

PROPUESTA DE UN MODELO DE ANÁLISIS PARA DISMINUIR EL TIEMPO DE  
IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS

NATY CAROLINA CASTRO MENDOZA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

PROPUESTA DE UN MODELO DE ANÁLISIS PARA DISMINUIR EL TIEMPO DE  
IDENTIFICACIÓN DE PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS

NATY CAROLINA CASTRO MENDOZA

Trabajo de grado para optar al título de  
ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Director

ING. FERNANDO CALVETE GONZÁLEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA

2016

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCIÓN	13
1. MÉTODOS PARA EL MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN.	14
1.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	15
1.1.1. Pérdidas de presión en un sistema de producción.	16
1.1.2. Análisis del sistema de producción.	18
1.1.3. Curva típica del índice de Productividad (IP) y del IPR.	20
1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN.	24
1.2.1. Modelos de declinación.	25
1.2.1.1. Tasa de declinación nominal.	25
1.2.1.2. Tasa de declinación efectiva.	25
1.2.1.3. Producción de petróleo acumulada.	26
1.3. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.	26
1.3.1. Factores que afectan las curvas de declinación.	27
1.4. MONITOREO DE POZOS.	28
1.4.1. Generalidades de la automatización de pozos.	30
2. SISTEMA DE MONITOREO PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO.	32
2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO.	32
2.2. LEVANTAMIENTO, REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN DIARIA PARA EL SEGUIMIENTO DE PRODUCCIÓN.	39
2.2.1. Liquidación diaria de producción.	39
2.2.2. Monitoreo diario del Campo.	40
2.2.3. Pruebas de producción.	40
2.2.4. Producción Diferida.	45
3. MODELO DE ANÁLISIS ORIENTADO A LA DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA DE POZOS EN CAMPOS MADUROS.	47
3.1. ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN EL MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO.	48
3.1.1. Frecuencia de falla de pozos.	49
3.1.1.1. Tipo de Levantamiento.	50
3.1.1.2. Potencial de producción.	51

3.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.	57
4. CONCLUSIONES	59
BIBLIOGRAFÍA	61
ANEXOS	62

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Variables de monitoreo de pozos con bombeo mecánico y de cavidades progresivas.	28
<b>Tabla 2.</b> Características de las zonas productoras	34
<b>Tabla 3.</b> Características de las zonas productoras	34
<b>Tabla 4.</b> Producción diferida para el Año 2014 en BIs.	45
<b>Tabla 5.</b> Clasificación del riesgo en función del tipo de Levantamiento.	50
<b>Tabla 6.</b> Clasificación del riesgo en función del # de fallas por año.	51
<b>Tabla 7.</b> Clasificación del riesgo en función del potencial de producción.	51
<b>Tabla 8.</b> Matriz de identificación de falla.	58

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Sistema de Producción	15
<b>Figura 2.</b> Pérdidas de presión en el sistema	17
<b>Figura 3.</b> Perfil de presiones en un sistema de producción	18
<b>Figura 4.</b> Tasa y presión en el nodo.	19
<b>Figura 5.</b> a) Gráfica de la tasa de producción contra el abatimiento: índice de productividad constante. b) Representación gráfica del IP	21
<b>Figura 6.</b> IPR para un líquido incompresible	22
<b>Figura 7.</b> Curvatura del IPR a) Gráfica de la tasa de producción contra el abatimiento: caso general. b) Relación del comportamiento del flujo de entrada	23
<b>Figura 8.</b> Diagrama Tipico de un proceso de automatización	30
<b>Figura 9.</b> Vida productiva de un Campo.	33
<b>Figura 10.</b> Esquema de facilidades de producción.	37
<b>Figura 11.</b> Esquema de Valoración inicial del riesgo.	50

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Comportamiento de producción Campo estudio año 2014	35
<b>Gráfica 2.</b> Frecuencia de pruebas de producción 2014.	43
<b>Gráfica 3.</b> Pruebas de producción de pozos.	44
<b>Gráfica 4.</b> Clasificación de fallas en pozos con PCP.	46
<b>Gráfica 5.</b> Variables de monitoreo para pozos con PCP	54
<b>Gráfica 6.</b> Variables de monitoreo para pozos con PCP.	55

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Levantamiento Campo Estudio	63
<b>Anexo B</b> Formato para de seguimiento de producción de pozos	64
<b>Anexo C.</b> Formato de seguimiento de variables de pozo	65
<b>Anexo D.</b> Formato Límites de registro de variables de operación por pozo	66
<b>Anexo E.</b> Formato para seguimiento de pruebas de producción.	67

## RESUMEN

**TÍTULO:** PROPUESTA DE UN MODELO DE ANÁLISIS PARA DISMINUIR EL TIEMPO DE IDENTIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS.<sup>1</sup>

**AUTOR:** NATY CAROLINA CASTRO MENDOZA.<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVE:** PERDIDAS DE PRODUCCIÓN, CONTROL, PRODUCCIÓN.

### DESCRIPCIÓN:

Este proyecto presenta un método para el seguimiento de control diario de producción ajustado a las condiciones de operación del Campo estudio, basado en la información recopilada del Campo, se establece una metodología orientada a disminuir el tiempo de identificación de falla, enfocado a las fallas que son identificadas de acuerdo al seguimiento diario de producción y que generan producción diferida. Implementar herramientas para el registro oportuno de las variables de operación, y de plantear un seguimiento apropiado del Campo en producción donde se debe recopilar la información vital para conocer el Campo y el yacimiento que una vez se logre integrar la información de manera apropiada, el análisis de esta permitirá llevar un control y manejo apropiado de la operación y de la toma de decisiones de forma oportuna.

Se plantea implementar formatos para el seguimiento de las variables de operación de los pozos del Campo estudio y un método de análisis de falla que logran disminuir el tiempo de identificación de la falla y disminuirá la producción diferida.

Implementar herramientas o métodos para el control diario de la producción de pozos de hidrocarburos es de vital importancia para el seguimiento en el control de producción durante todas las etapas de desarrollo de los Campos en producción, este seguimiento es necesario para determinar el potencial de producción y realizar el seguimiento apropiado del Campo.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

<sup>2</sup> Facultad de ingenierías fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos director Ing. Fernando calvete González

## ABSTRACT

**TITLE:** PROPOSAL OF A MODEL OF ANALYSIS TO DECREASE THE TIME OF IDENTIFYING THE LOSS OF PRODUCTION IN MATURE FIELDS.<sup>3</sup>

**AUTHOR:** NATY CAROLINA CASTRO MENDOZA.<sup>4</sup>

**KEYWORDS:** LOST PRODUCTION, CONTROL, PRODUCTION.

### DESCRIPTION:

This project presents a method for tracking daily control of adjusted production to the operating conditions of the field study, based on information gathered in the field, one aimed at reducing the time identification fails, focused methodology is set to faults they are identified according to the daily monitoring of production and generate deferred production. Implement tools for timely recording of operating variables, and raise an appropriate monitoring field production where you must gather the vital information to know the field and the field that once achieved integrate information appropriately, analysis this will allow take control and proper management of the operation and decision making in a timely manner.

It arises implement formats for monitoring operating variables field wells study and a failure analysis method they managed to reduce the identification time of the failure and decrease the deferred production.

Implement tools or methods for daily production control hydrocarbon wells is vital for monitoring in production control during all stages of development of fields in production, this follow-up is necessary to determine the production potential and conduct appropriate follow-up of the Field.

---

<sup>3</sup> Trabajo de Grado

<sup>4</sup> Facultad de ingenierías fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos director Ing. Fernando calvete gonzález

## INTRODUCCIÓN

Diariamente las compañías trabajan para superar los desafíos que genera el manejo de la producción de hidrocarburo y en lograr generar una información confiable para el entendimiento del yacimiento y de tener el control apropiado para lograr identificar de manera oportuna las fallas que ocasionan pérdida de producción.

Implementar herramientas o métodos para el control de la producción de los pozos es de vital importancia para el seguimiento diario de la producción, existen campos petroleros que no han implementado herramientas para el registro oportuno de las variables de operación, o no se integra de manera apropiada la información que es registrada diariamente, o su programación en el tiempo no es la más óptima para diagnosticar problemas de producción o cambios en el yacimiento.

Avanzar en el tema de monitoreo de la producción debería ser un reto de toda compañía productora de hidrocarburos, esto permitirá una producción continua, conocimiento anticipado de la falla, disminución en los tiempos de identificación de falla, disminución de producción diferida y permitirá establecer un control seguro y eficiente.

Lograr implementar la tecnología en los campos petroleros para el monitoreo de la producción diaria permite una visión instantánea para el análisis y control en tiempo real que conlleva a lograr un manejo óptimo del yacimiento, disminuyendo tiempos de identificación de falla, trabajos de acondicionamiento de pozo oportuno y disminución en las pérdidas de producción.

## **1. MÉTODOS PARA EL MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN.**

Las pruebas de pozo y de formación consisten en el registro de datos mientras el campo se encuentra en producción, las cuales deben realizarse en todas las etapas de desarrollo de los campos de petróleo y gas. El registro de los datos de las pruebas de producción constituye la fuente primaria de datos críticos que permitirán realizar los modelos de yacimiento y representan el mecanismo principal para el ajuste de parámetros de operación, determinación de pruebas especiales, análisis de fluidos y establecer las estrategias de desarrollo del Campo.

Una vez terminada la etapa de perforación y de cañoneo de los intervalos de interés en un pozo, se da inicio a determinar el potencial de producción del pozo, para esto es necesario realizar pruebas de producción iniciales, éstas consisten en identificar las características fisicoquímicas del fluido, establecer el caudal de aporte del pozo y las características del yacimiento.

Para determinar el caudal de aporte, el fluido del pozo se direcciona a un separador de prueba donde la corriente del fluido se divide en las fases de petróleo, agua y gas y además se separa el sedimento que traiga, las tres fases del fluido son analizadas de forma independiente. Para obtener datos adicionales del yacimiento se pueden bajar herramientas de adquisición de registros de producción operadas con cable dentro del pozo, estas herramientas pueden determinar la tasa de flujo, composición del fluido, y pueden identificar la zona que está aportando la producción.

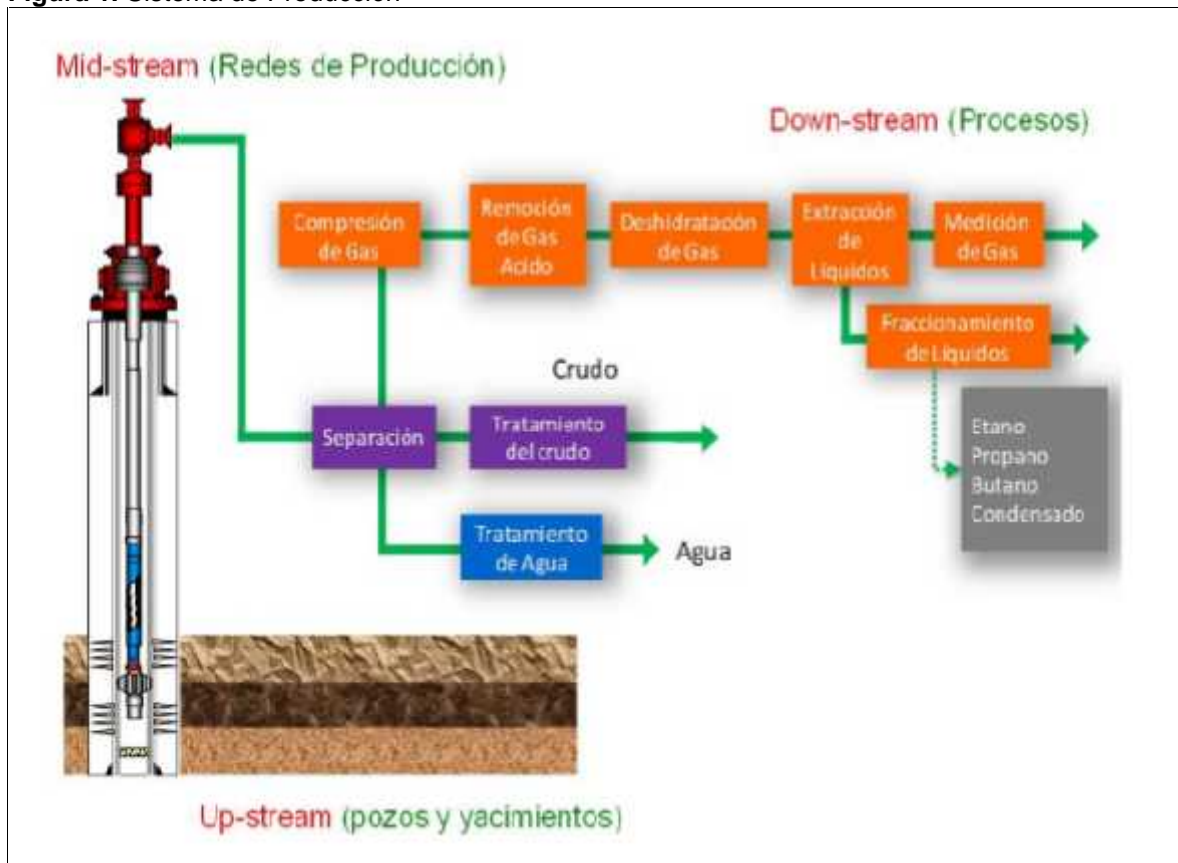
En la fase de exploración de un campo las pruebas de pozo permiten a las compañías operadoras determinar las tasas de flujo, características del yacimiento para tomar las acciones apropiadas para el desarrollo del campo o desistir del proyecto por razones económicas.

En la etapa de desarrollo de un campo las pruebas de pozo reflejan el comportamiento histórico de la producción de éste, esta información permite establecer trabajos a realizar para el incremento de la producción, o identificar un posible daño que se pueda estar presentando.

### 1.1. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN<sup>5</sup>.

La Figura 1 presenta un esquema de un sistema de producción.

Figura 1. Sistema de Producción



Fuente. Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal.

<sup>5</sup> CABARCAS, M. Curso de optimización Integral de Sistemas de Producción con Análisis Nodal. Libro Universidad Industrial de Santander, Materia análisis nodal, 2013, Modulo 1, 3p.

Un sistema de producción incluye todos los elementos involucrados en el flujo de los fluidos desde la formación hasta superficie, a saber:

- ) Presión estática del yacimiento
- ) Comportamiento de afluencia - curva IPR
- ) Esquemas de completamiento particulares en el pozo
- ) Tubería de producción que incluye restricciones de fondo y válvulas de seguridad.
- ) Estrangulador ó Choke en superficie
- ) Líneas superficiales
- ) Facilidades de superficie
- ) Separador

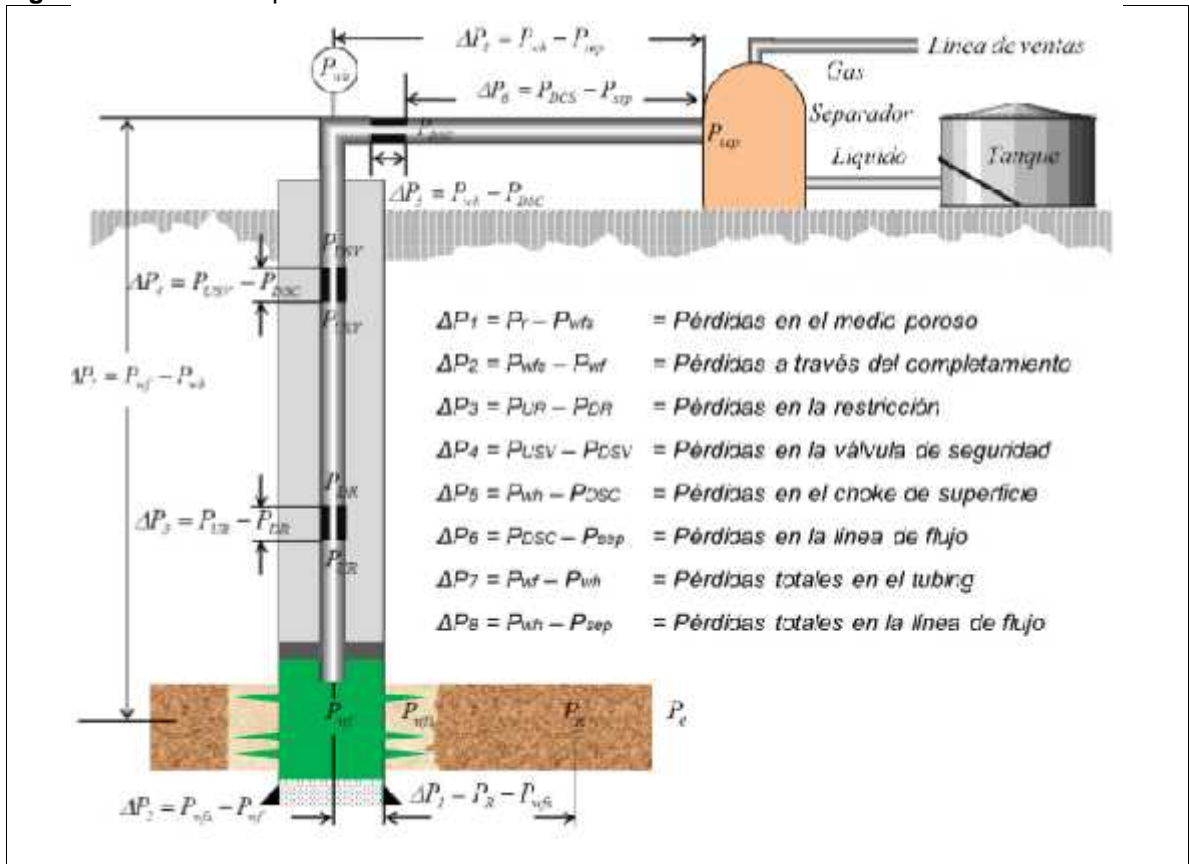
**1.1.1. Pérdidas de presión en un sistema de producción<sup>6</sup>.** Para transportar los fluidos que se encuentran en el yacimiento hasta las facilidades de superficie, se requiere de una cantidad de energía que sea capaz de superar el gradiente hidrostático de la columna de fluido, las pérdidas por fricción en el sistema de completamiento de un pozo y los cambios de energía cinética, y así llevar los fluidos hasta superficie.

Cada elemento del completamiento requiere de cierta caída de presión para que el flujo pase a través del mismo, de tal modo que la caída de presión total ( $P_r - P_{sep}$ ) será igual a la suma de las pérdidas de presión individuales que ocurren en todos los elementos del sistema. En la Figura 2 se esquematiza las principales fuentes de pérdidas de presión del fluido en su trayecto desde la formación hasta el separador.

---

<sup>6</sup> Ibid., p.4

**Figura 2.** Pérdidas de presión en el sistema

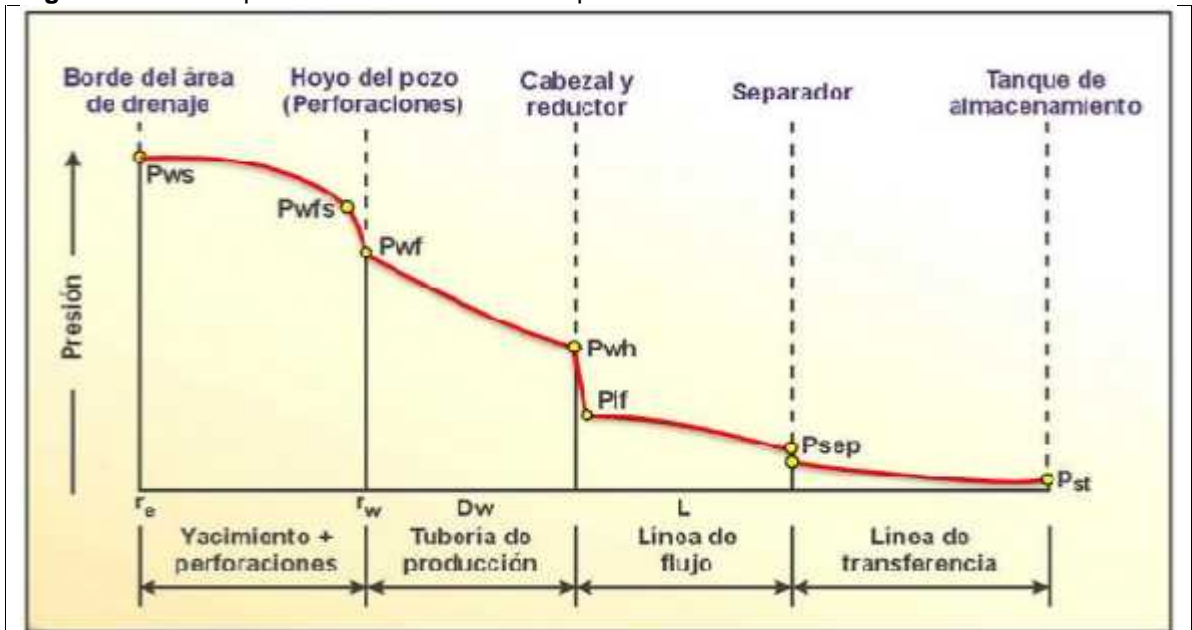


**Fuente.** Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal.

La selección y el dimensionamiento de los componentes individuales son muy importantes, debido a la interacción entre los componentes, un cambio en la caída de presión de cualquiera afectará el comportamiento de la presión de todos los demás. Esto ocurre debido a que el fluido es compresible, y por lo tanto, la caída de presión de un elemento particular depende no solo de la tasa de flujo a través del componente, sino también de la presión promedio que existe en cada componente.

La Figura 3 ilustra el perfil de presiones para un pozo que produce a una tasa constante. La presión en el límite externo es el punto inicial del perfil de presiones, que termina a la presión de la línea de transferencia o a la presión atmosférica en el tanque de almacenamiento.

**Figura 3.** Perfil de presiones en un sistema de producción



Fuente. Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal.

**1.1.2. Análisis del sistema de producción<sup>7</sup>.** El análisis del sistema de producción de hidrocarburos de manera integral fue sugerido primero por Glibert (“*Flowing and Gas Lift performance*”, *API Drilling and Production Practices*, 1954). Consiste en seleccionar un punto o nodo dentro del sistema de producción (pozo y facilidades de superficie).

Se desarrollaron ecuaciones para la relación entre la tasa de flujo y la caída de presión para los componentes del pozo, corriente arriba del nodo (flujo de entrada o *Inflow*) y corriente abajo del nodo (flujo de salida o *Outflow*). La tasa de flujo y la presión en el nodo pueden calcularse debido a que:

- i. El flujo que entra al nodo es igual al flujo que sale del nodo.
- ii. Solo puede existir una presión en el nodo.

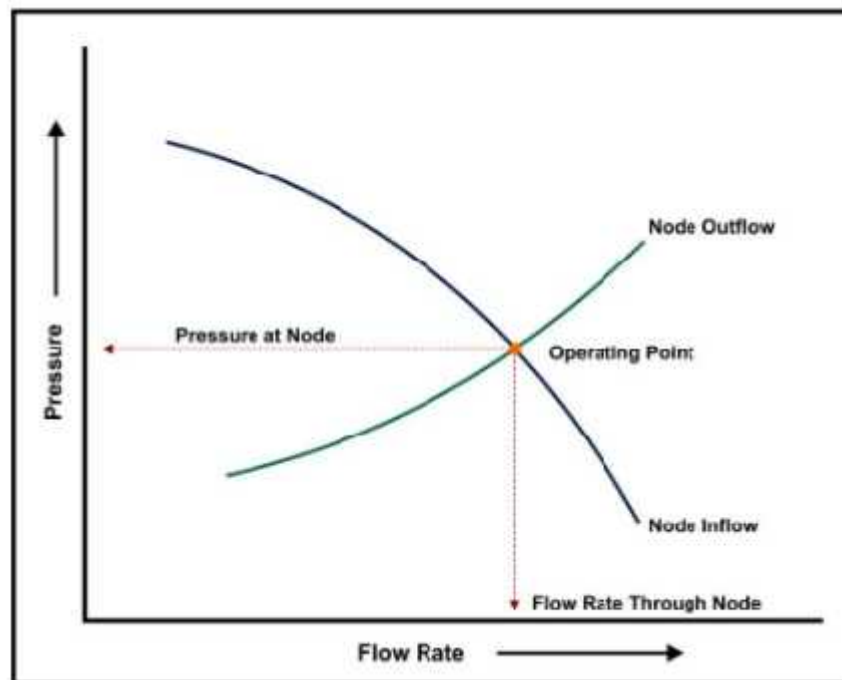
<sup>7</sup> ECONOMIDES, M., HILL, A., ECONOMIDES, C. *Petroleum Production Systems*. Prentice-Hall PTR. New Jersey. 1994. Cap. 4. .

Por otra parte, en cualquier momento la presión en los puntos finales (*end points*) del sistema, separador ( $P_{sep}$ ) y yacimiento ( $P_R$ ), están fijas. Entonces:

$$P_R - (P_{é}r + d p \text{ ó}n c + a d n) = P_n \quad E \quad \text{ó}n 1$$

$$P_s + (P_{é}r + d p \text{ ó}n c + a d n) = P_n \quad E \quad \text{ó}n 2$$

**Figura 4.** Tasa y presión en el nodo.



**Fuente.** Production Technology II. Institute of Petroleum Engineering.

El resultado típico de esta clase de análisis se muestra en la figura 4, donde se ha graficado la Presión vs. Tasa, tanto para el inflow (Ecuación 1) como para el outflow (Ecuación 2) en el nodo. La intersección entre esas dos líneas define la presión y la tasa en el nodo. Este enfoque es la base de todos los cálculos de caudales tanto manuales como computarizados, y se le conoce como Análisis Nodal. A continuación se discutirá cómo el comportamiento de fases de hidrocarburos afecta el comportamiento del inflow en el pozo.

**1.1.3. Curva típica del índice de Productividad (IP) y del IPR<sup>8</sup>.** La curva de desempeño IPR (por sus siglas en inglés: *Inflow Performance Relationship*) se define como la relación funcional entre el caudal de producción y la presión dinámica de fondo. Gilbert fue el primer autor en proponer esta relación para indicar el potencial de un pozo. Gilbert definió el IPR en un rango de presión que abarca desde la presión promedia del yacimiento hasta la presión atmosférica.

El IPR es una medida rutinaria que usa indicadores de presión de fondo a intervalos regulares como parte del programa de monitoreo del campo. Esta relación entre la tasa de flujo ( $q$ ) y la presión en el wellbore ( $P_{wf}$ ) es uno de los parámetros más importantes en el análisis nodal del comportamiento del pozo. Con base en este modelo se describió la curva típica de relación de desempeño del influjo de crudo en pozos (IPR).

*Liquid Inflow:* Si el valor del IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede escribir la ecuación 3 en la siguiente forma:

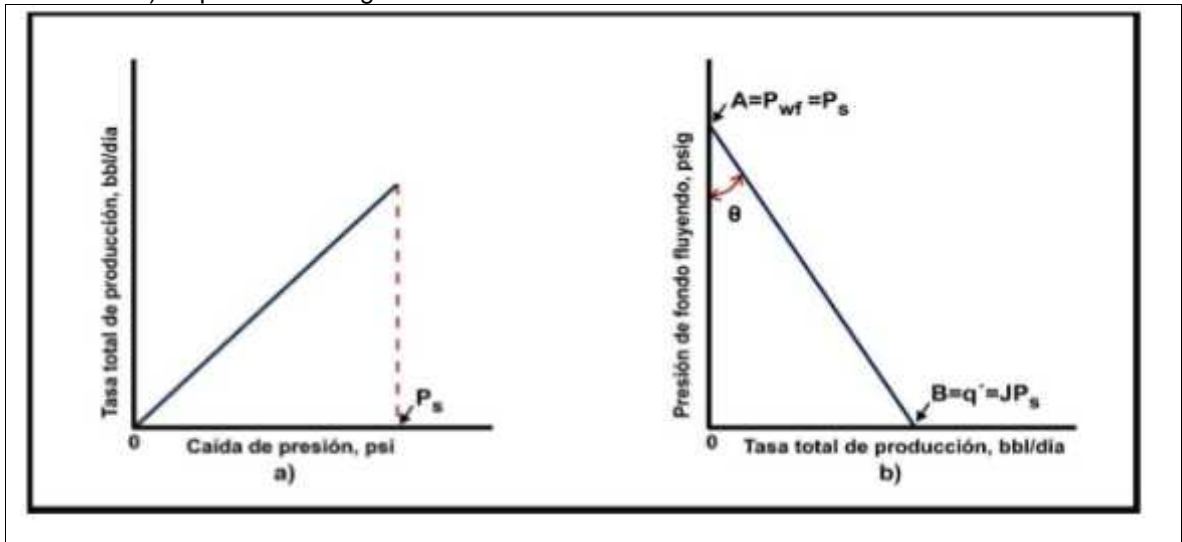
$$q = J\Delta P = J(P_s - P_w) E \quad \text{ón 3}$$

Donde  $\Delta P$  es la caída o el abatimiento de la presión,  $J$  es el índice de productividad y  $q$  es la tasa de producción de líquidos.

---

<sup>8</sup> SANTOS, N. Fundamentos en ingeniería de yacimientos. Libro Especialización Universidad Industrial de Santander, Materia variables de producción, 2013, Capítulo 3, 17p.

**Figura 5.** a) Gráfica de la tasa de producción contra el abatimiento: índice de productividad constante. b) Representación gráfica del IP



**Fuente.** Índice de productividad y el IPR

Las mediciones en campo han mostrado que para los pozos que producen aceite subsaturado (no hay gas en el *wellbore*) o agua, la relación entre  $q$  y  $\Delta P$  es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente  $J$  (ver figura 7a). Sin embargo, casi siempre se puede esperar que la línea sea curva cuando el yacimiento está por debajo de la presión de burbuja dado que hay liberación de gas, entonces la permeabilidad relativa al gas aumenta, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye y por consiguiente la tasa también.

Las figuras 7b y 8 se refieren al comportamiento de la formación, es decir, a la reacción de la formación a una caída de presión en el pozo, de tal manera que al referirse al potencial del pozo, en realidad se está hablando del potencial de la formación. La tasa máxima de producción de líquido que puede entregar la formación al pozo se presenta cuando la presión de fondo fluyendo (BHP) es cero. Es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica; en aquellos pozos en los que se usa el vacío, el potencial del pozo podría definirse como la BHP fluyendo de cero absoluto.

La ecuación 4 define la presión de fondo fluyendo ( $P_w$ ).

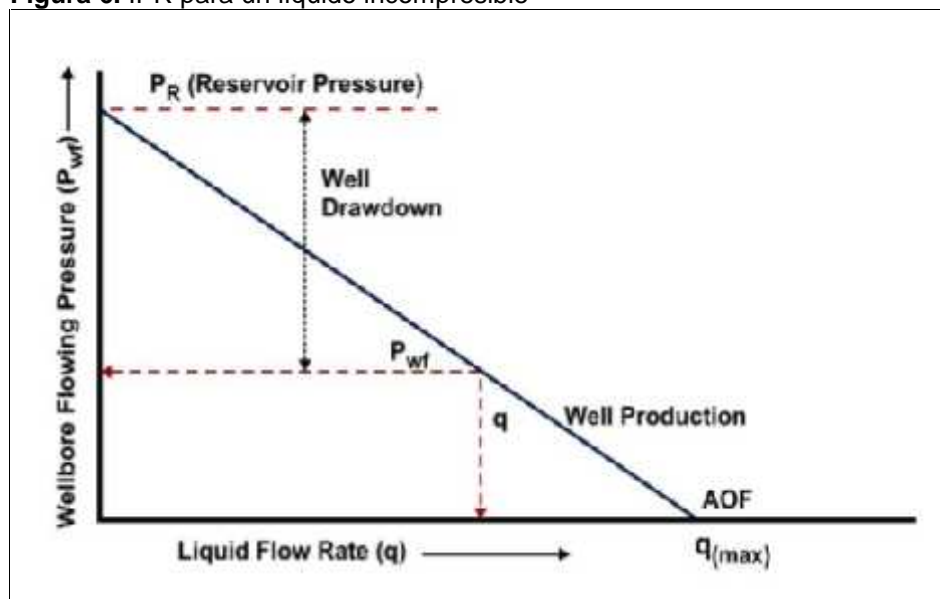
$$P_w = P_s - \frac{q}{J} \quad \text{Ecuación 4}$$

En un momento particular de la vida del yacimiento,  $P_s$  tiene un valor específico, por lo que es constante, entonces, al graficar  $P_w$  vs.  $q$  se obtiene una línea recta (ver figura 7b). A esta gráfica se le llama *Inflow Performance Relationship* (IPR). El ángulo que forma esta línea con el eje de presión es:

$$\tan \theta = \frac{0}{0} = J$$

El **Absolute Openhole Factor** (AOF o  $q'$ ): es la tasa máxima de producción que puede entregar la formación a un pozo y como se mencionó anteriormente, ocurre cuando la BHP fluyendo ( $P_w$ ) es cero, es decir, cuando la presión de fondo es la atmosférica (figura 8).

**Figura 6.** IPR para un líquido incompresible



Fuente. Índice de productividad y el IPR

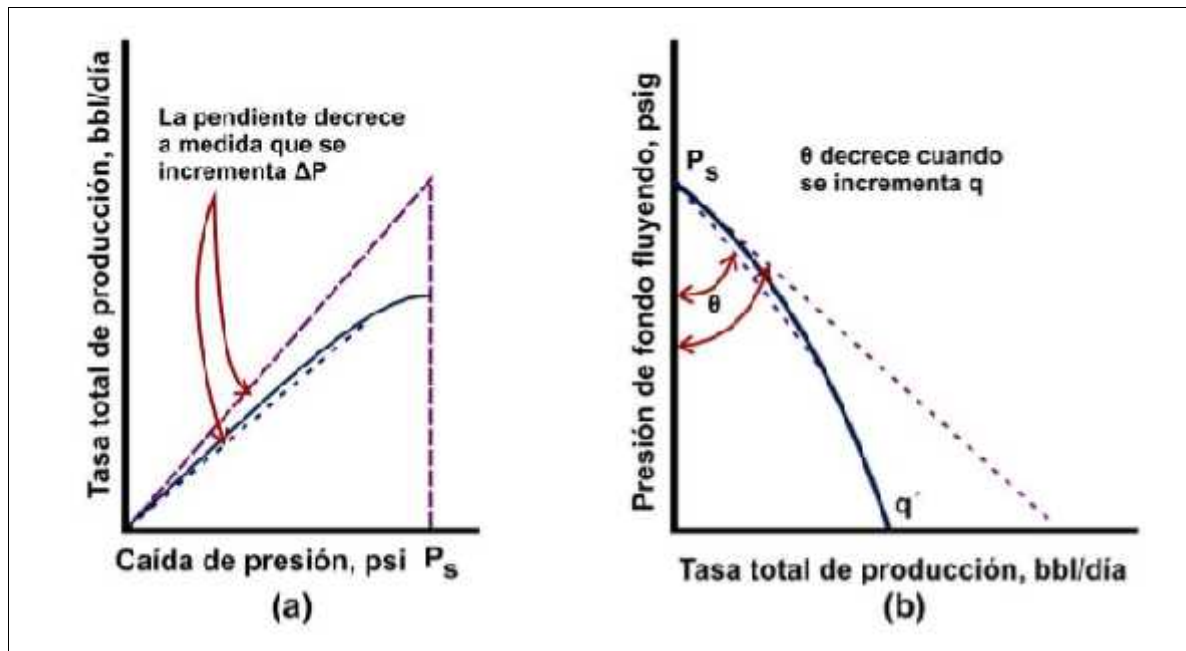
Este IPR (línea recta) puede determinarse a partir de dos mediciones en campo:

- ) Presión de fondo estabilizada con el pozo cerrado (Presión del yacimiento, PR)
- ) Pozo fluyendo, midiendo  $P_{wf}$  a una tasa de producción

El “influjo potencial” del pozo puede calcularse a cualquier draw down (o  $P_{wf}$ ).

Si las figuras no son independientes de la producción, las líneas que representan el comportamiento del IP serán curvas, la dirección de esta curvatura  $J$  decrece al incrementarse la caída de presión ( $\Delta P$ ) o la tasa de producción ( $q$ ), ver figura 9, casi siempre se puede esperar que la línea sea curva.

**Figura 7.** Curvatura del IPR a) Gráfica de la tasa de producción contra el abatimiento: caso general. b) Relación del comportamiento del flujo de entrada



Fuente. Índice de productividad y el IPR

## 1.2. CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN<sup>9</sup>.

El análisis de las curvas de declinación introducido por Arps en 1945, ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de petróleo y gas. Originalmente este análisis se consideró una práctica totalmente empírica ya que la técnica tiene pocas bases teóricas, sin embargo, la simplicidad y el éxito de sus pronósticos extendió su uso y logró la aceptación general.

La curva típica del análisis de declinación que realiza un ingeniero de producción consiste en representar en papel semilog la Tasa de Producción vs. Tiempo, y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Este método extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura. Además de la Tasa vs. Tiempo, existen otras tendencias que permiten analizar las historias de producción entre las cuales se encuentran la Tasa de Producción vs. Producción de Petróleo y la Relación Gas-Petróleo vs. Producción Acumulada.

El análisis de las curvas de declinación se aplica a la producción de petróleo o de gas de pozos individuales, de grupos de pozos o de la totalidad de un yacimiento, pero no a la primera fase de vida de un yacimiento pues en ésta no hay suficientes datos de producción sobre los cuales basar las predicciones. También se aplica en aquellos pozos cuyo comportamiento pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural de declinación y no están sujetos a cambios operacionales. Ahora bien, la confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de los datos de producción en los que se basa, y las predicciones nunca deben realizarse más allá de una duración similar a la de los datos de producción suministrados.

---

<sup>9</sup> PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Venezuela. 2009. Cap.9.

Teniendo en cuenta que este método es empírico, se recomienda que continuamente se revisen los resultados realizando comparaciones con otras predicciones o con la experiencia que se haya acumulado.

**1.2.1. Modelos de declinación.** Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación se basan en la forma como la tasa de declinación varía con el tiempo. En consecuencia, para realizar el análisis de yacimientos usando tales métodos es necesario definir los siguientes parámetros básicos.

**1.2.1.1. Tasa de declinación nominal.** Se define como el cambio fraccional de la tasa de producción con el tiempo o también, como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural de la Tasa de Producción vs. Tiempo, es decir

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad E \quad 5$$

Donde:

D = Tasa de declinación nominal, años<sup>-1</sup>

q = Tasa de producción de petróleo, BF/día

T = Tiempo, años o meses

**1.2.1.2. Tasa de declinación efectiva.** Se define como la disminución en la tasa de producción desde un valor inicial  $q_i$  hasta un valor  $q$  durante un período igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido entre la producción al comienzo del período:

$$d = \frac{q_i - q}{q_i} \quad E \quad 6$$

Donde:

$d$  = Tasa de declinación efectiva, % años o meses

$q$  = Tasa de producción de petróleo a un tiempo  $t$ , BF/día

$q_i$  = Tasa de producción de petróleo al comienzo del período de declinación, BF/día

Por lo general, esta declinación es la más usada, ya que por ser una función discreta concuerda mejor con las prácticas reales de registro de producción. Si el período es un mes se le refiere como declinación efectiva mensual y, si es un año, como declinación efectiva anual.

**1.2.1.3. Producción de petróleo acumulada.** Se define como la integral de la curva de producción en función del tiempo, desde el inicio de la vida productiva del pozo hasta un tiempo determinado:

$$N_p = \int_0^t q \quad E \quad \text{ón 7}$$

Donde:

$N_p$  = Producción acumulada de petróleo, BF

$q$  = Tasa de producción de petróleo a un tiempo

$t$ , BF/día  $t$  = Tiempo considerado, meses o años

### 1.3. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN<sup>10</sup>.

Existen tres tipos de curvas de declinación: exponencial, armónica e hiperbólica, las cuales se definen según la siguiente expresión básica general:

---

<sup>10</sup> PARÍS DE FERRER, M. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Maracaibo: Ediciones Astro Data. 2009. 503 p.

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad E \quad \text{ón 8}$$

Donde:

$n$  = Exponente de declinación

$D_i$  = Tasa de declinación al comienzo del período

En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante  $n=0$ ; en la armónica  $n=1$  y en la hiperbólica  $0 < n < 1$ . De acuerdo con esto, la expresión de la tasa de declinación para cada tipo de curva es:

- ) **Exponencial:**  $D=D_i=$  Constante: La caída en producción por unidad de tiempo es una fracción constante de la tasa de producción.
- ) **Armónica:**  $n=1$  La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es directamente proporcional a la tasa de producción.
- ) **Hiperbólica:** La caída en producción por unidad de tiempo como una fracción de la tasa de producción es proporcional a una potencia fraccional de la tasa de producción, con la potencia ( $n$ ) variando entre 0 y 1.

**1.3.1. Factores que afectan las curvas de declinación.** Entre los factores que afectan las curvas de declinación se cuentan los siguientes:

- ) Períodos desiguales entre pruebas de medición de pozos. Dificultan la ponderación de un tiempo promedio. Lo ideal es efectuar las pruebas en lapsos iguales.
- ) Reducción del índice de productividad o incremento del factor de daño.

- ) Cambios en la presión de fondo, relación gas petróleo, porcentaje de agua, entre otras condiciones del yacimiento.
- ) Completamiento de pozos nuevos.
- ) Cierres de producción.

A menos que se detecten y corrijan esas condiciones, las estimaciones que se realicen usando curvas de declinación estarán limitadas. Por el contrario, cuando el equipo de levantamiento está operando en forma adecuada y las condiciones del pozo son satisfactorias, la tendencia de declinación reflejará las condiciones cambiantes del yacimiento, y la extrapolación de dicha tendencia podrá considerarse como una guía confiable.

#### 1.4. MONITOREO DE POZOS.

El monitoreo de pozos consiste en el seguimiento de las variables de operación de acuerdo a el sistema de levantamiento que tenga el pozo. En la tabla No.1.se encuentran los tipos de variables para el monitoreo de pozos con sistema de levantamiento Bombeo mecánico y de cavidades progresivas PCP, sistemas de levantamiento que tiene el Campo estudio.

**Tabla 1.** Variables de monitoreo de pozos con bombeo mecánico y de cavidades progresivas.

Tipo de Levantamiento	Bombeo Mecanico	Bombeo Cavidades Progresivas ó PCP
Descripción	El método de bombeo mecánico consiste en elevar el fluido desde el nivel que este alcanza en el pozo y desplazarlo al punto de recolección por medio de una bomba de profundidad accionada por la columna de varillas que transmiten el movimiento del equipo de bombeo.	Operan como un tornillo. La bomba está en el fondo del pozo, y es comparable con un tornillo gigante recubierto por un polímero muy duro. La fuerza motriz la entrega un motor en la superficie. La transmisión es realizada por un eje de varillas, similar al de las bombas mecánicas, pero en este caso, el movimiento es de rotación.
Variables de Monitoreo para el control de pozo.	THP:Tubing Head Pressure CHP: Casing Head Pressure SPM:Strokes por minuto LE:Longitud del embolo. Sumergencia de la bomba	THP:Tubing Head Pressure CHP: Casing Head Pressure RPM: Revoluciones por minuto Sumergencia de la bomba

**Fuente:** Autor

Existe el monitoreo manual y el automatizado. En el monitoreo de pozos manual se requiere de una o varias persona encargadas de realizar el monitoreo de las

variables de los pozos, llamados en la industria del hidrocarburo como recorredores de Campo quienes son los responsables de registrar las variables de los pozos diariamente de acuerdo a la programación de monitoreo que el ingeniero de producción de Campo elabore.

El recorredor de Campo emplea la herramienta para monitoreo de pozo Echometer, “pertenece a una empresa norteamericana que desarrollo una herramienta para realizar estudios de productividad del pozo y con esta optimizar la producción a unos costos más rentables en el SLA. El TWM (Total Well Managment) de Echometer realiza pruebas para determinar el nivel de líquido en fondo de pozo y el funcionamiento del SLA, por medio de una prueba acústica y un análisis dinamométrico del sistema de bombeo”<sup>11</sup>.

Implementar el sistema de monitoreo de pozos automatizado surge de la necesidad de identificar de forma instantánea el pozo que se encuentra parado y que está generando una producción diferida, la automatización de los pozos inicio alrededor de los años 80, para esta época solo permitía monitorear el estado *ON/OFF* y unas variables básicas sin lograr un control real del pozo, lo que permitía un monitoreo del pozo más que una automatización para el monitoreo de todas las variables de pozo.

“Desde el año 2000 hasta la actualidad se ha logrado un procesamiento avanzado de datos, con una cuantía numerosa de variables asociadas a los procesos productivos de los pozos, independientemente del sistema de levantamiento artificial que esté presente. Otro factor importante para recalcar es que por medio de la automatización de pozos en la actualidad se ha logrado tomar decisiones para optimizar la producción basándose en comportamientos de los pozos, con lo cual

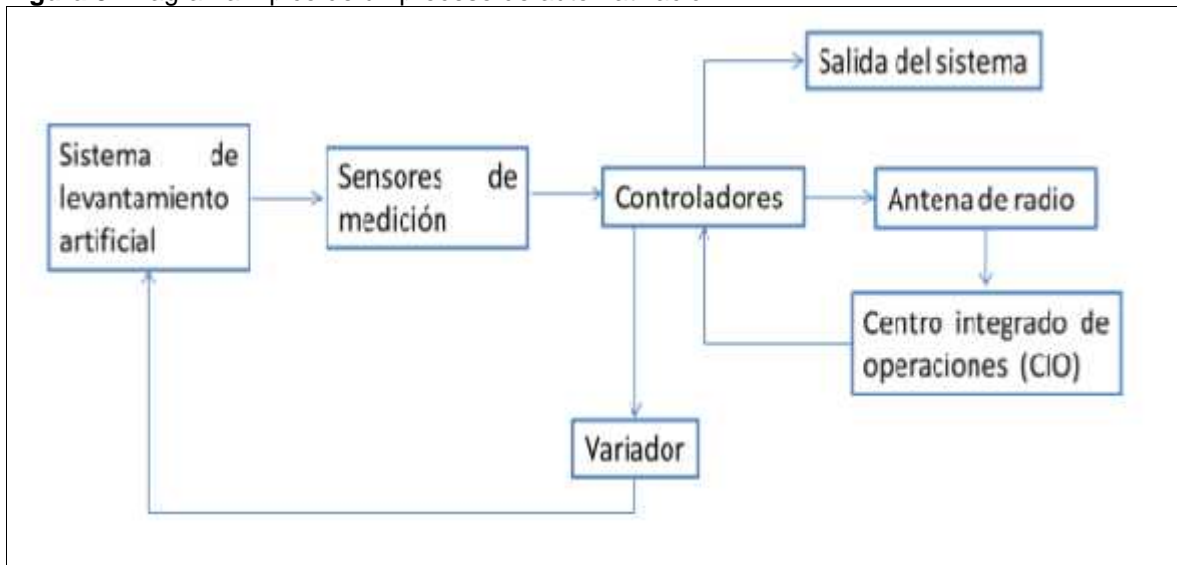
---

<sup>11</sup> PLATA MANTILLA C. Echometer Nivel de Fluido .Presentación <http://documents.tips/documents/echomete-nivel-de-fluido.html>

también se ha permitido predecir posibles comportamientos futuros del pozo, previniendo fallas que implicarían pérdidas de tiempo, producción y por tanto ganancias”<sup>12</sup>.

**1.4.1. Generalidades de la automatización de pozos.**<sup>13</sup> El monitoreo de pozos consiste en la visualización remota de las variables que componen la operación de estos. Es de vital importancia en tanto que permite conocer en tiempo real el estado de los pozos tanto en superficie, como en fondo. Por su parte, la automatización de pozos permite controlar y modificar las variables para de este modo tomar las respectivas acciones correctivas, en caso de fallas u operación ineficiente de los pozos.

**Figura 8.** Diagrama Tipico de un proceso de automatización



**Fuente:** Evaluación técnica de los pozos automatizado y monitoreados del área Lisama de la Superintendencia de Operaciones de Mares.

<sup>12</sup> HERNANDEZ D, LOZANO V. Evaluación técnica de los pozos automatizados y monitoreados del área Lisama de la superintendencia de operación de mares. Bucaramanga 2014, 192 p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad físico químicas. Escuela de ingeniería de Petróleos.

<sup>13</sup> Ibid., p.32

En la Figura No.10 se observa un esquema típico de un proceso de automatización empezando en el sistema de levantamiento artificial donde se instalan los respectivos sensores de medición que llevan la información a los controladores, estos transmiten la señal vía antena de radio al centro integrado de operaciones (CIO) donde son analizados los datos por los operadores y los ingenieros de control de producción para la toma de decisiones.

Los sistemas de monitoreo remoto suministran la información de interés de acuerdo a los parámetros establecidos, de manera inmediata, lo que permite identificar fallas o anomalías de manera instantánea, optimizando el tiempo de recorrido y de identificación de falla.

El sistema de automatización se comprende de:

- ) Controlador y/o variador
- ) Sistema de Controlador
- ) Sensores de Medición
- ) SCADA.

El controlador constituye un elemento vital para conformar el sistema de automatización y monitoreo, debido a que regula presiones, temperaturas, niveles y caudales así como todas las funciones asociadas de temporización, cadencia, conteo y lógica.

Cuando el pozo cuenta con un variador instalado en el caso del sistema PCP, este permite modificar la velocidad de operación RPM, para el bombeo mecánico variar el parámetro de velocidad (*Strokes*).

## **2. SISTEMA DE MONITOREO PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO.**

### **2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO.**

El campo estudio es considerado un Campo Maduro

Un Campo maduro se identifica por las siguientes características:

- ) Un Campo que ya presentó su pico de producción y se encuentra en la etapa de declinación de su producción y ha producido por más de 10 años.
- ) Un activo petrolero o gasífero es considerado maduro cuando ha producido más de la mitad de sus reservas probadas originales después de operar durante un buen número de años. Si bien su producción corriente puede aumentar, este crecimiento no es sostenible por mucho tiempo.

Como se observa en la figura 11, establecer dentro de toda la vida productiva de un campo, en qué momento se puede considerar “maduro” puede llegar a ser una tarea algo complicada. Sin embargo existe una zona bien definida en donde dicho concepto se puede aplicar. La consecuencia de esta ubicuidad permite concluir que la madurez es un concepto asociado al nivel de explotación y la marginalidad es una clasificación netamente financiera.

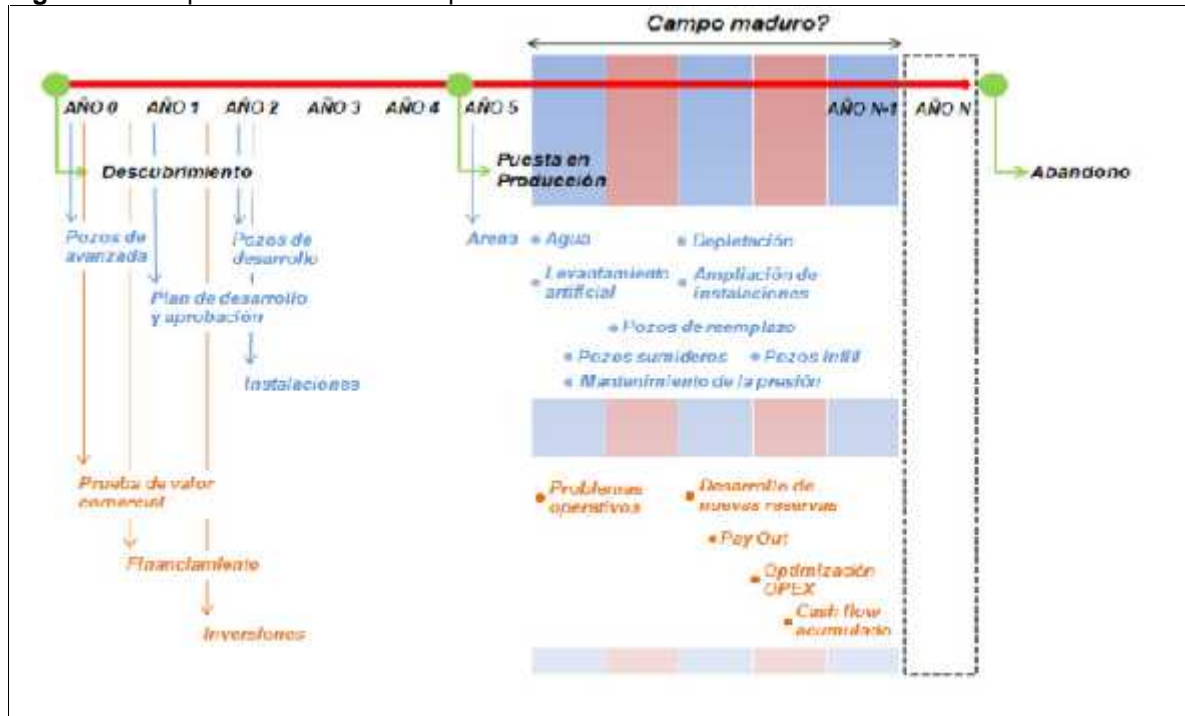
Existen algunos criterios que se deben cumplir a la hora de poder afirmar que un Campo es maduro, y dicho criterio responde a los siguientes interrogantes:

- ) ¿Ha excedido la vida media de los campos de la misma cuenca?
- ) ¿Produce menos del 50% del pico de aceite?
- ) ¿Ha producido más del 50% de las reservas totales?
- ) ¿Las instalaciones y pozos son obsoletos en alguna proporción?

- ) ¿Los costos operativos son elevados?
- ) ¿Existen problemas de agua, arena, corrosión u otros?"<sup>14</sup>

Si las respuestas a las preguntas enunciadas anteriormente son positivas, se está hablando de un Campo maduro.

**Figura 9.** Vida productiva de un Campo.



**Fuente:** Metodología básica en simulación numérica de yacimientos para reactivación de campos maduros.

El Campo se localiza en el extremo norte del Valle Superior del Magdalena, depresión morfológica correspondiente a una cuenca alargada en dirección NNE-SSO, limitada por la Cordillera Central al Oeste, la Cordillera Oriental al Este. Esta configuración de la cuenca ha sido el resultado de una gran variedad de procesos tectónicos que han afectado el extremo norte de Suramérica, los cuales han llevado

<sup>14</sup> SANTAFE, E. Metodología básica en simulación numérica de yacimientos para reactivación de campos maduros. Bucaramanga, 2010, 176. Trabajo de grado (Ingeniero de Sistemas). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería de sistemas.

al desarrollo de dos prominentes cordilleras cuya altitud ha sido alcanzada hace relativamente poco tiempo (Plioceno-Mioceno).

La zona de interacción de los Valles Medio y Superior del Magdalena (subcuenca de Girardot), corresponde geográficamente al área donde se localizan las acumulaciones comerciales de petróleo y gas, asociadas a los campos A, B, C Y D. Esta zona de acumulación de hidrocarburos, geológicamente se encuentra limitada hacia el Oeste por el complejo ígneo-metamórfico del Batolito de Ibagué (Cordillera Central), y al Oriente el límite lo constituye el trazo de la falla de Bituima. Los límites Norte y Sur están definidos por los trazos del sistema de fallas de desplazamiento de rumbo tipo dextral de Alvarado e Ibagué respectivamente.

El campo tiene dos unidades productoras que se denominarán zona A, zona B, las características se describen en la Tabla 2 y 3.

**Tabla 2.** Características de las zonas productoras

<i>Formación</i>	<i>Profundidad Promedio (pies)</i>	<i>Área (acres)</i>	<i>Espesor Neto (Pies)</i>	<i>Porosidad (%)</i>	<i>Saturación Agua (%)</i>	<i>Presión Original (PSI)</i>	<i>Tr (°F)</i>
ZONA A	2500 TVD	1043	36	16	45.4	1000-1200	90
ZONA B	3800 TVD	1117	730	14.3	52.4	1800-2200	115

**Fuente:** Autor

**Tabla 3.** Características de las zonas productoras

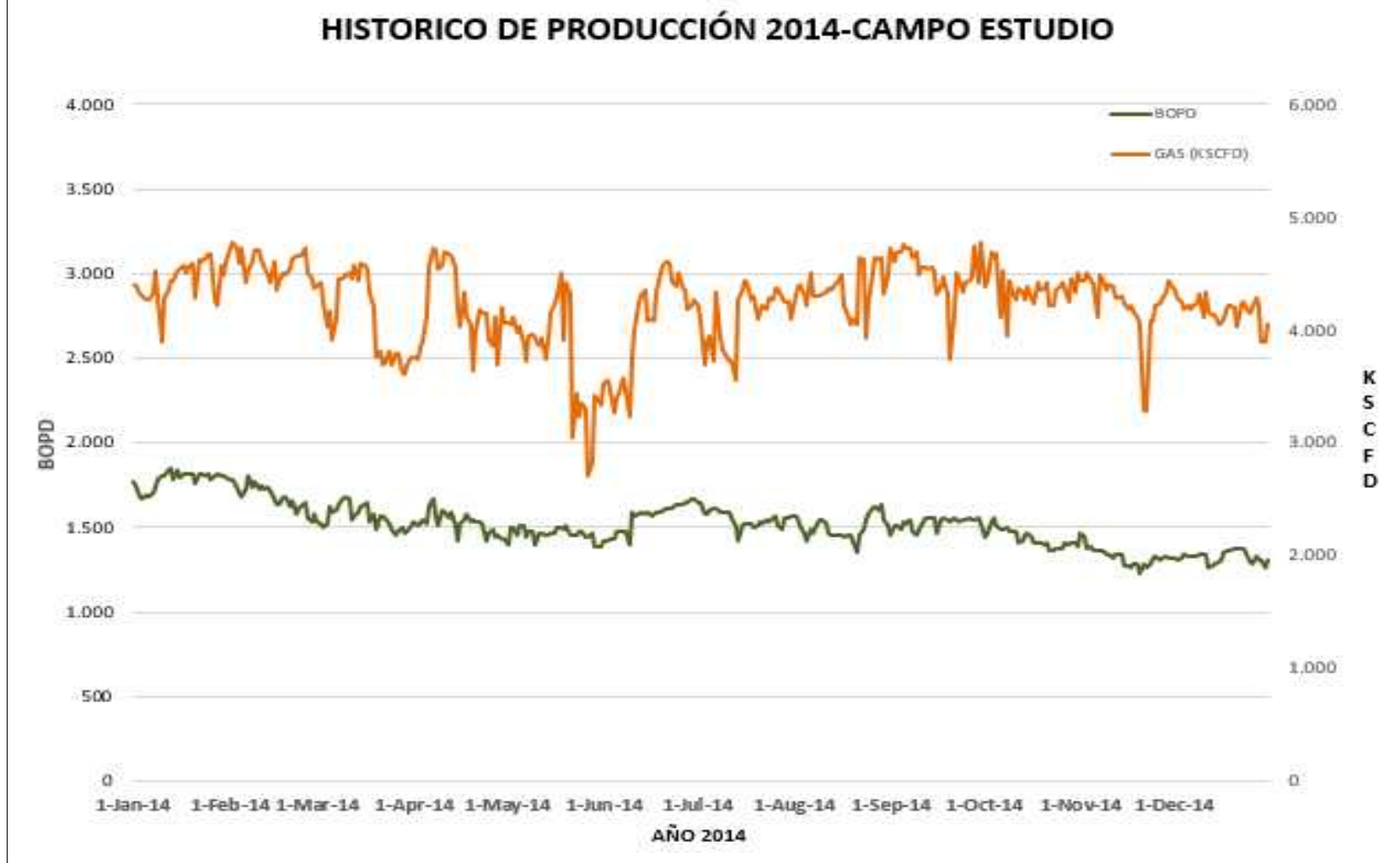
<i>Formación</i>	<i>° API</i>	<i>GE gas</i>	<i>GOR (scf/STB)</i>	<i>Bo (rb/STB)</i>	<i>STOOIP (MM BBL)</i>	<i>Np(MM BBL)</i>	<i>FR (%)</i>
ZONA A	26-27	0.63	400-800	1.05	22.83	0.40	1.8
ZONA B	26-29	0.63	200-1000	12.071	27.13	3.78	13.9

**Fuente:** Autor

El Campo inició su producción a finales del año 2004. Para realizar el análisis del monitoreo de producción se tomará el año 2014 como el periodo de evaluación.

En la gráfica No.1 se observa el comportamiento de la producción para el año 2014, presentó un promedio de producción de 1.519 BOPD y 4.236 KSCFD.

Gráfica 1. Comportamiento de producción Campo estudio año 2014



Fuente: Autor

El mecanismo de producción es de gas en solución, presenta una tendencia de declinación del 32% anual, este porcentaje de declinación se debe principalmente a la liberación del gas que se encuentra en solución generando un aumento en la producción de gas y disminución en la producción de petróleo.

El Campo tiene 43 pozos, 42 pozos activos y 1 pozo cerrado por mantenimiento de la presión del yacimiento por su alta producción de gas. Los tipos de sistemas de levantamiento empleados son: Bombeo mecánico instalado en 6 pozos y bombeo con cavidades progresivas en 37 pozos. La producción de cada pozo es enviada por línea independiente a los *manifold*'s de producción, donde es recolectada la producción y enviada a las facilidades unificadas.

Los *manifold*'s están distribuidos de la siguiente manera en el área del Campo

- ) Manifold Norte
- ) Manifold Sur A
- ) Manifold Sur B
- ) Manifold Centro
- ) Manifold Norte

A continuación una descripción de los "manifolds" de cada área del campo:

**Manifold Central:** Maneja la producción de 4 pozos: C1, C2, C3 y C4., del manifold se direcciona la producción de estos pozos a través de 2 líneas de flujo tipo *tubing* 3 ½" pulgadas hacia las facilidades unificadas.

**Manifold Norte:** Maneja la producción de 6 pozos: N1, N2, N3, N4, N5 N6, del manifold se direcciona los fluidos a través de 2 líneas de flujo tipo *tubing* una de 3 1/2 pulgadas y otra de 2 7/8" pulgadas hacia las facilidades unificada.



**Manifold Este:** Maneja la producción de 10 pozos: E1, E2, E3, E4, E5, E6, E7 ,E8, E9, E10, del manifold se direcciona la producción a través de 3 líneas de flujo tipo *tubing* 3 1/2 pulgadas hacia las facilidades unificada.

**Manifold Sur A:** Maneja la producción de 10 pozos: SA1, SA2, SA3, SA4, SA5, SA6, SA7, SA8, SA9, SA10, del manifold se direcciona la producción de estos pozos a través de 4 líneas de flujo de 3 1/2 pulgadas hacia las facilidades unificadas.

**Manifold Sur B:** Maneja la producción de 10 pozos: SB1, SB2, SB3, SB4, SB5, SB6, SB7, SB8, SB9, SB10, del manifold se direcciona la Produccion de estos pozos a través de 4 líneas de flujo de 3 ½ pulgadas hacia FUM.

Los pozos FU1, FU2, FU3 llegan directamente a las facilidades unificadas por línea independiente.

Toda la producción del Campo es recibida en las facilidades Unificadas que cuenta con los siguientes equipos: 4 separadores: 1 separador general, 1 separador de prueba, 1 separador para manejar la producción de los pozos que no tienen autorización de comercialidad y que por esta condición deben ser monitoreados de manera independiente, 1 separador para los pozos que producen agua, 4 tanques de almacenamiento de producción 2 de 5000 Bls y 2 de 1000Bl.

En la Figura No. 12 se observa el esquema de las facilidades de producción del Campo Estudio.

## **2.2. LEVANTAMIENTO, REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN DIARIA PARA EL SEGUIMIENTO DE PRODUCCIÓN.**

**2.2.1. Liquidación diaria de producción.** El sistema de medición de producción del Campo es estática. El cierre de la producción lo realiza el operador de producción a las 24:00 hr del día, éste realiza la liquidación diaria para la medición de cantidad y calidad de crudo de acuerdo a las siguientes normas:

- ) Medición De Tanques (API MPMS 3.1A)
- ) Determinación De Temperatura (API MPMS 7.6)
- ) Muestreo (API MPMS 8.1)
- ) Medición de Calidad: Densidad, Salinidad, contenido de agua y sedimento (mediante pruebas de laboratorio)

Cada 3 horas se realiza la medida del tanque que se encuentra recibiendo la producción para verificar el aporte por hora , si durante la medición se observa que ha disminuido su caudal de aporte el operador informa al recorridor de Campo para que realice un recorrido al Campo e identifique el pozo que se encuentra apagado. Para realizar la liquidación de cantidad de crudo el operador realiza el procedimiento establecido para medición y liquidación de hidrocarburo de la compañía para determinar el volumen bruto, neto y la producción de Gas.

Una vez el operador realiza la liquidación de la producción elabora el reporte de producción para el ingeniero a cargo de la operación con la siguiente información:

- ) Datos de producción de crudo y gas.
- ) Entregas de crudo del Campo
- ) Movimiento de Tanques.
- ) Pruebas de pozo

) Producción diferida.

A partir del cierre de producción del día el ingeniero realiza el análisis de la producción y determina el recorrido a pozos y los ajustes operacionales a realizar de acuerdo al comportamiento de la producción.

**2.2.2. Monitoreo diario del Campo.** El Campo no cuenta con sistema de telemetría para monitoreo de pozos ni de producción, los pozos son monitoreados diariamente por el recorridor de turno quien es la persona encargada de realizar las actividades relacionadas a continuación y que son asignadas diariamente por el ingeniero de producción y de realizar el recorrido de todo el Campo estudio con un numero de 43 pozos. En la Anexo A se encuentra el esquema de la ubicación de los pozos

- ) Llevar el registro de las presiones de anular y Tubing de cada uno de los pozos y la de los manifold's.
- ) Realizar la toma de niveles con el Echometer.
- ) Realizar pruebas manométricas.
- ) Realizar toma de Dinagrama de los pozos con BM.
- ) Realizar la alineación en los manifold's de los pozos en prueba.
- ) Mantenimiento a los equipos que durante el recorrido encuentren apagados.

**2.2.3. Pruebas de producción:** El Ministerio de Minas y energía establece la frecuencia y el tiempo mínimo de las pruebas de pozo en el artículo 39 de la resolución 18 1495 de 2009, así:

“**Artículo 39.** Todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes

y parámetros (GOR y BSW) de los fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. Los datos obtenidos deben reportarse al MME mensualmente en los formularios 16 “informe mensual sobre ensayos de potencial de pozos de petróleo” y formulario 25 “pruebas de pozo de gas”.<sup>15</sup>

Dentro del seguimiento a la producción no se tiene establecido un programa de pruebas de producción, el ingeniero a cargo de la operación informa diariamente a los operadores de producción los pozos que deben poner a prueba de acuerdo a su análisis.

Las pruebas de producción como se mencionó en el capítulo 1, son necesarias para actualizar el potencial de aporte de fluido del pozo y para construir las gráficas de producción de cada pozo, valor que se emplea para ajustar el potencial de producción del Campo y el valor que se asignará por producción diferida, en el caso de que el pozo presente alguna falla. Se realizó el análisis de la frecuencia de prueba de producción realizadas durante el año 2014:

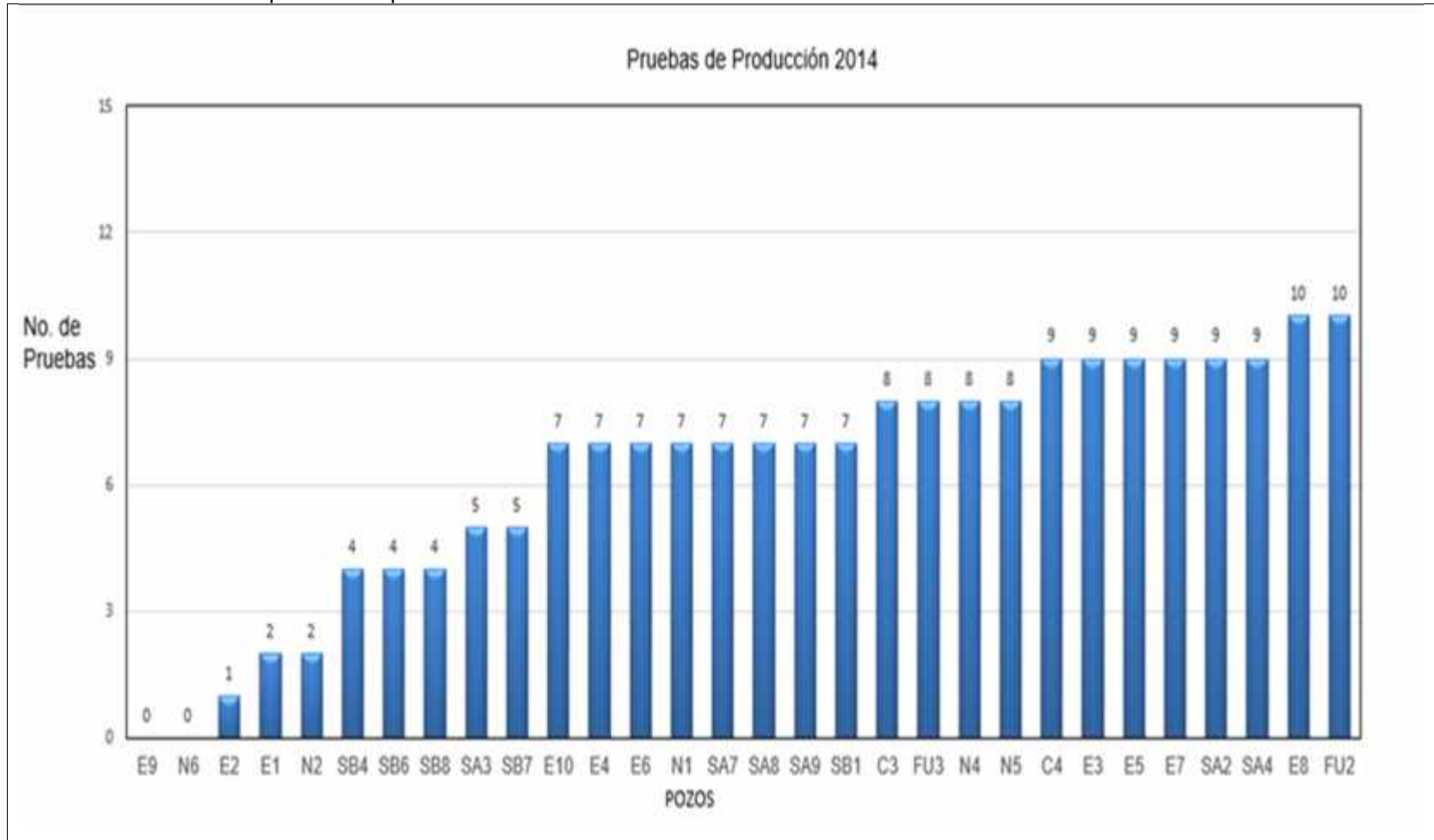
- J Se evidencia que 30 pozos del Campo no dan cumplimiento a la frecuencia de pruebas establecida en la resolución 181495 de 2009. En la gráfica No. 2. se encuentra el número de pruebas de producción realizadas para los pozos durante el año 2014, para dar cumplimiento con lo establecido deberían tener un número de 12 pruebas para el año.
- J Esto significa que el 69% de la producción del Campo no tiene un ajuste representativo en el potencial del pozo por la baja frecuencia de pruebas de producción.
- J El 31% de la producción da cumplimiento a la frecuencia de pruebas de pozo establecido en la resolución 181495 de 2009. En la gráfica No. 3 se encuentra el número de pruebas de producción realizadas para los pozos que dan

---

<sup>15</sup> MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución número 18 1495 de 22 SEP. 2009. Bogotá.

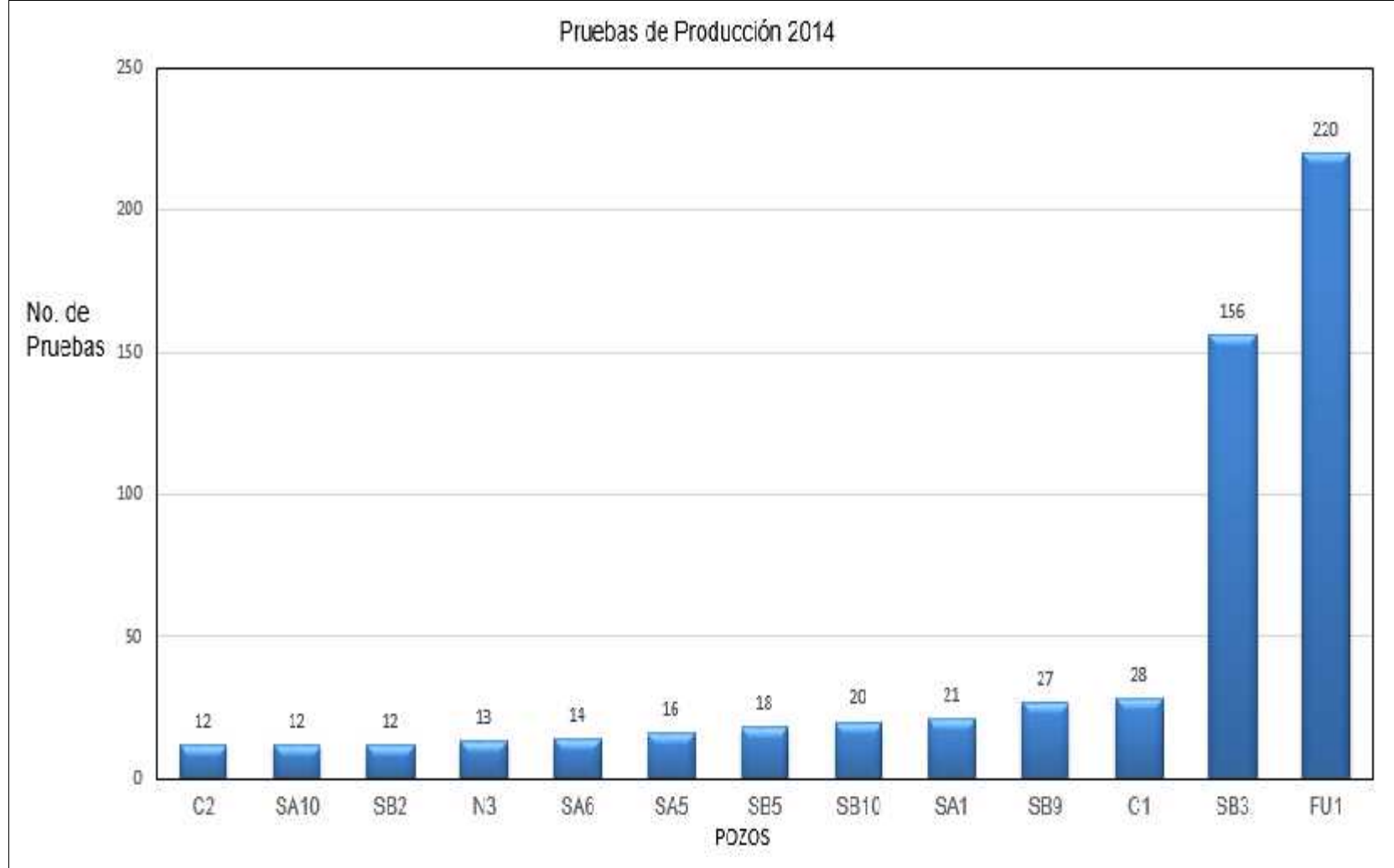
cumplimiento a las pruebas de producción mínima que permiten un ajuste de potencial óptimo.

**Gráfica 2.** Frecuencia de pruebas de producción 2014.



Fuente: Autor

**Gráfica 3.** Pruebas de producción de pozos.



Fuente: Autor

**2.2.4. Producción Diferida.** Es el volumen de crudo que por actividades de tipo preventiva o correctiva no es producido. Este volumen de producción debe ser justificado en el reporte de producción diario.

Se realiza la revisión del histórico de diferida del Campo para el año 2014, y se identifican las actividades principales por las que se presentan paradas de pozos son:

- ) Falla y mantenimiento de equipos de Superficie.
- ) Actividades para el sostenimiento de la producción: Cañoneo, Recañoneo, Circulación con Química.
- ) Servicios a pozo por fallas en el ALS: Daño en el BHA, ruptura del Tubing, desconexión de varillas, limpieza de parafina.

Se realizó la clasificación de las diferidas del Campo, se identificó la producción diferida, esta información se puede observar en la tabla No. 4.

**Tabla 4.** Producción diferida para el Año 2014 en Bls.

Correctivo	Evaluativo	Incremental	Preventivo	Total general
14230	878	1752	2075	18935

**Fuente:** Autor.

Para la diferida de tipo correctivo se identificaron que las fallas se presentaron en los pozos con sistema de levantamiento PCP y fueron clasificadas en la gráfica No. 4.

**Gráfica 4.** Clasificación de fallas en pozos con PCP.



Fuente: Autor

### 3. MODELO DE ANÁLISIS ORIENTADO A LA DISMINUCIÓN DEL TIEMPO DE IDENTIFICACIÓN DE LA FALLA DE POZOS EN CAMPOS MADUROS.

Dentro de la evolución actual en la innovación de tecnologías que permitan un monitoreo a tiempo de los campos petroleros de forma más efectiva y eficiente para la recopilación de la información diaria durante la operación del Campo, existen Campos que no han implementado estas tecnologías y que están en una etapa llamada principiantes en el monitoreo de producción.

Con el paso del tiempo se hace necesario establecer estrategias para la mejora continua dentro de un proceso e involucrar a todos los integrantes del mismo, una de las técnicas para disminuir el tiempo de detección de fallas y lograr disminuir las paradas de pozo, para esto es necesario realizar un análisis de pérdidas que permita encontrar la causa raíz del problema y así establecer planes de acción para la mitigación y/o eliminación de este. El análisis de perdidas nos permitió disminuir la frecuencia de la aparición de la perdida.

Existen los siguientes motivos con los que se justifica una perdida<sup>16</sup>:

- ) Evitar la tendencia a convivir con los problemas.
- ) Evitar la tendencia a simplificar los problemas.
- ) Evitar la tendencia a centrarse en el problema del día.

**Tendencia a convivir con los problemas.** Cuando se tienen pequeños problemas y se aprende a convivir con ellos y se empieza a considerar la situación normal,

---

<sup>16</sup> ARDILA, Carlos y LÓPEZ, Christian. Propuesta de un modelo de análisis para la reducción de pérdidas asociadas al mantenimiento de la línea piloto de la compañía nacional de chocolates fábrica Bogotá. Trabajo de grado Especialista en gerencia de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería mecánicas, 2014. 72 p.

para esto se debe clasificar que situaciones se deben considerar normales y cuales inadmisibles dentro del proceso de seguimiento de producción.

**Tendencia a simplificar los problemas.** Con frecuencia los problemas que se identifican pueden ser por causas múltiples que pueden ser interrelacionados, es necesario lograr identificar cada uno de los problemas para poder establecer la prioridad y el plan de acción para cada uno de ellos, lograr identificar el problema ayudara no solo a eliminar este problema sino los que dependen de la misma causa.

**Tendencia a centrarse en el problema del día.** Con el objetivo de querer cerrar todas las actividades diarias, no tenemos presente los problemas que se nos han presentado de las acciones planteadas para mitigar el problema y el seguimiento con respecto a su efectividad, hasta cuando nos damos cuenta que el problema vuelve a aparecer convirtiéndose en un círculo vicioso que lleva a convivir con este.

### **3.1. ANÁLISIS DE LAS FALLAS EN EL MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO ESTUDIO.**

La metodología para análisis y solución de problemas son adoptadas y adaptadas por cada empresa en función de sus necesidades, el análisis se debe centrar primero en los problemas, segundo en la causa y tercero en la solución.

De acuerdo a la información recopilada del Campo estudio se establece una metodología orientada a disminuir el tiempo de identificación de falla enfocado a las fallas que fueron identificadas de acuerdo al seguimiento diaria de producción y que generan producción diferida, las fallas de pozo que generan intervención o servicio a pozo, son las que en promedio se tarda en identificar 48 horas.

Para garantizar la eficacia del método de análisis para disminuir el tiempo de identificación de falla, se debe garantizar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- ) Elaborar una estructura que permita desarrollar el proceso.
- ) Una vez establecido el método de análisis no se debe pasar por alto ninguna etapa establecida para el proceso.
- ) Cada etapa debe ser un punto de partida para la siguiente etapa.

Una vez revisada la información y las prácticas del control de la producción del Campo Estudio, se identifican los siguientes problemas en el proceso:

- ) Frecuencia de falla de pozos alta.
- ) Pocas pruebas de producción de pozo.
- ) Falta de monitoreo de parámetros de operación de pozos.
- ) Tiempo de identificación de la pérdida de producción alta.

**3.1.1. Frecuencia de falla de pozos.** Para mitigar la frecuencia de falla alta de pozos se plantea implementar la valoración del riesgo que inicia con una búsqueda sistemática de las posibles fallas de pozo.

Se inicia con la elaboración inicial del riesgo con la búsqueda de los posibles problemas que se puedan presentar en cada pozo de acuerdo a sus motivos de ocurrencia de falla y establecer la línea base de riesgo de cada pozo.

Las variables que se plantean valorar en la evaluación de los pozos son y se encuentran esquematizados en la Figura 13:

- ) Tipo de levantamiento.
- ) Número de Fallas por año.
- ) Potencial de producción.

Cada una de las variables de evaluación tendrá un porcentaje de relevancia o ponderación en el resultado final de la evaluación del riesgo, a continuación se describirá cada uno de ellos.

**Figura 11.** Esquema de Valoración inicial del riesgo.



**Fuente:** Autor

**3.1.1.1. Tipo de Levantamiento:** Este criterio valora el tipo de levantamiento artificial que tenga instalado el pozo, se establece el tipo de riesgo de acuerdo a la frecuencia de intervención que presente el sistema de levantamiento en el Campo y este será clasificado como alto. De acuerdo a los resultados obtenidos se realiza la clasificación del riesgo en la tabla No.5

**Tabla 5.** Clasificación del riesgo en función del tipo de Levantamiento.

TIPO DE LEVANTAMIENTO	RIESGO
Bombeo de Cavidades Progresivas	Alto
Bombeo Mecánico	Bajo

**Fuente:** Autor

**No de fallas por año:** Este parámetro evalúa el histórico de falla anual por pozo y se determinará con la siguiente ecuación:

**Fp (Falla de Pozo)=** # de fallas por pozo / 12 meses

Los eventos que se incluyen en falla de pozo son: los trabajos de workover generados por la falla en el BHA, como: Rotor partido, daño de bomba, desconexión de varilla, ruptura de tubería, esta variable nos permitirá identificar el pozo que ha tenido mayor número de intervenciones y que está generando una diferida de producción repetitiva. En la tabla No. se representa la clasificación del riesgo de los pozos en función a este parámetro.

**Tabla 6.** Clasificación del riesgo en función del # de fallas por año.

<b>TIPO DE LEVANTAMIENTO</b>	<b>VALORACIÓN FP</b>	<b>RIESGO</b>
Bombeo de Cavidades Progresivas	FP=0,25	Alto
	FP<0,25	Bajo
Bombeo Mecánico	FP= 0,1666	Alto
	FP<0,1666	Bajo

**Fuente:** Autor.

**3.1.1.2. Potencial de producción:** En este parámetro se definirá la valoración del riesgo de acuerdo al potencial de producción del pozo, donde el riesgo alto está dado por la producción diferida de acuerdo al potencial del pozo y de la producción del Campo estudio, lo que refleja es la atención rápida que se debe dar para disminuir la pérdida en la producción diferida. Se realiza la clasificación en la tabla No. 7

**Tabla 7.** Clasificación del riesgo en función del potencial de producción.

<b>POTENCIAL DE POZO</b>	<b>RIESGO DE PARADA</b>
Entre 38 a 122 BOPD	Alto
Entre 6 a 38 BOPD	Bajo

**Fuente:** Autor.

Una vez se identifican los pozos críticos del Campo en función de la valoración del riesgo, donde se define un pozo crítico cuando tiene las tres condiciones en riesgo alto, se establece el plan de seguimiento a los pozos, que se elabora de acuerdo a la valoración del riesgo y su prioridad de monitoreo de acuerdo a su frecuencia de fallas.

Tan pronto se identifican los pozos críticos, se establece una frecuencia de seguimiento de monitoreo de las variables de cada pozo, que debe ser incluido en el recorrido del Campo, se establecen los siguientes parámetros:

) **Prioridad de monitoreo:**

Prioridad 1. Pozo que será monitoreado todos los días.

Prioridad 2. Pozo que será monitoreado día de por medio.

Prioridad 3. Pozo que será monitoreado cada dos días.

) % Pareto: es el porcentaje de producción monitoreada de acuerdo al potencial de producción y el porcentaje de toda la producción del Campo.

) Potencial: producción de pozo de acuerdo a su última prueba de producción.

Se propone incluir el formato No.1 como seguimiento de pozos donde asegure el monitoreo de todos los pozos y la frecuencia de acuerdo a la valoración del riesgo, establecer un programa de seguimiento diario de Campo que permitirá aumentar la frecuencia de seguimiento de los pozos y garantizará cada 3 días tener el registro de las variables de operación de todos los pozos del Campo.

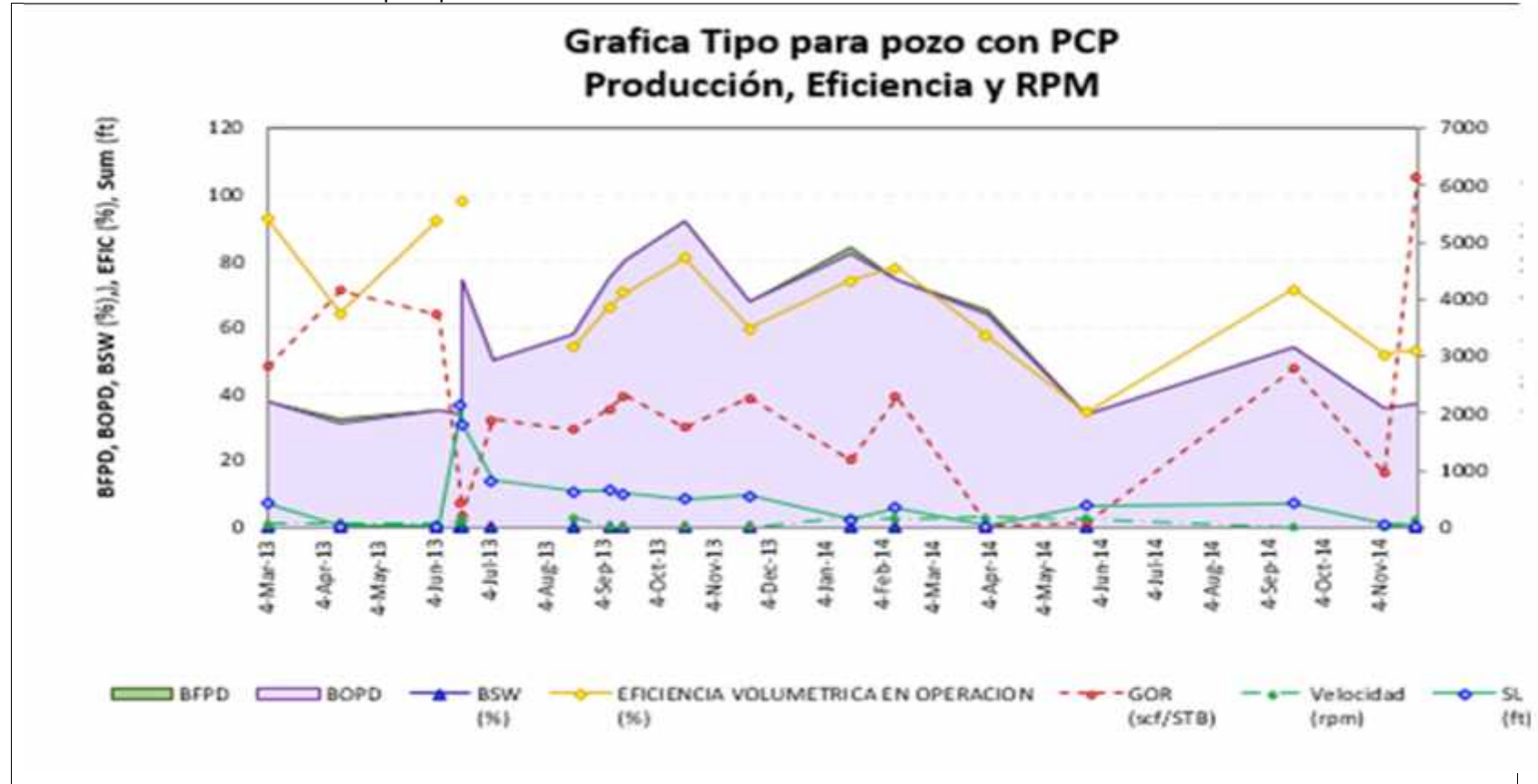
El seguimiento de las variables de operación de los pozos son de gran importancia en un campo de producción, las variables permiten establecer el comportamiento del pozo y un cambio de este, es motivo, de análisis, se puede identificar una posible falla o un cambio en las condiciones de operación del pozo.

De acuerdo al tipo de levantamiento empleado se establecen las siguientes variables de monitoreo, para el sistema PCP:

- ) RPM's.
- ) THP.
- ) CHP.
- ) Sumergencia (ft).
- ) Nivel de líquido del pozo.
- ) Caudal de producción, eficiencia de la bomba.
- ) Torque de Varilla

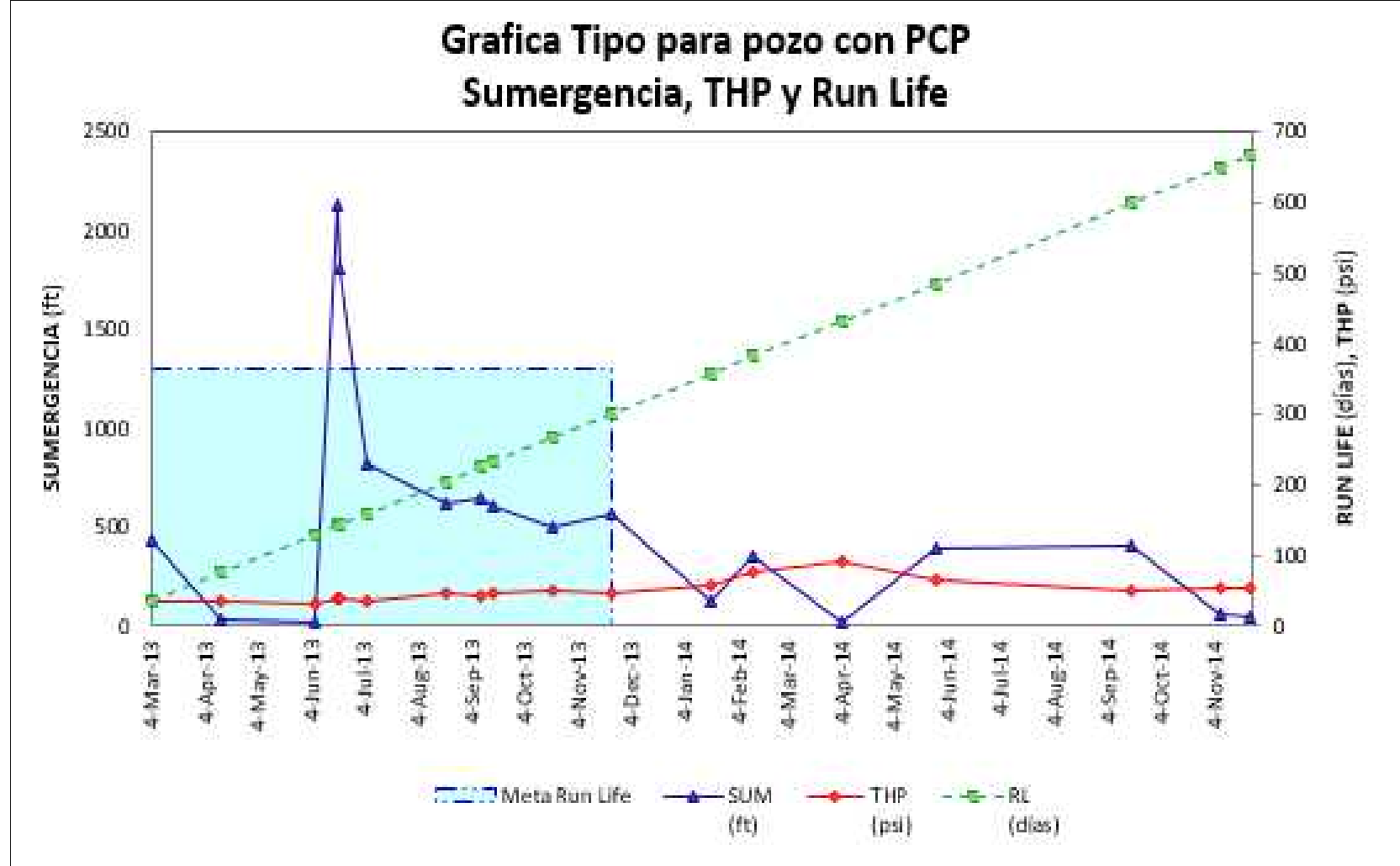
Esta información permitirá construir una gráfica de comportamiento del pozo, para realizar el seguimiento apropiado del pozo, a continuación las gráficas 1 y 2 tipos para el seguimiento de un pozo con sistema PCP:

Gráfica 5. Variables de monitoreo para pozos con PCP



Fuente: Autor.

Gráfica 6. Variables de monitoreo para pozos con PCP.



Fuente: Autor.

Para los pozos de bombeo mecánico se deben registrar las siguientes variables:

- ) THP.
- ) CHP.
- ) Sumergencia (ft).
- ) Longitud de Carrera (in).
- ) SPM.
- ) Toma de dinagrama.
- ) Torque de Varilla.

Para el monitoreo de estas variables se emplea con el equipo de monitoreo de pozos Echometer, la compañía operadora del Campo cuenta con el equipo inalámbrico.

Para asegurar el registro de la línea base de cada pozo se plantea emplear el formato del Anexo C de seguimiento de variables de pozo que se registran de acuerdo al cronograma establecido de seguimiento de pozo propuesto en el formato del Anexo B de seguimiento de pozo.

Una vez se tenga la línea base por pozo se establecen los límites de operación de cada variable este registro permitirá identificar un cambio en el pozo que posiblemente traerá una falla y de esta manera se disminuirá el tiempo de identificación de la falla, realizando la integración de la información que se adquiere diariamente en el Campo, empleando el formato que se encuentra en el Anexo D.

La utilización de datos de Campos petroleros en forma oportuna posee diversos beneficios económicos. Las evaluaciones recientes del valor de la tecnología en tiempo real mencionan la obtención de numerosas mejoras cuando las compañías de petróleo y gas aplican rápidos procedimientos de toma de decisiones a los Campos nuevos y maduros en todos los entornos de costos. Estas mejoras adoptan

la forma de minimización de pérdidas y maximización de oportunidades de incremento de la recuperación.

La integración de la información registrada en el Campo de cada uno de los pozos permitirá establecer una visión general del Campo y del yacimiento, donde se podrá identificar el punto de pérdida de producción de acuerdo a las características y se establece una solución, una vez se implementa el monitoreo de seguimiento de la producción del Campo estudio, se realiza una matriz que se muestra en la tabla 10 en la que permitirá ayudar en la identificación de la solución al problema de los pozos y variables que pueden estar mostrando problemas en el yacimiento.

### **3.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.**

Una vez se identifica que no se están realizando las pruebas de producción necesarias para cada pozo se debe establecer un programa de pruebas de producción del mes que garantice la prueba de todos los pozos del Campo, con el propósito de dar cumplimiento a lo establecido en la resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, y para actualizar el potencial de producción de cada pozo.

Para iniciar a elaborar el cronograma, se debe identificar los pozos que no se prueban durante un periodo mayor a 6 meses y darle prioridad en el plan de pruebas de producción, se propone emplear el formato elaborado y se puede observar en el Anexo E, este permitirá al ingeniero de producción tener el seguimiento de las pruebas y establecer esta actividad como parte del proceso de producción

**Tabla 8.** Matriz de identificación de falla.

Punto de Pérdida	Causa	Características					Solución
		Sumergencia de bomba	THP	CHP	Torque de Varillas	Manométrica	
Yacimiento	Abatimiento del yacimiento.	Baja	NC	NC	NC	NC	EOR / IOR
	Flujo multifásico desfavorable.	NC	NC	NC	NC	Buena	- Manejo de condiciones operativas del ALS. - Intervenciones mayores (geles, RPMs, aislamientos, etc).
Cerca a la cara de la formación	Pérdida de conectividad entre el pozo y el yacimiento.	Baja	NC	NC	NC	NC	Intervenciones mayores (workovers): fracturamientos, estimulaciones, cañoneos, etc.
Sistema de levantamiento	Bomba ineficiente.	Alta	Baja	Alta / Normal	NC	Mala	Reacondicionamiento: cambio de bomba.
	Falla en el ALS (rotor/varilla partida, tubería rota, etc).	Alta	Iguales		Bajo	Mala	Reacondicionamiento: reparación ALS.
	Taponamiento por precipitados orgánicos.	Irregular / Oscilante	Baja	Alta / Normal	Alto	NC	Reacondicionamiento: corte de parafinas.
Cabezal	Recirculación por fuga en las válvulas cheque.	Irregular / Oscilante	Normal	Normal	Normal	Buena	Reparación/cambio de válvulas en superficie.

Fuente Autor.

#### 4. CONCLUSIONES

- ) El monitoreo de datos de las variables de operación de los pozos en Campos petroleros de forma oportuna posee diversos beneficios económicos. El valor de implementar tecnología que me permita la obtención de datos en tiempo real menciona la obtención de numerosas mejoras cuando las compañías de petróleo y gas aplican rápidos procedimientos de toma de decisiones, estas mejoras adoptan la forma de minimización de pérdidas y maximización de oportunidades de incremento de la recuperación, que permitirá un conocimiento apropiado del Campo y del yacimiento.
  
- ) Implementar la valoración del riesgo de falla de los pozos, permitirá identificar los pozos críticos del Campo y de esta manera identificar el punto de pérdida y establecer una solución que minimizara la ocurrencia de falla.
  
- ) Establecer un registro de monitoreo constante de las variables de operación de los pozos, que permita el seguimiento apropiado de estos, ayudara a identificar de forma oportuna una falla de pozo.
  
- ) Identificar las actividades que están causando la producción diferida, permitirá establecer programas de mejora y actividades para disminuir el riesgo.
  
- ) La toma de decisiones oportunas y exitosas con la ayuda de la integración de datos del monitoreo de pozos permitirá que se dé una mejora continua en el monitoreo del Campo.
  
- ) Implementar la automatización en los pozos, poco a poco en el Campo disminuirá considerablemente las pérdidas de producción, opción que se puede ir implementando en los pozos que presenten mayor frecuencia de falla, distancia en el Campo y potencial de producción, esto permitirá tener un control continuo y eficaz en la producción.

- J La implementación del modelo de análisis permitió identificar los aspectos importantes a la hora de realizar los métodos para la eliminación de las fallas.
  
- J Realizar las pruebas de producción de los pozos es de vital importancia para el control de la producción en el Campo, identificar el potencial de producción de un pozo es necesario para el seguimiento del pozo, tanto como para posible optimización o implementar trabajos de incremental de producción de acuerdo al pronóstico de producción que se establece para el pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

ARDILA, Carlos, y Christian LOPEZ. *Propuesta de un modelo de análisis para la reducción de pérdidas asociadas al mantenimiento de la línea piloto de la compañía nacional de chocolates fábrica Bogotá*. Trabajo de grado Especialista en gerencia de mantenimiento, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería mecánicas, 2014.

CABARCAS, M. *Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal*. bogotá: UIS, 2013.

ECONOMIDES, C, M ECONOMIDES, y A HILL. *Petroleum production systems*. New Jersey: Prentice Hall PTR, 1994.

HERNANDEZ, José, y Angie LOZANO. *Evaluación técnica de los pozos automatizados y monitoreados de área Lisama de la superintendencia de operación de mares*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014.

MANTILLA, Carlos. <http://documents.tips/documents/echomete-nivel-de-fluido.html>. Bucaramanga, 15 de mayo de 2016.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. «Resolución número 18 1495.» Bogota, 22 de septiembre de 2009.

PARIS DE FERRER, M. *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. venezuela: Ediciones Astro Data S.A., 2009.

SANTAFE, E. *Metodología básica en simulación numérica de yacimientos para reactivación de Campos Maduros*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2010.

SANTOS, N. *Fundamentos en ingeniería de yacimientos*. Bogota: UIS , 2013.Universidad Industrial de Santander (UIS). *Curso de optimización integral de sistemas de producción con análisis nodal*. Primera Edición. Bogota: UIS , 2013.

## **ANEXOS**

## Anexo A. Levantamiento Campo Estudio

