizadas en campo por parte de los equipos de reacondicionamiento de pozos, se debe plasmar en reportes diarios que permitan visualizar esta información para su corroboración y análisis. OpenWells es la herramienta que actualmente es utilizada para cargar y almacenar dichos reportes, de tal forma que cualquier usuario y/o interesado pueda tener acceso a estos.

La plataforma de OpenWells cuenta con una interfase sencilla para el acceso y cargue de los datos de las operaciones de perforación y producción de un campo. Cada usuario cuenta con un Login y una contraseña con el cual se ingresa al software. Luego del ingreso, los usuarios deben ubicarse en el campo y pozo al cual va a ser cargada la información de los trabajos realizados, crear el evento correspondiente dependiendo del trabajo que se vaya a realizar y posteriormente proseguir con la creación de los reporte de acuerdo a la necesidad y tipo de operación que se encuentren realizando. Para plasmar las operaciones realizadas en los pozos con los equipos de workover existen diferentes tipos de reportes que dependiendo de la operación y las necesidades del usuario son creados. Estos reportes son indicados en la tabla N°2.

Tabla 2. Reportes asociados a las operaciones de producción.

REPORTE	DESCRIPCIÓN	APLICABILIDAD
Cost Estimate and AFE	Elabora costos presupuestados de las operaciones en cuanto a servicios o materiales necesarios. Codifica las actividades y subactividades implicadas en el desarrollo del evento.	Todos los Eventos
Well Planing	Genera un programa de operaciones con tiempos de ejecución determinados estimados para el desarrollo del evento, también codifica actividades y subactividades y asocia los costos presupuestados en el Cost Estimate and AFE Report.	Todos los Eventos
Daily Operations	Registra las operaciones diarias realizadas en el desarrollo del evento incluyendo las actividades y costos planeados por los reportes de Well Planing y Cost Estimate and AFE, además de tareas y desembolsos adicionales al integrar actividades no estimadas debido a eventualidades. Debe haber uno de estos reportes por cada día de operación que haya en el Evento.	Todos los Eventos
General Work	Resume toda la operación y sus actividades comparando los tiempos y costos estimados con los reales.	Todos los Eventos
Pipe Tally	Realiza inventarios de tubería a utilizar. Existen dos tipos, el primero, <i>Off-Load</i> es el que cuenta y chequea la tubería que en superficie que se planea correr, en tanto el tipo <i>Run</i> es aquel que corresponde a la tubería que se ha corrido o bajado al pozo.	OCM-WRK-RDGWSV
Wellbore Equipment	Reporte que permite la caracterización y especificación de tuberías y equipos de producción instalados en el pozo.	OCM-WRK-RDGWSV-REA
Logging	Se empela para ilustrar los registros de hueco revestido que se toman en el pozo como Flowmeter, Temperatura, etcétera.	OCM-WRK-RDGWSV-TST
Cementing	Registra las cementaciones remediales (squeezes) necesarias para la reparación de revestimientos de pozo. También genera los tapones de cemento cuando el pozo es abandonado o se aíslan zonas de forma definitiva.	OCM-WRK-ABA
Perforation	Referente a los cañoneos que se realizan para comunicar intervalos productores con el pozo. En dicho reporte se ingresan las profundidades y método de los disparos, las formaciones de interés y etcétera.	OCM-WRK

**Fuente:** operaciones de producción en Ecopetrol, a través de la herramienta corporativa open Wells. Código SOADM-HT-I-035. Modificado por el autor.

Para el desarrollo del trabajo solo se utilizaron los reportes “Daily Operation” ya que con estos se puede obtener los tiempos de operación de los equipos de workover y varillero que son los datos que se utilizaron como base para el desarrollo del presente trabajo.

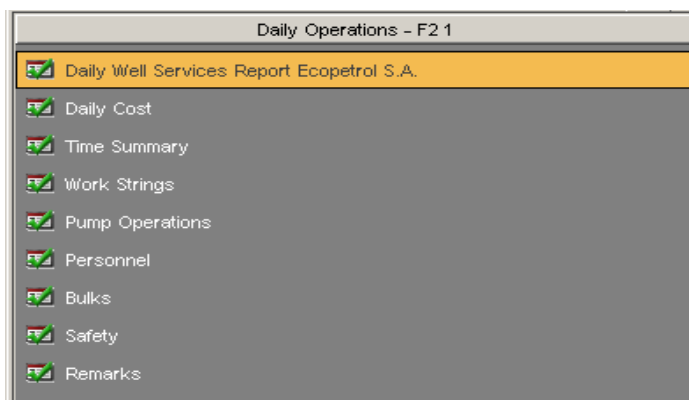
A continuación se verá qué es un reporte daily operations, de qué se compone y qué datos deben ser ingresados en él.

### 2.1.1. Reporte Daily Operations

Este reporte registra diariamente todas las operaciones realizadas en el pozo durante el evento, es decir, por cada día de actividades debe existir un Reporte “Daily Operations”.

Los reportes Daily Operations están conformados por unas secciones básicas en las cuales es agrupada la información, estas son: Daily Completion Report, Daily Cost, Time Summary, Work Strings, Pump Operations, Personnel, Bulks, Safety y Remarks. Ver Figura N° 6.

Figura 6. Secciones del Daily Operations.



Fuente: OpenWells 2003.21. Landmark Corporation.

De todas las secciones la que para su efecto se utilizó fue la de time summary, con la cual se evaluaron los tiempos de las actividades. La figura N°7 muestra un esquema de los datos que deben ser ingresados en esta sección.

Figura 7. Casillas del Time Summary del reporte Daily Operations.

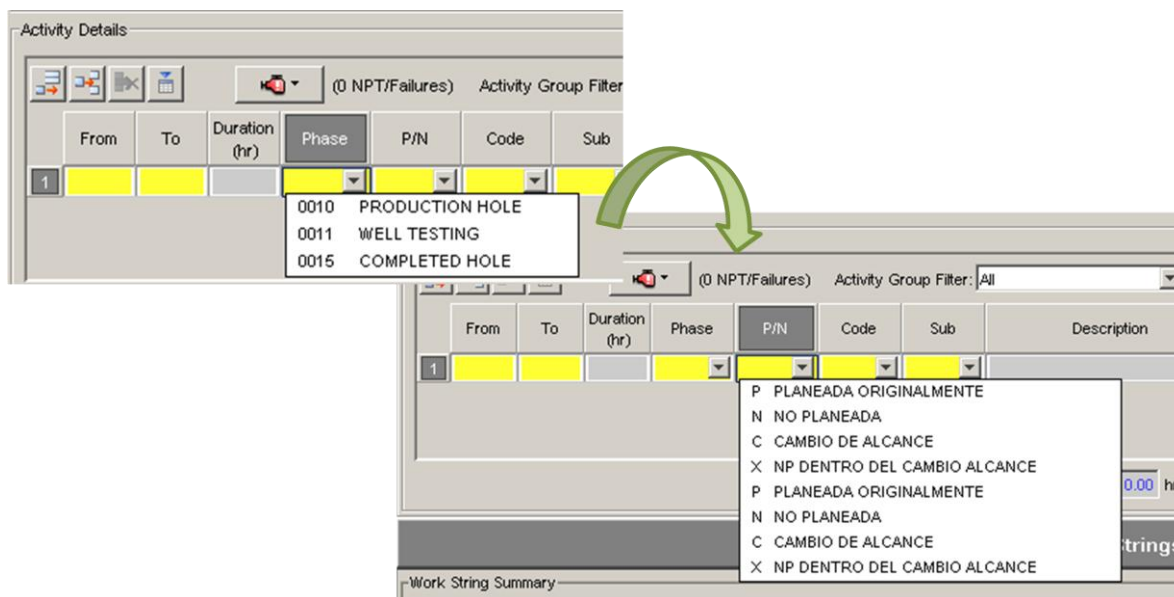
The screenshot shows a software interface titled "Time Summary" with a "Section Complete" checkbox. Below the title is a "24 Hour Summary Comments" field, which is currently empty and highlighted in yellow. Underneath is the "Activity Details" section, which includes a toolbar with icons for home, refresh, and print, along with a status indicator "(0 NPT/Failures)" and an "Activity Group Filter" dropdown menu set to "All". The main part of the interface is a table with the following columns: From, To, Duration, Phase, P/N, NPT Level, Code, Sub, Description, Take Off Sheet, MD From, MD To, Operation, and Service Company. The table is currently empty. At the bottom of the interface, there is a "Total Time" field showing "0.00 hr".

Fuente: OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

Las dos primeras casillas de la fila corresponden a **From** y **To**, estas son las que definen el tiempo por actividad desde las 00:00 horas hasta las 00:00 horas del día siguiente. En **From** vendrá la hora de inicio y en **To** la hora de finalización, los dos datos ingresados en las anteriores celdas definirán el intervalo de tiempo en horas en la casilla automática **Duration**. Luego se encuentra la casilla **Phase** indicando con un código de una lista desplegable a qué fase de la producción corresponde la actividad (0010 PRODUCTION HOLE, 0011 WELL TESTING, 0015 COMPLETED HOLE), posteriormente se hallará la celda **P/N** indicando si la operación fue planeada (P PLANEADA ORIGINALMENTE), si fue eventual (N NO PLANEADA), si hubo un cambio del alcance de la operación pero aun estaba dentro de lo planeado (C CAMBIO DE ALCANCE) y en caso que exista un cambio de alcance que no se estimó (X NP DENTRO DEL CAMBIO DE ALCANCE) y por último las casillas **Code** (código correspondiente a la actividad principal), **Sub** (código correspondiente a la actividad específica o sub-actividad) y **Description** describiendo automáticamente la sub-actividad correspondiente a la casilla **Sub**. Las casillas **code** y **sub** tienen nomenclaturas que siempre deberían coincidir entre si, por la tanto es muy importante su revisión porque muchas veces no están

bien importados. La Figura N°8 exhibe y explica gráficamente las casillas descritas.

Figura 8. Celdas From, To, Duration, Phase, P/N, Code, Sub y Coments del Tab Time Summary de un Daily Operations Report.



**Fuente:** OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

Por otra parte la casilla Take Off Sheet describe en una lista desplegable el estado del equipo que realiza la operación, determinando si cuenta con tubería y personal en la labor que está desempeñando. La Figura N°9 muestra como se manifiesta esta celda y la descripción de las siglas presentes en la misma.

Figura 9. Celda Take Off Sheet de la Sección Time Summary de un Daily Operations Report.

Take Off Sheet	Operation	Service Company
	EACCCT Equipo Activo Con Cuadrilla Con Tubería	
	EACCST Equipo Activo Con Cuadrilla Sin Tubería	
	EAOT Equipo Activo en Operaciones de Terminación	
	EICCCT Equipo Inactivo Con Cuadrilla Con Tubería	
	EICCST Equipo Inactivo Con Cuadrilla Sin Tubería	
	EQRP Equipo En Reparación	
	ESTBY1 Equipo en Stand By con Personal	
	ESTBY2 Equipo en Stand By sin Personal	

Fuente: OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

Como se puede Observar en la figura N°10, en la casilla Operation se describe a detalle la actividad realizada y en Service Company se establece a partir de un listado desplegable la compañía que estuvo a cargo de prestar el servicio.

Figura 10. Celdas Operation y Service Company de la Sección Time Summary de un Daily Operations Report.

MD To (ft)	Operation	Service Company
	Armó unidad wireline	ECOPETROL S.A.
	DRILLCOL	
	DRILLTEK	
	DUFLO	
	DURANGAR	
	DWS	
	ECOFLOA	
	ECOP S.A.	
	ECOPETROL S.A.	

Fuente: OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

Figura 11. Sección Time Summary Totalmente Diligenciada y Descripción de la Casilla Total Time.

-24 Hour Summary Comments											
MOVILIZA E INSTALA EQUIPO, BOMBEA 80 BLS POR ANULAR DESTAPANDO BOMBA											
Activity Details											
<input type="button" value="Print"/> <input type="button" value="Refresh"/> <input type="button" value="Filter"/> <input type="button" value="Help"/> <span>(0 NPT/Failures) Activity Group Filter: All</span>											
	From	To	Duration (hr)	Phase	P/N	Code	Sub	Description	Take Off Sheet	Operation	Service Company
1	00:00	07:30	7.50	ANNED	1600	1600	1602	charla de seguridad preoperacional	EACCS	CHARLA PREOPERATIVA Y SEG.	ECOPETROL S.A.
2	07:30	08:00	0.50	ANNED	1600	1600	1604	inspección diaria_semanal de equip	EACCS	REVISION DE EQUIPO Y HTAS	ECOPETROL S.A.
3	08:00	13:30	5.50	UNPLA	1800	1800	1808	esperando ordenes D	EICCS1	ESPERANDO RUTA DE POZO	ECOPETROL S.A.
4	13:30	15:00	1.50	PLANN	3000	3000	3004	moviendo unidad basica_equipos	EACCS	MOVILIZO UNIDAD BASICA.AL CBE 1214	ECOPETROL S.A.
5	15:00	15:30	0.50	PLANN	1600	1600	1602	charla de seguridad preoperacional	EACCS	CHARLA PREOPERATIVA Y SEG.	ECOPETROL S.A.
6	15:30	16:00	0.50	PLANN	1600	1600	1604	inspección diaria_semanal de equip	EACCS	REVISION DE EQUIPO Y HTAS	ECOPETROL S.A.
7	16:00	00:00	8.00	PLANN	1300	1300	1309	mantenimiento mecanico	EICCS1	MECANICOS REALIZARON LUBRICACION DE ZONAS DE ROTACION	ECOPETROL S.A.
Total Time										24.00	hr

Fuente: OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

La Figura N°11 muestra como se ve una Sección Time Summary cuando ha sido totalmente diligenciada. Nótese como en la parte superior de la sección sobre la tabla, aparece una celda titulada 24 Hour Summary Comments que corresponde a la información suministrada en la celda 24 Hr Summary de la Sección General. También es destacable una celda auto calculada al final de la sección correspondiente a Total Time, que resulta de la sumatoria de todos los valores de la Casilla Duration de cada actividad y que jamás debe pasar de 24 horas.

Se debe garantizar que cada una de las secciones anteriormente descritas sea ingresada y además que la información sea la correcta.

## 2.2. PROBLEMÁTICA E IMPORTANCIA DE LA INFORMACIÓN INGRESADA EN OPENWELLS

Como consecuencia de la migración del software DIMS (antiguo software de ingreso de los reportes de campo diarios) al software OpenWells, se ha tenido un tiempo de adaptabilidad en el cual se ha venido mejorando el conocimiento y

aprendizaje de la nueva herramienta. En este proceso se han evidenciado muchas falencias en cuanto a la información que se ha reportado, lo cual afecta indudablemente la calidad y confiabilidad de las consultas y/o análisis que se llevan a cabo por parte de cada usuario interesado.

La información ingresada diariamente de las operaciones de los equipos de workover del campo Casabe en los reportes Daily Operations, General Work, Wellbore Equipment, Pipe Tally, entre otros, es utilizada como evidencia de las mismas y además tiene mucha importancia para la estadística del campo, proyectos llevados a cabo y/o decisiones que se toman de acuerdo a esta. A continuación se listan algunos de los usos en las cuales la información registrada y almacenada en OpenWells cobra su importancia y por lo tanto es tenida en cuenta y utilizada:

- Estadísticas del comportamiento y factor de servicio de los equipos y/o empresas contratadas para llevar a cabo las actividades de reacondicionamiento de pozos del campo Casabe.
- Cálculo del lifting Cost del campo.
- Presupuesto anual de las operaciones de reacondicionamiento de pozos.
- Contrataciones posteriores de los equipos prestadores de servicios de las operaciones de reacondicionamiento de pozos.
- Análisis de la información para la implementación de nuevas tecnologías.
- Capitalización de las inversiones.
- Análisis de falla de los sistemas de levantamiento y de inyección.
- Seguimiento del run life del bottom hole assembly (BHA) de producción.
- Establecer límites técnicos de las operaciones en pozos (perforación).
- Determinar lecciones aprendidas de operaciones no exitosas.
- Llevar el control de costos, volúmenes, personal e insumos utilizados en las operaciones de perforación y producción del campo.
- Entre otras.

## **2.3. METODOLOGÍA PARA LA CORRECCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE OPENWELLS**

Sabiendo la relevancia que tiene la confiabilidad de los datos ingresados en OpenWells, uno de los objetivos de este proyecto está enfocado en asegurar que la información utilizada para el posterior análisis de cada variable cumpla con esta característica. Siendo consecuentes con esta idea se llevó a cabo una metodología para la corrección y actualización de la información de los reportes de operación diarios (Daily Operations) del año 2011 ingresada en la herramienta, asegurando de igual manera que los datos revisados y modificados queden reportados en OpenWells y otros usuarios puedan hacer uso de esta información confiable.

La primera fase consistió en recopilar y extraer la información de todos los reportes diarios (Daily Operations) del campo Casabe del año 2011, para lo cual fue necesaria la utilización de la base de datos de OpenWells (Data Analyzer); obteniendo información de las horas reportadas, códigos y sub códigos de operaciones, nombre del Equipo de WO y descripción de la operación en sí. La segunda fase consistió en revisar y corregir esta información obtenida de Data Analyzer y en la tercera fase se organizó y clasifíco la información en el tipo de actividad, tipo de equipo que la realizó, etc.

A continuación se muestra la descripción y pasos que se siguieron para realizar la obtención, verificación, corrección y actualización de la información.

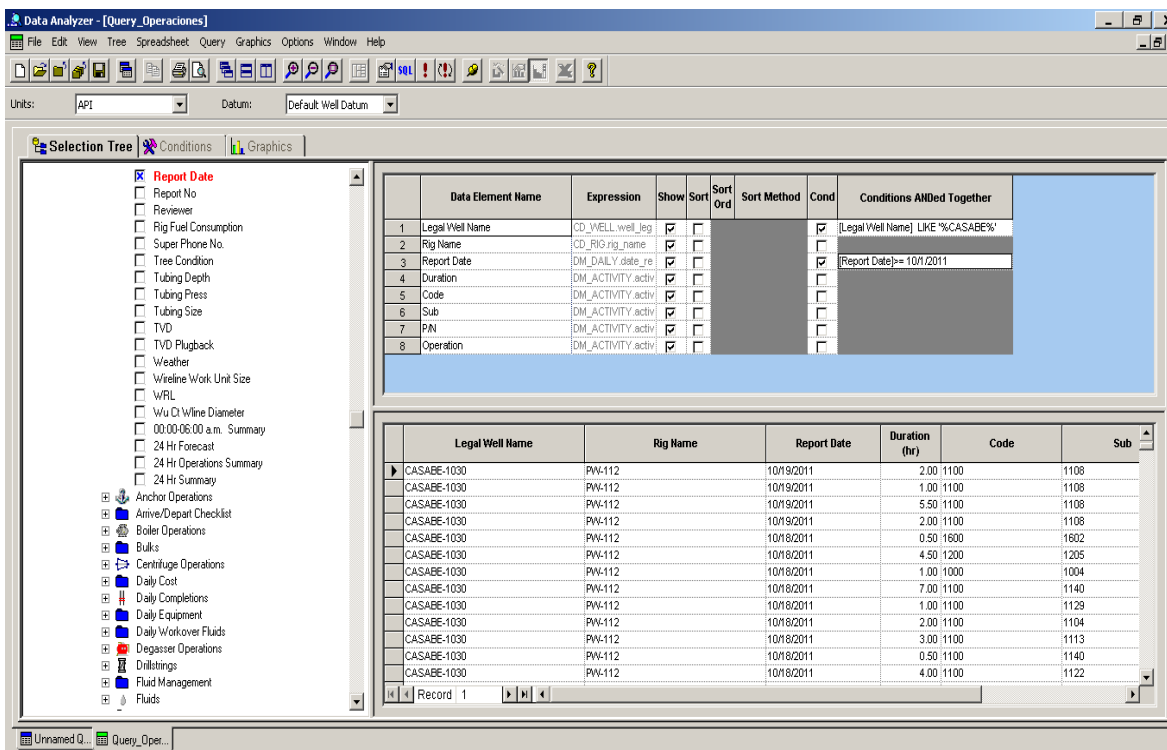
### **2.3.1. Verificación de las horas de operación de los equipos de workover**

Cada equipo de workover que opera en el campo debe registrar operación los 365 días del año y 24 horas del día; por este motivo se procedió a verificar que las horas reportadas por estos se encontraran completas (todos los equipos debían

tener 365 días de actividad en el campo, excepto si su contrato iniciaba en alguna fecha diferente al 1 de enero del año 2011).

Para conocer con cuantas horas contaba cada equipo se corrió una query en Data Analyzer que contiene los datos del nombre del pozo, equipo que lo intervino, fecha de la intervención y duración de cada actividad (Figura N°12). Con estos datos y con la ayuda de una tabla dinámica se verificó que cada equipo contara con las 8760 hr de operación del año 2011. Se observó que algunos equipos tenían incompletas las horas de las actividades por lo cual se realizó una búsqueda de los reportes que no habían sido cargados, esta búsqueda se hizo en las bases de datos de producción, reportes diarios de workover, con los company y/o supervisores, etc. Y luego se actualizó y cargó esta información en OpenWells. En las tablas 3 y 4 se puede observar el estado de las horas operacionales de los equipos de workover del año 2011 por mes antes y después de realizar la actualización de la información. Las celdas de color crema indican los equipos y el mes para los cuales las horas de operación no corresponden con las reales y las de color azul son las que si corresponden.

Figura 12. Plataforma Data Analyzer y query corrida para obtener la información de verificación de las horas operacionales.



Fuente: OpenWells 2003.21 Landmark Corporation.

Tabla 3. Horas operacionales equipos de workover. Antes de la actualización.

	HORAS Y ERRORES DE LOS EQUIPOS DE WO 2011											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EQUIPO B	726.5	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 200	744	672	744	720	845	696	744	744	706	744	720	744
FRANK 1	744	672	744	768	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 2	830.5	672	744	720	744	720	744	696	720	744	720	744
FRANK 3	24	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
IDECO H-25	722	672	744	720	744	720	744	744	720	744	-	-
KEY 372	-	-	77	720	744	720	744	744	720	744	720	744
KEY 6022	-	-	32	710	744	720	744	744	720	747	720	744
PW 133	357	630	744	720	744	720	744	744	720	744	720	738
PW 112	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	678
SAI 11	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
SAI 5	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

Fuente: Autor.

Tabla 4. Horas operacionales equipos de workover. Después de la actualización.

DESPUES	HORAS Y ERRORES DE LOS EQUIPOS DE WO 2011											
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EQUIPO B	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 200	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 1	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 2	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 3	24	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
IDECO H-25	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	-	-
KEY 372	-	-	72	720	744	720	744	744	720	744	720	744
KEY 6022	-	-	32	720	744	720	744	744	720	744	720	744
PW 133	405	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
PW 112	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	678
SAI 11	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
SAI 5	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

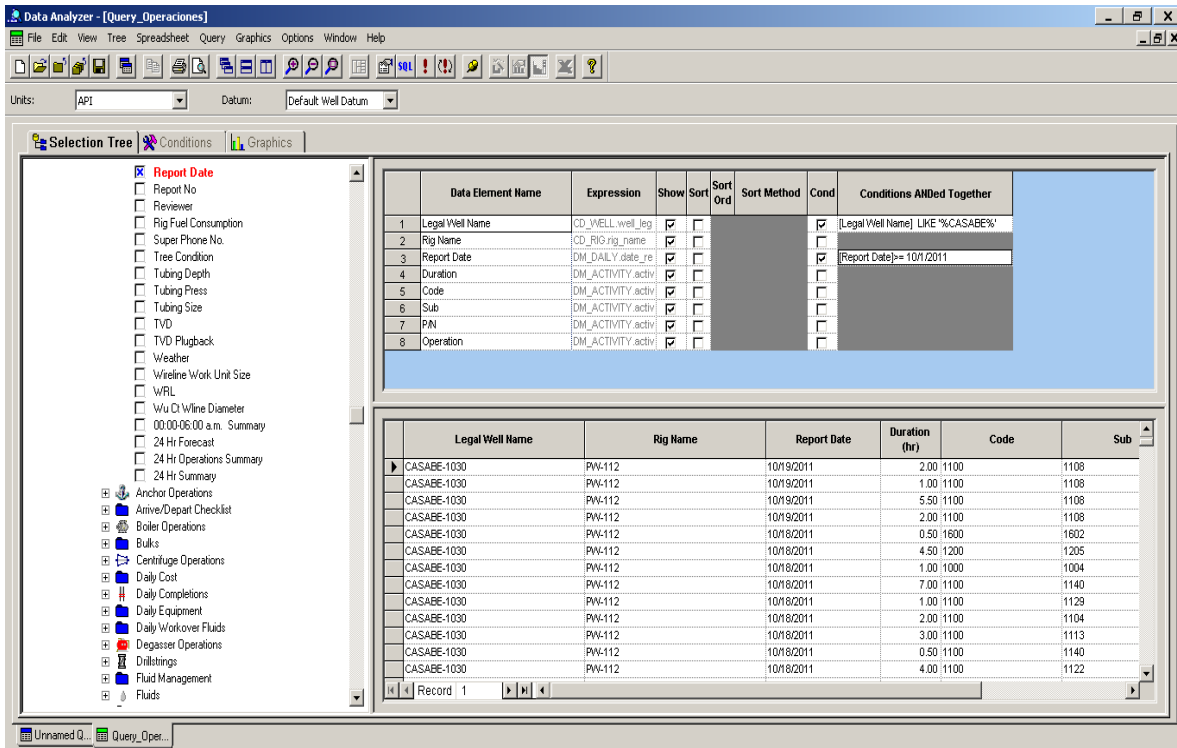
Fuente: Autor.

### 2.3.2. Información necesaria para el desarrollo del trabajo

Teniendo en cuenta que el objetivo principal está enfocado a mejorar la eficiencia y el factor de servicio de los equipos de workover y varillero con la revisión y análisis estadístico de los tiempos de las actividades del año 2011, fue indispensable obtener una información específica con la que se pudiera analizar dichos datos.

La información necesaria para el desarrollo del trabajo se importó de la sección Time Summary de los reportes diarios Daily Operations y sus respectivas casillas from, to, duration, operation, code y sub, además también fue necesario el nombre del pozo, equipo que lo intervino y la fecha de la intervención. La figura N°13, muestra la query utilizada para extraer la información y la plataforma (Data Analyzer) de donde ésta fue obtenida.

Figura 13. Plataforma Data Analyzer y query corrida para obtener la información base del proyecto.



Fuente: Data Analyzer 2003.21 Landmark Corporation.

### 2.3.3. Errores de asignación de columna de los códigos y subcódigos

En la caracterización de cada una de las actividades que se realizan en las operaciones de workover, OpenWells cuenta con una serie de códigos y subcódigos que se encuentran relacionados entre sí (en el anexo N°1 se puede observar esta clasificación). Los códigos son asignados a actividades generales y los subcódigos son divisiones de estos mismos.

La primera revisión de los datos consistió en garantizar que los subcódigos correspondientes a cada actividad pertenecieran a los códigos de las mismas debido a que muchas veces al exportar éstos, ocurren errores en la asignación de columnas, luego se llevó a cabo la corrección en OpenWells de los códigos y

subcódigos que no coincidían. La tabla N°5 muestra que equipos y en qué mes hubo errores de coincidencia de los subcódigos con los códigos de las actividades.

Tabla 5. Equipos con errores en los códigos o subcódigos

HORAS Y ERRORES DE LOS EQUIPOS DE WO 2011												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EQUIPO B	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 200	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 1	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 2	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
FRANK 3	24	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
IDECO H-25	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
KEY 372	-	-	72	720	744	720	744	744	720	744	720	744
KEY 6022	-	-	32	720	744	720	744	744	720	744	720	744
PW 133	405	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	738
PW 112	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	678
SAI 11	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
SAI 5	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744

■	Horas completas sin errores
■	Horas completas con errores corregidos

Fuente: Autor.

De esta tabla se puede concluir que la mayoría de los equipos tenían errores en los códigos especificados; por lo cual esta tarea fue ardua y requirió de un tiempo relevante.

#### 2.3.4. Errores en la asignación de subcódigos para la designación de las operaciones.

Como se puede observar en el anexo N°1 cada subcódigo corresponde a una actividad de workover específica. Una de las fases más largas dentro de este proyecto consistió en garantizar que cada actividad coincidiera con dicho subcódigo con el fin de que a la hora de hacer el análisis estadístico se pudiese confiar en la información. Esta tarea requirió de gran cantidad de tiempo, ya que la única manera de corroborar que esto sucediera era leer cada una de las

descripciones realizadas por cada supervisor o company Man de los equipos de workover en cada reporte operacional diario; además para esta tarea fue necesario un amplio conocimiento en las operaciones de workover el cual fue adquirido mediante visitas a campo continuas y lectura de información relacionada con este tema.

La metodología de la revisión en la cual la descripción de cada actividad coincidiera con los subcódigos referentes a esta actividad fue realizada llevando a cabo los siguientes pasos.

1. Se organizó la información obtenida de Data Analyzer en una hoja de Excel (figura N°14).

Figura 14. Información organizada en tablas.

Legal Well Name	Rig Name	Report Date	Duration (hr)	Operation	Code	Sub
CASABE-1139D	FRANK-1	01/01/2011	24	CUADRILLA NO PROGRAMADA.	1800	1827
CASABE-1139D	FRANK-1	01/02/2011	0.5	REVISION DE EQUIPO Y HTAS.	1600	1604
CASABE-1139D	FRANK-1	01/02/2011	23	CUADRILLA NO PROGRAMADA. (FIESTA FIN DE AÑO)	1800	1827
CASABE-1139D	FRANK-1	01/02/2011	0.5	CHARLA PREOPERATIVA Y SEG. "BAJAR TUBERIA DP RII EN DOBLES"	1600	1602
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.
CASABE-1139D	FRANK-1	01/03/2011	0.5	CUADRILLA COMIENDO	1800	1803

**Fuente:** Autor.

2. Se agregó una columna a la tabla con el objetivo de marcar cuales casillas habían sido revisadas. Se le asignó un color a cada subcódigo y cada vez que se iba revisando la casilla se le colocaba dicho color. Figura N°15.

Figura 15. Tabla con revisión de las casillas

Legal Well Name	Rig Name	Report Date	Duration (hr)	Operation	Code	Sub	Color
CASABE-1139D	FRANK-1	01/01/2011	24	Quiebra BHA, retira Raspador y Arma BHA con Taper mill 6 ?" + JAR 4 3/4" + 04 DC's 4 3/4" + Jar Intensifier 4 3/4".	1800	1824	
CASABE-1068	FRANK-2	01/01/2011	24	MOVILIZACION DE UNIDAD BÁSICA Y ACCESORIOS DESDE EL CBE 1058 HACIA PB-7.	1800	1824	
CASABE-1093D	PW-112	01/01/2011	7	Inactividad programada Enero 01	1800	1824	
.	.	.	.	.	.	.	
.	.	.	.	.	.	.	
.	.	.	.	.	.	.	
CASABE-535	SAI 011	01/01/2011	2	Conecta Kelly, Circula y Limpia pozo y limpia hasta 4965'. Pm 380 psi, Qm = 3,2 bpm. Circula hasta retorno limpio.	1800	1824	

Fuente: Autor.

3. Se filtró por los subcódigos cada actividad y se iba leyendo cada operación de tal forma que lo que se encontrara en esta casilla debía coincidir con la descripción asignada a cada subcódigo. Figura N°16.

Figura 16. Revisión de los subcódigos.

Legal Well Name	Rig Name	Report Date	Duration (hr)	Operation	Code	Sub	Color
CASABE-1093D	CR-550	01/01/2011	0.5	Realizo ATS y reunion preoperacional.	1600	1602	
CASABE-1074	FRANK-1	02/01/2011	0.25	CHARLA PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD.	1600	1602	
CASABE-1074	FRANK-1	02/01/2011	0.25	CHARLA PREOPERACIONAL Y DE SEGURIDAD.	1600	1602	
CASABE-199	FRANK-2	02/01/2011	0.5	REUNION DE SEGURIDAD Y PREOPERACIONAL.	1600	1602	
.	.	.	.	.	.	.	
.	.	.	.	.	.	.	
.	.	.	.	.	.	.	
CASABE-416	EQUIPO-B	02/01/2011	0.5	REALIZO CHARAL OPERATIVA Y DE SEGURIDAD.	1600	1602	

CODE	1600
CODEACTIV	Safety
1601	Auditoria
1602	Charla de Seguridad Preoperacional
1603	Entrenamiento/Simulacro
1604	Inspección diaria/Semanal de equipos y/o Herramientas
1605	Investigación de Incidentes
1606	Parada de Seguridad
1607	Equipo Inactivo por HSEQ



Fuente: Autor.

4. Se le asignó el subcódigo correspondiente a la información contenida en la casilla Operation a aquellas casillas en las cuales no coincidía lo que se realizó con el subcódigo original ingresado. Figura N°17.

Figura 17. Tabla con asignación de subcódigos correctos.

Legal Well Name	Rig Name	Report Date	Duration (hr)	Operation	Code	Sub	Color	Sub_Corregido
CASABE-387R	F-200	03/03/2011	2	UTILIZÓ CAMION GRUA PARA REUBICAR ACCESORIOS UBICADO EN LA BOCA DEL POZO.	3000	3003		
CASABE-1068	CR-550	04/22/2011	0.5	Ubicó unidad-420 retiró cuello ganso	3000	3003		
CASABE-1068	CR-550	08/01/2011	0.5	Descargo carrito con sarta de Cbe 1164 y cargo carrito vacío para servicio Cbe 1141.	3000	3003		
CASABE-314	F-200	01/17/2011	6	MOVILIZACION DE UNIDAD BÁSICA Y ACCESORIOS DESDE EL CBE 1058 HACIA PB-7.	3000	3003	x	3004
CASABE-1092D	F-200	12/20/2011	6	MOVILIZO UNIDAD BASICA Y ACCESORIOS DEL PC 09 R AL PB 07.	3000	3003	x	3004

CODE	3000
CODEACTIV	Location/Move
3001	Instalar / Desinstalar Anclajes
3002	Limpiar Locación
3003	Carga / Descarga de Equipos
3004	Mover
3005	Bajar la Torre



Fuente: Autor.

5. Se corrigió en OpenWells los subcódigos que se encontraban equivocados con el fin de que cualquier persona que quiera acceder a la información de OpenWells tenga datos confiables (Año 2011); para ello se buscó el pozo, el evento, el reporte del día correspondiente, la actividad y se ingresó con una clave suministrada (Esta clave solo la pueden tener personas autorizadas) desbloqueando el reporte y cambiando el subcódigo. Figura N°18.

Figura 18. Desbloqueo de reportes.

The screenshot shows a software interface with a 'Report Properties' dialog box. An 'Enter Locking Password' window is overlaid on the dialog. Below the dialog is a 'Report Preview' table with the following data:

Code	Sub	Operation	Description
1100	1148	Termino de sacar tubería. Dejando parada 1500 pies de DP de 2 7/8" en la torre	POOH Drill Pipe (DOUBLE)
2500	2507	Esperando frague. Se realizo limpieza del equipo. Se achico	RU Surface Equipment-Tools
	2505	Waiting On Cement	Esperando Frague
1400	2506	Waiting On Return Fluid	Esperando Retornos
2500	2507	RU Surface Equipment-Tools	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas
1800	2508	Pickling	Lavado de Tubería
	2509	Clean Pits/Equipment	Limpiar Tanques / Equipo
2500	2510	Milling Cement	Moliendo Cemento
	2511	Milling Retainer/Others	Moliendo Retenedores/Otros
	2512	Operation Primary Cementing	Operación Cementación Primaria

Fuente: Autor.

## 2.4. CARACTERIZACIÓN, CLASIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

### 2.4.1. Información adicional requerida

Cuando se quiere recurrir a una información específica, algunas veces es difícil adquirirla por medio de Query's de la base de datos de OpenWells, por lo cual se hace necesario buscar directamente en los reportes y tener que leer la información que allí se encuentra para obtener y sacar una conclusión de la información que

se requiere. En esta etapa de clasificación y organización de la información lo que se hizo fue establecer que información no se pudo adquirir con Data Analyzer pero que era importante, buscar esta información y plasmarla en la información base con la que ya se contaba.

Por una parte se necesitaba saber qué tipo de actividad fue la que se realizó en el pozo (limpieza de arena, tubería rota, cambio de bomba, etc). y aunque cuando se decide entrar a intervenir un pozo generalmente se tiene una idea porque está fallando dicho pozo; algunas veces solo al realizar el trabajo se sabe realmente cual es la causa y cuál es el plan de reacondicionamiento que se llevará a cabo para remediar el problema. El procedimiento utilizado para buscar y clasificar la información de acuerdo al tipo de actividad realizada en el pozo se hizo de la siguiente manera:

- a) Con la información base con la que se contaba se hizo un filtró por palabras claves que llevarán a conocer qué tipo de actividad se realizó en el pozo. Ver figura N°19

Figura 19. Filtro actividades principales.

Legal Well Name	Rig Name	Report D	Duration	Operation	Cod	Sul	Tipo de Trab
CASABE-1052	FRANK-3	04/01/2011	3.5	Limpió con bomba aldana 2 7/8", de 5676.7" hasta 5740' (fondo del pozo), ma	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1066	FRANK-3	02/03/2011	2	Revisó bomba triplex, encontrando válvulas, empaques, asientos y pistones	1800	1819	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1062	SAI 011	03/03/2011	5	Limpió arena reciprocando con la bomba desarenadora de CEPS logrando av	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1062	SAI 011	03/04/2011	1	Limpió la torre y la mesa rotaria de toda la arena y sucio que salió de la bom	1100	1108	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1145D	FRANK-3	07/07/2011	5	Limpió con bomba aldana 3 1/2", de 4707' hasta 4868', maniobrando bomba	1100	1154	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1145D	FRANK-3	07/08/2011	5.5	Limpió con bomba aldana 3 1/2", de 4868' hasta 5055', maniobrando bomba	1100	1154	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1105D	SAI 5	03/09/2011	8	Limpió con bomba desarenadora desde 4040' @ 4485'. Encontró puentes así	1100	1154	LIMPIEZA ARENA
CASABE-1169D	FLUSH BY WEATHERFOR	11/11/2011	0.5	Bajó torre de unidad Flush by 12, recogió herramientas de levante y limpió ar	3000	3005	LIMPIEZA ARENA
CASABE-164R	SAI 011	1/27/2011	3.5	Limpió arena por circulación a 2.5 BPH, avanzando desde 3388' hasta 3496', cc	1200	1216	LIMPIEZA ARENA
CASABE-164R	SAI 011	1/28/2011	5	Limpió arena por circulación a 2.5 BPH avanzando desde 3496' hasta 3691' (fo	1200	1216	LIMPIEZA ARENA
CASABE-715	FRANK-3	11/14/2011	7	Paró 24 [tas de tubería de recámara y limpió mediante circulación (Tenia de	1100	1104	LIMPIEZA ARENA
CASABE-715	FRANK-3	11/14/2011	3.5	Paró y limpió 24 [tas de tubería del pozo que se había quebrado. Bombeó flu	1100	1137	LIMPIEZA ARENA
				tubos llenos de arena y 6 de ag	1100	1136	LIMPIEZA ARENA
				mas.	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				1' donde no avanzo.	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				4020' de donde no avanzó. Limpi	1100	1154	LIMPIEZA ARENA
				4578' donde no avanza. Arena ba	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				4578' donde no avanzó. Arena ba	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				O CAMINO	3000	3002	LIMPIEZA ARENA
				ESDE 5118FT HASTA 5634 ft. FONDO	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				ESDE 4788 FT HASTA 5118 ft	1100	1139	LIMPIEZA ARENA
				ntado de 2 7/8" +cross over de 2"	1100	1104	LIMPIEZA ARENA
				1,76" hasta 5619,40", trabajando cc	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				hasta 5690,7", maniobrando bor	1100	1116	LIMPIEZA ARENA
				PM y 500 psi, logrando avanzar cc	1200	1216	LIMPIEZA ARENA
				bajo.	1800	1808	LIMPIEZA ARENA

Fuente: Autor.

- b) Se revisaron, escogieron y filtraron los códigos que tenían que ver con actividades específicas. Por ejemplo, los códigos 1208 (Desarenando por Circulación), 1216 (Limpiando por circulación), 1116 (Desarenando con Bomba Desarenadora) son códigos que tienen que ver con trabajos de limpieza de arena y en donde ellos aparezcan necesariamente se llevó a cabo esta actividad; entonces lo que se hizo fue clasificar la información por actividades con la ayuda de los códigos en los que se sabe que solo se aplican a una actividad específica.
  
- c) Hubo muchos casos en los que la información no se pudo obtener por medio de los anteriores pasos, fue cuando se recurrió al reporte “General Work” para saber específicamente lo que se realizó y plasmarlo en la base de datos original.

Los equipos que realizan las operaciones de workover del Campo Casabe actualmente tienen diferentes modalidades de contrato, algunos de ellos son equipos propios con manejo del mismo personal de Ecopetrol y otros manejados por otra empresa (Tercerizados) y también se cuenta con equipos netamente contratados. De acuerdo a esto fue conveniente la clasificación de los equipos por “tipo de equipo” para efectos de su comparación a la hora de llevar a cabo el análisis final del proyecto; ya que debido a su modalidad contractual tienen diferencias en personal y equipo y el estudio de ello puede ayudar a tomar decisiones futuras de contratación y manejo general de las operaciones de workover.

La clasificación fue la siguiente:

EQUIPOS PROPIOS: Frank-1, Frank-2, Frank-200, Equipo-B, Ideco-H25.

EQUIPOS TERCERIZADOS: Frank-3, Frank-5.

EQUIPOS CONTRATADOS: SAI-5, SAI-12, KEY-372, KEY-6022, Petroworks-112, Petroworks-133.

Por otra parte una información que se necesitaba para completar la base de datos era el tipo de sistema de levantamiento con la que contaba el pozo en el momento en que se realizó la intervención; esto porque dependiendo del sistema de levantamiento la actividad que se estuviera realizando podría tener diferentes implicaciones o tardar menos/más tiempo en su ejecución. Esta información fue obtenida de la estadística oficial de producción del campo Casabe, en donde se puede encontrar para la fecha que se necesite con qué tipo de sistema de levantamiento contaba el pozo.

#### **2.4.2. Organización de información en tablas dinámicas**

Analizar cada una de las actividades de workover que se realizaron en el año 2011 en el Campo Casabe requiere de una gran cantidad de tiempo y esfuerzo que puede ser orientado de una mejor forma si solo se estudian aquellas actividades más representativas, las cuales a su vez pueden indicar cuáles son los trabajos de reacondicionamiento que constantemente necesitan los pozos y también en cuales actividades se está consumiendo la mayor parte del tiempo y esfuerzo de los equipos de workover.

Para obtener cuales fueron las actividades más representativas del año 2011 se recurrió a la utilización de tablas dinámicas de Excel que fueron de gran ayuda a lo largo de todo el proceso del proyecto. Después de realizar las tablas dinámicas se obtuvo que las actividades más relevantes del año 2011 fueron limpieza de arena y tubería rota y en base a estas se realizó todo el análisis planteado en el proyecto. Para el caso de la limpieza de arena se realizó una búsqueda exhaustiva para saber cuántos pies de arena se habían limpiado y este dato fue incluido en la base de datos original para el análisis posterior.

### **3. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE WORKOVER**

Uno de los objetivos del proyecto era la utilización de la simulación Montecarlo para determinar los modelos pronósticos de los tiempo óptimos de las actividades más representativas del año 2011 (limpieza de arena y tubería rota); sin embargo, durante la realización del proyecto y observando los datos arrojados por las simulaciones realizadas se llegó a la conclusión que no es conveniente realizar la misma ya que estas dos actividades dependen de muchas variables que dan demasiada incertidumbre al momento de buscar un valor medio o pronostico; debido a lo anterior se decidió analizar el comportamiento de cada subactividad que en sí era lo que se quería mirar para poder proponer alternativas que mejoren el factor de servicio de los equipos de workover del campo Casabe para los años siguientes.

En este capítulo se describe las distribuciones estadísticas de los datos base y el posterior análisis de los tiempos de las actividades más representativas del año 2011 (determinadas en el capítulo anterior). Para efectos de organización este capítulo se divide en dos partes, la primera es el análisis de la actividad de limpieza de arena y la segunda es el análisis de la actividad de tubería rota.

#### **3.1. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LA ACTIVIDAD “LIMPIEZA DE ARENA”**

Luego de conocer que dentro de las actividades más representativas del año 2011 se encontraba limpieza de arena, se recurrió nuevamente al uso de tablas dinámicas para encontrar cuáles de las subactividades de esta actividad específica serían las más relevantes y enfocar el análisis en ellas. (Solo se utilizó para el análisis las subactividades que representaban el 80% del tiempo total, es decir que se aplicó el concepto de paretto).

Actualmente en el campo Casabe las limpiezas de arena son realizadas de dos formas diferentes; estas dependen de la profundidad del pozo, cuantos pies de arena se van a limpiar, si la formación se encuentra tomando fluido o no, entre otras; por la anterior razón y también porque no tienen las mismas subactividades y el tiempo que se tardan puede variar significativamente, se decidió dividir todo el análisis en los dos métodos utilizados, limpieza de arena por circulación y limpieza de arena con desarenadora.

En la figura N°20 se observa un ejemplo de las “tablas dinámicas” realizadas para conocer la distribución de subactividades por tiempo para la limpieza de arena por circulación y la limpieza de arena con desarenadora. En estas tablas se puede filtrar por subcódigos separando así los tiempos limpios (Códigos 1000, 1100, 1200, 1400, 1500, 1600, 1700, 1900, 2000, 2100, 2200, 2300, 2400, 2500, 2600, 2700, 2800, 2900, 3000, 3200) de los tiempos no productivos (1300, 1800, 3100), además también se puede ver los tiempos por tipo de equipo (Contratado, Tercerizado y Propio); esto con el fin de hacer una mejor distribución para todo el análisis posterior, obteniendo luego los gráficos de paretto por cada una de estas clasificaciones.

Figura 20. Tablas con distribución de subactividades de limpieza de arena

LIMPIEZA DE ARENA POR CIRCULACIÓN			LIMPIEZA DE ARENA CON DESARENADORA		
Sub	(Varios elementos)	Tiempos Limpios	Sub	(Varios elementos)	Tiempos Limpios
Tipo Equipo	(Todas)		Tipo Equipo	(Todas)	
Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)		Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)	
1001	41.5		1001	13.5	
1002	47.5		1002	19.5	
1004	34.75		1004	6	
1005	25.5		1005	20	
1006	86.5		1006	18	

Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)	Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)
1007	98.75	1007	21.5
1008	5	1008	3.5
1009	17.5	1009	7
1010	2.5	1011	7.5
1011	7	1101	2
1101	9.5	1102	0.5
1103	19.5	1103	4
1104	181.75	1104	217.5
1105	425.25	1105	129.75
1106	239.5	1106	152.25
1107	105	1107	49
1108	44.25	1108	8.5
1109	79	1109	11
1111	29	1115	4
1114	2.5	1117	1
1115	2.5	1119	5
1116	0.5	1120	0.5
1117	5	1121	15.5
1118	6	1122	17
1119	5.5	1127	22.5
1120	0.5	1128	20
1121	34.5	1129	66

LIMPIEZA DE ARENA POR CIRCULACIÓN			LIMPIEZA DE ARENA CON DESARENADORA		
Sub	(Varios elementos)	Tiempos no productivos	Sub	(Varios elementos)	Tiempos no productivos
Tipo Equipo	(Todas)		Tipo Equipo	(Todas)	
Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)		Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)	
1305	13		1306	1	
1307	1		1308	8	

Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)	Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)
1308	16	1309	22.5
1309	126.5	1310	11.5
1310	20.5	1312	9
1312	126.5	1802	20.5
1802	82.5	1803	43.5
1803	127	1804	5.5
1804	22	1805	14
1805	137	1806	46.5
1806	101.5	1807	104.75
1807	253.75	1808	43.25
1808	89.5	1809	13.5
1809	76.75	1810	22.5
1810	36.25	1811	96.5
1811	269	1814	11.5
1813	3	1815	1.5
1814	40	1818	2
1815	0.5	1821	10
1817	3	1823	2.5
1818	18.5	1824	10
1819	24.25	1825	2
1821	30	1826	36.5
1822	13	1827	245.5
1823	7	1828	80
1824	52.5	1830	5
1825	3.5	3101	68.5
1826	47	3102	0.5
1827	919	3105	30.5
1828	196.5	3106	4
1829	0.5	3107	5

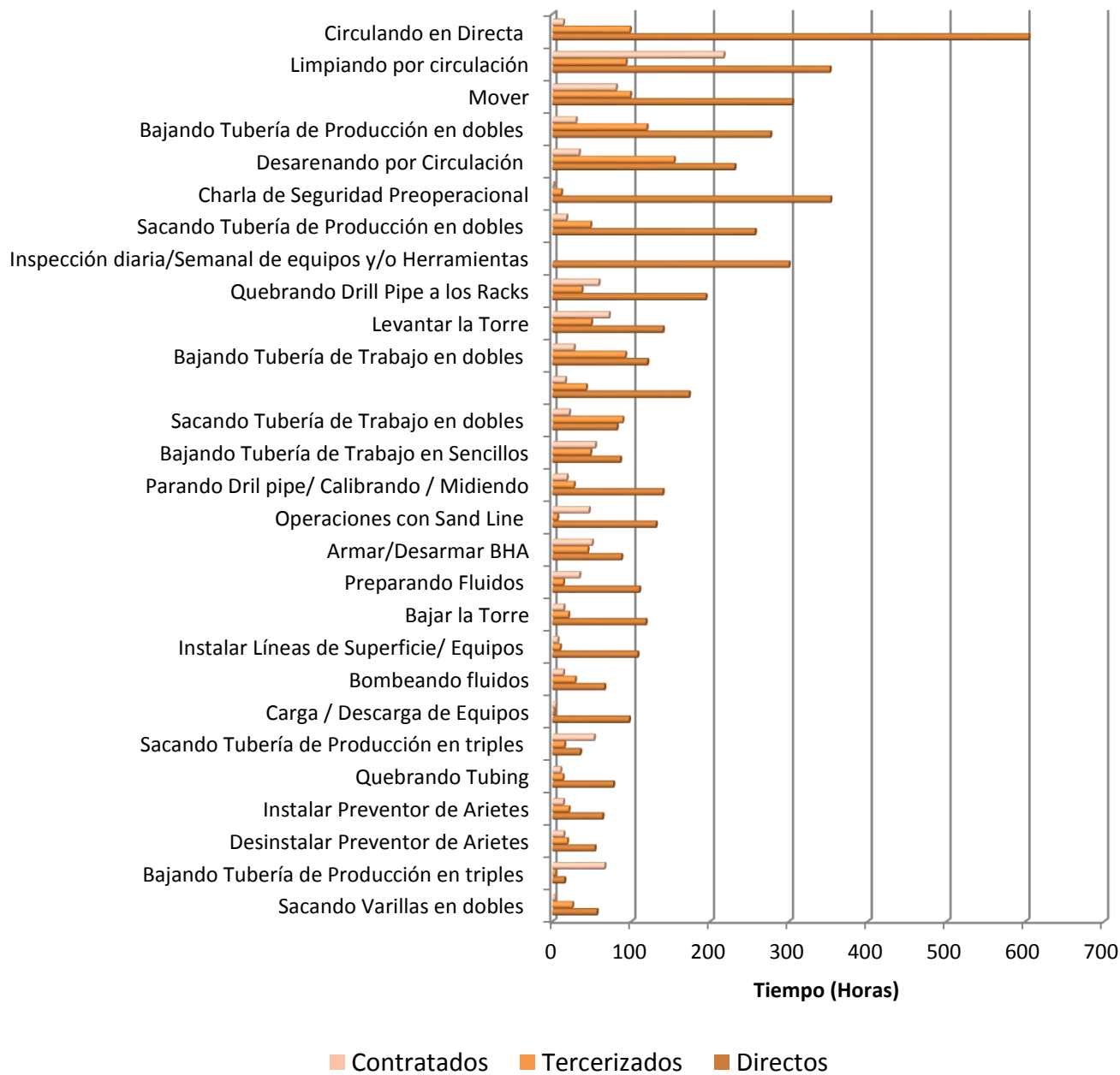
Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)	Rótulos de fila	Suma de Duration (hr)
1830	33.5	<b>Total general</b>	<b>977.5</b>
1831	6.5		
3101	86.5		
3102	10.5		
3103	5		
3105	123.5		
3107	18		
<b>Total general</b>	<b>3140.5</b>		

**Fuente:** Autor.

A continuación están los gráficos de paretto realizados en Excel (80% de los tiempos) los cuales fueron obtenidos con las tablas dinámicas descritas con anterioridad, y en los que se observa de arriba a abajo los subcódigos (tiempos limpios y no productivos) que más influyen en cada una de las limpiezas de arena.

Figura 21. Distribución de tiempos limpios, limpieza por circulación.

## Distribución de tiempos limpios por subactividades Limpieza por Circulación

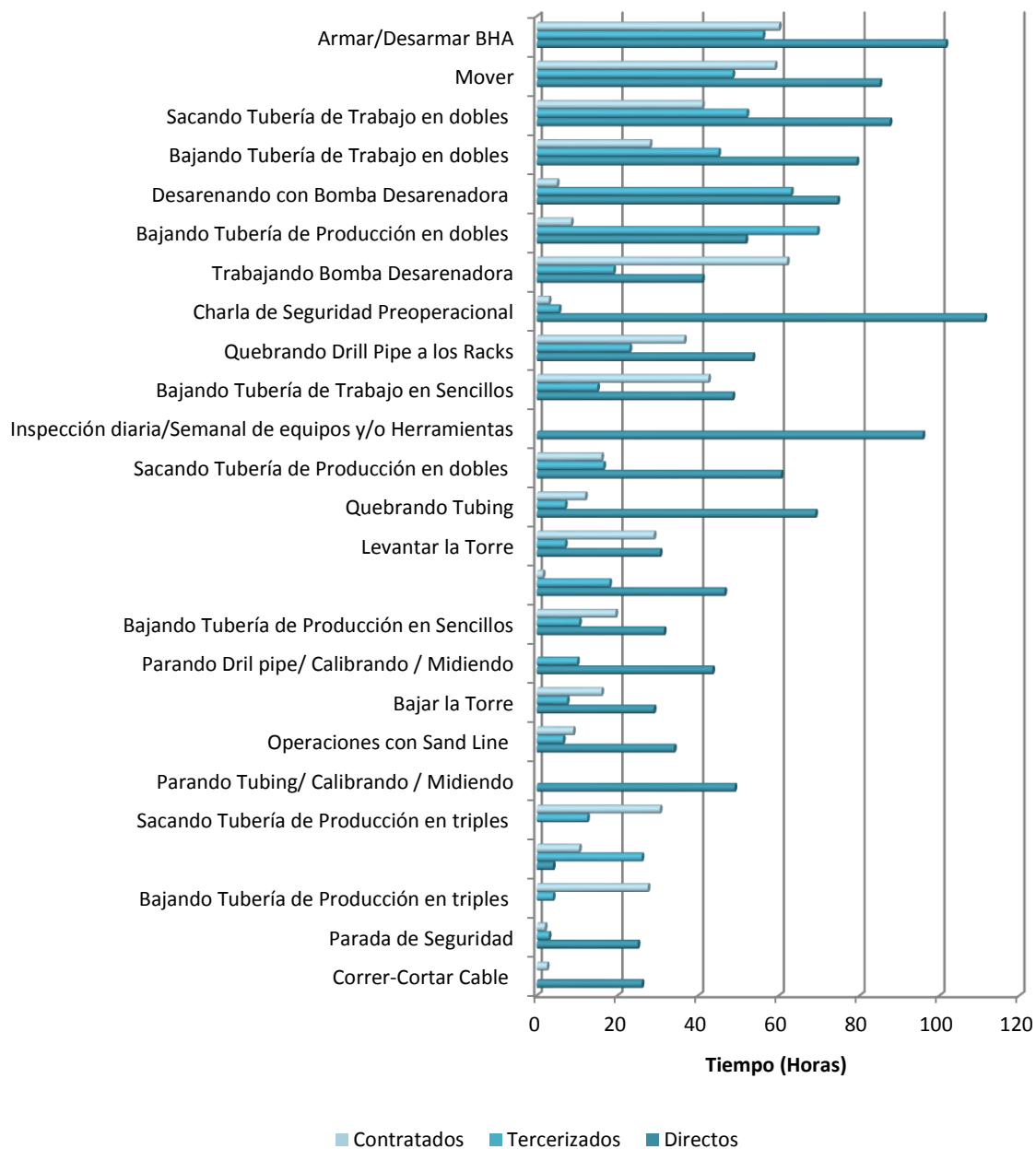


Fuente: Autor.

Figura 22. Distribución de tiempos limpios, limpieza con desarenadora.

## Distribución de tiempos limpios por subactividades

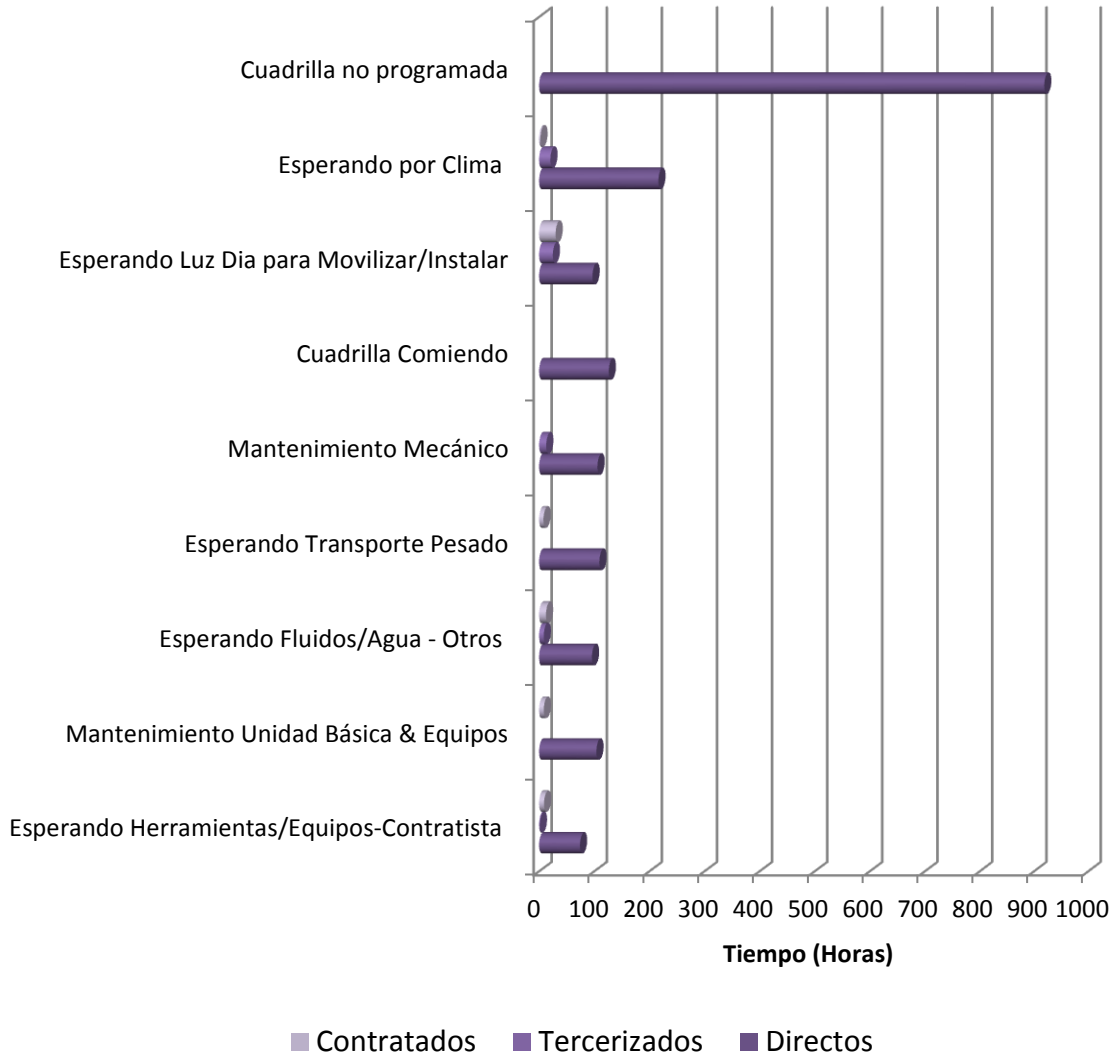
### Limpieza con Desarenadora



Fuente: Autor.

Figura 23. Distribución de tiempos no productivos, limpieza por circulación.

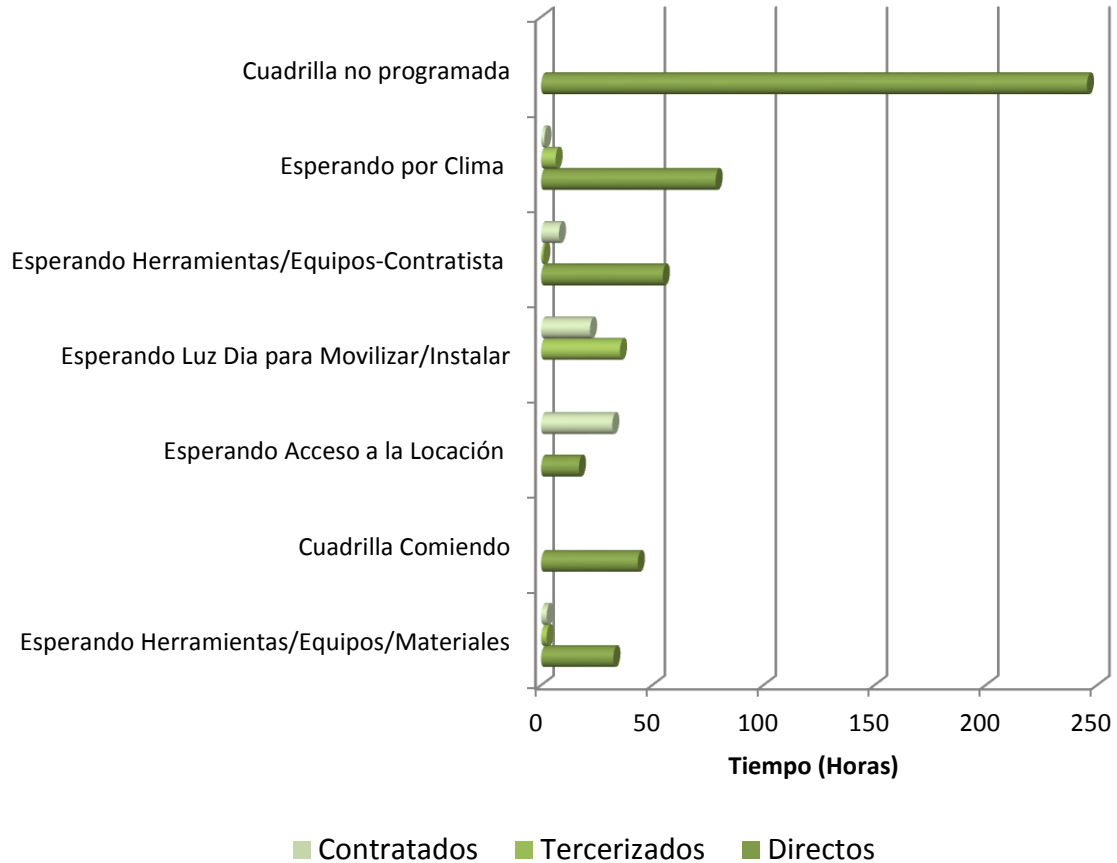
## Distribución de tiempos no productivos por subactividades Limpieza por Circulación



Fuente: Autor.

Figura 24. Distribución de tiempos no productivos, limpieza con desarenadora.

## Distribución de tiempos no productivos por subactividades Limpieza con Desarenadora

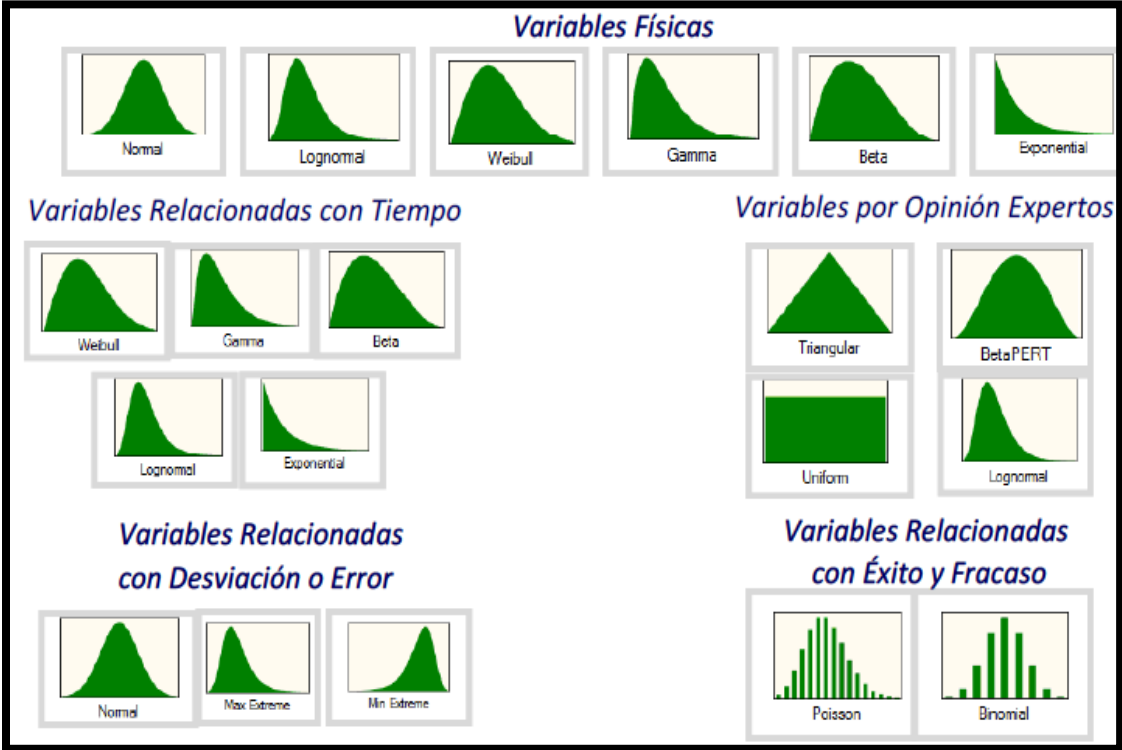


Fuente: Autor.

Luego de conocer cuáles eran las subactividades más representativas de las limpiezas de arena por circulación y con desarenadora, se procedió a calcular la muestra, valor mínimo, valor máximo, percentil 5, 10, 90 y 95 y promedio, con el fin de utilizarlos para obtener la distribución probabilística de cada una de ellas.

La distribución es una función que determina teóricamente la probabilidad de ocurrencia de un evento, a partir de un conjunto de eventos. Para conocer y tener claridad sobre qué tipo de función se debía utilizar para encontrar la distribución de cada subactividad se tuvo en cuenta los conceptos estadísticos de caracterización probabilística de una variable (Figura N°25).

Figura 25. Caracterización probabilística de variables.



Fuente: R2M QRA, gerencia de la incertidumbre, mayo 2010 p.46

Como se puede observar en el anterior gráfico y teniendo en cuenta que el análisis depende de la variable “tiempo” los tipos de modelos utilizados para encontrar las distribuciones fueron: Weibul, Gamma, Beta, Lognormal, Exponencial. Otra premisa que se tuvo en cuenta fue el tamaño de la muestra, para lo cual ésta se agrupó y se utilizó el modelo tal como se visualiza en la tabla N°6.

Tabla 6. Distribución de las muestras según su tamaño.

Tamaño de muestra	Prueba de ajuste	Distribución	Variabes a usar
Muestras grandes (mayores a 15 datos)	Anderson-Darling	Se usará la que arroje el test.	Muestra.
Muestras medianas(entre 6 y 15 datos)	N/a	Log normal	Percentiles 10 y 90. Percentiles 5 y 95.
Muestras pequeñas (menores a 6 datos)	N/a	Beta-pert	Mínimo, máximo de la muestra y más probable.

Fuente: Autor.

**Muestras grandes:** Crystal Ball usa técnicas matemáticas para el modelamiento de la data, para muestras mayores a 15 datos que implican cualquiera de los siguientes modelos:

- Distribución Betapert: Se utiliza para representar probabilísticamente los datos obtenidos en los siguientes casos: Los datos vienen expresados en tres valores; un mínimo (min), un valor más probable (mprob) y un máximo (max). La variable que se está representando es una variable “física” o una variable relacionada con tiempo.
- Distribución log normal: Se utiliza para representar probabilísticamente la data en los siguientes casos: en dos valores; un mínimo (min) y un máximo (max). Debe haber un valor más probable pero no puede estimarlo. La variable que se está representando es una variable “física” o una variable relacionada con tiempo.
- Distribución triangular: Se utiliza para representar probabilísticamente la data obtenida en los siguientes casos: la data puede expresarse en tres valores; un mínimo (min), un valor más probable (m prob) y un máximo (max).La variable que se está representando es una variable relacionada con “precios” o “costos”.

- **Distribución uniforme:** Se utiliza para representar probabilísticamente la data en los siguientes casos: viene expresada en dos valores; un mínimo (min) y un máximo (max). Se expresa que “no hay un valor más probable”, es decir, estima que todos los valores en ese rango tienen la misma probabilidad de ocurrir.

**Muestras medianas:** A partir de los datos de la muestra y utilizando la función percentil de Excel, se calcularon los percentiles 10% y 90% para actividades y 5% y 95% para actividades de riesgo. Con los valores previamente calculados, se construyó una distribución log normal.

**Muestras pequeñas:** Se determinó los valores mínimos y máximos de los datos de la muestra. Mediante entrevista a los expertos (ingenieros de perforación) se determinó el valor más probable, con los tres valores previamente calculados, se construyó una distribución Betapert.

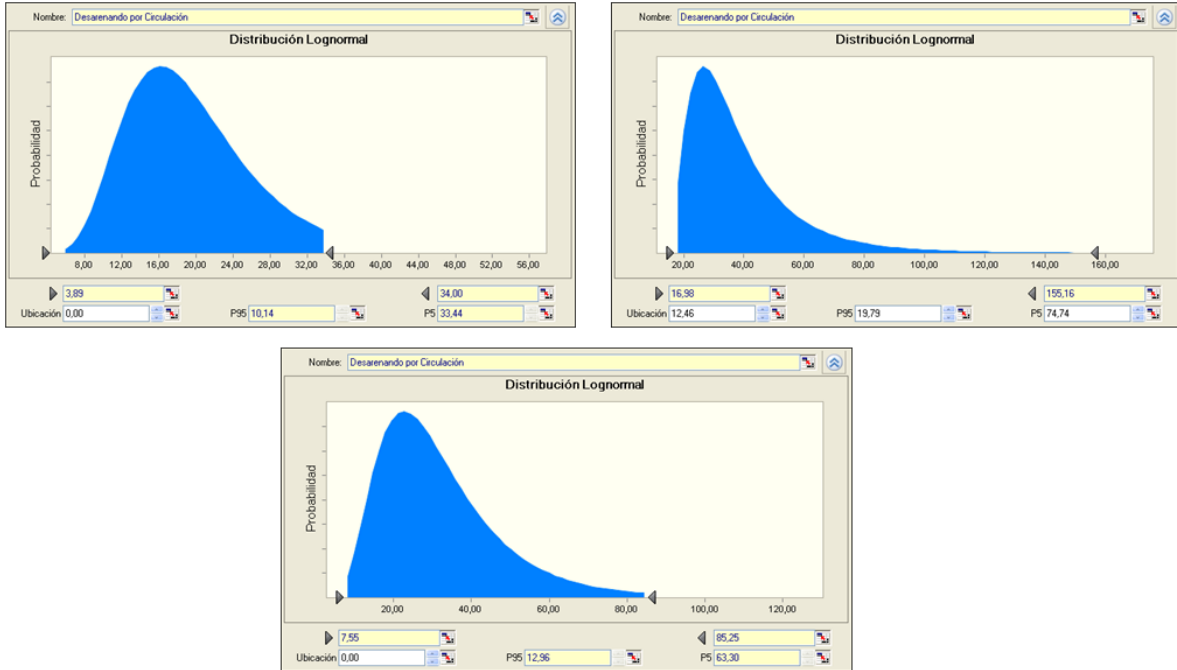
En la figura N° 26 se puede observar un ejemplo de los resultados que se obtuvieron para cada uno de los subcódigos de las actividades de limpieza de arena y también las distribuciones probabilísticas obtenidas para cada uno de ellos con el software Crystal Ball.

Figura 26. Tabla de distribuciones probabilísticas obtenidas

<b>1208</b>		<b>Desarenando por Circulación</b>						
<b>ft limp/hora</b>	<b>Muestra</b>	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>P10</b>	<b>P90</b>	<b>P5</b>	<b>P95</b>	<b>PROM</b>
<b>CONT.(10)</b>	10	3.89	34	16.4	32.9	10.1	33.4	23.4
<b>PROP.(46)</b>	46	17	155	23.4	50.7	19.8	75.1	39.1
<b>TERCER.(13)</b>	12	7.55	85.3	17.4	44.3	13	63.3	28.7

**Fuente:** Autor.

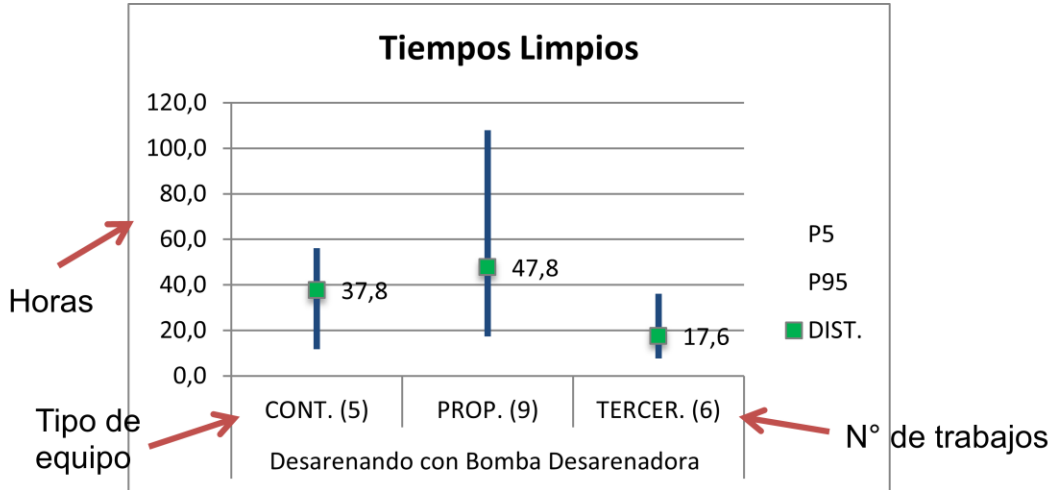
Figura 27. Distribuciones probabilísticas obtenidas.



Fuente: Autor.

Luego de obtener las distribuciones para cada uno de los subcódigos de cada tipo de equipo (tercerizado, contratado y propio) y los percentiles 5 y 95 se realizó una gráfica comparativa para observar el comportamiento de cada subactividad. Estas gráficas se construyeron con el fin de visualizar una línea que reflejara el rango de valores que se tenían en cada tipo de equipo por actividad y un punto que caracterizara el valor arrojado por la distribución. Estos valores fueron la base para el análisis final del proyecto, que consistió en observar los comportamientos característicos de los diferentes tipos de equipo y proponer alternativas con el fin de aumentar la eficiencia de los trabajos de limpieza de arena y tubería rota. La figura N° 28 (elaborada por el autor) explica lo que contienen las gráficas mencionadas anteriormente.

Figura 28. Ejemplo gráfico comparativo comportamiento de los tipos de equipos de workover.

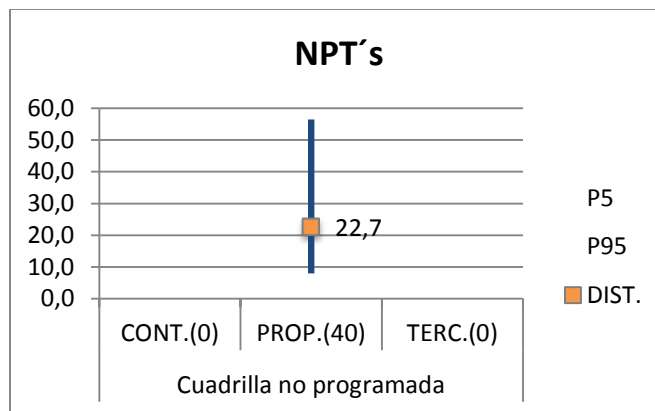


Fuente: Autor.

A continuación se encuentran las gráficas de los subcódigos más relevantes del paretto para la limpieza de arena por circulación y con bomba desarenadora, y un respectivo comentario de su comportamiento; además, se proponen diferentes alternativas que se pueden llegar a implementar con el fin de mejorar la eficiencia o factor de servicio de los equipos de workover del campo Casabe.

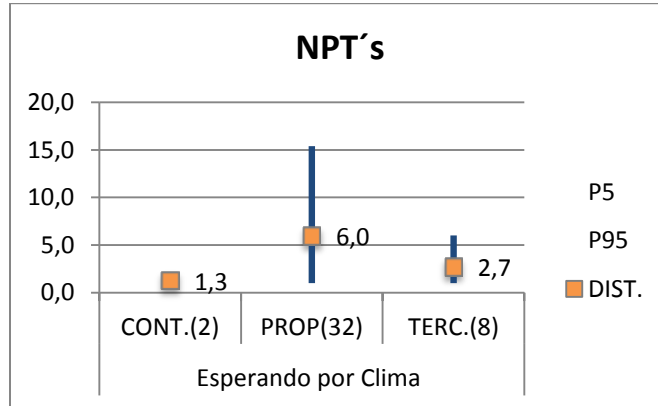
### 3.1.1. Análisis tiempos no productivos limpieza de arena por circulación.

Figura 29. Cuadrilla no programada.



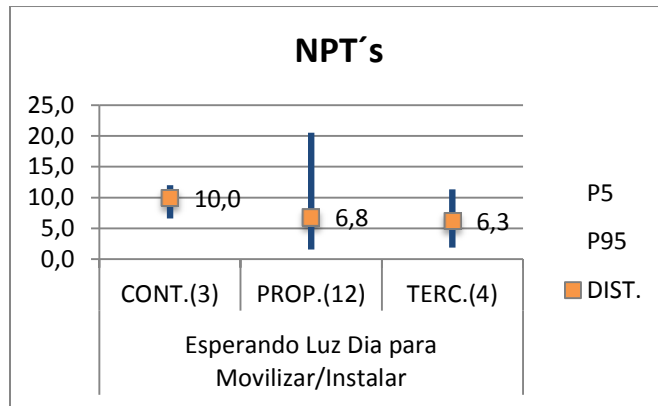
Fuente: Autor.

Figura 30. Esperando por clima.



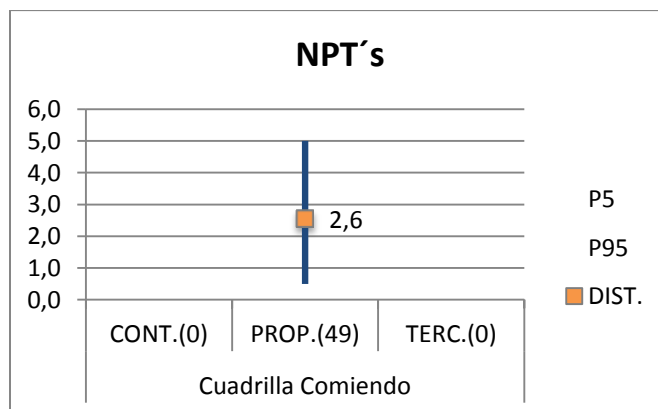
Fuente: Autor.

Figura 31. Esperando luz día.



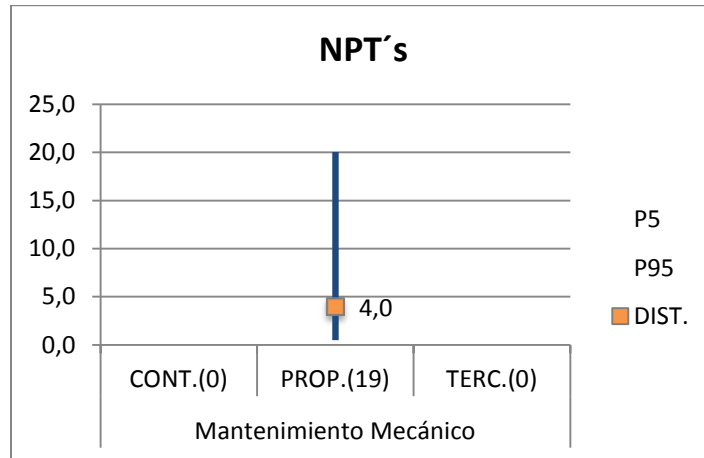
Fuente: Autor.

Figura 32. Cuadrilla comiendo.



Fuente: Autor.

Figura 33. Mantenimiento mecánico.



Fuente: Autor.

Con los datos representados en las gráficas anteriores podemos concluir que la mayoría de los tiempos no productivos presentados en la limpieza de arena por circulación se deben a los equipos directos. Siendo más específicos, los datos de los gráficos anteriores demuestran que los tiempos improductivos de los equipos directos son afectados por la cuadrilla no programada, el clima y el mantenimiento mecánico. Estos promedios están muy por encima de los equipos tercerizados y contratados ya que éstos trabajan de forma continua y solo paran por clima cuando hay presencia de tormenta eléctrica, además de ello poseen en sus equipos pareja de personal eléctrico y mecánico, realizan turno saca turno, no paran por alimentación pues se rotan de tal forma que no influyan en las operaciones y siempre trabajan los domingos a diferencia de los equipos propios que la mayoría de veces no tienen cuadrilla programada este día.

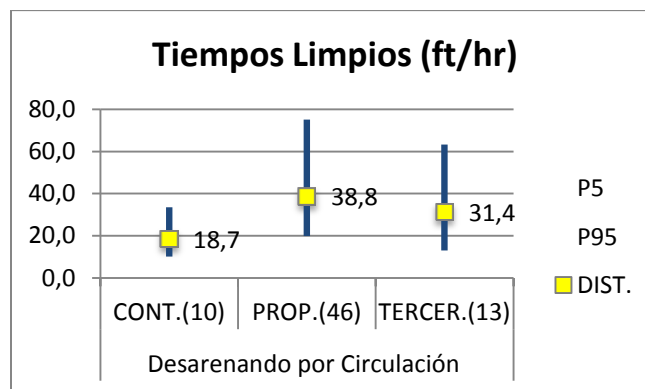
Por las razones expuestas anteriormente, se recomienda:

- Realizar un análisis económico del tiempo perdido o diferida de producción vs costo de contratar más personal que labore todos los días incluyendo el domingo.

- Estudiar la posibilidad de que a los equipos directos se les establezca un programa de mantenimiento preventivo para evitar los tiempos perdidos por esta causa.
- Establecer una metodología de turno teniendo en cuenta las competencias técnicas de los trabajadores y el tipo de operación, con el fin de realizar una rotación que garantice tanto las actividades, como la debida alimentación del personal.

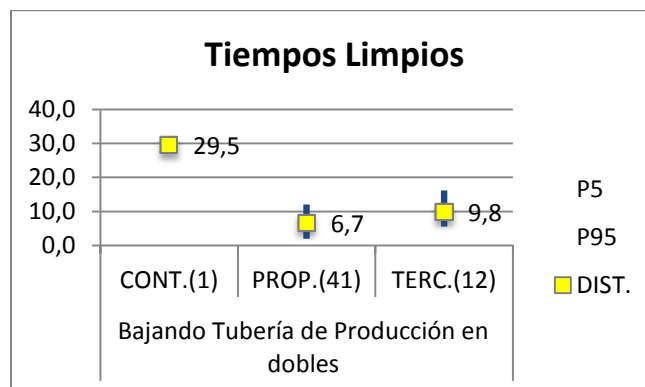
### 3.1.2. Análisis tiempos productivos de limpieza de arena por circulación.

Figura 34. Desarenando por circulación.



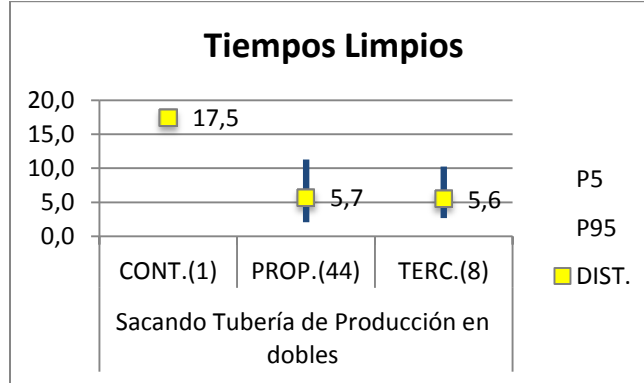
Fuente: Autor.

Figura 35. Bajando tubería de producción en dobles



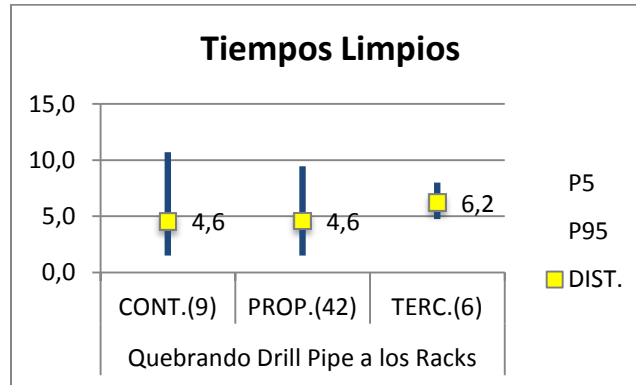
Fuente: Autor.

Figura 36. Sacando tubería de producción en dobles.



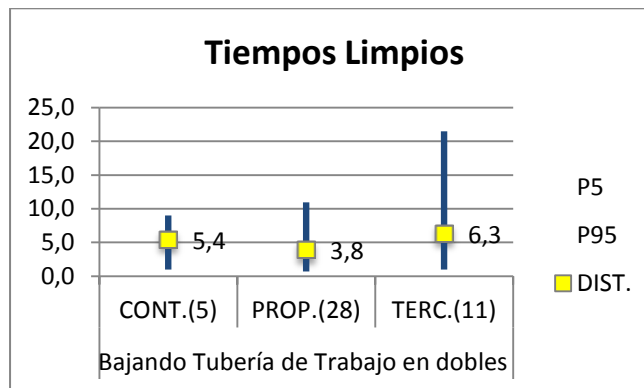
Fuente: Autor.

Figura 37. Quebrando drill pipe a los racks.



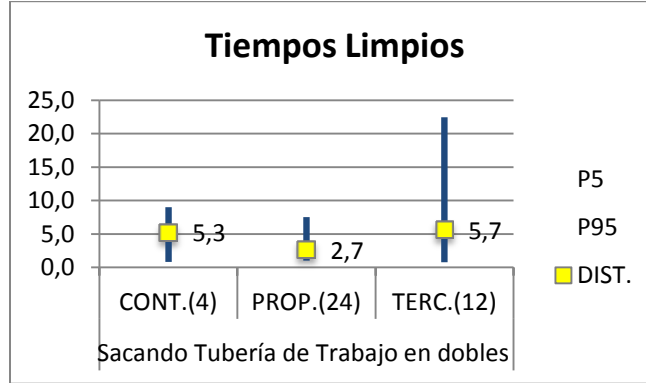
Fuente: Autor.

Figura 38. Bajando tubería de trabajo en dobles.



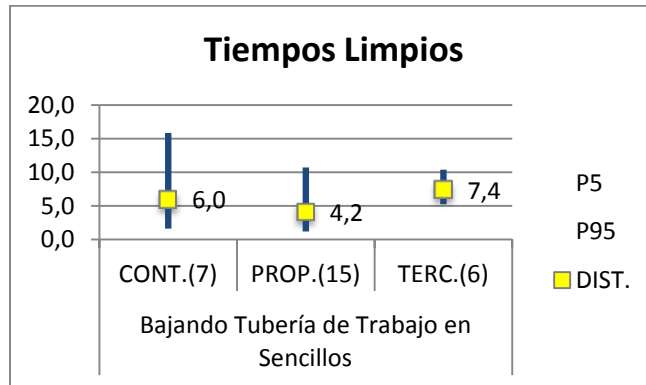
Fuente: Autor.

Figura 39. Sacando tubería de trabajo en dobles.



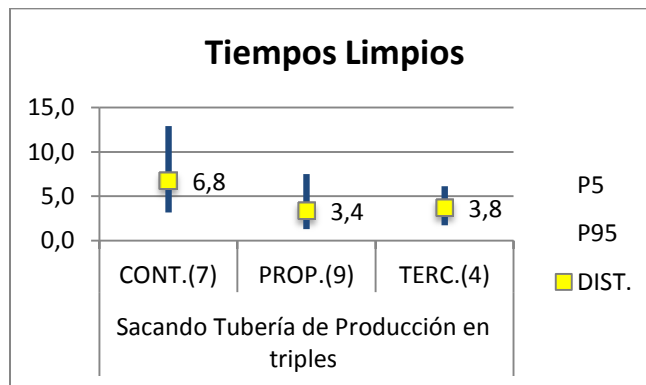
Fuente: Autor.

Figura 40. Bajando tubería de trabajo en sencillos.



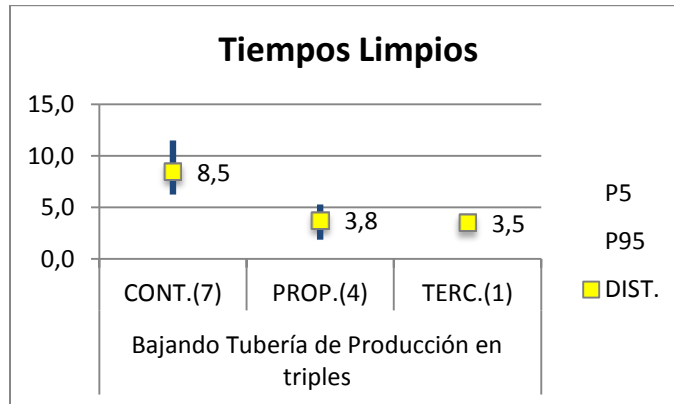
Fuente: Autor.

Figura 41. Sacando tubería de producción en triples.



Fuente: Autor.

Figura 42. Bajando tubería de producción en triples.



Fuente: Autor.

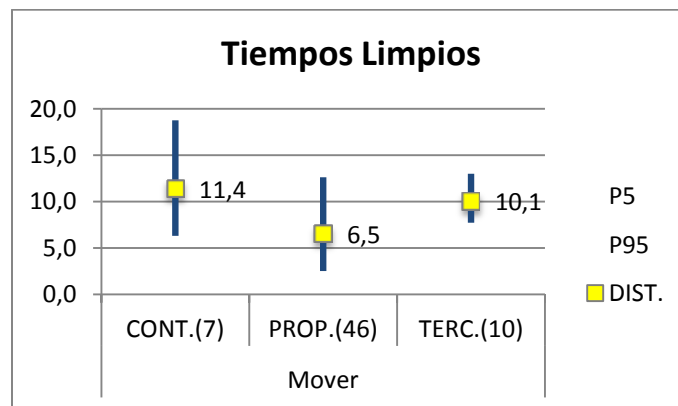
En la gráfica N°34 se observa los pies de arena que limpian los tres tipos de equipos en una hora, el comportamiento de los mismos indica que los equipos propios son más eficientes que los contratados y los tercerizados, concluyendo con esto que el personal posee una amplia experiencia en este tipo de actividad y esto se puede atribuir a que esta es la actividad que más se realiza en este tipo de equipos; sin embargo, la incertidumbre que manejan los tres tipos de equipos para esta actividad es bastante alta. Luego en los siguientes gráficos se visualiza que los equipos directos en su mayoría de veces son también más eficientes bajando y sacando tubería de producción y drill pipe en sencillo, en dobles y en triples; esto obedece a que los equipos contratados y tercerizados en el año 2011 no habían implementados el procedimiento de la VPR para estas actividades (Ubicar tubería en los racks y uso de ayatolas).

Como alternativa para mejorar la eficiencia de los equipos contratados y tercerizados en estos tipos de actividades se propone:

- Proporcionarles más trabajos de limpieza de arena a los equipos propios y contratados con el fin de que el personal adquiriera experiencia y agilidad en este tipo de actividades.

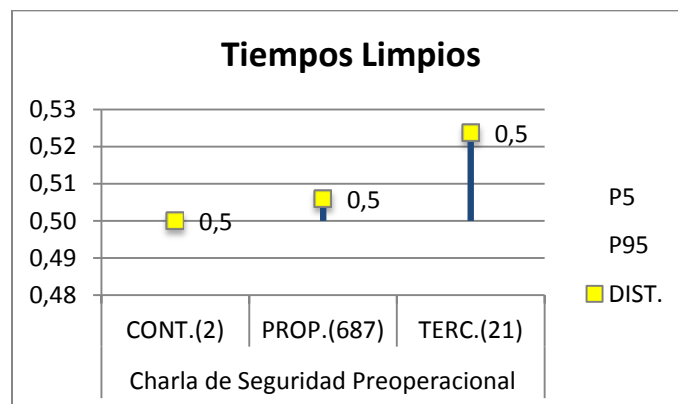
- Estudiar el comportamiento en tiempo de los equipos tercerizados y contratados luego de implementar el procedimiento de ubicación de la tubería en los racks y el uso de ayatolas (año 2012) para saber si hubo influencia de estos en el mismo. En el caso en que no se haya visto cambio, analizar qué otra causa puede estar permitiendo que estos equipos se tarden más que los propios en las actividades de sacada y bajada de tubería.

Figura 43. Mover



Fuente: Autor.

Figura 44. Charla de seguridad preoperacional.

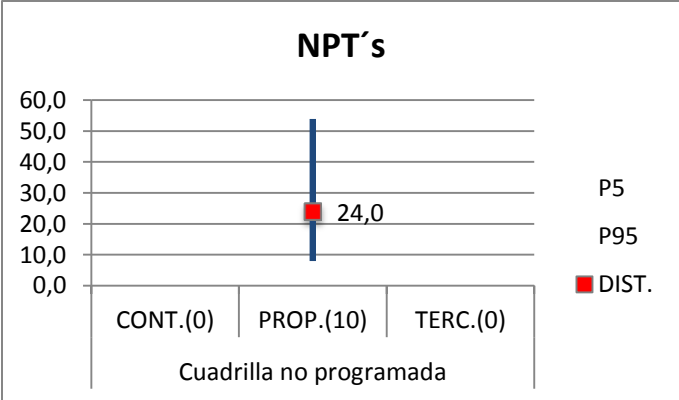


Fuente: Autor.

En la gráfica N°43 se observa que los equipos contratados y tercerizados demoran más tiempo movilizándose, lo cual se debe a que estos tienen mayor cantidad de cargas que los equipos propios, como solución a ello se propone tener en cuenta este punto en el momento en el que se estén haciendo las evaluaciones de las empresas prestadoras de servicios de workover para su contratación. En cuanto al gráfico N°44 se observa que los tiempos tardados por parte de los tres tipos de equipos en las charlas de seguridad preoperacional es equivalente; sin embargo si se analiza el tiempo total perdido en este tipo de actividad se notará que los equipos propios realizan gran cantidad de charlas de seguridad por lo cual se propone implementar un mecanismo para realizar estas antes de finalizar el turno para lo cual se podría llegar un tiempo antes de comenzar las actividades de cada cuadrilla.

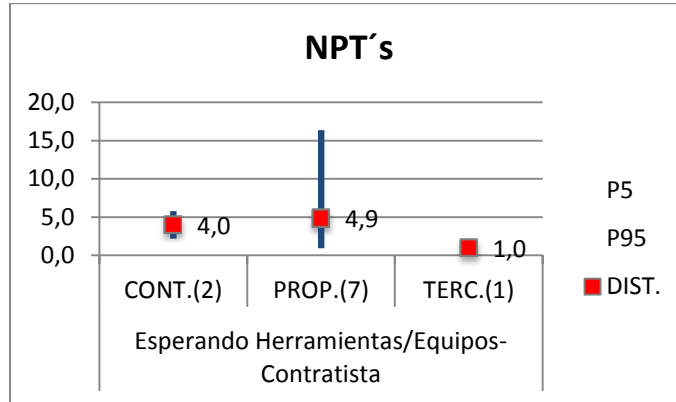
**3.1.3. Análisis tiempos no productivos limpieza de arena con bomba desarenadora.**

Figura 45. Cuadrilla no programada desarenadora.



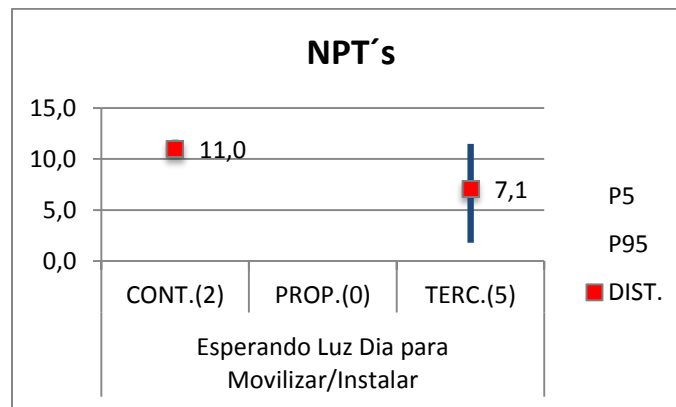
Fuente: Autor.

Figura 46. Esperando herramientas desarenadora.



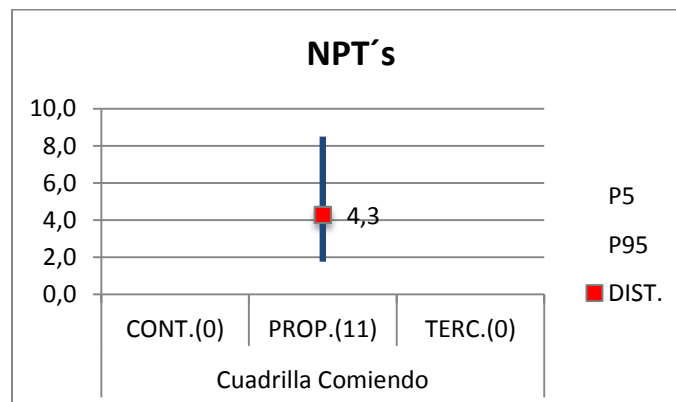
Fuente: Autor.

Figura 47. Esperando luz día desarenadora.



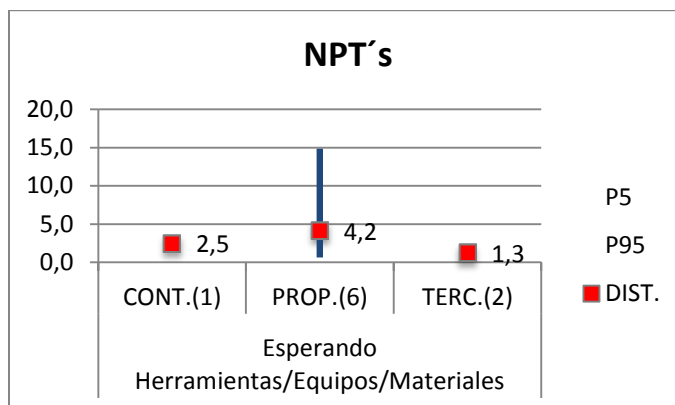
Fuente: Autor.

Figura 48. Cuadrilla comiendo desarenadora.



Fuente: Autor.

Figura 49. Esperando herramientas/equipos/materiales



Fuente: Autor.

Al igual que en los tiempos no productivos de limpieza de arena por circulación se nota que la mayoría de horas están atribuidas a los equipos propios teniendo esperas por las mismas causas de cuadrilla no programada y cuadrilla comiendo; para esto ya se conocen las soluciones planteadas. En los otros casos presentados, tales como espera de herramientas y de luz día se proponen las siguientes soluciones:

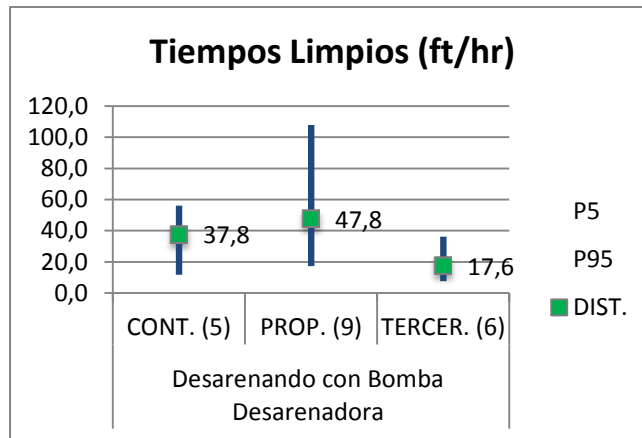
- Volver a instalar equipo en horas nocturnas para retirar los tiempos por Esperando luz día para instalar
- La Gerencia debe analizar e implementar soluciones para disminuir los tiempos de espera por la bomba PCP, ya que el campo carece de un banco de pruebas y por defecto la misma deben ser llevados hasta la base de El Centro que dista a mas de 40 Km de Casabe, generando altos tiempos improductivos por espera, posibilidad de contratos leasing para PCP.

### 3.1.4. Análisis tiempos productivos de limpieza de arena con bomba desarenadora.

Los gráficos relacionados con los tiempos limpios de limpieza de arena con bomba desarenadora muestran las mismas tendencias que las de limpieza de arena por

circulación en cuanto a mover, sacar y bajar tubería, charla de seguridad preoperacional, etc. Por lo cual en este caso solo se revisará el gráfico involucrado directamente con el trabajo de la bomba desarenadora.

Figura 50. Desarenando con bomba desarenadora



Fuente: Autor.

En este gráfico se observa que los tres tipos de equipo tienen gran incertidumbre en los datos (dispersión), ya que en este tipo de limpieza existen varios factores que contribuyen a que la cantidad de tiempo utilizada en cada uno de los trabajos no sea constante. Dentro de estos factores se encuentran los puentes de arena, los daños en los mecanismos de la bomba, la alta compactación de la arena, el riesgo de pega de la bomba, etc.

En este caso es difícil establecer qué tipo de equipo está siendo más eficiente por las causas mencionadas anteriormente, las cuales muestran gran aleatoriedad con respecto al tiempo en el que un equipo se tarda limpiando un pozo con bomba desarenadora.

Dentro de las soluciones que se plantean para disminuir la dispersión y el tiempo tardado se contempla lo siguiente:

- Cambiar o mejorar el sistema de limpieza de arena, implementando nuevas tecnologías del mercadeo que le den solución a los problemas que se están presentando actualmente.
- Evaluar en los trabajos de limpieza de arena la utilización de fluidos nitrogenados con equipos Coiled Tubing, ya que la mayoría de los pozos que actualmente se limpian con bomba desarenadora están depletados.

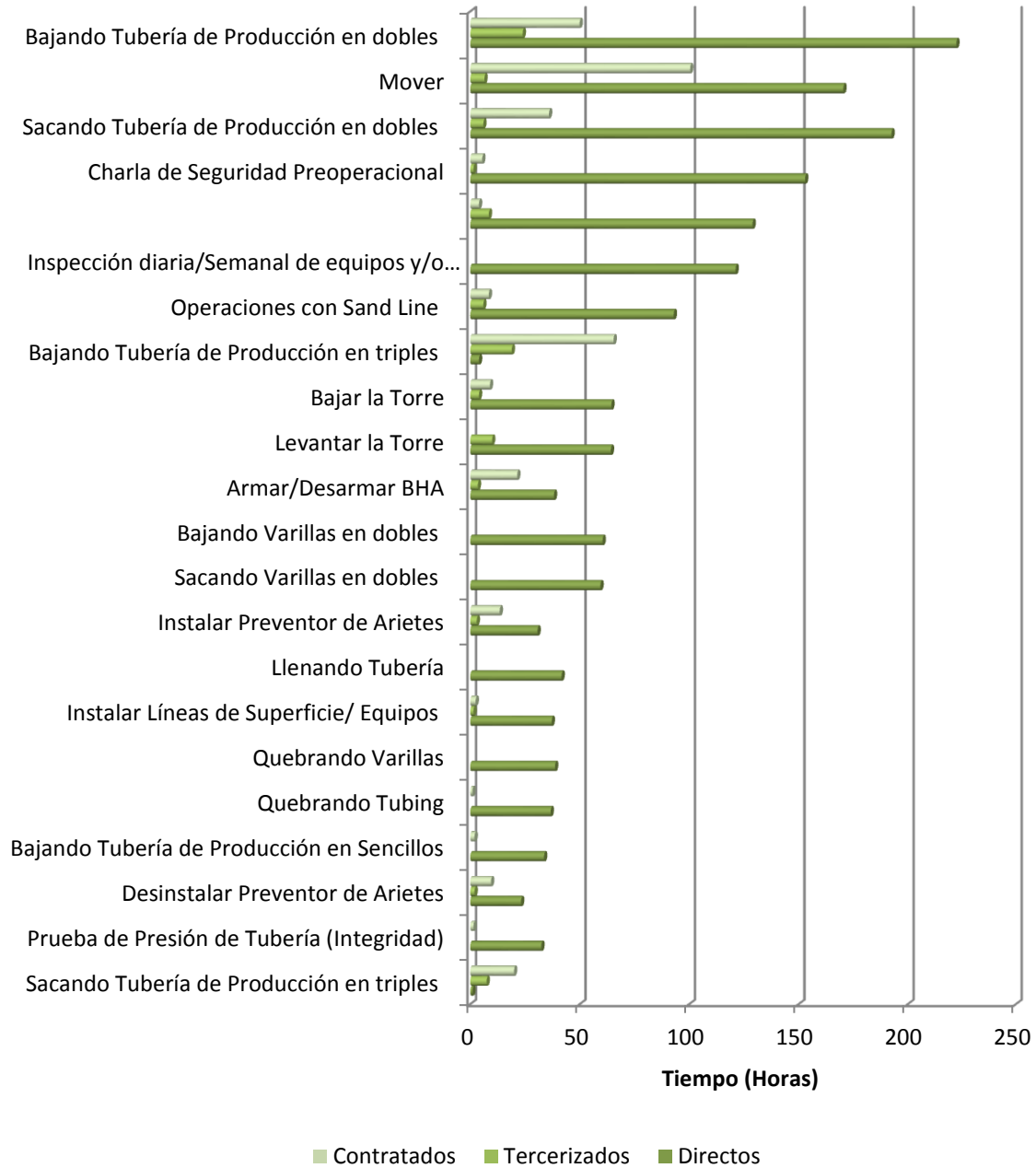
### **3.2. ANÁLISIS PROBABILÍSTICO DE LA ACTIVIDAD “TUBERÍA ROTA”**

Así como para la limpieza de arena, luego de conocer que dentro de las actividades más representativas del año 2011 se encontraba tubería rota, se recurrió nuevamente al uso de tablas dinámicas para encontrar cuáles de las subactividades de esta actividad específica serían las más relevantes y enfocar el análisis solo en ellas; así mismo se determinaron los paretos de los tiempos limpios y no productivos y también se realizaron los cálculos estadísticos con la ayuda de Excel de la muestra, valor mínimo, valor máximo, percentil 5, 10, 90 y 95 y promedio, para obtener la distribución probabilística de cada una de ellas.

A continuación se muestran los gráficos de paretto de las actividades de tubería rota para tiempos productivos y no productivos y también los gráficos comparativos de las distribuciones probabilísticas para los tres tipos de equipos de workover del campo Casabe.

Figura 51. Distribución de tiempos limpios, tubería rota.

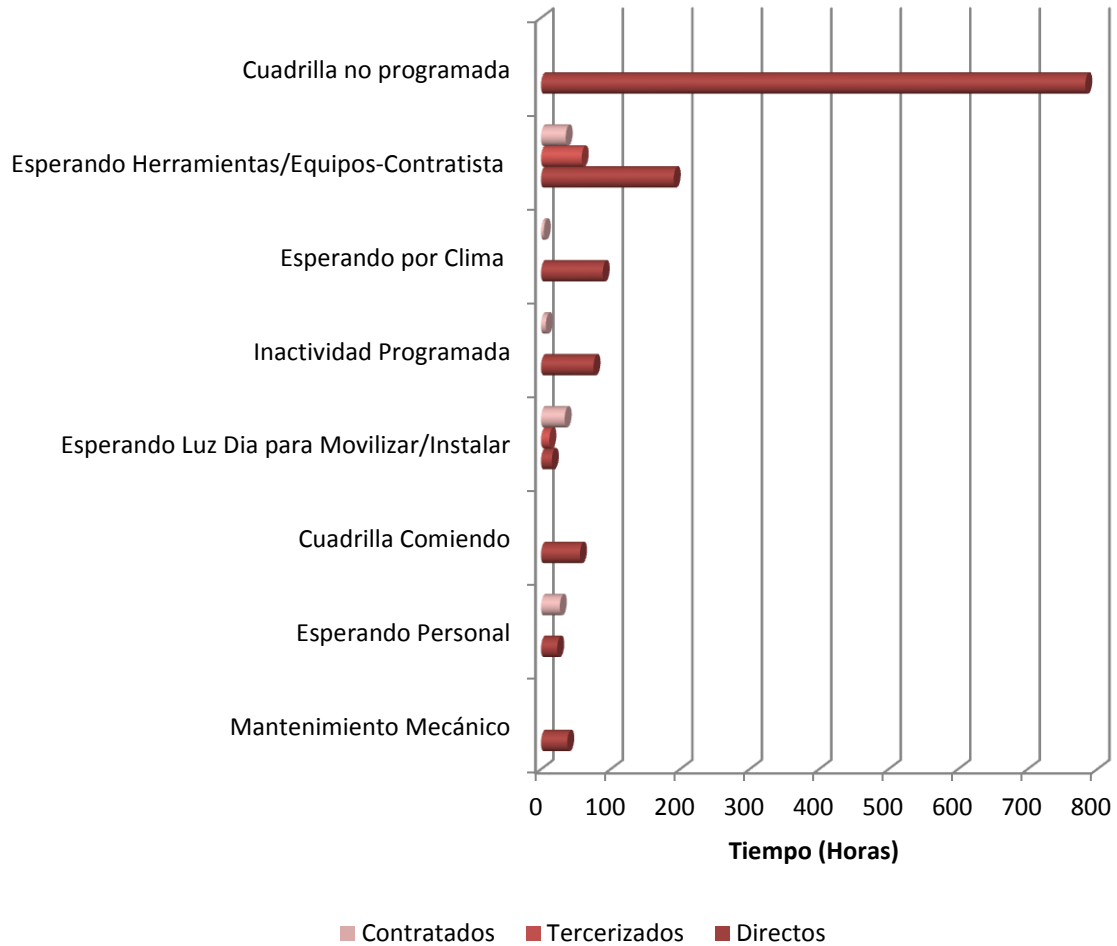
## Distribución de tiempos limpios por subactividades Tubería Rota



Fuente: Autor.

Figura 52. Distribución de tiempos no productivos, tubería rota.

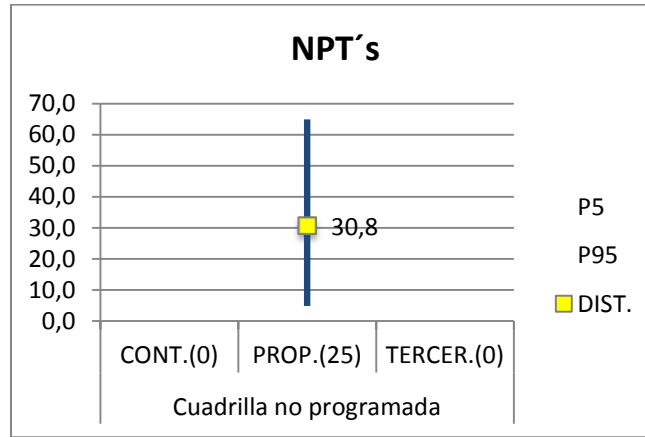
## Distribución de tiempos no productivos por subactividades Tubería Rota



Fuente: Autor.

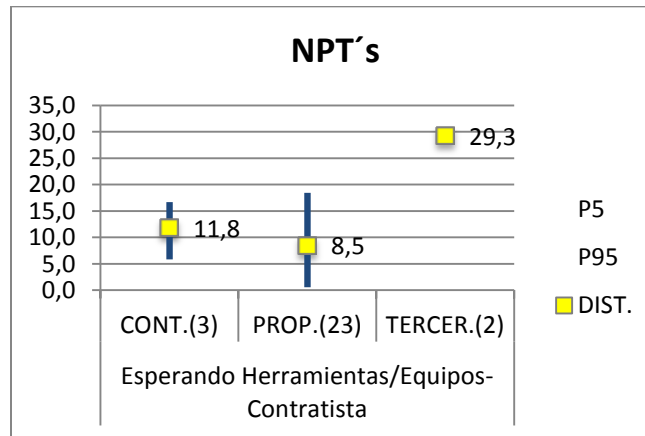
### 3.2.1. Análisis tiempos no productivos tubería rota.

Figura 53. Cuadrilla no programada T/R.



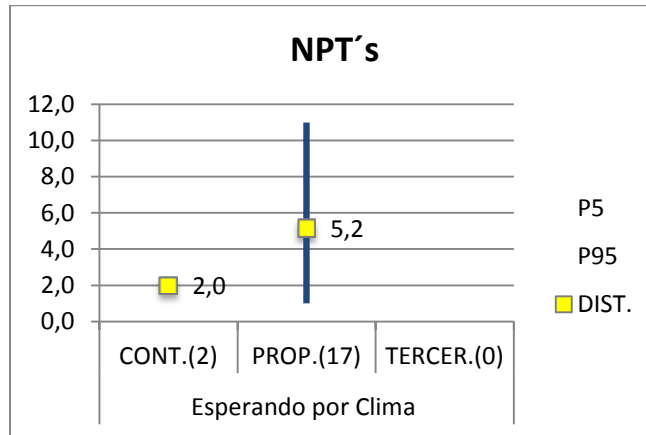
Fuente: Autor.

Figura 54. Esperando herramientas contratistas



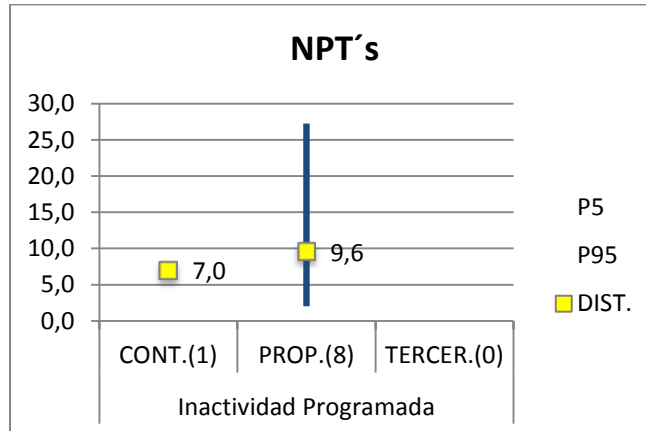
Fuente: Autor.

Figura 55. Esperando clima T/R.



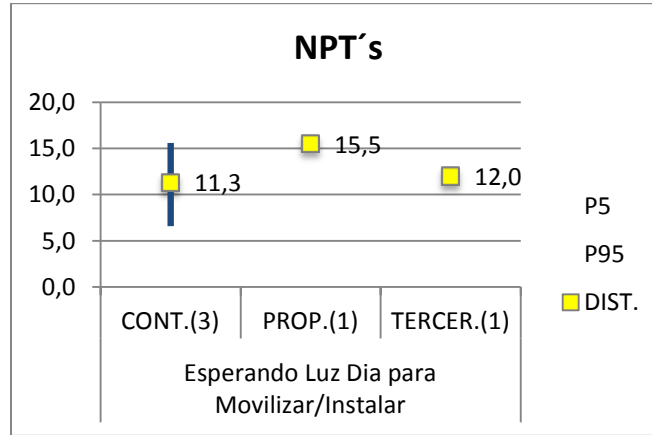
Fuente: Autor.

Figura 56. Inactividad programada.



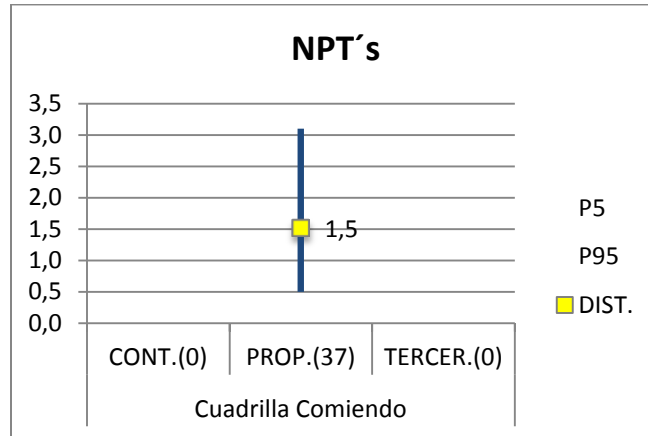
Fuente: Autor.

Figura 57. Esperando luz día para mover/instalar



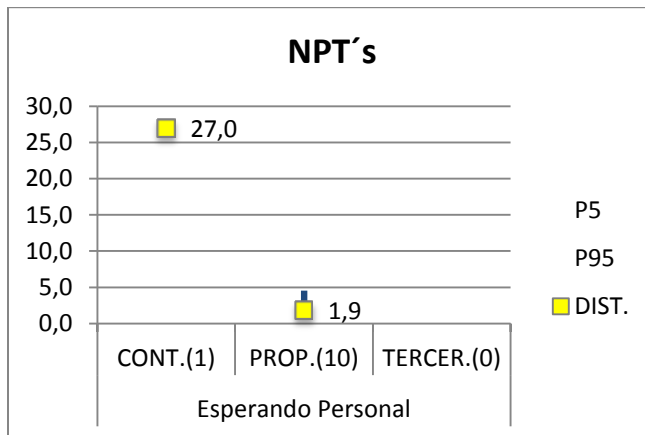
Fuente: Autor.

Figura 58. Cuadrilla comiendo T/R.



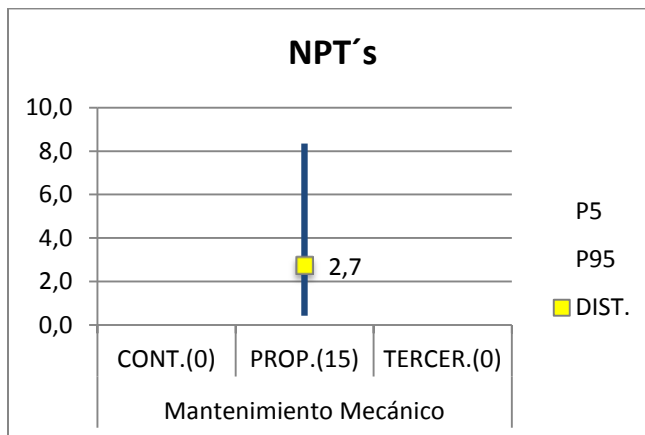
Fuente: Autor.

Figura 59. Esperando personal.



Fuente: Autor.

Figura 60. Mantenimiento mecánico.

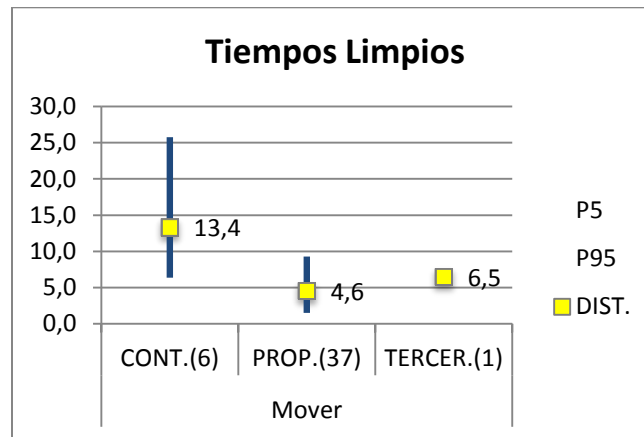


Fuente: Autor.

En estos gráficos, al igual que en los trabajos de limpieza de arena, se observa nuevamente las mismas causas de pérdida de tiempo; así mismo el comportamiento es bastante parecido y muestra como los equipos propios tienen los mayores tiempos perdidos y dispersión de los datos, por esta razón se recomienda que sean tenidas en cuenta las mismas recomendaciones proporcionadas cuando se analizan los trabajos de limpieza de arena por circulación y con bomba desarenadora.

### 3.2.2. Análisis tiempos productivos tubería rota.

Figura 61. Movilización.

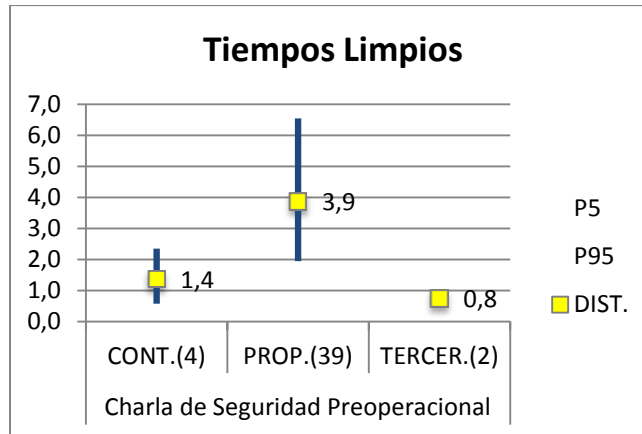


Fuente: Autor.

En el anterior gráfico se observa como los equipos tercerizados y contratados se están tardando mucho más que los equipos directos en la movilización y esto obedece a que los mismos tienen muchas más cargas. Algunas de las recomendaciones para mejorar los tiempos de movilización en los equipos de workover son:

- Capacitar al personal en pozo para que sea autónomo en el movimiento de cargas con el uso de brazo articulado con el fin de bajar los tiempos y la incertidumbre en el movimiento de cargas y disminuir con esto el costo de contrato de transporte.
- Implementar o contratar equipos “Fast Move” o “Quinta rueda” para disminuir los tiempos y la incertidumbre en las movilizaciones.
- Evaluar y presupuestar la cantidad de cargas de los equipos que se vayan a contratar para luego no tener problemas con los tiempos de las movilizaciones.

Figura 62. Charla de seguridad T/R.



Fuente: Autor.

Las charlas de seguridad realizadas durante cada cambio de turno tienen gran influencia en el tiempo tardado en las operaciones de tubería rota lo cual causa atraso en el trabajo, por lo cual se propone que los trabajadores de los equipos directos que en este caso son los que más gastan tiempo en esta actividad lleguen media hora antes para realizar su charla sin afectar el comienzo del trabajo.

En las actividades relacionadas con sacar y meter tubería, instalar y desinstalar torre, entre otras se notaron las mismas tendencias que en los trabajos de limpieza de arena por lo cual se recomiendan las mismas propuestas realizadas en este.

#### 4. CONCLUSIONES

- La revisión y corrección de la información de OpenWells, permitió identificar las falencias que existen en cuanto al reporte de las horas por parte de cada supervisor de equipo, así como la asignación de los subcódigos a cada subactividad específica.
- Con la caracterización de la información en cuanto al tipo de actividad que se realizó en el pozo, se encontró que las actividades más repetitivas y/o relevantes del campo Casabe en cuanto a reacondicionamiento de pozos fueron limpiezas de arena y tubería rota; corroborando así los mayores problemas que presenta el campo, que en este caso son arenamiento prematuro y/o “Jetting”<sup>1</sup> por el sistema de recuperación secundaria (inyección de agua)
- La utilización del concepto de “Paretto” fue de gran ayuda para enfocar el estudio solo en las actividades y subactividades más representativas y encontrar estrategias para mejorar los tiempos reportados para cada una de ellas.
- No resulto conveniente la utilización de la simulación Montecarlo para determinar el modelo pronóstico del tiempo óptimo con la probabilidad de ocurrencia para las dos actividades: limpieza de arena y tubería rota, debido a la gran incertidumbre que brindan estas dos trabajos por depender de muchas variables.

---

<sup>1</sup> Jetting: Desgaste o rotura de la pared de la tubería de producción debido a la abrasión por los perforados.

- En forma general se identificaron de manera probabilística las mismas tendencias de los tiempos no productivos que se manejan actualmente en cuanto al factor de servicio para los equipos propios; las cuales incluyen los temas de cuadrilla no programada, esperas por el clima, por luz día, por alimentación de la cuadrilla, por mantenimiento mecánico, por fluido, por herramientas, etc. Los cuales hacen parte del manejo de la relación sindical y de la estrategia para la renovación de equipos y contratación.
- La metodología de evaluación de cada una de las subactividades productivas y no productivas más relevantes de limpieza de arena y tubería rota por tipo de equipo, proporcionó una base sólida para la propuesta y posible toma de decisiones futuras que conlleven a mejorar el factor de servicio de los equipos de workover y a evaluar con más propiedad y conocimiento los contratos que se manejarán para los siguientes años.

## 5. RECOMENDACIONES

- Establecer un ente y/o persona que tenga el control en cuanto a la revisión de la información de los reportes diarios de las operaciones de Workover del campo Casabe, la cual es actualizada diariamente por los supervisores de equipo en OpenWells.
- Con base en la información recolectada (estudios granulométricos, tiempo de vida de los tubulares, pruebas de producción, análisis de laboratorio, etc.) se debe establecer una propuesta de completamiento que permita mayor control del “Jetting” y la producción de arena.
- Realizar un estudio de factibilidad Técnico-Económica que demuestre a la Gerencia la importancia de implementar la continuidad en las operaciones en los equipos directos para eliminar la variable de cuadrilla no programada o en su defecto se continúe con la tercerización de equipos propios, una de las posibles soluciones sería trabajar en el mismo turno de los equipos contratados 21 x 7 (Turno de veintidós días laborados y siete días de descanso).
- Para los equipos de operación directa, realizar una revisión del programa de mantenimiento correctivo con el fin de optimizar los tiempos de respuesta y disponer de equipos de respaldo para sacar de línea los equipos operativos para mantener la continuidad en las operaciones.
- Analizar e implementar soluciones de la mano con la compañía proveedora de los sistemas de levantamiento para disminuir los tiempos de espera por concepto de servicio a bomba, especialmente PCP, entre las recomendaciones estarían el montaje de un banco de pruebas en el área del campo Casabe ya que el más cercano está a más de 40 Km del campo, o estudiar la posibilidad

de tener bomba de respaldo en sitio, con esto se evitarían altos tiempos improductivos por espera.

- Realizar estudios de iluminación en locación con el fin de determinar la cantidad de equipo necesario que garantice la instalación segura de los accesorios del equipo de Workover y su unidad básica en horas nocturnas, para evitar los tiempos por concepto “Esperando luz día para instalar”.
- Implementar accesorios tipo “Fast Move” o “Quinta” rueda en los equipos de operación directa, tercerizados y contratados, con el fin de disminuir los tiempos y la incertidumbre en las movilizaciones.
- Implementar un mecanismo para realizar en los equipos de operación directa las charlas de seguridad antes de finalizado el turno anterior, esto para disminuir los tiempos inactivos por concepto de charla de seguridad con el personal que entra a laborar al equipo.
- Acondicionar un tanque de reserva en los equipos de operación directa para realizar las pruebas hidrostáticas de tubería sin necesidad de tener en sitio o esperar los servicios de carrotanque que en muchos casos representa tiempos inactivos de espera; de igual forma dotar los equipos de Varilleo de un tanque de 50 bls que no represente una carga adicional para realizar las pruebas hidrostáticas de tubería.
- Para garantizar un proceso de mejora continua y disminución de tiempos inactivos o no productivos, se recomienda que este análisis probabilístico antes descrito se realice año a año evaluando todas las actividades u operaciones involucradas en el reacondicionamiento de pozos.

## BIBLIOGRAFÍA

- 2003, 2004 by Landmark Graphics Corporation OpenWells “Basics Training Release 2003.11.0.2”
- ALIANZA CASABE. Field Casabe development plan, Bogotá: Schlumberger IPM Alianza Casabe, marzo 2010.p.26.
- BOHORQUEZ A. O. y CADENA G.M. Metodología para la evaluación de riesgos durante operaciones de workover y servicio a pozo. Trabajo de grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander 2011. Escuela de ingeniería de petróleos.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográfica, Sexta actualización. Bogotá: Icontec, 2008, 100p.
- Instructivo para la operación de Limpieza de Arena por Circulación. GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO. EXT – I – 048. Ecopetrol 2005.
- LONDOÑO T. L. “Plan de mitigación para el impacto de las variables que afectan los tiempos no productivos de perforación de los taladros saxon 112 y petrex 5929 que operan en el campo casabe” Tesis de grado, FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA 2011.
- VARGAS, Angélica. Formulación del plan de re-desarrollo de un área de los bloques I y II del Campo Casabe. Trabajo de grado de Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C. Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Departamento de petróleos, 2011.

## ANEXOS

### Anexo A. Codificación de las actividades de workover en OpenWells.

CODE	1000
CODEACTIV	Wellhead/BOP/Riser
SUB	SUBACTIV
1001	Asegurando Pozo
1002	Cambio Pipe Rams / Preventor Anular
1003	Correr / Sacar Riser
1004	Instalar / Desinstalar Adaptador de Flange-Spool
1005	Instalar / Desinstalar Árbol de Navidad/Accesorios
1006	Desinstalar Preventor de Arietes
1007	Instalar Preventor de Arietes
1008	Desinstalar Preventor de Varilla
1009	Instalar Preventor de Varilla
1010	Mantenimiento a Preventores
1011	Probar Preventor de Arietes
1012	Instalar/Desinstalar Set de BOP`s
CODE	1100
CODEACTIV	Routine Work (DH Maint)
1101	Acondicionando/Drenando Contrapozo
1102	Aislando Zonas
1103	Armar Colgador (Tubería de Producción)
1104	Armar/Desarmar BHA
1105	Bajando Tubería de Producción en dobles
1106	Bajando Tubería de Trabajo en dobles
1107	Bajando Varilla Continua
1108	Bajando Varillas en sencillos
1109	Bajando Varillas en dobles
1110	Bajando Varillas en triples
1111	Bajar Sand Bailer
1112	Bajar/Sacar Liner Ranurado-Echometer
1113	Bajar/Sacar Raspador

1114	Correr / Sacar Empaques/Tapón de cemento /Otros
1115	Correr Canasta Calibradora en la Tubería
1116	Desarenando con Bomba Desarenadora
1117	Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje
1118	Instalar / Desinstalar Equipo de Prueba de Presión
1119	Instalar Herramientas de Suabeo
1120	Desinstalar Herramientas de Suabeo
1121	Instalar Mesa Rotaria
1122	Desinstalar Mesa Rotaria
1123	Instalar Power Swivel y Kelly
1124	Desinstalar Power Swivel y Kelly
1125	Instalar Swivel/Kelly
1126	Desinstalar Swivel/Kelly
1127	Instalar Líneas de Superficie/ Equipos
1128	Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
1129	Instal/Desinstal ParrilladeTrabajo/Llaves Hidráulicas/Otras Herram
1130	Instalación/Desinstalación Anclas
1131	Limpiando Torre
1132	Limpiar Depositaciones Orgánicas / Scale
1133	Limpiar Tanques / Equipo
1134	Empacando Pozo
1135	Llenando Tubería
1136	Mantenimiento a Bomba Desarenadora/Tubería de Cola
1137	Moviendo Tuberías / Calibrando / Midiendo
1138	Operaciones con Sand Line
1139	Parando Dril pipe/ Calibrando / Midiendo
1140	Parando Tubing/ Calibrando / Midiendo
1141	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
1142	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)
1143	Quebrando Drill Pipe a los Racks
1144	Quebrando Tubing
1145	Quebrando Varillas
1146	Quebrando/cortando Varilla Continua
1147	Sacando Tubería de Producción en dobles

1148	Sacando Tubería de Trabajo en dobles
1149	Sacando Varilla Continua
1150	Sacando Varillas en dobles
1151	Sacando Varillas en triples
1152	Sentar Empaques
1153	Desasentar Empaques
1154	Trabajando Bomba Desarenadora
1155	Trabajando Sarta de tubería
1156	Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería
1157	Traslado/descargue de Tubing/Varillas/otros
1158	Tratamiento con Aceite Caliente
1159	Desempacando Pozo
1160	Bajando Tubería de Producción en triples
1161	Bajando Tubería de Trabajo en triples
1162	Sacando Tubería de Producción en triples
1163	Sacando Tubería de Trabajo en triples
1164	Bajando Tubería de Producción en Sencillos
1165	Bajando Tubería de Trabajo en Sencillos
1166	Recuperando Nivel de Fluido
1167	Bajando Tubería de Fracturamiento
1168	Sacando Tubería de Fracturamiento
1169	Soldando Varilla Continua
1170	Arrancó Pozo
1171	Tensionó Sarta
1172	Realizando Conexiones Eléctricas
<b>CODE</b>	1200
<b>CODEACTIV</b>	Circulating
1201	Bombeando fluidos
1202	Cambiando Fluidos
1203	Circulación Detenida
1204	Circulando en Directa
1205	Circulando en Reversa
1206	Circulando Muestras
1207	Correr / Sacar Empaques/Retenedores/Otros

1208	Desarenando por Circulación
1209	Descargando Pozo
1210	Desplazamiento de Fluidos
1211	Esperando Retornos
1212	Instalar / Desinstalar Cabezal de Circulación
1213	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
1214	Instalar / Desinstalar Flowline
1215	Lavado de Tubería
1216	Limpiando por circulación
1217	Limpiando Tope de Pescado & Acondicionamiento del Hueco
1218	Limpieza Usando Coiled Tubing
1219	Operación Washover
1220	Perdidas de Circulación
1221	Periodo de Flujo
1222	Preparando Fluidos
1223	Prueba de Influjos
1224	Prueba de Inyección
<b>CODE</b>	1300
<b>CODEACTIV</b>	Service Maintenance
1301	Correr-Cortar Cable
1302	Enhebrando Cable/Bloque viajero/Winche/Sand Line
1303	Instalando Rollo de Cable
1304	Mantenimiento Acumulador
1305	Mantenimiento de la Bomba
1306	Mantenimiento de Mesa Rotaria
1307	Mantenimiento de Preventores
1308	Mantenimiento Eléctrico
1309	Mantenimiento Mecánico
1310	Mantenimiento Otras Herramientas
1311	Mantenimiento Separador de gas/Manifold
1312	Mantenimiento Unidad Básica & Equipos
<b>CODE</b>	1400
<b>CODEACTIV</b>	Wireline/Slick Line
1401	Abrir / Cerrar Camisa de Aislamiento

1402	Bajar / Sacar Blanking Plug
1403	Bajar / Sacar Válvula de seguridad
1404	Bajar Sand Bailer
1405	Cambiar válvulas de Gas Lift
1406	Instalar / Desinstalar Wireline Equipos / Herramientas
1407	Verificando Fondo
1408	Wireline/SlickLine Otras Operaciones/Pesca
1409	Toma Muestra Fluido de Fondo (Wellbore)
<b>CODE</b>	1500
<b>CODEACTIV</b>	Fishing
1501	Corriendo Bloque de Impresión
1502	Corriendo Tiper Tap
1503	Corte Químico de Tubería / Casing
1504	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
1505	Instalar/Desinstalar BHA
1506	Moliendo Chatarra/Tubería/Otros
1507	Operación de String Shot
1508	Operación Washpipe
1509	Pesca de Tubería / OverShot
1510	Pesca de Tubería-Otros con Spear/Tiper Tap/Otros
1511	Pesca de Varilla / OverShot
1512	Pescando Blanking Plug
1513	Pescando con Arpón
1514	Pescando con Otras Herramientas
1515	Punto Libre Tubería / Varilla
1516	Realizando Backoff / Tubería / Varilla
1517	Trabajando Martillos
1518	Trabajando Sarta de Tubería
1519	Trabajar Subir y Bajar Sarta de Tubería
1520	Tubing Cutter
<b>CODE</b>	1600
<b>CODEACTIV</b>	Safety
1601	Auditoria
1602	Charla de Seguridad Pre-operacional

1603	Entrenamiento/Simulacro
1604	Inspección diaria/Semanal de equipos y/o Herramientas
1605	Investigación de Incidentes
1606	Parada de Seguridad
1607	Equipo Inactivo por HSEQ
<b>CODE</b>	1700
<b>CODEACTIV</b>	Logging
1701	Correr / Sacar Empaques/Retenedores /Otros
1702	Corriendo Otros Registros
1703	Corriendo Registro de Correlación
1704	Corriendo Registro de Producción
1705	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
1706	Instalar/Desinstalar BHA
1707	Press Survey - Cierre Fluyendo
1708	Press Survey - Estático
1709	Press Survey - Fondo Fluyendo
1710	Press Survey - Gradiente Fluyendo
1711	Registro DST
1712	Registros en Hueco Abierto
1713	Registros en Hueco Abierto (A través de Tubería de Trabajo)
1714	Registros en Hueco Revestido
1715	Registros en Hueco Revestido ( A través de Tubería)
1716	Toma de Niveles de Fluido
<b>CODE</b>	1800
<b>CODEACTIV</b>	Downtime
1801	Apagado por Mantenimiento de Facilidades
1802	Cambio de Cuadrilla
1803	Cuadrilla Comiendo
1804	Entrenamiento/Curso
1805	Esperando Fluidos/Agua - Otros
1806	Esperando Herramientas/Equipos/Materiales
1807	Esperando Herramientas/Equipos-Contratista
1808	Esperando Ordenes
1809	Esperando Personal

1810	Esperando por Actividad Sindical
1811	Esperando por Clima
1812	Esperando por Orden Publico
1813	Esperando Unidad de Bombeo
1814	Eventos imprevistos
1815	Falla en el Equipo de Fondo
1816	Instalar Unidad de Superficie
1817	Desinstalar Unidad de Superficie
1818	Mantenimiento a Torre y/o Otros Equipos
1819	Mantenimiento de la Bomba
1820	Problemas en la Broca
1821	Reparando Equipos / Herramientas
1822	Reunión no Programada / Evento HSEQ
1823	Torre y/o Falla en Equipo
1824	Inactividad Programada
1825	Esperando por servicios administrativos
1826	Equipo en Stand By
1827	Cuadrilla no programada
1828	Esperando Luz día para Movilizar/Instalar
1829	Esperando Luz día para Armar Equipo
1830	Esperando Luz día para Desarmar Equipo
1831	Esperando Luz día para Movilizar Cargas
1832	Esperando Luz día para Achicar tubería
<b>CODE</b>	1900
<b>CODEACTIV</b>	Completion_ESP
1901	Bajando Tubería de Producción en dobles
1902	Empalmando Cable
1903	Empalmando Quick Conector
1904	Espaciamiento
1905	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
1906	Instalar/Desinstalar Equipo de Subsuelo
1907	Prueba a Bomba de Subsuelo
1908	Prueba Eléctrica Equipo de Fondo E.S.P/ Megar
1909	Sacando Tubería de Producción en dobles

1910	Operación de Pack Off
1911	Romper Válvula de Drenaje
<b>CODE</b>	2000
<b>CODEACTIV</b>	Perforating
2001	Acondicionamiento de Lodo & Circulación
2002	Cañoneando a través de Tubería
2003	Cañoneando con Coiled Tubing
2004	Cañoneando con Línea Eléctrica
2005	Cañoneando Nuevas zonas
2006	Cañoneo DST
2007	Corriendo Cañones con Línea Eléctrica
2008	Corriendo Cañones con Tubería
2009	Corriendo Registro de Correlación
2010	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2011	Instalar Equipo de Cañoneo
2012	Desinstalar Equipo de Cañoneo
2013	Recañoneando
<b>CODE</b>	2100
<b>CODEACTIV</b>	Pressure Test
2101	Correr / Sacar Empaques /Otros
2102	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2103	Instalar / Desinstalar Equipos para Pruebas de Presión
2104	Instalar/Desinstalar BHA
2105	Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
2106	Operación de Fracturamiento
2107	Prueba a Cemento
2108	Prueba Casing/Liner/Tubing
2109	Prueba de Inyectividad
2110	Prueba de Líneas de Superficie/Equipos
2111	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)
2112	Prueba de Presión/Gradiente de Presión - Temperatura
2113	Prueba DST
<b>CODE</b>	2200
<b>CODEACTIV</b>	Completion_Beam Pump

2201	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2202	Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA
2203	Espaciando Equipo de Subsuelo
2204	Instalar Equipo de Subsuelo - BHA
2205	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas
2206	Instalar/Desinstalar Ancla de Tubería
2207	Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie
2208	Prueba a Bomba de Subsuelo
2209	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)
2210	Realizando Prueba de disparo
2211	Realizando Prueba de espejo
2212	Desanclar Bomba de Subsuelo
2213	Trabajar Sarta de Varillas
2214	Operación de Flushing
2215	Cambiando Barra Lisa
2216	Adicionando/Retirando ajustes
2217	Instalar / Desinstalar Barra Lisa y Stuffing Box
<b>CODE</b>	2300
<b>CODEACTIV</b>	Completion_PCP
2301	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2302	Desinstalar Equipo de Subsuelo - BHA
2303	Espaciando Equipo de Subsuelo
2304	Instalar Equipo de Subsuelo - BHA
2305	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas
2306	Instalar/Desinstalar Ancla Antitorque
2307	Instalar/Desinstalar Unidad de Superficie
2308	Prueba a Bomba de Subsuelo
2309	Prueba de Presión de Tubería (Integridad)
2310	Realizando Prueba de disparo
2311	Realizando Prueba de espejo
2312	Desanclar Bomba de Subsuelo
2313	Trabajar Sarta de Varillas
2314	Código para Realizar Flushing
2315	Adicionando/Retirando ajustes

2316	Realizando soldaduras en varilla continua
2320	Aislamiento Eléctrico Seguro SAES
<b>CODE</b>	2400
<b>CODEACTIV</b>	Stimulation
2401	Acidificación
2402	Arenando
2403	Correr / Sacar Empaques/Otros
2404	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Fractura/Otros
2405	Desinstalar Herramientas de Suabeo
2406	Esperando Remojo
2407	Esperando Retornos
2408	Estimulación Mecánica/ Swabeo/Viaje
2409	Estimulación Orgánica
2410	Fracturamiento
2411	Instalando Equipo de Prueba de Presión
2412	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas/Estimulación/Fractura/Otros
2413	Instalar Herramientas de Suabeo
2414	Lavado de Perforaciones
2415	Lavado de Tubería
2416	Levantamiento con Nitrógeno
2417	Limpiar Tanques / Equipo
2418	Limpieza Usando Coiled Tubing
2419	Operaciones con Sand Line
2420	Preparando Fluidos
2421	Tratamiento Químico
<b>CODE</b>	2500
<b>CODEACTIV</b>	Cementing
2501	Abandono de pozo
2502	Asentamiento de Arena
2503	Correr / Sacar Empaques/Tapón de cemento /Otros
2504	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2505	Esperando Fragüe
2506	Esperando Retornos
2507	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas

2508	Lavado de Tubería
2509	Limpiar Tanques / Equipo
2510	Moliendo Cemento
2511	Moliendo Retenedores/Otros
2512	Operación Cementación Primaria
2513	Operación Cementación Remedial
2514	Operación de Aislamiento de zona
2515	Operación Squeeze
2516	Perdida de Circulación
2517	Preparando Fluidos
2518	Prueba a Cemento
2519	Pumping Tapón de cemento Abandono
<b>CODE</b>	2600
<b>CODEACTIV</b>	Completion_Gas Lift
2601	Cambiar válvulas de Gas Lift
2602	Carga / Descarga de Equipos
2603	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2604	Equipo de Prueba de Presión
2605	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas
<b>CODE</b>	2700
<b>CODEACTIV</b>	Completion_Hydraulic_Pump
2701	Carga / Descarga de Equipos
2702	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2703	Equipo de Prueba de Presión
2704	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas
<b>CODE</b>	2800
<b>CODEACTIV</b>	Sand Control
2801	Carga / Descarga de Equipos
2802	Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
2803	Empaquetamiento Hueco Abierto
2804	Empaquetamiento Hueco Revestido
2805	Equipo de Prueba de Presión
2806	Instalar Equipo de Superficie / Herramientas

<b>CODE</b>	2900
<b>CODEACTIV</b>	Well Control
2901	Acondicionamiento de Lodo & Circulación
2902	Circulación de Control de Pozo / Acondicionando Lodo
2903	Circulando en Directa
2904	Circulando en Reversa, Matando pozo
2905	Descargar Presiones
2906	Matando Pozo
2907	Patada de pozo
2908	Quemando Gas
2909	Verificando Flujo
<b>CODE</b>	3000
<b>CODEACTIV</b>	Location/Move
3001	Instalar / Desinstalar Anclajes
3002	Limpiar Locación
3003	Carga / Descarga de Equipos
3004	Mover
3005	Bajar la Torre
3006	Levantar la Torre
3007	Skid Rig
3008	Instalar / Desinstalar Pisos de la Torre
3009	Instalar / Desinstalar Equipo de Superficie / Herramientas
3010	Instalar/Desinstalar Líneas de Superficie/ Equipos
3011	Moviendo Herramientas / Tubería
3012	Mantenimiento de Vías
3013	Acondicionando/Drenando Contrapozo
<b>CODE</b>	3100
<b>CODEACTIV</b>	Downtime Movilización
3101	Esperando Acceso a la Locación
3102	Esperando Ordenes
3103	Esperando por Clima
3104	Esperando por Orden Publico
3105	Esperando Transporte Pesado
3106	Mantenimiento de Vías

3107	Esperando entrega de locación
<b>CODE</b>	3200
<b>CODEACTIV</b>	Well Testing
3201	Prueba de Producción
3202	Prueba de Inyección