



**Centro Politécnico del Petróleo
"Sede Varadero"**

**Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos"
Facultad Ing. Química y Mecánica**

Trabajo Final de Especialidad

Título: Evaluación de las pérdidas de producción en el Centro Colector # 7.

Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Mercedes Y. Pavot Texidor

Matanzas, 2011



Centro Politécnico del Petróleo
“Sede Varadero”



Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”
Facultad Ing. Química y Mecánica

Trabajo Final de Especialidad

Título: Evaluación de las pérdidas durante el trabajo del Centro Colector # 7.

Trabajo presentado como requisito parcial para optar por el título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención Producción de petróleo.

Autor: Ing. Mercedes Y. Pavot Texidor
Tutor: Ing. Arnulfo Evelio Burnes Zanetty

Matanzas, 2011

NOTA DE ACEPTACIÓN.

Presidente del tribunal

Tribunal

Tribunal

Ciudad y Fecha: _____

“Si buscas resultados distintos, no hagas siempre lo mismo”

Albert Einstein.

DEDICATORIA.

A mis padres por su apoyo incondicional en todo momento, por inculcarme el interés por superarme siempre, por su amor, su sabiduría, sus consejos y por enseñarme la paciencia que debo tener en la vida.

A mi abuela por estar siempre pendiente de mí, por su preocupación y cariño. A mis hermanos por entenderme y estar siempre ahí cuando los necesito.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por estar siempre conmigo, por darme fuerzas en momentos de tribulaciones y por ser la Luz que me guía y el espíritu que me fortalece.

A mi madre por estar siempre en todos los momentos más importantes y difíciles de mi vida.

A mis padres Aldo y Reinaldo por su ejemplo.

A mis hermanos cristianos y pastores.

Alexis Hurtado, por apoyarme en el momento que más la necesité; por su paciencia y comprensión.

A Leidy Marian, por estar siempre disponible para ayudarme y por sus consejos.

A mi amigo Cuba por darme aliento en este periodo.

A mis vecinos Eudys, Daisy, Eneyda, Cuty, Roberto, Mirella.

A los profesores

A mis compañeros de estudios.

A yosleidy y Juana.

A Ariadna, Wilber y familia.

A mi abuela y familiares.

A Mare y madre por sus consejos y cariño.

Gracias por su apoyo y paciencia.

Gracias.....

Resumen.

El presente trabajo se realizó en el Centro Colector 7, perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C) ubicada en la finca La Cachurra, municipio Cárdenas, provincia Matanzas. El Centro ocupa un área de 20000 m², incluyendo el área de los pozos que pertenecen al mismo.

El trabajo tiene como objetivo principal *Evaluar la operatividad del Centro Colector #7 y proponer mejoras que disminuyan las pérdidas de producción en el mismo.*

El trabajo se realizó primeramente evaluados las posibles causas de afectación a los pozos en la instalación tecnológica en donde se aplican, técnicas de inspección formulas empíricas y teóricas establecidas. Se empleó el método estadísticos Kendall para la determinación dentro de las afectaciones que originan la parada de los pozos, las que me provocan la parada masiva de estos; por ultimo se realizó el cálculo económico de las pérdidas, calculando las producciones de petróleo perdido por cada pozo afectado y analizando los mecanismos que me contra restan la ocurrencia de las afectaciones. A través del mismo se demostró la necesidad de restablecer los mecanismos los cuales permiten eliminar más del 50% de las afectaciones. Al final del trabajo quedan expuestas las conclusiones y recomendaciones.

INDICE:

Introducción.....	1
Capítulo #1: Marco Teórico.....	3
1.1 Principales características en los yacimientos de petróleo.....	3
1.1.1 Energía del yacimiento.....	3
1.1.2 Temperatura del yacimiento.....	4
1.1.3 Saturación de agua.....	4
1.2 Propiedades de los fluidos.....	5
1.2.1 Características físicas del petróleo.....	5
1.3 Producción.....	8
1.3.1 Métodos de producción.....	10
1.3.1.1 Mecanismo natural de producción.....	10
1.3.1.2 Mecanismos artificiales de producción.....	13
1.4 Bombas.....	13
1.4.1 Características generales de una bomba de desplazamiento positivo.....	14
1.4.2 Bombas de tornillos Gemelos.....	14
1.5 Ensayos no destructivos.....	15
1.5.1 Técnica de inspección.....	16
1.5.2 Principio de los métodos.....	17
1.5.2.1 Técnica de ultrasónica.....	17
1.5.2.2 Técnica de los Líquidos Penetrantes.....	18
1.6 Terminologías.....	19
Capítulo 2. Materiales y Métodos.....	22
2.1 Caracterización del objeto de estudio.....	22
2.2 Determinar pérdidas en la instalación tecnológica.....	24
2.3 Identificar las afectaciones que originan pérdidas en la producción.....	28
2.4 Método Delphi para determinar las afectaciones que ocasionan paradas de los pozos de forma masiva y con ocurrencia de más de dos veces en el mes.....	29
2.5 Calcular las pérdidas producidas por las afectaciones.....	35
2.6 Criterio de análisis de los resultados.....	36
Capítulo 3. Análisis de los resultados.....	38
3.1 Diagnóstico del estado técnico y físico de los equipos en la instalación.....	38
3.2 Identificar las afectaciones que originan pérdidas en la producción.....	42
3.3 Método Delphi en la determinación de afectaciones que ocasionan parada de los pozos de forma masiva y ocurrencia de más de dos veces en el mes.....	42
3.4 Pérdidas en cada servicio por las afectaciones.....	44
Conclusiones.....	48
Recomendaciones.....	49
Bibliografía.....	50
Anexo.....	52

Introducción.

En Cuba unos de los primeros y más importantes yacimientos de Petróleo encontrados y explotados son: Varadero – Marbella, Guásimas, Cantel, Martí, Majaguillar, San Antón, Camariocas, entre otros. La actividad petrolera es el resultado de la combinación de varios procesos industriales, donde hay una alta presencia de medios con un elevado costo de inversión, de explotación y mantenimiento; donde es característico la presencia de componentes corrosivos y erosivos, contaminantes, tóxicos y explosivos.

Para procesar la producción de estos yacimientos, fue creada en el año 1976 La Empresa de perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEPC), ubicada en la Finca “La Cachurra”, poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas, en la provincia de Matanzas.

La producción del Yacimiento Varadero representa más del 82 % del total. Este yacimiento se caracteriza por tener sectores menos productivos que otros, el más productivo es el oeste nuevo, dentro del cual se haya el Centro Colector #7, que presenta unidades de levantamiento artificial instaladas en los pozos que tributan al mismo, conectado a un oleoducto hasta la instalación tecnológica objeto de estudio de está investigación.

La parada de algunos pozos, debido a factores y/o circunstancias asociadas al proceso de extracción y producción; tales como afectaciones dadas por averías en el sistema eléctrico, roturas o salidero en el oleoducto, cambio de unidades de bombeo, reparaciones subterráneas, entre otras. Son características negativas que en cierta medida influyen en el cumplimiento del plan de producción del Centro Colector por lo que nos trazamos como:

Problema científico: ¿Cómo minimizar las pérdidas de producción en el Centro Colector #7?

Hipótesis:

Si se evalúa la operatividad del Centro Colector #7, entonces se estaría en condiciones de proponer las mejoras para reducir las pérdidas.

Objetivo general:

Evaluar las pérdidas durante el funcionamiento del Centro Colector #7 y proponer mejoras que disminuya las pérdidas de producción en el mismo.

Objetivos específicos:

- Conformar el marco teórico conceptual del problema.
- Caracterizar el objeto de Estudio.
- Evaluar pérdidas en la instalación tecnológica.
- Realizar una búsqueda en los historiales de producción sobre las causas de parada de los pozos.
- Aplicar un método estadístico que permita establecer cuales de las causas tienen mayor importancia en cuanto a la masividad de la parada de los pozos.
- Caracterizar los mecanismos Beneficio del Centro Colector #7.
- Calcular las pérdidas y análisis económico.

Capítulo #1: Marco Teórico.

La producción de petróleo crudo encierra todo un proceso; que va desde la puesta en producción de los pozos hasta la venta de crudo en condiciones de calidad. Todo este proceso requiere de instalaciones y equipos adecuados que permitan el traslado y el tratamiento basados en las propiedades del fluido a procesar. Las instalaciones y equipos industriales que se encuentren en explotación sufren un deterioro progresivo tanto por efectos del medio ambiente externo como por la acción de los componentes internos por lo que se hace necesario periódicamente efectuar revisiones que permitan obtener información de su condición física mediante ensayos no destructivos.

1.1 Principales características en los yacimientos de petróleo.

1.1.1 Energía del yacimiento.

El petróleo carece de energía inherente que le permite producirse a si mismo. La energía natural del yacimiento disponible para hacer mover al petróleo hacia los pozos se llama Energía Potencial de la presión del reservorio, esta energía está almacenada principalmente en los fluidos comprimidos y su cantidad depende en gran medida del potencial de los fluidos del reservorio. El comportamiento productivo del reservorio depende de la cantidad y calidad de la energía presente y de su utilización eficaz.

Para mover el petróleo y el gas recuperable hacia el pozo, de donde se extraerá, es preciso, que la energía del reservorio venza, las fuerzas interfaciales que mantienen al petróleo o el gas dentro del Sistema poral y la resistencia viscosa del petróleo y el gas al movimiento.

La mayoría de los yacimientos contienen varias fuentes de energía. La máxima explotación posible de hidrocarburos del reservorio, depende mucho del tipo de energía presente en el mismo. Cuando la caída de presión del reservorio es la menor, por unidad de petróleo o gas extraído se logra la producción más eficaz, por tanto, el tipo de energía predominante en el reservorio es necesario su pronta identificación. [1, 2]

1.1.2 Temperatura del yacimiento.

En la práctica, se toman medidas de temperatura en los pozos para calcular el gradiente de temperatura, el mismo tiene alta importancia para tareas de diseño, selección de revestir sargas de producción, fluidos de perforación y fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones y estudios de producción y de yacimientos. La temperatura está en función de la profundidad, mientras más profundo esté el yacimiento, mayor será la temperatura como se muestra en la figura siguiente [2, 8].

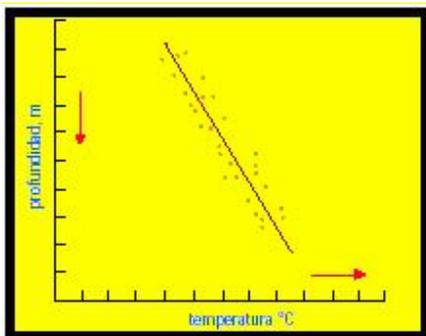


Figura 1.1 Correlación de profundidad vs temperatura en los pozos.

1.1.3 Saturación de agua.

Esta es una característica de gran importancia en la producción de petróleo. El % de BSW del caudal de producción, no es más que el % de residuos sólidos y agua disueltos en la emulsión o mezcla de fluidos que se produce como caudal de producción.

La calidad de la producción depende en gran medida del % de BSW en el crudo, por esta razón es requisito indispensable para su comercialización que este valor sea igual o menor del 2 %, este contenido influye en la eficiencia del bombeo, si existe un alto contenido de agua y sólidos disueltos será menor la cantidad de crudo producido y esto afecta grandemente el proceso productivo. [3]

1.2 Propiedades de los fluidos.

En flujo de fluido las propiedades más importantes son la densidad, la gravedad específica y la viscosidad.

Densidad: Es una relación de masa por unidad de volumen, como por ejemplo g/cm³ o lb/ft³ y se le identifica con la letra griega Rho (ρ). Para líquidos a menos que sean a altas presiones, la variación de la densidad con esta variable es despreciable. Las variaciones con respecto a la temperatura deben ser consideradas. Para gases y vapores la densidad es una función de la temperatura y la presión.

Volumen específico: se define como el inverso de la densidad; esta definición es ampliamente utilizada en cálculos de transporte de vapor de agua.

Gravedad específica: Es una relación entre la densidad de la sustancia y la de una sustancia de referencia. Para líquidos y sólidos la referencia es el agua a 60 OF.

Viscosidad: La viscosidad absoluta " μ " es una propiedad física que caracteriza la resistencia al flujo de los fluidos. Para gases y líquidos la viscosidad es prácticamente independiente de la presión. El efecto de la temperatura es inverso, es decir la viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar la temperatura y la de los gases aumenta. La unidad más común para expresar la viscosidad es la utilizada por el sistema métrico o CGS y es la denominada POISE, la cual es igual a 100 centipoise. El poise tiene unidad de: (g/cm*s) que a la vez es igual a (dina*s/cm²).

1.2.1 Características físicas del petróleo.

Un fluido es una sustancia capaz de fluir, por ello, tanto los gases como los líquidos se consideran fluidos. Desde la perspectiva de un campo petrolero los líquidos encontrados son: agua, crudo o condensados y gases como el metano, butano y el propano, hasta el sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono y nitrógeno. [3, 8,11]

- Densidad
- Gradiente
- Gravedad específica

- Gravedad *API*
- Viscosidad
- Presión de saturación
- Relación de gas petróleo producido

Densidad.

Es el peso por unidad de volumen de una sustancia, también se conoce como peso específico. El hidrómetro *API* se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 ° *API* tiene la misma gravedad específica que el agua. La clasificación de crudos por rango de gravedad ° *API* utilizada en la industria de los hidrocarburos, a 15,5 °C es la siguiente: [11]

Extrapesados, menos de 16 ° *API*

- Pesados, menor de 21,9 ° *API*
- Medianos, entre 22° y 29,9 ° *API*
- Livianos o ligeros mayor de 30 ° *API*

Gradiente.

Es la cantidad de presión ejercida por la cantidad de fluido vertical. Por ejemplo, el agua fresca ejerce 9.81 kpa por cada metro vertical. Los gradientes son importantes para la determinación de parámetros tales como: la presión de entrada de la bomba y las presiones de producción en el fondo del pozo. [8]

Gravedad específica.

Es la relación de la densidad de una sustancia dada con la densidad de una sustancia de referencia. El agua a 15,7 °C y 101.3 kpa, por ello la gravedad específica del agua es 1 (para los líquidos) y la del aire es 1 (para los gases). [8]

Gravedad *API*.

Común para la industria del petróleo es la gravedad *API* (American Petroleum Institute) ésta reconoce al agua fresca como la línea base de referencia líquida (ver anexo) con un valor de 10 grados *API*, que corresponde con una gravedad específica de 1.0 la

fórmula para determinar la gravedad específica API es la siguiente: [10]

$$\text{Gravedad específica} = 141.5 \div 131.5 + ^{\circ}API \quad [\text{ec: 1.1}]$$

Viscosidad.

Es la medida de la resistencia interna del fluido a fluir. Las fuerzas de cohesión y adhesión dentro de líquidos como el petróleo son tales, que crean un perfil de tensiones de corte con el movimiento, mientras mayor sean estas tensiones, mayor será la viscosidad y por ende, más resistencia del crudo a fluir.

La viscosidad real está en función de la temperatura, la primera disminuye con el aumento de la segunda, éste es un importante parámetro cuando se trabaja con crudos de bajas gravedades y altas viscosidades.

La viscosidad absoluta (o dinámica) es usualmente expresada en centipoises (unidad métrica), mientras que la viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad, se expresa en centistokes (unidad métrica) o en SSU (Saybolt Seconds Universal). [8]

Presión de saturación.

Es el punto de presión de un fluido de petróleo en el cual las moléculas de gas se mantienen en la fase líquida. Esencialmente, el gas disuelto en el crudo como solución de gas. Por debajo de este punto la solución de gas comienza a liberarse a la fase gaseosa, mientras menor sea la presión mayor será la liberación o ruptura de gas crudo. El gas disuelto ocupa espacio físico en el crudo. [3]

Relación de gas petróleo producido.

Al encontrarse el fluido bajo condiciones de altas temperaturas y elevadas presiones en el yacimiento, en estas condiciones el crudo posee un determinado % de gas disuelto, el mismo al formar una sola fase con el crudo disminuye su viscosidad y éste es capaz de fluir con más facilidad, cuando es producido este crudo, se pone de manifiesto una producción inevitable de gas (el disuelto en el crudo) y al valor de m^3 de gas/m^3 de petróleo se le llama **Relación Gas Petróleo (RGP)** (también se determina en % de gas disuelto); pero a medida que es extraído este crudo el reservorio pierde energía (disminuye la presión en el reservorio) y puede descender hasta el punto donde

comienza a separarse el gas del petróleo, a este valor de presión en el que comienza a aparecer dos fases se le denomina **Punto de Burbuja o Presión de saturación** (P_B). En yacimientos con varios años de explotación se pone de manifiesto, que la presión de saturación coincide con la presión del yacimiento.

La magnitud de la presión de saturación depende de las propiedades del petróleo y el gas. Un petróleo menos viscoso es favorable con una mayor RGP. La RGP es determinada: [10]

$$m = \frac{V_{gas}}{V_{pet}} \quad \text{[ec: 1.2]}$$

Donde:

$m \rightarrow$ Factor de gas disuelto en el crudo m^3/m^3

$V_{gas} \rightarrow$ Volumen de gas en un m^3 de petróleo

$V_{pet} \rightarrow$ Volumen de petróleo extraído en m^3

1.3 Producción.

La producción cuenta con tres momentos; en la capa, en el pozo y en la superficie; y tres etapas las cuales tiene implícitas los momentos que son: Extracción (va desde la capa hasta la boca del pozo), Recolección (desde la boca del pozo hasta las instalaciones de recolección) y Tratamiento.

Una vez que los pozos son puestos en producción, los fluidos entran al sistema de control, recolección medición y procesamiento.

Estos fluidos llegan junto al cabezal de los pozos y, por otra parte, son sometidos a presiones que van de alto valores en el yacimiento hasta valores ambientales en la superficie. Por esta razón es importante su control y procesamiento.

Un pozo se incorpora al sistema de procesamiento y manejo, conectándolo mediante una línea de flujo a un múltiple de producción (manifold), que recoge la producción de varios pozos o directamente a la estación recolectora. En cualquiera de los casos, se instalan un estrangulador entre el cabezal del pozo y la línea de flujo para regular la producción de fluidos y controlar la presión a que están sometidos.

De esta manera es posible obtener el perfil de presión, como muestra la figura 1.2 a tasa de producción de fluidos convenientes. El siguiente destino de los fluidos

producidos es la Estación de Separación (Centro Colector) de fluidos, la cual es un conjunto de equipos, tubulares o instrumentos interrelacionados entre si con el objetivo de separar, tratar, medir y bombear dichos fluidos.

Las principales funciones de estas estaciones son:

- a) Recolectar la producción de diferentes pozos de una determinada área.
- b) Separar las fase liquida y gaseosa del flujo multifásicos proveniente de los pozos productores.
- c) Medir la producción de petróleo, gas de cada pozo productor.
- d) Proporcionarle al petróleo un sitio de almacenamiento provisional.
- e) Bombear el petróleo al Terminal de almacenaje.

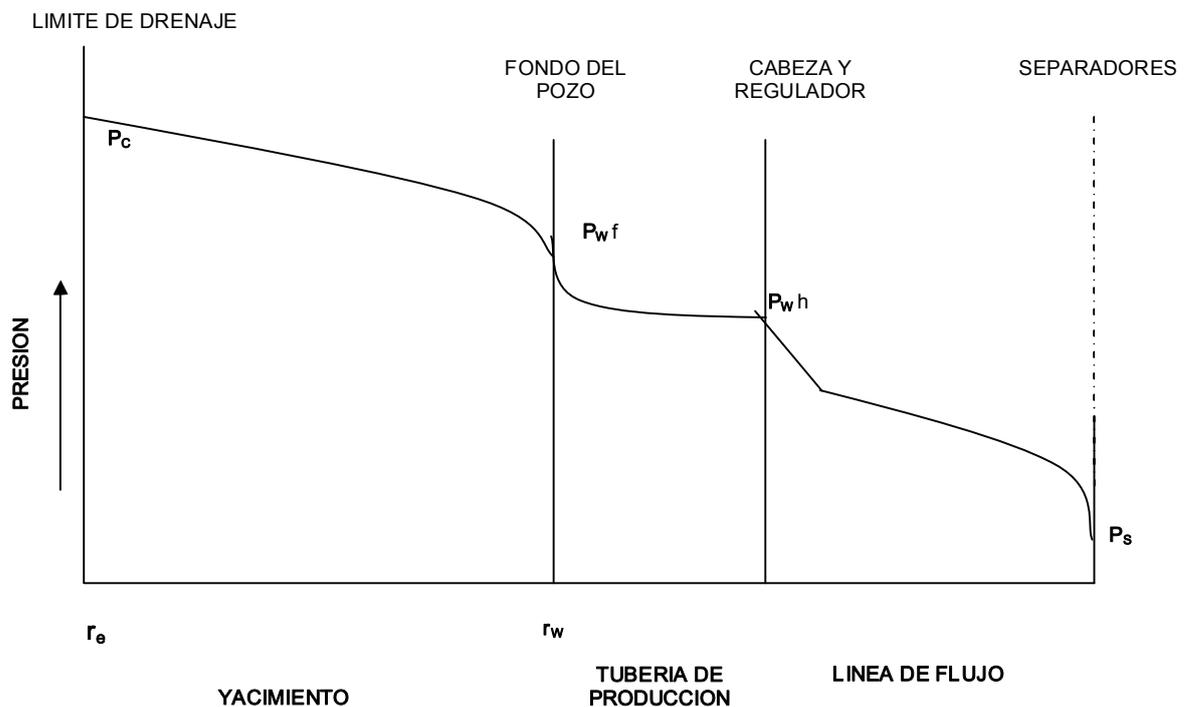


Figura 1.2 Perfil de presión en el sistema de producción.

El crudo extraído de los pozos llega al colector de producción a través de las válvulas correspondientes y es dirigido al depulsador, pasando al SHT donde tiene lugar la separación efectiva del gas y el petróleo y la cuantificación de ambos flujos por separado. El petróleo parcialmente desgasificado pasa al SHR por diferencia de presión y de ahí a las bombas encargadas de transportarlo hacia la Estación de Rebombeo correspondiente, desde donde se bombeará hacia la Planta de Procesamiento de

Crudos para su tratamiento. Este crudo se mezcla con la SRV en la proporción adecuada que permita un bombeo efectivo. Los gases producto de la separación, son enviados por gasoducto hacia los consumidores o al flare para su combustión. Los flujos totales del Centro se miden por separado. [6].

En el caso de que se vaya a medir algún pozo, el petróleo fluye por la línea de medición a través de las válvulas correspondientes hacia el depulsador y después al SHM, el cual permite la separación del gas y el crudo y la cuantificación de ambos flujos por separado. Después de terminado el proceso de medición, el crudo pasa al SHR o es bombeado directamente hacia el oleoducto. El gas se une al que sale del SHT, entrando al SHR y posteriormente hacia el gasoducto. [5]

1.3.1 Métodos de producción.

Una de las fases del proceso de producción de un pozo se inicia cuando los fluidos comienzan a moverse desde el radio externo de drenaje en el yacimiento y concluye, al ser recolectados en la estación de flujo. Los fluidos transportados pierden energía en el yacimiento, en el pozo y en la línea de flujo que los lleva a la estación recolectora.

Cuando la energía del yacimiento es suficiente para completar el proceso de producción, se dice que el pozo produce por **mecanismos naturales de producción**, y si se necesita el uso de alguna fuente externa de energía para el levantamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la estación recolectora, entonces el pozo produce mediante **levantamiento artificial**. [8, 3, 7]

1.3.1.1 Mecanismo natural de producción.

Dentro de este mecanismo podemos encontrar los siguientes:

Empuje de gas.

En este tipo de mecanismo (Figura 1.4.), bajo las condiciones originales de presión temperatura, existe un equilibrio entre el gas libre y el petróleo presente. La presión y temperatura, bajo condiciones normales, están relacionadas con la profundidad del yacimiento.

Por su mecanismo y características de funcionamiento, el empuje de gas ofrece la posibilidad de una extracción primaria de petróleo de 15 a 25%. Después de terminar la efectividad primaria del mecanismo, debido al abatimiento de la presión y producción del

gas, queda todavía por extraer 75 a 85% del petróleo descubierto; la extracción adicional se logra mediante la inyección de gas y agua para restaurar la presión. El gas libre, el gas disuelto en el petróleo, la presión, y temperatura del yacimiento son fundamentales en este tipo de mecanismo. [3]

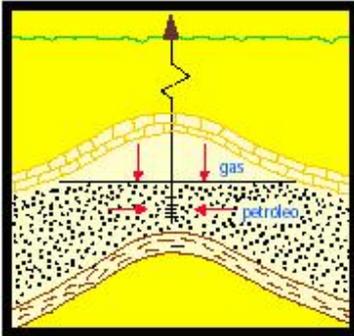


Figura 1.3 Yacimiento con empuje de gas.

Empuje por gas disuelto.

En este tipo de mecanismos no existe la capa de gas. Todo el gas está disuelto en el petróleo y el petróleo mismo forma una sola fase (Figura 1.4.), a presión y temperatura originalmente altas en el yacimiento. Cuando comienza la etapa de explotación, la diferencia de presión creada hace que el gas comience a expandirse y arrastre el petróleo del yacimiento hacia los pozos durante cierta parte de la vida productiva del yacimiento. Este tipo de extracción es considerado más eficiente que el de casquete de gas, puesto que en la extracción primaria se puede alcanzar de 20 40 % del petróleo en sitio. En algunas ocasiones la presencia de agua en el fondo del pozo constituye un mecanismo esencial de expulsión. [3]

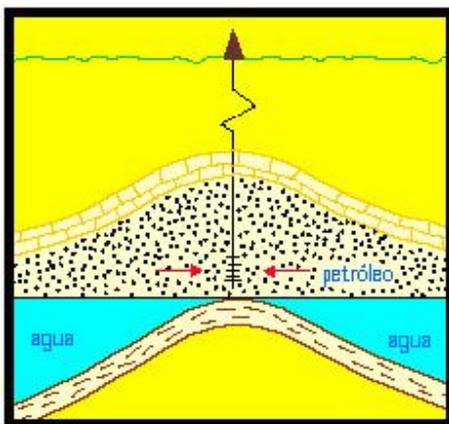


Figura 1.4 Yacimiento con empuje por gas disuelto.

Empuje por agua o hidráulico.

El empuje por agua es considerado el mecanismo natural más eficiente para la extracción de petróleo (Figura 1.6.). Puede lograr producir más del 60 % del petróleo por su efectividad. Entre el volumen de agua que debe moverse en el yacimiento y el régimen de producción, tiene que haber estrecha relación, para que el espacio que va dejando el petróleo producido vaya siendo ocupado uniformemente por el agua. La presión del yacimiento debe mantenerse a un cierto nivel para evitar el desprendimiento de gas. [3]

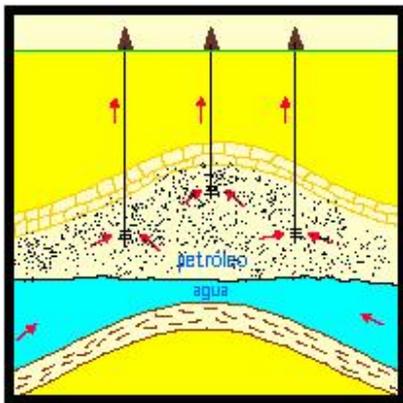


Figura 1.5 Yacimiento con empuje por agua o hidráulico.

Empuje por gravedad.

Como consecuencia de la inclinación o buzamiento de los estratos de rocas, se crea un desnivel. Esta inclinación puede ocupar variados ángulos, facilitando al petróleo escurrirse con mayor facilidad (Figura 1.7.). La relación petróleo-gas aumenta en los pozos ubicados buzamiento arriba, si la capa de gas es activa. Los pozos ubicados aguas abajo, manteniendo la presión del yacimiento por inyección del gas, tardarán más en incrementar su relación gas petróleo. En caso de prevalecer un acuífero bien definido, el régimen de producción debe ser uno que mantenga en balance el contacto agua-petróleo. En este tipo de mecanismo la posición de los pozos juega un papel importante para obtener una mayor producción. [3]

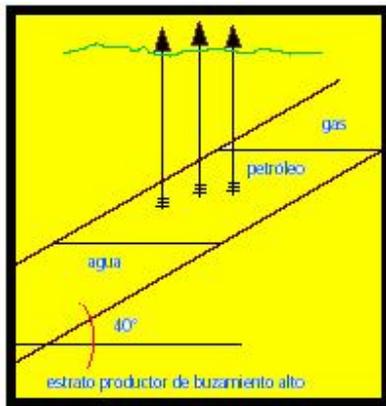


Figura 1.6 Yacimiento con empuje por gravedad.

1.3.1.2 Mecanismos artificiales de producción

La energía mecánica necesaria para mover los fluidos del reservorio a los caudales deseados y lograr el resultado de producción, se obtiene a partir de los siguientes Sistemas mecánicos. [3]

- Bombeo mecánico convencional
- Bombeo por cavidades progresivas
- Bombeo centrífugo sumerso
- Gas-Lift Continuo
- Gas-Lift intermitente
- Plunger Lift
- Bombas Jet

1.4 Bombas.

Las bombas son equipos capaces de transmitir energía a los fluidos, presentan diferentes características y funciones teniendo en cuenta las propiedades de los estos al ser manejados.

1.4.1 Características generales de una bomba de desplazamiento positivo.

El caudal decrece conforme aumente la diferencia de presión a través de la bomba; operando contra la resistencia del sistema, sin generar cabeza de la forma en lo que hace una bomba centrífuga. Continuará operando si se incrementa la resistencia del sistema (cierre de la válvula de descarga), incrementando la presión interna hasta que falle las cavidades que contienen presión o los cojines. [15]

1.4.2 Bombas de tornillos Gemelos.

Las Bombas de tornillos Gemelos Worthington son bombas de una etapa, de desplazamiento positivo diseñadas especialmente para la Industria del Petróleo para la transferencia de aceite y otros líquidos de viscosidades variables.

Principio de funcionamiento.

El flujo de líquido a través de la bomba se obtiene mediante el movimiento progresivo de cavidades selladas, formada por el engrane de sendos tornillos impulsores contra rotatorios emparejados que giran en espacios cilíndricos taladrado con precisión en el cuerpo de la bomba. Para balancear el empuje hidráulico creado por la acción de bombeo, se utilizan dos conjuntos de tornillos engranados, moviendo el líquido entre ambos extremos del cuerpo hacia el puesto de descarga localizado en el centro del cuerpo. Una válvula de seguridad o alivio, dimensionada correctamente, debe estar presente en la línea de descarga, entre la válvula de descarga y la bomba. [15]

Diferencia de presión, capacidad y relación de potencia.

Cualquier bomba de tornillo de desplazamiento positivo a una amplia gama de condiciones de operación, pero para cumplir una condición de servicios específicos los tornillos bombiantes deben tener el paso correcto y otra a la velocidad correcta. Cuando se conoce el paso, la velocidad y la viscosidad, puede dibujarse una curva única que represente la relación entre diferencia de presión y capacidad como se muestra en la figura 1.7.

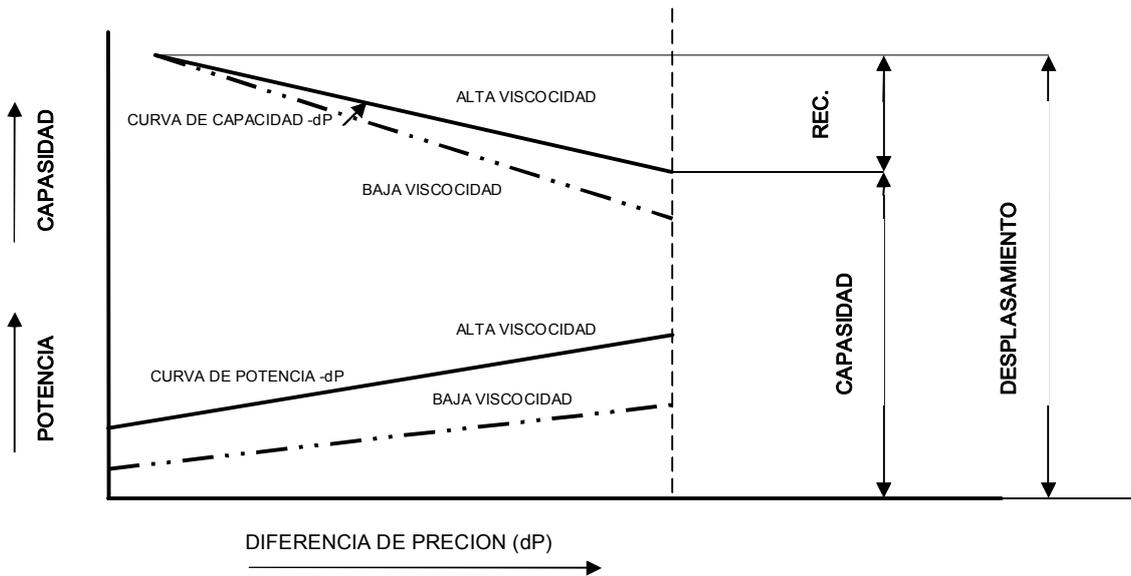


Figura 1.7 curvas de presión, capacidad y relación de potencia.

La capacidad que la bomba produce a cero diferencias de presión (resistencia del sistema) se denomina el desplazamiento de la bomba y es independiente de la viscosidad del líquido; esta en función: del tamaño de la bomba, del paso de los tornillos bombeantes y de la velocidad de la bomba. [16]

Conforme aumenta la diferencia de presión, se produce recirculación por cuanto el líquido es empujado de regreso a través del juego interno de la bomba. La recirculación aumenta proporcionalmente con la diferencia de presión. La constante de proporcionalidad es una función de la viscosidad del líquido; cuanto mayor sea la viscosidad del líquido, menor será la recirculación. El desplazamiento menos la recirculación es igual a la capacidad de la bomba. [15]

1.5 Ensayos no destructivos.

Los ensayos no destructivos son técnicas utilizadas en el sector industrial para obtener información básica que permita evaluar la condición física de los equipos y materiales sin necesidad de destruirlos ni dañarlos.

Los ensayos no destructivos se aplican en la inspección periódica de los equipos que se encuentran en explotación, en el control y verificación de la calidad de los procesos de elaboración de piezas y equipos industriales, en el control de labores de mantenimiento y en procesos de investigación, como herramienta para el control del estado técnico de las instalaciones petroleras. [17]

1.5.1 Técnica de inspección.

Hay una gran variedad de técnicas de inspección disponibles para la inspección de equipos estáticos. Las más comunes de las técnicas de inspección empleadas en los tanques de almacenamiento de superficie se discuten en esta sección. [17]

Inspección ultrasónica.- permite conocer la presencia de fallas, defectos ó discontinuidades en el interior de los materiales, equipos y uniones soldadas, mediante la medición de espesor que permite monitorear el proceso de corrosión y/o erosión que ocurre en el interior de los equipos y tuberías.

Inspección mediante líquidos penetrantes.- permite conocer la presencia de defectos superficiales en materiales, equipos y uniones soldadas.

Inspección visual.- permite detectar y evaluar las anomalías presentes en los materiales y equipos mediante la observación visual basada en normas.

Prueba hidráulica.- permite verificar la resistencia y hermeticidad de los materiales y equipos mediante la aplicación de líquidos presurizados.

Prueba de tiza y kerosén.- permite la verificación de la hermeticidad de las uniones soldadas de los recipientes

Estas técnicas proporcionan los siguientes beneficios:

a.- permite efectuar una evaluación de la seguridad mecánica de las instalaciones, equipos y componentes a partir de los defectos ó anomalías presentes

b.- con antelación permite planificar la cuantía de las reparaciones y el mantenimiento

- c.- permite establecer los ciclos periódicos de revisiones técnicamente fundamentados
- d.-permite prevenir la ocurrencia de averías y accidentes catastróficos
- e.- permite la revisión sin necesidad de detener el proceso productivo
- f.- permite establecer y/o corregir parámetros y/o operaciones en los procesos productivos, y de mantenimiento que puedan influir sobre el estado técnico del equipo.

1.5.2 Principio de los métodos.

1.5.2.1 Técnica de ultrasónica.

El método está concebido para ser aplicado al control de componentes y materiales de acero al carbono, hierro fundido, cobre, bronce, aluminio, con valores desde 1,2 hasta 300 mm. Pueden verificarse también otros materiales.

La técnica utilizada es la de aplicar un haz ultrasónico de incidencia normal sobre las chapas que conforman el cuerpo de los equipos y obtener por reflexión del eco - impulso un valor digital del espesor. Por estas vías se hace posible conocer la reducción del espesor que sufren progresivamente como un indicativo del desarrollo de los procesos corrosivos - erosivos que tienen lugar en su superficie interior y afectan la resistencia mecánica del material. Mediante el valor absoluto obtenido se puede establecer la velocidad de corrosión en los puntos controlados y permite con antelación reparar o sustituir el área que resulto dañada previendo un accidente o avería catastrófica. El método es de fácil aplicación y resulta eficaz para lograr el control periódico de los puntos donde se produzcan un desgaste uniforme. [15]

El ultrasonido es una vibración mecánica con un rango mayor al audible por el oído humano que se transmite a través de un medio físico y es orientado, registrado y medido en Hertz con ayuda de un aparato creado para ese fin.

Rangos de sonido:

Infrasónica = 1 – 16 Hz

Sónica o audible = 16 Hz a 20 KHz

Ultrasónica = 20 KHz en adelante

Para la prueba de ultrasonido en materiales metálicos es de 0.2 a 25 MHz.

Equipo De Ultrasonido

1.5.2.2 Técnica de los Líquidos Penetrantes.

El método de inspección por líquidos penetrantes puede ser empleado con efectividad sobre materiales no porosos, ferrosos, no ferrosos y materiales no metálicos tales como cerámicos, plásticos y vidrios. Están destinados para la detección de defectos superficiales en materiales base. Lo habitual es que se oferten en forma de latas a presión, para ser aplicados en forma de spray. [15]

El líquido penetrante no es más que un modulo de preparados industriales destinados a detectar defectos superficiales. Su trabajo se basa en su capacidad de aumentar el contraste de la superficie a revisar, y hacer visible los defectos no perceptibles a simple vista. Se clasifican en dos grupos fundamentales: coloreados y fluorescentes.

- coloreados: compuestos elaborados con colorantes los cuales al aplicarse producen un gran contraste superficial. Se emplea mucho la combinación rojo sobre fondo blanco.
- fluorescentes: compuestos que contienen aditivos capaces de hacerse visibles bajo la influencia de la luz negra o fluorescente.

La inspección con líquidos penetrantes utiliza tres líquidos diferentes:

- El penetrante, consistente de un fluido (usualmente rojo) con una tensión superficial muy baja. El fluido es esparcido sobre la superficie y debido a su baja tensión superficial penetra fácilmente cualquier discontinuidad en la superficie por el principio de la acción capilar.
- El limpiado, es un agente que disuelve y elimina el exceso de penetrante de la superficie. En dependencia del tipo de penetrante utilizado el limpiador es agua o un solvente de hidrocarburo volátil.
- El desarrollador, consta de una fina película de polvo de talco suspendida en un fluido portante volátil. Este es esparcido sobre la superficie, el portador volátil se evapora y se queda el polvo de talco en la superficie. Esto fuerza el penetrante rojo de la fisura donde ha penetrado y revela la presencia de la fisura.

La superficie tiene que estar limpia y el defecto abierto en la superficie. Una vez que el penetrante es aplicado sobre la superficie debe dejarse por un tiempo ("tiempo de permanencia") que permita la penetración en la superficie. Posterior al tiempo de permanencia se limpia el penetrante de la superficie con un trapo seco u humedecido en fluido limpiador. El limpiador no debe esparcirse sobre la superficie del medio de prueba ya que eliminaría el penetrante de las indicaciones relevantes.

Posterior a la limpieza del penetrante de la superficie se esparce el desarrollador en esta. El desarrollador fuerza el penetrante de la superficie y se revelan las indicaciones como áreas rojas en el desarrollador blanco. Si la superficie no ha sido limpiada adecuadamente el desarrollador se tornará rosado claro o brindará indicaciones falsas. Si esto ocurre será necesario volver a limpiar el área y reiniciar el proceso. En los penetrantes fluorescentes el desarrollador empuja el penetrante fuera del defecto de forma similar pero resultando en indicaciones que solo pueden ser vistas con luz negra.

1.6 Terminologías.

En la industria petrolera existen numerosos términos operacionales asumidos muchos del idioma Inglés y otros que a lo largo del proceso productivo se han ido adquiriendo y forman parte de la forma común de nombrar elementos, equipos y hasta procesos. [5]

Manifold: Conjunto de válvulas y uniones en un colector de medición y uno de producción que permite dirigir el flujo del pozo hacia el separador deseado.

Colector de producción: Recibe la producción de todos los pozos conectados al Centro mediante líneas independientes, formando un solo flujo, enviándolo al Separador de Total.

SIE: Sistema de gestión e información de la producción; es una aplicación Windows.

AIMAX: Software que gestiona la información de los instrumentos instalados a los diferentes equipos en las instalaciones tecnológicas.

Colector de medición: Permite la selección de la producción de uno o más de los pozos para la transportación hacia el Separador de Medición.

Depulsador: Tiene como función lograr la estabilidad en el flujo que entra a los separadores, ocurriendo en el mismo debido a su configuración la separación primaria del gas.

Separador Horizontal de Total (SHT): Es un separador de 90 m³ que posee en su interior una serie de aditamentos que facilitan el proceso de separación del gas y el petróleo, entregando ambos flujos por separado.

Separador Horizontal de Medición (SHM): Separador de 100 m³ que cuenta en su interior con aditamentos interiores que provocan la separación de las dos fases, y permite la contabilización del flujo de gas y petróleo de cada pozo.

Separador Horizontal de Reserva (SHR): Son separadores de 200 m³ sin aditamentos interiores que debido a su volumen permiten la continuación del proceso de separación gas-petróleo, la limpieza del gas y el almacenamiento del crudo.

Separador Vertical de Arrastre (SVA): Es un separador vertical instalado en las líneas de salida de gas con el objetivo de recuperar el petróleo arrastrado por el gas.

Centro Colector: Instalación hacia donde fluyen los fluidos producidos por un grupo de pozos y en la que se realizan las operaciones de separación del gas, medición de las producciones por el total de los pozos y de forma individual.

Operatividad de un Centro Colector: No es mas que la capacidad de un Centro de manejar eficientemente y de forma continua los volúmenes de producción asociados al mismo (crudo y gas), almacenando, logrando su separación efectiva, contabilizando dichos fluidos por separado de cada pozo y de forma total, adicionando sustancia reductora de viscosidad de forma dosificada y bombeando los fluidos líquidos hacia la estación de rebombeo y el gas separado hacia la planta de gas.

Conclusiones parciales del capítulo.

- Existen tres métodos de producción, surgencia natural, surgencia artificial y bombeo mecánico.
- En el análisis de las bombas de desplazamiento positivo se tuvo en cuenta varios criterios basados en su principio de funcionamiento.
- Para diagnosticar el estado técnico de los equipo se emplean varios métodos y técnicas.

Capítulo 2. Materiales y Métodos.

En este capítulo se muestra de que manera se organiza la investigación metodológica, se selecciona el objeto de estudio a partir de las pérdidas del Centro Colector, para conocer los factores que influyen en las pérdidas de producción, en la instalación tecnológica y en los pozos y por ende del Centro. Luego de conocer los diferentes factores se necesita organizarlos por orden de importancia para hacer un estudio más profundo en los de mayor prioridad.

2.1 Caracterización del objeto de estudio.

El Centro Colector No. 7 ocupa un área de 20000 m², incluyendo el área de los pozos que pertenecen al mismo. Fue construido debido al desarrollo de la producción de petróleo en esta zona y como parte de la política de la empresa de hacer un sistema hermético de recolección del petróleo y gas; comenzando sus actividades en el mes de mayo del año 2000, en el 2004 se le otorga el Reconocimiento Ambiental Nacional en categoría de Industria mas Limpia, manteniéndose en esta condición hasta la fecha. [18]

El Centro, para su producción, cuenta con un total de 19 pozos, de estos actualmente produciendo dieciocho y uno en estado de conservación, con la finalidad de estudiar las presiones en el yacimiento y de los pozos que se encuentran cerca de este. Son dos los Ramilletes en los que se encuentran distribuidos el conjunto de pozos, dispuestos de la siguiente forma:

Ramillete K-39P	Ramillete K-31Z	
	VS-1A; VS-2B	Pozos
VS-39P	VS-3C; VS-7D	
VS-41Q	VS-11E; VS-3FR	
VS-43R	VS-15G; VS-17H	
VS-19IR	VS-21JR; VS-23K	
VS-27 M	VS-25L; VS-35M	
	VS-37O	

De estos 19 pozos, 16 son operados por la compañía extranjera SHERRIT Internacional Oil y tres por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo (EPEP-C). Estos pozos, se caracterizan por tener diferentes comportamientos productivos y sistemas de levantamiento artificial.

Los pozos que se encuentran en el ramillete 39P son los que más distantes quedan del Centro y están conectados a un grupo electrógeno desde marzo del presente año, los cuales en caso de que exista fallos eléctricos pueden seguir produciendo; Para contabilizar el consumo energético de estos sistema de levantamiento artificial, cuenta con cinco bancos de transformadores con su respectivos metros contadores, los cuales brindan servicios a los pozos que estén conectados a cada uno de ellos; el banco K-31Za alimenta a los pozos VS-1A, 2B, 3C, 7D, 13F, 15G, 23K; el banco K-31Z nuevo alimenta los pozos VS-11E 17H, 21JR, 25L, 35M, 37O, el banco K-39P alimenta a los pozos VS-39P, 41Q, 43R; el banco K-19IR alimenta a los pozos VS-19IR y VS-27 M y el banco Centro alimenta la instalación tecnológica. Estos bancos de transformadores son sustentados por las diferentes líneas y subestaciones [5,6], ver anexo 1.

Además del mecanismo ya antes expuesto el Centro cuenta con el sistema de Celda Automática la cual sustenta a los bancos K-31Za, K-31Z nuevo y Centro, la cual es alimentada por dos líneas (doble alimentación) en donde siempre una de ella está en espera del posible fallo de la que está funcionando ver anexo 1, estos beneficios con que cuenta la instalación tecnológica y los pozos

Dentro de la instalación tecnológica del Centro tenemos un Separador Horizontal de Medición (SHM) de 100 m³ de capacidad, donde se realiza la medición individual de petróleo y gas de cada pozo; un Separador Horizontal de Total (SHT) de 200 m³ de capacidad el cual recibe el petróleo de todos los pozos conectados al colector de producción, y 2 Separadores Horizontales de Reserva (SHR) de 200 m³ de capacidad cada uno en donde se cuantifica la producción de fluido total del Centro, gas y petróleo; la Capacidad de trabajo de todos es del 50 %, para evitar arrastres de petróleo a las líneas de gas. Cuenta con 5 bombas Worthington, 4 con capacidad de bombeo entre 17 y 20 m³/h y una con capacidad de bombeo de 60 m³/h. [17,16]

2.2 Evaluación de las pérdidas en la instalación tecnológica.

Para la evaluación de las perdidas en la instalación se efectúa un diagnóstico del estado técnico de la instalación y un análisis de capacidad para así determinar las posibles pérdidas en la misma.

Diagnóstico del estado técnico y físico de los equipos en la instalación.

El diagnóstico, se realiza mediante un control al estado técnico a los equipos estáticos y a las tuberías, analizándose los parámetros de operación mediante los valores de espesor del cuerpo del equipo, para ello se usa la norma (EP-IP/P-17-01) para la inspección visual y la norma (EP-IP/P-17-11) para la inspección ultrasónica. [17]

Capacidades en la instalación tecnológica.

El Centro Colector #7 para bombear las producciones diarias de los pozos que es aproximadamente de 2200 m³ lo que equivale a 90 m³/h, cuenta con 5 bombas con las características ya antes expuestas, para almacenar estos volúmenes cuenta con dos SHR, los cuales tienen cada uno 80 m³ utilizables para la actividad. Para el análisis de capacidades en la instalación se tuvo en cuenta la capacidad de almacenaje y la de bombeo. Para ello se sigue el siguiente mecanismo. [5]

- Determinar el tiempo disponible de capacidad de almacenaje en condiciones normales de trabajo a partir de la producción de fluido del Centro.

A tendiendo a la necesidad de conocer, en caso de presentarse una situación de emergencia, se calcula el tiempo disponible para cerrar los pozos que tributan al Centro, se determina calculando la relación entre el volumen disponible de almacenaje de la instalación y la producción de fluido horaria de los pozos expresado en la ecuación siguiente.

$$t_{\text{dispon.de..alm.}} = \frac{V_{\text{disp.alm}} (\text{m}^3)}{Qf_{\text{total}} (\text{m}^3 / \text{h})} \quad (2.1)$$

Donde:

t: tiempo disponible del llenado de la capacidad de almacenaje de la instalación.

V_{disp. Alm.}: volumen disponible de almacenaje la instalación

Qf_{total.}: Producción de fluido horaria de los pozos del Centro.

- Calculo de la Capacidad de Bombeo en condiciones reales de trabajo.

Se crea un programa de prueba de dos etapas, lográndose que las bombas durante el estudio tengan 100% de velocidad en el variador durante una hora, anotando los valores de presión en el oleoducto, consumo de corriente y las RPM de su motor eléctrico y caudal bombeado; en un periodo de un mes, se realizan 20 mediciones. Con la ayuda del Office Microsoft Excel y para lograr una mayor exactitud entre las corridas fue necesario calcular la media que se define como el promedio aritmético de una distribución, se calcula por la siguiente expresión:

$$\bar{x} = \sum \frac{x}{N} \quad (2.2)$$

Donde:

\bar{x} → Promedio aritmético del caudal de bombeo.

x → Corridas.

N → Número de corridas.

Para interpretar como se desvía en promedio la desviación estándar del caudal de bombeo de las bombas con respecto a la media, es necesario calcular este indicador por la siguiente expresión:

$$s = \sqrt{\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{N}} \quad (2.3)$$

Donde:

s → Desviación estándar del caudal de bombeo.

\bar{x} → Promedio aritmético del caudal de bombeo.

x → corridas realizadas.

N → Número de corridas.

La varianza es la desviación estándar elevada al cuadrado, es un concepto estadístico es sumamente importante debido a que las corridas cuantitativas del caudal de bombeo se fundamentan en ella. La expresión utilizada para calcular este indicador es la que sigue:

$$v = s^2 \quad (2.4)$$

Donde:

$v \rightarrow$ Varianza.

$s \rightarrow$ Desviación estándar del caudal de bombeo.

Primera etapa: se determina la capacidad de bombeo real de cada una de las bombas por separado.

Segunda etapa: se determina la capacidad de bombeo de ellas en condiciones normales de trabajo.

$$C_{\text{Bombeo}} = C_{B1} + C_{B2} + \dots + C_{B5} \quad (2.5)$$

Donde:

C_{Bombeo} : Capacidad de bombeo del Centro.

C_{B1} : Caudal de bombeo de la bomba 1(m³/h).

C_{B2} : Caudal de bombeo de la bomba 2(m³/h).

C_{B5} : Caudal de bombeo de la bomba 5(m³/h).

2.3 Identificar las afectaciones que originan pérdidas en la producción.

Para la identificación de las afectaciones que originan pérdidas en la producción se efectúa una revisión del historial de producción de cada pozo; necesario para identificar las principales causas de afectaciones que originan pérdidas en la producción de los pozos. Las cuales se relacionan a continuación:

1. Reparación de pozo
2. Problemas mecánicos de la Sherritt
3. Investigaciones de la Sherritt
4. Pozo afectado por trabajos en el área por Sherritt
5. Problema eléctrico interno de la sherritt
6. Esperando equipo
7. Cambio de aceite
8. Cambio de ruedas viajeras
9. Contrapesar Unidad de bombeo
10. Cambio de Unidad de bombeo
11. Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
12. Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
13. Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
14. Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15. Interrupciones en bancos de transformadores
16. Interrupciones en servicios
17. Mantenimiento de subestaciones
18. Mantenimiento de líneas aéreas
19. Mantenimiento de bancos de transformadores
20. Salidero por los prenses
21. Rotura o salidero en oleoducto
22. Pozo en investigación
23. Mantenimiento de la unidad de bombeo.

2.4 Método Delphi para determinar las afectaciones que ocasionan paradas de los pozos de forma masiva y con ocurrencia de más de dos veces en el mes.

En la literatura científica se registra una serie de técnicas y métodos de búsqueda de consenso. Entre ellos cuenta el método de expertos o Delphi por rondas, que es el que hemos aplicado para el estudio.

A continuación es ilustrado el método Delphi por rondas en la determinación de afectaciones que ocasionan parada de los pozos de forma masiva y con ocurrencia de más de dos veces en el mes. Se actuó con el siguiente modus operandi:

Primer paso: Se crea un grupo de experto o especialistas con conocimiento del tema sometido a estudio.

Segundo paso: (1^{ra} ronda) se les entrega una hoja de papel a los expertos en la cual debe responder sin comentarios en el grupo. Preguntando: ver (Anexo 3).

Se listan todas las afectaciones, y después se reduce el listado erradicando repeticiones o similitudes, configurando la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Matriz de competencias (C) expresada por los expertos (E)

Afectaciones.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9
Reparación de pozos.	x		x	x	x	x	x		
Esperando equipo.		x	x	x				x	x
Investigación.									
Problemas eléctricos internos.	x		x			x	x		
Roturas o salideros en el oleoducto.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Esperando por recirculación.					x	x			
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	x	x	x	x	x	x	x	x	x

Interrupciones en servicios.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mantenimiento de líneas aéreas.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mantenimiento de bancos de transformadores.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Interrupciones en banco de transformadores.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mantenimiento de subestaciones.	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Cambio de ruedas viajeras.			x				x	x	
Cambio de unidad de bombeo.			x		x			x	
Salideros por los prenses.	x					x			x

X: Afectación relacionada por el experto (E).

Tercer paso: (2^{da} ronda) Se le entrega por separado a cada experto una hoja de papel donde es mostrada la matriz anterior (significada en la tabla 2.2). Preguntando: (ver anexo 4). Una vez respondida la pregunta y recogidas las respuestas de todos los expertos, se confecciona la (tabla 2.3) y es determinado el nivel de concordancia a través de la expresión:

$$C_c = \left(1 - \frac{V_n}{V_t}\right) * 100 \quad (2.6)$$

Donde:

Cc: coeficiente de concordancia expresado en porcentaje.

Vn: cantidad de expertos en contra del criterio predominante.

Vt: cantidad total de expertos.

Empíricamente, si resulta $C_c \geq 60\%$ se considera aceptable la concordancia.

Tabla No 2.3 Matriz de afectaciones con nivel de concordancia.

Afectaciones.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	Rj
Reparación de pozos.	0	0	1	0	0	0	1	0	1	35
Esperando equipo.	1	0	0	0	0	1	0	0	0	25
Investigación.	0	1	0	0	0	0	0	0	0	10
Problemas eléctricos internos.	1	0	0	1	1	0	0	1	0	45
Roturas o salideros en el oleoducto.	1	0	0	1	0	0	0	1	0	35
Esperando por recirculación.	1	1	1	1	0	0	1	0	0	56
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	0	1	1	0	1	1	1	0	1	80
Interrupciones en servicios.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	88
Mantenimiento de líneas aéreas.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Mantenimiento de bancos de transformadores.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Interrupciones en banco de transformadores.	0	1	0	1	0	1	1	0	1	70
Mantenimiento de subestaciones.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	100
Cambio de ruedas viajeras.	0	1	1	0	0	0	1	0	1	45
Cambio de unidad de bombeo.	0	1	1	1	0	1	1	0	0	56
Salideros por los prenses.	0	1	1	1	0	1	1	0	0	56

Resultando un total de 9 consideradas como aceptada.

Cuarta paso: (3^{ra} ronda) Pregunta: (ver anexo 5). Aquí le es orientado a los Expertos que el numero 1 es la más importante, 2 la que sigue en importancia, hasta n= 9, en este caso, que será la de menos importancia. Se insiste en que no deben ocurrir “ligas” o iguales ponderaciones a una misma competencia, pues se reduciría el poder de ordenamiento o discriminación.

Recogidas las respuestas se ordenan las ponderaciones de acuerdo al valor de la sumatoria por filas indicada por Rj. Esta variable después permitirá el ordenamiento según el valor discreto de Rj media, y con posterioridad se calcula el nivel de concordancia. De lo anterior resultan las tablas 2.4 y 2.5. En la tabla 2.4 queda evidenciado cómo la competencia más importante es la 1, le continúa la 2 y 4, y la menos importante es la 9. Después en la tabla 4, aparece el ordenamiento según la importancia de las competencias (A1, A2, A4,...A8).

Tabla 2.4. Ponderaciones de los expertos.

No	Afectaciones.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	Rj
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	2	2	3	3	2	1	2	1	2	18
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	6	4	5	7	7	6	7	8	9	59
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	9	9	8	9	9	9	9	9	8	79
4	Interrupciones en servicios.	7	8	6	8	6	8	8	6	7	64
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	1	3	2	1	1	2	1	3	1	15
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	3	1	4	2	3	4	3	4	3	27
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	5	6	7	5	4	3	5	7	4	46
8	Interrupciones en banco de transformadores.	4	5	1	4	5	7	6	2	5	39
9	Mantenimiento de subestaciones.	8	7	9	6	8	5	4	5	6	58

Tabla 2.5. Orden de importancia de las afectaciones.

Afectaciones	Rj Media	Valor Rj	Cc (%)
1	2	2-A2	56
2	6.6	7-A7	67
3	8.8	9-A9	78
4	7	8-A8	44
5	1.7	1-A1	56
6	3	3-A3	44
7	5	5-A5	33
8	4.3	4-A4	33
9	6.4	6-A6	67

Quinta paso: (4^{ta} ronda) A los expertos se les hace llegar las tablas 2.4 y 2.5, mostrándoles el ordenamiento alcanzado. Preguntado: (Anexo 6)

Los expertos llegaron a un consenso entre si respecto al orden de las afectaciones según su importancia.

En el estadígrafo *Kendall W*, el coeficiente W ofrece el valor que posibilita decidir el nivel de concordancia entre los jueces. El valor W oscila entre 0 y 1. El valor 1 significa una concordancia de juicios total, y el valor 0 un desacuerdo total; obviamente la tendencia a 1 es lo deseado. A la tabla 2.4 se acudirá para ilustrar la aplicación de este estadígrafo.

El algoritmo comprendido por el coeficiente de concordancia Kendall es el siguiente:

1. Determinar N (número de pasos) y K (números de jueces que asignaron rangos o ponderaciones).
2. Para cada factor, se determina Rj (la suma de los rangos asignados a ese factor por los K jueces).
3. Se determina la media de las Rj. Se expresa cada Rj como una desviación de la

media. Estas desviaciones se elevan al cuadrado y los cuadrados se suman para obtener S.

4. Se procede al cálculo de W, mediante el uso del modelo referido.

El modelo de esta prueba estadística responde a la siguiente expresión:

$$W = \frac{S}{\frac{1}{2} K^2 * (N^3 - N)} \quad (2.7)$$

Donde,

S: suma de los cuadrados de las desviaciones observadas de la media de Rj; su cálculo es efectuado mediante la expresión:

$$S = \sum \left(R_j - \frac{\sum R_j}{N} \right)^2 \quad (2.8)$$

Donde:

K: número de jueces (expertos).

N: número de afectaciones ordenadas.

Tabla 2.5 Tabla K * N resultante de la aplicación de *Kendall W*

No	Afectaciones.	E1	E2	E3	E4	E5	E6	E7	E8	E9	Rj	Rj- Rj/N	(Rj- Rj/N) ²
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	1	3	2	1	1	2	1	3	1	15	-30	900
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	2	2	3	3	2	1	2	1	2	18	-27	729
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	3	1	4	2	3	4	3	4	3	27	18	324
4	Interrupciones en banco de transformadores.	4	5	1	4	5	7	6	2	5	39	-6	36
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	5	6	7	5	4	3	5	7	4	46	1	1

CAPÍTULO .2 Materiales y

6	Mantenimiento de subestaciones.	8	7	9	6	8	5	4	5	6	58	13	169
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	6	4	5	7	7	6	7	8	9	59	14	196
8	Interrupciones en servicios.	7	8	6	8	6	8	8	6	7	64	19	361
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	9	9	8	9	9	9	9	9	8	79	34	1156
												S	3872

W= 0.8299

2.5 Calculo de las pérdidas producidas por las afectaciones.

En el cálculo de las pérdidas producidas por las afectaciones se crea una hoja de cálculo con ayuda del Microsoft Excel en donde se calcula las pérdidas a través de la fórmula siguiente:

$$Qf_p = (Qf * t) * (1 - \%BSW) \quad (2.9)$$

Donde:

Qf (m³/h): metros cúbicos de fluido del pozo en una hora.

t (h): tiempo afectado del pozo.

%BSW: cantidad de agua que tiene el pozo.

Qf_p: producción de petróleo perdida (m³).

Los valores del %BSW, t y el Qf se obtienen del SIE y el AIMAX respectivamente, contemplados dichos valores en la tabla 2.6 del anexo 7.

- Análisis de las pérdidas por cada mecanismo beneficio.

Para el análisis se estudia tres mecanismos beneficios, los dos que ya el Centro Colector tiene instalado (celda automática y grupo electrógeno que tienen los pozos conectados a los servicios K-39P, K-19I), los cuales no funcionaron durante el periodo en estudio. Se Analiza

el plano eléctrico de los servicios del Centro ver anexo 1, se determina por cada mecanismo la afectación que se elimina.

- Datos iniciales para realizar el cálculo económico de las afectaciones por cada servicio.

Para la elaboración del cálculo económico de las pérdidas de producción provocadas por las interrupciones eléctricas, causadas por la falla de los mecanismos beneficios ya antes expuestos, se tiene en cuenta los costos fijos (mantenimiento, energía eléctrica, de los activos permanentes (salario, gastos de fuerza de trabajo y gastos de mantenimiento de superficie)), mediante la siguiente formula: [19]

$$Cp(USD/ año) = A * B \tag{2.11}$$

Donde:

Cp= costo de pérdidas

A= Qf_p (m³)

B= Costo unitario fijo o semi fijo del petróleo (277,69 \$/m³)

2.6 Criterio de análisis de los resultados.

Para cumplir el objetivo propuesto en la investigación fue necesario utilizar los criterios de evaluación que establecen los Especialistas. En la siguiente tabla se describen las variables y los criterios de aceptación que se aplican para cada una de ellas de forma individual.

Tabla 2.7 Criterio de análisis de los resultados.

Parámetros	Criterio de aceptación
Presión máxima calcula para el espesor mínimo encontrado.	$P_{máxima\ calculada} > 1,5 P_{trabajo}$
Tiempo disponible de almacenaje.	$2h \leq T_{disponible\ de\ almacenaje}$
Capacidad de bombeo.	$\Sigma 1.25 Qf \leq \Sigma C_{Bombeo}$
Afectación.	$A_{fect.} = 0$
Costo de la pérdida de producción.	$Cp=0$

Conclusiones parciales del capítulo.

- El diagnóstico del estado técnico y físico de los equipos de la instalación tecnológica es necesario para tener noción del estado operacional de la instalación.
- La evaluación de las capacidades del Centro es necesario, para saber si el mismo se encuentra en condiciones de procesar y almacenar las producciones demandadas por los pozos.
- El Criterio de los especialistas al respecto de las diferentes causas de afectaciones que influyen negativamente sobre la producción de los pozos, es imprescindible para la comprensión de las que afectan a los pozos de forma masiva. Para ello se requiere del empleo de técnicas como el Método de Delphi y Kendall que logran la mayor confiabilidad de la información.
- El conocimiento de los diferentes mecanismos beneficios para contrarrestar las afectaciones nos permite disminuirlas.

Capítulo 3. Análisis de los resultados

Con la metodología descrita en el Capítulo 2 se identificó las posibles pérdidas de producción en la instalación tecnológica, la identificación de las afectaciones que ocasionan pérdidas en la producción y la determinó del orden de importancia de aquellas afectaciones que causan la parada masiva de los pozos en mas de una ocasión en el mes. En este Capítulo se hace un análisis de cada uno para determinar su influencia en los costos de perdida de producción, profundizándose en los de mayor importancia.

3.1 Diagnóstico del estado técnico y físico de los equipos en la instalación.

Durante la inspección visual y por ultrasónica efectuada a los equipos del Centro se detectaron las siguientes deficiencias:

Separador Horizontal Total:

Los valores de las mediciones de espesor se encuentran entre 9.5 y 13.2 mm estos puntos de mínimo espesor se encuentran en el rolo 10, que es el que esta a continuación del cabezal que esta en la zona de las bombas, a 100mm del cordón con el cabezal y 800mm desde la línea inferior en dirección a SHM), es un área de 200mmx200mm.

Separador Horizontal de Medición.

Este equipo se encuentra montado recientemente y pintado, los valores de espesores oscila entre 11,5 -12 mm.

Separador Horizontal Reserva No 1

Los valores de espesores mínimos encontrados son: cabezal delantero 25.6 mm, en el cabezal trasero 21mm y en el cuerpo de 20.9mm, pero se encontraron valores inferiores en los siguientes rolos:

- En el rolo 4 después de la sufridera se encontró un punto de 13.4mm.
- En el rolo 12 se encontraron 5 zonas con valores de 13 y 14mm en los siguientes lugares: a 250 mm de la soldadura con el cabezal trasero y 320 mm de la línea central hacia la izquierda existe una zona de 68X50 mm, a 860 mm de la soldadura del cabezal trasero y sobre la línea central, con su área hacia la

izquierda de 50X70 mm, a 890 mm de la soldadura y 310 de la línea central a mano izquierda de área 110 X100 mm, a 1000mm de la soldadura y 230 de la línea central a mano izquierda dimensiones 60X70mm, a 860mm de la soldadura y 330 mm de la línea central pero a mano derecha de dimensiones 40X30 mm.

Separador Horizontal Reserva No2

Los cabezales del equipo tienen valores que oscilan de 23 a 27mm y en el cuerpo de 20-25mm. No obstante debemos tener en cuenta lo siguiente:

- En el quinto rolo toda la zona central presenta valores de 13.0 a 14mm
- En el rolo 9, en el mismo centro, existe un área de 60 mm de diámetro de 14 mm de espesor.

En la tabla 3.1 se pueden apreciar el resultado de los cálculos con los valores de espesores mínimos detectados en el cuerpo de los SH y las presiones máximas de trabajo. Además los resultados del cálculo de espesores de retiro y presión máxima a la que puede trabajar el equipo.

Equipo	P _{máxima de trabajo} kg/cm ²	E _{Mín encontrado} mm	E _{calculado} Con P _{máxima de trabajo} Mm	P _{máxima calculada} Con E _{mínimo en} contrado kg/cm ²
SHT	7.0	10.5	6.67	10.99
SHR-1	6.0	13.0	6.68	10.70
SHR-2	6.0	13.1	6.69	10.71

nos muestra como todos los equipos instalados no presentan riesgos de ser usados a pesar de la pérdida de espesor detectada debido a la corrosión causada por los componentes que tiene el fluido que procesan, debido a que se cumple el criterio de aceptación.

Líneas internas de gas y petróleo.

Las líneas interiores presentan buen estado técnico, en la mayoría de las tuberías de 8 pulgadas se pintó encima de la corrosión (en la parte inferior).

Existen nipples para conexiones (2 pulgadas) en las líneas de petróleo, los cuales están abiertos y presentan corrosión

Líneas externas (oleoducto).

Las líneas de producción y de medida están faltas de pintura, algunas están arañadas debido a golpes mecánicos recibidos.

La tubería de 8 pulgadas que va al flear presenta ampolladuras con cierta regularidad a 200m del entronque, en las zonas de los apoyos 29 y 30 y del 45 al 47 el deterioro se hace severo, en la parte superior ha perdido casi en su totalidad el recubrimiento por lo que presenta corrosión generalizada y en la parte inferior se observa deterioro del material. En estas hay lugares con alto grado de deterioro y pérdida de material desde 1- 6mm.

A partir del paso de la calle, la tubería de petróleo está soterrada con algunos tramos descubiertos, donde se observa el recubrimiento con alto grado de corrosión.

Ramillete K-39P

Queremos destacar que se están realizando trabajos por la SHERRIT en el área y se han soterrado todas las tuberías de estos pozos y las mismas no presentan ningún tipo de protección.

Las tuberías a la salida de los pozos en un tramo de 15m hasta la válvula de 6 pulgadas se encuentran en buen estado técnico, aéreas y pintadas, a partir de la válvula se sotieran.

En el mismo la distancia que hay desde el pozo hasta el manifold es de 200m y donde la tubería se soterró no se observa protección en la misma.

En el VS-739P la distancia desde el pozo hasta el manifold es de 100m, donde las líneas emergen a la superficie a unos 30 m antes del manifold se observa corrosión en ciertos tramos producto de estar las mismas sin pintura.

En el VS-741Q la distancia desde el pozo hasta el manifold es de 60m, la misma emerge junto al manifold. En el manifold, donde tributan todos estos pozos, el tramo es nuevo.

Ramillete K-31Z

En este ramillete tributan los pozos antes mencionados.

De manera general en estos pozos se detectaron las siguientes deficiencias:

Algunas tuberías se encuentran sobre tierra.

La tubería de 4 pulgadas del pozo VS.-2B vibra por falta apoyo.

Capacidades en la instalación tecnológica.

- Tiempo disponible de capacidad de almacenaje en condiciones normales de trabajo a partir de la producción de fluido del Centro.

El cálculo arroja un tiempo disponible total de capacidad de almacenaje de 0,88h que serían 52.8 min; pero teniendo en cuenta la ubicación a la que se encuentran los pozos del Centro, 5 de los cuales están a una distancia que va desde 1.5 km a 3 Km y aportando 50 m³/h se hace necesario comenzar a parar y cerrar los pozos 20 o 30 minutos antes, por lo que el tiempo disponible real de que disponemos es muy poco (unos 30 min) no cumpliéndose el criterio de aceptación de tiempo disponible de capacidad de almacenaje, que debe ser como mínimo de 2 horas ya que de esta forma no tendríamos que afectar los pozos cuando tengamos una afectación eléctrica, teniendo en cuenta que el tiempo promedio de las mismas es de 1.33 horas.

- Capacidad de Bombeo en condiciones reales de trabajo.

Primera etapa

En la tabla 3.2 se puede apreciar los valores de los caudales reales de cada una de las bombas instaladas en el Centro Colector.

Tabla 3.2. Capacidad de bombeo de cada bomba.

Capacidad de bombeo (m ³ /h)		%
Por catalogo.	Real	
20	16,55	82,8
20	17,99	89,9
20	18,01	90
20	19,68	98
60	52.33	83

Se concluye que las bombas instaladas en el Centro no están trabajando al 100% de su capacidad de bombeo debido a que las mismas ya llevan un largo período de explotación.

Segunda etapa

Los valores de capacidad de bombeo expuestos en la tabla 3.3 anexo 7 y de los valores medios de las mediciones realizadas de la capacidad de bombeo de las bombas, donde el promedio de la desviación típica de la capacidad de bombeo fue de 5 m³/d con una varianza de 10 m³/d. según criterio de aceptación se cumple.

3.2 Método Delphi en la determinación de afectaciones que ocasionan parada de los pozos de forma masiva.

Mediante el Método de Delphi por Rondas se analizaron las afectaciones que ocasionaron parada de forma masiva en más de una ocasión en el mes en los pozos del Centro. Después de la primera ronda se listaron todas las competencias erradicando repeticiones o similitudes.

1. Reparación de pozos.
2. Esperando equipo.
3. Investigación.
4. Problemas eléctricos internos.
5. Roturas o salideros en el oleoducto.
6. Esperando por recirculación.
7. Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.
8. Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.
9. Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
10. Interrupciones en servicios.
11. Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.
12. Mantenimiento de líneas aéreas.
13. Mantenimiento de bancos de transformadores.
14. Interrupciones en banco de transformadores.
15. Mantenimiento de subestaciones.
16. Cambio de ruedas viajeras.
17. Cambio de unidad de bombeo.

18. Salideros por los prenses.

En la segunda ronda se eliminaron las competencias que obtuvieron un coeficiente de concordancia menor del 60 %, las cuales se relacionan a continuación.

Afectaciones eliminadas.

1. Reparación de pozos.
2. Esperando equipo.
3. Investigación.
4. Problemas eléctricos internos.
5. Roturas o salideros en el oleoducto.
6. Esperando por recirculación.
7. Cambio de ruedas viajeras.
8. Cambio de unidad de bombeo.
9. Salideros por los prenses.

En la tercera ronda luego de la ponderación de los expertos con el objetivo de ordenar las afectaciones atendiendo a su importancia, *ocurrencia en más de una ocasión en el mes y ocasionar la parada de los pozos de forma masiva* se obtuvieron las afectaciones en el siguiente orden:

Tabla 3.3

No	Afectaciones.	Rj
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	18
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	59
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	79
4	Interrupciones en servicios.	64
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	15
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	27
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	46
8	Interrupciones en banco de transformadores.	39
9	Mantenimiento de subestaciones.	58

Ya en la cuarta ronda se ratifica la opinión de los expertos acerca de las afectaciones resultantes y el orden de las mismas, logrando el siguiente listado, clasificándolas:

Tabla 3.4

No	Afectaciones.	Rj
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	15
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	18
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	27
4	Interrupciones en banco de transformadores.	39
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	46
6	Mantenimiento de subestaciones.	58
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	59
8	Interrupciones en servicios.	64
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	79

Se evidencia que la afectación más importante es la 1, le continúa la 2, y la menos importante es la 9.

3.3 Pérdidas de producción por afectaciones en los pozos.

Con la metodología utilizada se confeccionó la tabla 3.5 ver anexo 8, en la cual se plasma los metros cúbicos de petróleo perdidos, tiempo afectado y causa de afectación en cada pozo durante todo el año. Siendo 2388,95 m³ el valor de las pérdidas totales de la producción del Centro ocasionadas por las afectaciones lo cual equivale ha \$663388.00.

En el grafico 3.1 se muestran el por ciento que representa las pérdidas, de cada una de las afectaciones producidas en el año, siendo las más notorias en el período, las mostradas a continuación.

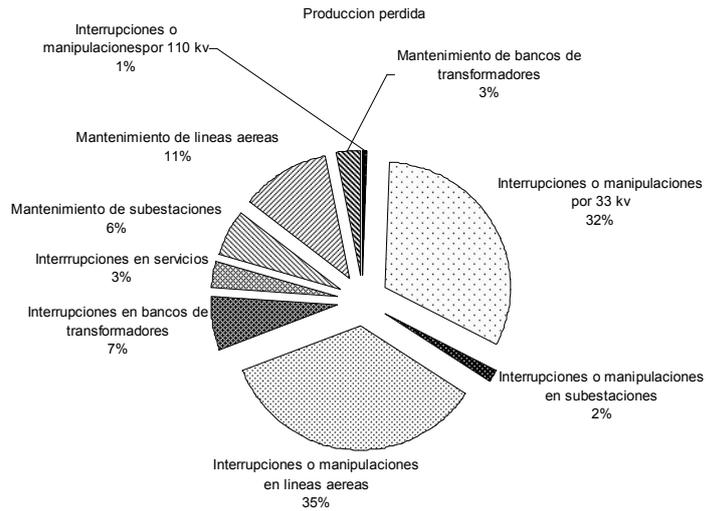


Grafico 3.1

Como se muestra las interrupciones o manipulaciones por 33Kv y en las líneas aéreas fueron las más significativas, con un valor de pérdida de 860 m³ representando \$59716,54 y 965,26 m³ figurando \$38291,86 respectivamente.

La tabla 3.6 del anexo 8 muestra los metros cúbicos de petróleos perdidos por los pozos conectados a los diferentes servicios, originadas por las afectaciones durante el período Ver anexo 8; tal y como muestra el grafico 3.2 los servicios que reportaron las mayores pérdidas fueron el K-39P y K-19I.

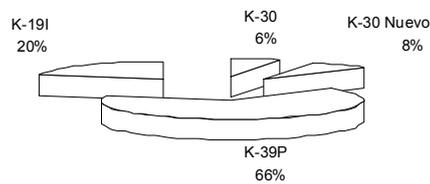


Grafico 3.2

- Análisis de las pérdidas por cada mecanismo beneficio.

La tabla 3.7 tabula las afectaciones que son eliminadas por cada mecanismo beneficio con su respectivo valor de metros cúbico de fluido perdido en cada caso. La tabla 3.7a muestra la codificación de las diferentes afectaciones eléctricas.

Tabla 3.7

Mecanismos Beneficio.	Afectación.
Celda automática	1, 2, 3, 6, 7, 9
Grupo electrógeno de los servicios K-19I y K-39P	1, 2, 3, 6, 8, 7, 9

Código de las afectaciones.

No	AFECCIONES
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.
3	Mantenimiento de líneas aéreas.
4	Interrupciones en banco de transformadores.
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.
6	Mantenimiento de subestaciones.
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.
8	Interrupciones en servicios.
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv

En la misma se visualiza que el grupo electrógeno eliminan la mayoría de las causas de afectaciones.

La tabla 3.8 relaciona los metros cúbicos de petróleo perdidos por cada mecanismo de beneficio.

Tabla 3.8

Mecanismos de beneficios	Perdidas (m3)	\$/año
Celda Automática	1368,64	380057,64
Grupo electrógeno de los servicios K-19I y K-39P	796,68	221230,07

En la tabla se puede evidenciar las pérdidas incurridas por falta de los mecanismos, en donde la Celda Automática es la que más pérdidas reporto representando estas un 63% y 37% el grupo electrógeno; reportando un costo por pérdida de 601287,71 \$.

Conclusiones parciales del capítulo.

- Con el diagnóstico del estado técnico y físico de los equipos de la instalación tecnológica se comprobó el buen estado de los mismos.
- El tiempo disponible de almacenaje es de 58 min., calculado al evaluar la capacidad de almacenaje en la instalación.
- se llego al siguiente orden de importancia de las afectaciones: La Interrupciones o manipulaciones por 33 kv, Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas, Mantenimiento de líneas aéreas, Interrupciones en banco de transformadores, Mantenimiento de bancos de transformadores, Mantenimiento de subestaciones, Interrupciones o manipulaciones en subestaciones, Interrupciones en servicios, Interrupciones o manipulaciones por 110 kv.
- Las perdidas de producción en el periodo fueron de 2388,95 m³.
- Las afectaciones que son eliminadas por los mecanismos beneficios son: La Interrupciones o manipulaciones por 33 kv, Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas, Mantenimiento de líneas aéreas, Mantenimiento de subestaciones, Interrupciones o manipulaciones en subestaciones, Interrupciones en servicios, Interrupciones o manipulaciones por 110 kv.
- La Celda automática es el mecanismo beneficio que más pérdidas reporto por no estar activado su servicio con un valor de 1368,64 m³ equivalente a 379989,30 \$.

Conclusiones.

- Se determinó que los equipos instalados en el Centro pueden usarse de forma óptima.
- El tiempo disponible de almacenaje en la instalación es considerado como una de las causas que provoquen el cierre de los pozos, siendo este de 58 min.
- Nueve son las causas de afectaciones que ocasionan la parada masiva de los pozos, las cuales fueron ordenadas y clasificadas figurándose como origen de las pérdidas de producción. El método de Kendall logra un factor de concordancia de 0,8.
- La investigación realizada permitió cuantificar el grado de incidencia negativa de los mecanismos beneficios sobre las pérdidas de producción y la operatividad del Centro siendo la producción perdida de 2388,95 m³ por concepto de no estar instalados equivalente a \$ 663388.00.

Recomendaciones.

- Aumentar capacidad de almacenaje en la instalación tecnológica.
- Instalar bombas que sean capaces de manejar fluidos de varias viscosidades.
- Restablecer el servicio de la Celda Automática, con un sistema de control para cada uno de las fases.

Bibliografía.

1. Angelo, Larry. *Effects of Polished Rod Clamps on Polished Rod Fatigue Life*. R&M Energy Systems, Canada, 2005.
2. API well data glossary and unique well numbering, American Petroleum Institute, Dallas, Texas, 1966.
3. Barberii, Efraín E: *Pozo ilustrado*. Edit. FONCIED, Caracas, 1998.
4. Colectivo de autores EPEP-Centro: *Procedimiento para la inspección ultrasónica* (EP-IP/P-17-11).
5. Colectivo de autores EPEP-Centro: *Manual de operaciones para el sistema de control interno CUPET*, Varadero, 2010.
6. Colectivo de autores EPEP-Centro: *Reglamento tecnológico del Centro Colector 7 CUPET*, Varadero, 2010.
7. Colectivo de autores PDVSA: *Estudio de métodos de producción en el campo Varadero*. Informe interno CUPET, Varadero, 2001.
8. Cuthbertson D: *Explotación y mantenimiento de bombas ES Y PC*, Varadero, 2002.
9. García Dihígo, Joaquín y colab: *Metodología y técnicas para la investigación científica*. (soporte electrónico) Colectivo de autores del dpto, 2001.
10. González Lantigua Javier y D. Zayas Macías: *Análisis del fondo de pozos explotados por levantamiento artificial en la EPEP-Centro*. Posibilidades de optimización. (En opción del título de Especialista de perforación y extracción en pozos de petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, Varadero, 2003.
11. Hernández Díaz, Alexis: *Evaluación de métodos de recuperación y optimización de petróleo pesado y viscoso en yacimientos de carbonato fracturado*. (En opción al título de Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, La Habana, 2004.
12. Hernández Lescay, Henry: *Análisis de las complejidades tecnológicas en la elevación artificial de pozos desviados en Cuba*. (En opción al título de

- Especialista en Producción y Extracción de Petróleo). Centro Politécnico del Petróleo, La Habana, 2005.
13. Hernández Sampier, Roberto: Metodología de la investigación 1. Editorial Félix Varela, La Habana, 2003.
 14. Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería Química. ISPJAE. Costo de producción. Costo de Inversión, 2001.
 15. Manual de Bombas de tornillos Gemelos Worthington.
 16. Martínez, Aníbal R.: Cronología del petróleo venezolano, 1943-1993 Volumen II. Ediciones CEPET, Caracas, 1995.
 17. MINBAS-CUPET EMPET-DIV CÁRDENAS, Grupo de inspección y diagnóstico informe de inspección de equipos estáticos.
 18. Resolución 151/2007 Establece las condiciones de uso del Sello de Reconocimiento Ambiental.
 19. SICENCO. Módulo reportes. Listado de costo de materiales que usa la Empresa.
 20. Tamayo y Tamayo, M. y Otros: Serie "Aprender a Investigar" Instituto Colombiano para el fomento de la educación superior, ICFES. Tercera Edición (corregida y aumentada). 1999.

Anexo 4. 2^{da} Ronda del Método Delphi

¿Está UD. de acuerdo en que esas son verdaderamente las afectaciones con esas características? Con las que no esté de acuerdo márkuelas con 0, sino marque 1.

J de centro

Afectaciones.	Experto
Reparación de pozos.	
Esperando equipo.	
Investigación.	
Problemas eléctricos internos.	
Roturas o salideros en el oleoducto.	
Esperando por recirculación.	
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
Interrupciones en servicios.	
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
Mantenimiento de líneas aéreas.	
Mantenimiento de bancos de transformadores.	
Interrupciones en banco de transformadores.	
Mantenimiento de subestaciones.	
Cambio de ruedas viajeras.	
Cambio de unidad de bombeo.	
Salideros por los presses.	

¿Está UD. de acuerdo en que esas son verdaderamente las afectaciones con esas características? Con las que no esté de acuerdo márkelas con 0, sino marque 1.

Tecnóloga

Afectaciones.	Experto
Reparación de pozos.	
Esperando equipo.	
Investigación.	
Problemas eléctricos internos.	
Roturas o salideros en el oleoducto.	
Esperando por recirculación.	
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
Interrupciones en servicios.	
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
Mantenimiento de líneas aéreas.	
Mantenimiento de bancos de transformadores.	
Interrupciones en banco de transformadores.	
Mantenimiento de subestaciones.	
Cambio de ruedas viajeras.	
Cambio de unidad de bombeo.	
Salideros por los prenses.	

¿Está UD. de acuerdo en que esas son verdaderamente las afectaciones con esas características? Con las que no esté de acuerdo márkelas con 0, sino marque 1.

J de turno

Afectaciones.	Experto
Reparación de pozos.	
Esperando equipo.	
Investigación.	
Problemas eléctricos internos.	
Roturas o salideros en el oleoducto.	
Esperando por recirculación.	
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
Interrupciones en servicios.	
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
Mantenimiento de líneas aéreas.	
Mantenimiento de bancos de transformadores.	
Interrupciones en banco de transformadores.	
Mantenimiento de subestaciones.	
Cambio de ruedas viajeras.	
Cambio de unidad de bombeo.	
Salideros por los prenses.	

¿Está UD. de acuerdo en que esas son verdaderamente las afectaciones con esas características? Con las que no esté de acuerdo márkelas con 0, sino marque 1.

Operador B

Afectaciones.	Experto
Reparación de pozos.	
Esperando equipo.	
Investigación.	
Problemas eléctricos internos.	
Roturas o salideros en el oleoducto.	
Esperando por recirculación.	
Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
Interrupciones en servicios.	
Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
Mantenimiento de líneas aéreas.	
Mantenimiento de bancos de transformadores.	
Interrupciones en banco de transformadores.	
Mantenimiento de subestaciones.	
Cambio de ruedas viajeras.	
Cambio de unidad de bombeo.	
Salideros por los prenses.	

Anexo 5. 3^{ra} Ronda del Método Delphi

¿Qué ponderación o peso Ud. daría a cada una de las afectaciones, con el objetivo de ordenarlas atendiendo a la importancia en cuanto a parada de los pozos de forma masiva en mas de una vez en el mes?

J de centro

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
4	Interrupciones en servicios.	
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
8	Interrupciones en banco de transformadores.	
9	Mantenimiento de subestaciones.	

¿Qué ponderación o peso Ud. daría a cada una de las afectaciones, con el objetivo de ordenarlas atendiendo a la importancia en cuanto a ocurrencia en mas de una vez en un mes?

Tecnóloga

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
4	Interrupciones en servicios.	
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
8	Interrupciones en banco de transformadores.	
9	Mantenimiento de subestaciones.	

¿Qué ponderación o peso Ud. daría a cada una de las afectaciones, con el objetivo de ordenarlas atendiendo a la importancia en cuanto a ocurrencia en mas de una vez en un mes?

J de turno

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
4	Interrupciones en servicios.	
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
8	Interrupciones en banco de transformadores.	
9	Mantenimiento de subestaciones.	

¿Qué ponderación o peso Ud. daría a cada una de las afectaciones, con el objetivo de ordenarlas atendiendo a la importancia en cuanto a ocurrencia en mas de una vez en un mes?

Operador B

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
3	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	
4	Interrupciones en servicios.	
5	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
6	Mantenimiento de líneas aéreas.	
7	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
8	Interrupciones en banco de transformadores.	
9	Mantenimiento de subestaciones.	

Anexo 6. 4^{ta} Ronda del Método Delphi.

**¿Está de acuerdo con las ponderaciones y el orden obtenido?
Reflexione detenidamente. Puede modificar o mantener sus
ponderaciones.**

J Centro.

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	
4	Interrupciones en banco de transformadores.	
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
6	Mantenimiento de subestaciones.	
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
8	Interrupciones en servicios.	
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	

Tecnóloga.

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	
4	Interrupciones en banco de transformadores.	
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
6	Mantenimiento de subestaciones.	
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
8	Interrupciones en servicios.	
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	

J turno.

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	
4	Interrupciones en banco de transformadores.	
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
6	Mantenimiento de subestaciones.	
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
8	Interrupciones en servicios.	
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	

Operador A.

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	
4	Interrupciones en banco de transformadores.	
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
6	Mantenimiento de subestaciones.	
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
8	Interrupciones en servicios.	
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	

Operador B.

No	Afectaciones.	Experto
1	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv.	
2	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas.	
3	Mantenimiento de líneas aéreas.	
4	Interrupciones en banco de transformadores.	
5	Mantenimiento de bancos de transformadores.	
6	Mantenimiento de subestaciones.	
7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones.	
8	Interrupciones en servicios.	
9	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv	

Anexo 2. Tabla 2.1 estudio de bombeo.

Tiempo	Niveles. (m3)		Bombeo estimado (m3)		Presión oleoducto
	Inicial	Final	min.	1h	
min.					
45	95,94	20,19	75,75	101,00	15,70
45	96,98	21,47	75,51	100,68	16,18
45	97,87	20,18	77,69	103,59	13,28
55	104,55	20,5	84,05	91,36	15,61
50	96,98	21,53	75,45	90,90	16,67
45	99,98	20,04	79,94	106,59	17,74
50	97,32	22,02	75,30	90,72	19,05
40	95,9	23,76	72,14	107,67	17,0
40	94,17	22,36	71,81	107,18	19,05
40	102,06	20,45	81,61	121,81	17,00
45	98,76	24,03	74,73	99,64	15,95
40	98,07	22,3	75,77	113,09	18,01
40	99,06	20,4	78,66	117,40	13,00
45	99,9	22,98	76,92	102,56	19,77
45	98,09	22,3	75,79	101,05	17,50
40	91,75	26,77	64,98	96,99	16,95
40	90,44	25,96	64,48	96,24	16,08
35	99,86	22,52	77,34	133,34	20,02
40	96,95	29,22	67,73	101,09	20,86
40	98,9	22,97	75,93	113,33	18,19
50	104,6	24,7	79,90	96,27	17,54
40	98,12	20,89	77,23	115,27	17,88
40	99,87	20,67	79,20	118,21	16,00

Anexo 7 Tabla 2.6 Datos del Qf y % BSW de los pozos del Centro Colector #7.

Qf (m³/h)	BSW %	Pozos
0.40	51	VS-2B
1.97	7	VS-3C
1.72	20	VS-7D
6.67	35	VS-11E
5.96	25	VS-13F
3.74	3.2	VS-15G
3.85	2	VS-17H
9.98	0	VS-19IR
0.92	40	VS-21JR
2.53	50	VS-23K
0.61	30	VS-25L
13.08	0	VS-27M
4.16	50	VS-35M
4.00	0	VS-37O
8.96	2.2	VS-39P
8.61	10	VS-41Q
14.04	0	VS-43R

Anexo 8. Tabla 3.5 Calculo de pérdidas de producción de los pozos en el año.

FECHA	COD.	POZO	HP	Qf _{perd.} (m ³)	AFECCIONES
02-Jan-10	134	VD-726	0.5	3.17	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
06-Jan-10	139	VD-718R	2	21.5	Mantenimiento de bancos de transformadores
06-Jan-10	139	VD-726	2	12.69	Mantenimiento de bancos de transformadores
06-Jan-10	139	VD-738	2	21.14	Mantenimiento de bancos de transformadores
06-Jan-10	139	VD-740R	2	14.47	Mantenimiento de bancos de transformadores
09-Jan-10	136	VD-726	5.5	33.54	Interrupciones en servicios
14-Jan-10	134	VD-726	7	43.08	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jan-10	134	VD-726	2.5	15.38	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
26-Jan-10	134	VD-726	5	75.47	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
26-Jan-10	134	VD-738	5	50.85	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
26-Jan-10	134	VD-740R	5	37.4	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
07-Feb-10	134	VD-738	1.3	13.3	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
07-Feb-10	134	VD-740R	1.3	9.77	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
22-Mar-10	136	VD-706	0.3	0.56	Interrupciones en servicios
21-Apr-10	138	VD-718R	8.2	81.05	Mantenimiento de líneas aéreas
21-Apr-10	138	VD-726	8.2	105.78	Mantenimiento de líneas aéreas
21-Apr-10	138	VD-738	3	27.38	Mantenimiento de líneas aéreas
21-Apr-10	138	VD-740R	3	26.08	Mantenimiento de líneas aéreas
21-Apr-10	138	VD-742	3	28.66	Mantenimiento de líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-701	0.5	0.09	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-702	0.5	1.03	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-706	0.5	0.84	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-710	0.5	2.12	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-712R	0.5	2.26	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-714	0.5	1.62	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-716	0.5	1.8	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-720R	0.5	0.75	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-722	0.5	0.81	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-724	0.5	0.25	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-734	0.5	0.95	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
02-Jun-10	134	VD-736	0.5	2.11	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
18-Jun-10	136	VD-701	0.5	0.07	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-702	0.5	1	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-706	0.5	0.82	Interrupciones en servicios

Anexos.

18-Jun-10	136	VD-710	0.5	1.97	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-712R	0.5	2.48	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-714	0.5	1.63	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-716	0.5	1.83	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-720R	0.5	1.3	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-722	0.5	0.68	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-734	0.5	1.11	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	136	VD-736	0.5	2.18	Interrupciones en servicios
18-Jun-10	139	VD-724	0.5	0.29	Mantenimiento de bancos de transformadores
22-Jun-10	132	VD-701	0.3	0.04	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-702	0.3	0.66	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-706	0.3	0.56	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-710	0.3	1.35	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-712R	0.3	1.6	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-714	0.3	1.07	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-716	0.3	1.21	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-720R	0.3	0.86	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-722	0.3	0.33	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-724	0.3	0.17	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-734	0.3	0.73	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-736	0.3	1.44	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-738	0.3	2.96	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
22-Jun-10	132	VD-740R	0.3	2.76	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
05-Jul-10	131	VD-701	0.3	0.03	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-702	0.3	0.48	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-706	0.3	0.42	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-710	0.3	0.97	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-712R	0.3	1.18	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-714	0.3	0.86	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-716	0.3	0.86	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-720R	0.3	0.83	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-722	0.3	0.31	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-724	0.3	0.11	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-734	0.3	0.44	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-736	0.3	1.09	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-738	0.3	2.23	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-740R	0.3	2.17	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
05-Jul-10	131	VD-742	0.3	2.27	Interrupciones o manipulaciones por 110 kv
15-Jul-10	134	VD-701	0.4	0.06	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-702	2.9	5.53	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-706	0.4	0.61	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-710	0.4	1.68	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas

Anexos.

15-Jul-10	134	VD-712R	2.9	10.81	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-714	0.4	1.35	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-716	0.4	1.45	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-720R	0.4	1.31	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-722	0.4	0.48	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-724	0.4	0.17	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-734	0.4	0.76	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
15-Jul-10	134	VD-736	0.4	1.81	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
28-Jul-10	133	VD-701	0.2	0.02	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-702	0.2	0.3	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-706	0.2	0.26	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-710	0.2	0.71	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-712R	0.2	0.65	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-714	0.2	0.58	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-716	0.2	0.57	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-720R	0.2	0.54	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-722	0.2	0.22	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-724	0.2	0.08	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-734	0.2	0.33	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
28-Jul-10	133	VD-736	0.2	0.7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-701	0.6	0.07	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-702	0.6	1.01	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-706	0.6	0.88	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-710	0.6	2.43	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-712R	0.6	2.45	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-714	0.6	1.89	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-716	0.6	1.95	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-720R	0.6	1.85	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-722	0.6	0.75	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-724	0.6	0.21	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-734	0.6	1.2	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-736	0.6	2.39	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-738	0.6	4.95	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-740R	0.6	4.81	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
04-Aug-10	133	VD-742	0.6	8.04	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
17-Aug-10	136	VD-738	1	8.53	Interrupciones en servicios
17-Aug-10	136	VD-740R	1	7.94	Interrupciones en servicios
17-Aug-10	136	VD-742	1	13.86	Interrupciones en servicios
24-Aug-10	133	VD-701	0.2	0.02	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-702	0.2	0.32	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-706	0.2	0.24	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-710	0.2	0.65	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones

Anexos.

24-Aug-10	133	VD-712R	0.2	0.71	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-714	0.2	0.57	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-716	0.2	0.58	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-720R	0.2	0.57	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-722	0.2	0.09	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-724	0.2	0.08	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-734	0.2	0.28	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
24-Aug-10	133	VD-736	0.2	0.7	Interrupciones o manipulaciones en subestaciones
10-Sep-10	139	VD-701	1.8	0.24	Mantenimiento de bancos de transformadores
10-Sep-10	139	VD-702	1.8	3.51	Mantenimiento de bancos de transformadores
23-Sep-10	132	VD-738	1	8.68	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
23-Sep-10	132	VD-740R	1	8.06	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
23-Sep-10	132	VD-742	1	13.73	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
13-Oct-10	134	VD-738	1.5	13.04	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
13-Oct-10	134	VD-740R	1.5	11.81	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
13-Oct-10	134	VD-742	1.5	21.05	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
17-Oct-10	134	VD-738	5.8	50.68	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
17-Oct-10	134	VD-740R	5.8	45.9	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
17-Oct-10	134	VD-742	5.8	81.82	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-701	1.8	0.03	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-702	1.8	3.4	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-706	1.8	2.41	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-710	1.8	8.43	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-712R	1.8	7.96	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-714	1.8	6.45	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-716	1.8	6.49	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-720R	1.8	6.17	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-722	1.8	2.31	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-724	1.8	0.83	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-734	1.8	3.56	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-736	1.8	7.53	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-738	1	8.69	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-740R	1	7.87	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
23-Oct-10	134	VD-742	1	14.03	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
24-Oct-10	134	VD-738	1.7	14.52	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
24-Oct-10	134	VD-740R	1.7	13.15	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
24-Oct-10	134	VD-742	1.7	23.44	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
16-Nov-10	132	VD-702	0.9	1.69	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-706	0.9	1.33	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-710	0.9	4.3	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-712R	0.9	3.84	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-714	0.9	3.31	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv

Anexos.

16-Nov-10	132	VD-716	0.9	3.47	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-720R	0.9	1.23	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-722	0.9	1.16	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-724	0.9	0.36	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-734	0.9	1.91	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-736	0.9	3.68	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-740R	11	79.26	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
16-Nov-10	132	VD-742	11	159.85	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
17-Nov-10	132	VD-740R	14	100.95	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
17-Nov-10	132	VD-742	14	203.61	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-702	0.5	1.06	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-706	0.5	0.73	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-710	0.5	2.33	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-712R	0.5	2.2	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-714	0.5	1.76	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-716	0.5	1.67	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-720R	0.5	0.7	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-724	0.5	0.24	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-734	0.5	1.02	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	132	VD-736	0.5	2.06	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
15-Dec-10	137	VD-738	4.8	43.4	Mantenimiento de subestaciones
15-Dec-10	137	VD-740R	4.8	35.93	Mantenimiento de subestaciones
15-Dec-10	137	VD-742	4.8	67.09	Mantenimiento de subestaciones
16-Dec-10	135	VD-702	2	4.29	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-706	2	2.9	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-710	2	9.31	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-712R	2	9.27	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-714	2	7.04	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-716	2	6.67	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-718R	2.2	21.58	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-720R	2	2.68	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-724	2	0.96	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-726	2.2	26	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-734	2	4.07	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-736	2	8.25	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-738	2.2	19.83	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-740R	2.2	15.7	Interrupciones en bancos de transformadores
16-Dec-10	135	VD-742	2.2	30.65	Interrupciones en bancos de transformadores
17-Dec-10	132	VD-738	4.3	39.56	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
17-Dec-10	132	VD-740R	4.3	31.32	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
17-Dec-10	132	VD-742	4.3	61.16	Interrupciones o manipulaciones por 33 kv
30-Dec-10	134	VD-700	2.5	0.63	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas

Anexos.

30-Dec-10	134	VD-702	2.5	5.31	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-706	2.5	3.63	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-710	2.5	11.3	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-712R	2.5	11.58	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-714	2.5	8.8	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-716	2.5	11.91	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-718R	2	19.89	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-720R	2.5	3.4	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-722	2.5	2.73	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-724	2.5	1.23	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-726	2	23.96	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-734	2.5	5.06	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-736	2.5	10.49	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-738	2.5	22.65	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-740R	2.5	15.97	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas
30-Dec-10	134	VD-742	2.5	35.31	Interrupciones o manipulaciones en líneas aéreas

Tabla 3.6 Perdidas en el año por cada servicio.

K-30a	Ene.	Feb.	Abr.	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Pérdidas del año
1A											0.63	0.63
2B					0.2	0.08	0.02	0.24	0.03		12.84	13.41
3C					2.7	6.31	1.33	3.51	3.4	1.69	7.26	26.19
7D					2.2	1.24	1.12		2.41	1.33	23.05	31.93
13F					6.3	12.64	3.16		7.96	3.84	17.6	51.54
14G					4.3	1.93	2.46		6.45		2.73	17.89
22K					1.8	1.01	0.84		2.31	1.16		7.14
					18	23.21	8.93	3.75	22.56	8.02	64.11	148.73
K-30nuevo												
11E					5.4	3.36	3.08		8.43	4.3	22.94	47.55
17H					4.8	2.91	2.53		6.49	3.47	20.25	40.49
21J					2.9	2.68	2.42		6.17	1.43	6.78	22.39
25L					0.7	0.36	0.29		0.83	0.36	2.43	4.98
35N					2.8	1.53	1.48		3.56	1.91	10.15	21.42
37O					5.7	3.6	3.09		7.53	3.68	20.8	44.43
					22	14.44	12.89		33.01	15.15	83.35	181.26
K-39P												
39P	71.99		27.38		3	2.23	13.48	8.68	86.93		125.43	339.08
41Q	51.87	9.77	26.08		2.8	2.17	12.75	8.96	78.73	180.21	98.92	472.22
43R			28.66			2.27	21.9	13.73	140.34	363.46	194.21	764.57
	123.9	9.77	82.12		5.7	6.67	48.13	31.37	306	543.67	418.56	1575.87
K-19I												
19I	21.5		81.05								41.47	144.02
27M	183.3		105.8								49.96	339.07
	204.8		186.8								91.43	483.09
Centro												
	328.7	9.77	269		46	44.32	69.95	35.12	361.57	566.84	657.45	2388.95
TOTAL	329	9.8	269		46	44.3	70	35.1	361.6	566.8	657.5	2388.95

Anexo 1 Plano eléctrico de los servicios del Centro Colector #7.

